

ЭБГ

Инфографика

Как изменится
структура выработки

14

Михаил ХАРДИКОВ –

о достижении углеродной
нейтральности

19

Регионы

Северный Кавказ

28

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Надо меняться

Климатическая повестка и ошибки прошлого подталкивают корректировку рынка мощности. Спектр обсуждаемых изменений небывало широк: начиная с привычного спора об объёме резервов и заканчивая новыми темами участия в КОМ зелёной генерации и учёта углеродного следа.

стр. 8



ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ

СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!

1000
энергичных
человек
ежедневно

Годовой
абонемент
на поиск
лучших

Удержание
в топе
результатов
поиска

Брендинг
страниц

Портрет
компаний
и её
вакансий

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

ПОДРОБНОСТИ:

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

Уважаемые читатели!

Б

езусловно, важнейшим сюжетом этого года в энергетическом секторе стала тема трансформации мировой энергетики в рамках глобального зелёного поворота, основной целью которого является борьба с глобальным потеплением. Пик дискуссии в России пришёлся на осень: накануне ноябрьского климатического саммита в Глазго вопрос обсуждался сначала на «Российской энергетической неделе» в Москве, а затем и на конференции «Совета рынка» в Сочи, которые в этом году удалось провести в очном формате накануне очередного обострения эпидемиологической ситуации.

В частности, Минэнерго представило свой прогноз энергобаланса в России в 2035 и 2050 году, ориентированный на снижение углеродного следа отечественной генерации. Профильное министерство рассчитывает на рост долей АЭС и ВИЭ, но не планирует полного отказа от угля, доля которого к середине века должна снизиться кратно – до 4,5%. Подробный расклад по типам генерации и оценка реалистичности (амбициозности) планов Минэнерго – в наших традиционных рубриках **«Инфографика»** и **«Эксперт-клуб»**.

Летом Минэнерго подошло к мысли о необходимости корректировки одного из основных механизмов отечественного энергорынка – конкурентного отбора мощности. Первоначально речь шла лишь о дополнении привычного отбора на шесть лет вперёд более коротким конкурсом для улучшения прогнозирования и расторжки финального прироста потребления за год-два до даты поставки мощности. Однако под влиянием глобальной повестки, а также результатов первого отбора зелёной генерации по новым правилам в рамках программы ДПМ ВИЭ 2.0 радикальность предложений сильно повысилась. В конце октября кабмин утвердил решение о сокращении КОМ до четырёх лет, а модернизационного отбора до пяти лет. Но в ближайший год регуляторам нужно обсудить множество предложений: от привычных уже инициатив сократить объёмы резервирования и принципов модернизации ТЭС до схем участия ВИЭ в КОМ и трансформации энергорынка в сторону одноставочной модели. Ключевые позиции игроков рынка, экспертов и регуляторов – в **«Теме номера»**.

О пути к углеродной нейтральности самого «двуликого» участника энергорынка – энергометаллургического холдинга En+, который одновременно является и одним из крупнейших потребителей, и поставщиком ОРЭМ, поговорили в **интервью** с главой энергодивизиона компании Михаилом ХАРДИКОВЫМ.

Новинка номера – рубрика **«Регионы»**. В нынешнем и семи следующих номерах мы расскажем об энергетических особенностях каждого из восьми федеральных округов. В этом номере – одна из самых красивых (и самых проблемных с точки зрения неплатежей) частей страны – Северный Кавказ.

Плюс, как всегда, актуальные новости российской и мировой энергетики и много другой полезной и интересной информации.

Здоровья вам и вашим близким! Берегите себя и не забывайте о ревакцинации.

С уважением,
редакция журнала «Энергия без границ»

→

01



←
07

04 главные события
в России

06 главные события
в мире

08 тема номера

Надо меняться

Российский энергосектор, не прожив и трёх лет после внесения последних значительных поправок в конкурентный отбор мощности, снова обсуждает его корректировку, заодно говорит об изменении других механизмов рынка.

↓
08



14 инфографика

Прогнозы Минэнерго России и Международного энергетического агентства об изменении структуры выработки электроэнергии

16 эксперт-клуб

Вопрос расчётов

После прогнозов Минэнерго о будущем энергобалансе попросили экспертов и игроков отрасли поделиться своими оценками.

19 ↓



19 интервью

Михаил ХАРДИКОВ:
«Опасения о высоком уровне выбросов на ГЭС опровергнуты на практике»

О дальнейшей судьбе угольной генерации, модернизации гидростанций и проектах поглощения CO₂ беседуем с главой энергетического бизнеса и финансовым директором En+ Михаилом ХАРДИКОВЫМ.

24 тенденции

Майнинг как новый симптом перекрёстки

Окончательный запрет майнинга и оборота криптовалют, оформленный Китаем этим летом, повлиял на курс биткоина и других цифровых денег слабо и кратковременно, чего не скажешь об энергетике стран с дешёвой электроэнергией: не рискуя обманывать китайские власти, майнеры вывозят оборудование в другие регионы. В России это обострило старую проблему перекрёстного субсидирования.



←
24



←
28



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
№ 5 (70) НОЯБРЬ 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@interra.ru

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

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

коммуникационная группа
MEDIA LINE

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

Фото: ассоциация «НП Совет рынка»,
фотобанк «Лори», пресс-служба
компаний Группы «Интер РАО», En+
Group, Shutterstock

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

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

Цена свободная

12+

→

03

28 **регионы**

Говорим
о Северном Кавказе

30 **технологии**

Деривационная
малая
ГЭС Башенная

32 **НВ**

Сохранить энергию

*Рассказываем, что было
и что будет в сфере аккумуляции
электроэнергии.*



↑
32

34 **календарь дней
рождения
ключевых лиц
ТЭК России
в ноябре – декабре**

36 **фото номера**

«Интер РАО»
с августа 2021 года
начало
поставки
электроэнергии
в Турцию
и Армению
транзитом
через Грузию



↑
36

В РОССИИ

> 3%

может составить рост энергопотребления в отопительном сезоне 2021–2022 годов, прогнозирует Минэнерго РФ

Нынешняя осень стала периодом ценовых рекордов для газа и угля на мировых энергорынках.

Цены поддерживает буквально всё – восстановление экономики после пандемии; последняя холодная зима, жаркое лето и обещание новых холодов; маловетренная погода в Европе, сократившая выработку ВЭС; авария на энергомоу между Великобританией и Францией; засуха в Бразилии; внутрискановая энергетическая политика Китая и его разногласия с Австралией. В итоге газ в Европе пробивал отметку в \$1900 за тысячу кубометров, хоть и откатился стремительно назад, а энергетический уголь установил рекорд стоимости как минимум за 20 лет, торговались более \$300 за тонну.

Вслед за ценами на топливо в Европе стала стремительно расти и стоимость электроэнергии, что привело даже к приостановке работ некоторых промпредприятий.

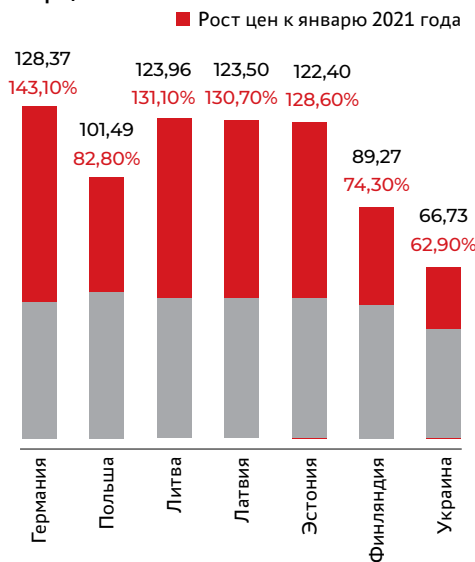
Российский энергорынок на этом фоне продолжил оставаться низковолатильным. Как сообщил гендиректор «Интер РАО» Борис КОВАЛЬЧУК 6 октября на совещании по вопросам развития энергетики под руководством Президента РФ Владимира ПУТИНА, цены на электроэнергию в Европе практически в десять раз превышают российские, а, несмотря на заявления об

энергосекторе, например, в Германии доля угольной генерации в выработке вдвое больше, чем в России.

«Общий рост цен в Европе на сегодняшнюю дату (с начала года. – Прим. ред.) на электроэнергию составил практически 1000%; в России 4%, там – 1000.»

Общая цена электроэнергии в переводе на евро составляет порядка 20 евро за МВт•ч в России», – отметил глава «Интер РАО».

Цены на энергорынках в сентябре, евро/МВт•ч



Вячеслав Викторов / Росингресс

Помимо цен одной из главных дискуссионных тем отрасли по-прежнему оставалась климатическая повестка.

В середине октября в выступлении на пленарной сессии «Российской энергетической недели» Владимир ПУТИН заявил, что Россия будет добиваться достижения углеродной нейтральности не позднее 2060 года.

Глава Минэнерго Николай ШУЛЬГИНОВ отметил, что достижение углеродной нейтральности до 2060 года потребует внесения изменений в Энергостратегию до 2035 года в части энергобаланса (подробный прогноз министерства смотрите в инфографике на с. 14–15). По словам министра, период до 2035 года в большей степени касается работы существующей генерации, до 2060 года – энергетики будущего.

«Остаётся задача модернизации тепловой энергетики, которая сегодня уже выполняется по программе, эта программа рассчитана до 2031 года, мы намереваемся её продлевать и далее», – заявил г-н ШУЛЬГИНОВ.

~ 3,4 ГВт

новых генерирующих мощностей будет введено в эксплуатацию в этом году, сообщил Николай ШУЛЬГИНОВ



0,5%

составила доля ВИЭ в выработке электроэнергии в Единой энергосистеме России за девять месяцев 2021 года

По оценкам Минэнерго, как минимум

5 ГВт гидроаккумулирующих электростанций потребуются в России в 2035–2050 годах

PwC вскоре представила очередной «Индекс экономики с нулевыми выбросами» (PwC Net Zero Economy Index 2021) – он разработан для отслеживания процесса декарбонизации промышленности и уровня мирового потребления энергии.

Интересно, что, согласно исследованию, Россия сократила эмиссию парниковых газов в 2019–2020 годах на 4% – выше среднемировых значений и чуть ниже уровня стран G7 (снижение на 5,7%). При этом в 2000–2020 годах РФ сокращала эмиссию CO₂ быстрее многих – в среднем на 2,7% в год (большие темпы были только у Китая, США и Великобритании) против 1,5% среднемировых.



▲ Солнечные панели

Российские власти всё никак не могут принять окончательное решение о механизме зелёных сертификатов. Между тем рынок, по сути, сам формирует и начинает регулировать этот сектор. Число заключённых свободных двусторонних договоров (СДД) на поставки зелёной

энергии постоянно растёт. В сентябре – октябре «РусГидро» впервые провело конкурентный запрос предложений на покупку сертификатов I-REC и заключение соответствующих СДД. Проведение конкурса в компании объяснили регулярными обращениями от потребителей. По его итогам «РусГидро» продаёт 5,5 млрд кВт•ч экологичной электроэнергии и ведёт переговоры по продаже ещё 10 млрд кВт•ч.

В октябре также пополнилось число российских компаний, имеющих право продажи зелёных сертификатов I-REC. К ним присоединилась входящая в группу «Т Плюс» компания «ЕЭС-Гарант».



▲ Добыча угля

На этом фоне крупнейший в России производитель металлургических углей – группа «Сибантрацит» – заявила о переводе своей новосибирской «дочки» на 100%-ное потребление зелёной энергии.

Предприятие подписало трёхлетний договор с «Новосибирскэнергосбытом» о приобретении энергии, которая вырабатывается ветроэлектростанциями «НоваВинда» в Ставропольском крае и Адыгее.

В прошлом месяце также заговорили о поддержке зелёной микрогенерации. Минэнерго рассматривает возможность её субсидирования, чтобы нарастить суммарную мощность до 1 ГВт к 2030 году.

назначения

Пятым замминистра энергетики РФ назначен

Пётр БОБЫЛЕВ



Пётр БОБЫЛЕВ, около года возглавлявший департамент конкуренции, энергоэффективности и экологии Минэкономразвития, распоряжением правительства от 30 сентября был назначен заместителем министра энергетики РФ вместо Анатолия ЯНОВСКОГО, ставшего помощником руководителя Администрации Президента. Г-н БОБЫЛЕВ будет курировать деятельность департамента внешнеэкономического сотрудничества и развития топливных рынков, департамента финансовых и имущественных отношений, пояснили в Минэнерго. Эти же департаменты курировал г-н ЯНОВСКИЙ.

Пётр БОБЫЛЕВ родился 21 июля 1980 года в Челябинской области. В 2002 году с отличием окончил теплоэнергетический факультет Уральского государственного технического университета – Уральского политехнического института (УГТУ-УПИ) по специальности «тепловые электрические станции» и инженерно-экономический факультет УГТУ-УПИ по специальности «экономика и управление на предприятии».

В 2002–2008 годах работал на Сургутской ГРЭС-2 (начал работать машинистом-обходчиком, дослужился до заместителя начальника производственно-технического отдела). В 2008–2010 годах – главный эксперт ЗАО «Комплексные энергетические системы». С 2010 года работал в Минэнерго России в должности начальника отдела, заместителя директора департамента оперативного контроля и управления в электроэнергетике, заместителя директора департамента развития электроэнергетики. В октябре 2020 года был назначен на должность директора департамента конкуренции, энергоэффективности и экологии Минэкономразвития.



05



1. Великобритания

Угольные ТЭС пока нужны Британии



Компания Drax – один из британских производителей электроэнергии – объявила о возможности продления сроков эксплуатации принадлежащих ей угольных электростанций, которые планировалось закрыть в следующем году.

По словам исполнительного директора Drax Уилла ГАРДИНЕРА, Великобритания, вероятно, столкнётся с «суровой зимой» с температурами наружного воздуха ниже среднегогодового уровня. В связи с этим последние остающиеся в работе угольные

энергоблоки, находящиеся в управлении компании, будут готовы участвовать в обеспечении балансовой надёжности британской энергосистемы.

Решение о продлении сроков эксплуатации угольной генерации обусловлено рекордным ростом цен на газ и электроэнергию в Великобритании из-за опасений, что Европа столкнётся с чрезвычайно ограниченными поставками природного газа в зимние месяцы, а Великобритания сильно зависит от европейских поставок газа – почти на 100% для теплоснабжения и более чем на 50% – для электроснабжения.



2. США

В США сделали выводы после энергоколлеса

Североамериканская корпорация по надёжности (NERC), ответственная за разработку и контроль соблюдения стандартов по обеспечению надёжности энергоснабжения, совместно с Федеральной комиссией по регулированию энергетики (FERC) США представила предварительные результаты расследования действий системных операторов MISO, SPP и техасского ERCOT в штатах Среднего Запада и Юга во время экстремальных холодов 14–19 февраля 2021 года.

Предварительные рекомендации NERC по результатам расследования в первую очередь заключаются в том, что необходимо пересмотреть действующие стандарты по обеспечению надёжности, включив в них обязательства собственников генерации по защите критически важных компонентов в холодную погоду, учёту экстремальных погодных условий при модернизации действующих и проектировании новых электростанций, ежегодному обучению персонала по планам подготовки к зимнему периоду, разработке планов действий в аварийных ситуациях и др.

Также регулятор считает, что должны быть разработаны меры компенсации затрат (через рыночные механизмы или через комиссии по вопросам коммунального обслуживания штатов) для защиты от экстремальных погодных условий.



3. Франция

Франция предлагает ЕС регулируемые тарифы для населения

Средний годовой счёт жителя Европейского союза (ЕС) за электричество из-за подорожания газа вырос на 400–500 евро, поэтому необходимо провести реформу европейского энергического рынка, заявил на заседании совета профильных министров еврозоны министр экономики и финансов Франции Брюно ЛЕ МЭР.



«Во-первых, нам необходимо улучшить регулирование рынка газа и управление запасами газа. Во-вторых, нужно обеспечить долгосрочные контракты и регулируемые тарифы на электричество для граждан ЕС, которые должны быть твёрдо увязаны со стоимостью производства электроэнергии», – сказал он (цитата по ТАСС).



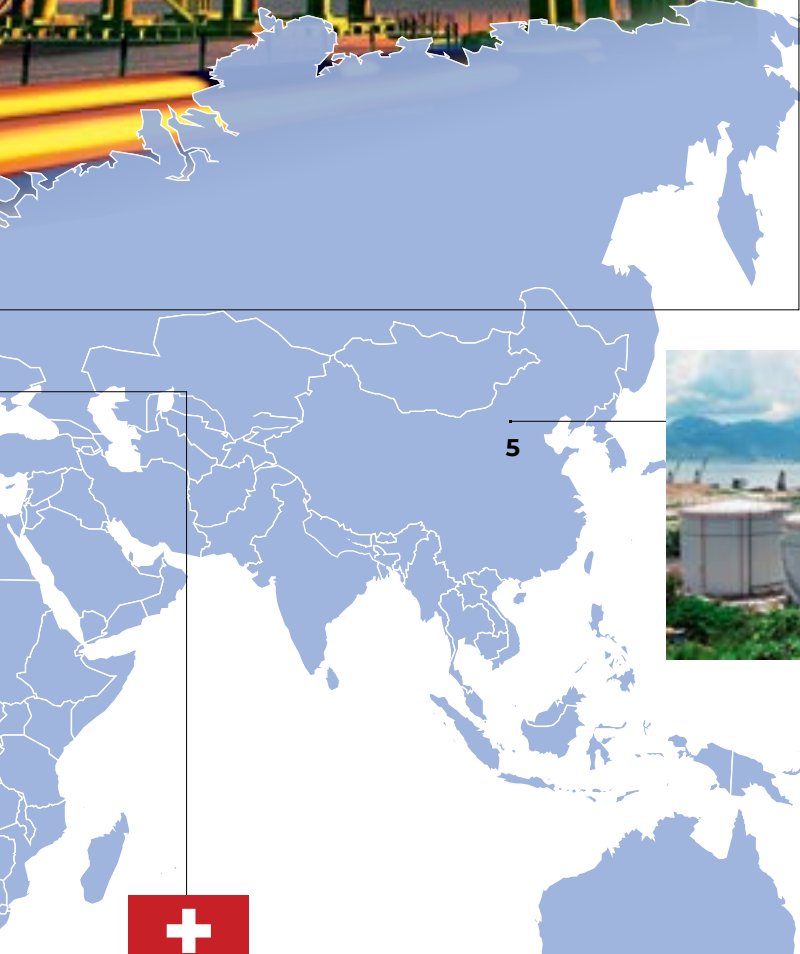
6. ЕС

Цены на газ подталкивают ЕС к атому

Представители правительств 10 стран Евросоюза написали в Le Figaro статью о важности развития ядерной энергетики. Авторами статьи стали министр экономики финансов и восстановления Франции Брюно ЛЕ МЭР, а также премьеры, министры экономики и министры энергетики Болгарии, Венгрии, Польши, Румынии, Словакии, Словении, Финляндии, Хорватии и Чехии.

«Повышение цен на энергию указывает, насколько важно нам как можно быстрее сократить нашу энергетическую зависимость от иностранных государств. Очевидно, что напряжённость с поставками энергоносителей будет становиться в дальнейшем всё более частым явлением», – говорится в статье.

Её авторы считают, что ядерная энергетика сможет защитить ЕС от волатильности цен на энергию и также она «играет важнейшую роль в защите климата».



5



5. Китай

Китаю надо больше газа

К 2030 году спрос на газ в Китае вырастет на 70%, до 550–580 млрд кубометров в год, при этом импорт составит 270–280 млрд кубометров, сообщил вице-президент исследовательского института государственной нефтегазовой компании CNPC Цзян СЮЭФЭН в ходе Конференции производителей и потребителей СПГ в Токио.

Доля газа в энергобалансе Китая, как ожидается, к 2050 году вырастет с текущих 9% до 14%, а доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – до 60%. Согласно слайдам спикера, потребление газа в Китае в 2020 году составило порядка 340 млрд кубометров. Газ в основном потреблялся промышленностью (39,5%), ЖКХ (30,6%), в газогенерации израсходовано 17,6%, в сфере газохимии и удобрений – 12,3%.



4. Швейцария

СЭС вписали в архитектуру



Швейцарская 3S Solar Plus сообщила об установке инновационной кровельной солнечной системы в штаб-квартире центра безопасности швейцарского Цюриха – Schutz & Rettung Zürich.

В рамках реализации пилотного проекта на кровле здания были установлены цветные солнечные панели, выполненные по технологии MegaSlate Flair, интегрированные в кровельное покрытие. Фотоэлектрическая система мощностью 76 кВт покрывает южную поверхность крыши здания и визуально практически не отличается от общегородского ландшафта, поскольку выполнена в цвете кирпича.



Надо меняться

текст: Юрий ЮДИН

Климатическая повестка и ошибки прошлого подталкивают к корректировке рынка мощности

Российский энергорынок, не прожив и трёх лет после внесения последних значительных поправок в механизм конкурентного отбора мощности (КОМ), снова обсуждает его корректировку. В июле Минэнерго предложило обсудить модель двухэтапного конкурса, потом зашла речь о сокращении горизонта планирования. Однако вскоре стало понятно, что одними сроками дело не ограничится – у всех сторон процесса (энергокомпаний, потребителей, регуляторов) есть свой взгляд на то, каким должен стать рынок мощности. В итоге правительство перенесло отборы, официально дав сектору около года на дискуссию. Спектр обсуждаемых корректировок небывало широк: начиная с привычного спора об объёме резервов и заканчивая новыми темами участия в КОМ зелёной генерации и учёта каким-либо образом углеродного следа.

С началом работы в России энергорынка КОМ проводился на год вперёд, первый отбор прошёл в 2010 году. В конце

2012 года планировался первый долгосрочный отбор – пятилетний, но в реальности обсуждения затянулись, и долгосрочный конкурс – уже четырёхлетний – был введён в 2015 году. При этом регуляторы поменяли механизм отбора, введя зависимость цены от спроса на мощность.

В 2019 году вместе с одобрением программы модернизации тепловых электростанций (ТЭС) кабмин одобрил увеличение сроков КОМ до шести лет и повысил его цены. Как пояснялось, это было сделано для того, чтобы увеличить горизонт планирования для генерирующих компаний, которые за счёт прогнозируемых доходов смогут увеличить инвестиции в обновление мощностей за рамками программы модернизации. По расчётам Минэнерго, эта мера позволяла обновить до 100 ГВт генерации.

В 2021 году очередные корректировки в механизм отбора мощности спровоцировала ситуация, начавшаяся в 2017 году. Тогда в ходе КОМ на 2021 год сложился высокий уровень спроса в Сибири, и цена

на мощность, которая росла на 0,1–2,4% в отборах на три предыдущих года, в этот раз увеличилась на 18,3%. Однако РУСАЛ, который обеспечил значительную часть прироста спроса, перенёс сроки реализации некоторых своих проектов, и в итоге фактический уровень потребления оказался меньше запланированного. При этом, согласно действующим правилам, цены пересмотру не подлежат.

Чтобы избежать подобных ситуаций и повысить точность отбора, Минэнерго в июле 2021 года выдвинуло идею двухэтапного КОМ, в котором долгосрочный отбор дополнялся бы краткосрочным – за год-два до года поставки. Предложение поддержали потребители, но генераторы выступили против, указав на слишком короткий срок планирования. Буквально через два месяца в министерстве заявили просто о сокращении времени отбора. В конце октября вышло постановление правительства, сократившее сроки КОМ до четырёх лет и сроки отбора проектов модернизации ТЭС (КОММод) – до пяти лет. Этим же постановлением премьер-





Каждые

8,5

рабочего часа принимается одно изменение в базовые документы, регулирующие работу рынков электроэнергии и мощности

министр Михаил МИШУСТИН поручил Минэнерго представить предложения по совершенствованию механизмов КОМ и КОММод в срок до 1 января 2023 года.

К разговору о существенных изменениях на энергорынке участников и регуляторов начала подталкивать климатическая повестка. После публикации летом Еврокомиссией параметров трансграничного углеродного регулирования дискуссия стала более предметной и оживлённой. Источник в одном из регуляторов говорит, что утверждённые новые сроки КОМ и КОММод понадобились затем, чтобы отложить пока отборы и разработать более глобальные корректировки. По его словам, прежде всего речь идёт об учёте в рынке мощности новых экологических требований, хотя нет ясности, как именно; второй момент – возможность участия в КОМ зелёной генерации, в том числе построенной по ДПМ ВИЭ. Однако источник «Энергии без границ» в правительстве отмечает, что обсуждаются более конкретные и менее масштабные вопросы. КОМ, действительно, решили сократить и решение утвердили, а донастройка коснётся прежде всего программы модернизации тепловой генерации. Два ключевых вопроса в этом свете – обновление ТЭЦ и проекты с использованием российских газовых турбин. По его словам, проекты ПГУ на российском оборудовании не планируется ограничить теми пятью, что были отобраны на 2027–2028 годы. Технология востребована, в том числе и как более экологичная, а созданное

в России производство газовых турбин надо будет загружать. В ходе «Российской энергетической недели» глава Минэнерго Николай ШУЛЬГИНОВ заявил, что программа модернизации ТЭС будет продолжена после 2031 года в части когенерации и парогазового цикла на прежних условиях (за счёт средств ОРЭМ). По его словам, это необходимо для повышения эффективности и снижения углеродного следа российской генерации.

Концептуально на рынке согласны с тем, что надо менять паросиловое оборудование на парогазовое, но дьявол, как всегда, в деталях. В данном случае – в сроках.

Как прокомментировал «Энергии без границ» первый заместитель генерального директора «Татэнерго» Айрат САБИРЗАНОВ, европейские требования по сокращению выбросов CO₂ уже сейчас следует учитывать при реализации программ в российской энергетике, в частности в рамках КОММод развивать проекты перехода на парогазовый цикл.

«Уже со следующего года надо отбирать в рамках КОММод только ПГУ. В России производят газовые турбины средней мощности, 60–70 МВт, они не локализованы на 100%, но в условиях конкурса можно прописать график локализации или снизить часть требований», – сказал г-н САБИРЗАНОВ.

С ним согласны ещё несколько собеседников в отрасли. Они поясняют, что угольная генерация неизбежно уйдёт как минимум из первой ценовой зоны и на Дальнем Востоке, вкладываться в обновление ПСУ уже нет смысла. Газовые





ТЭС тоже со временем будут уступать свои позиции, и если сейчас ПГУ является эффективной технологией, то за горизонтом 2031 года ситуация может измениться, поэтому нельзя откладывать такие проекты на несколько лет.

Отвечая на вопрос о достаточности финансовых ресурсов, топ-менеджер одного из крупных генераторов отметил, что средства, вероятно, найдутся, «в секторе все понимают, что разворот в сторону низкоуглеродной генерации неминуемо отразится на энергоценах». Председатель набсовета «Совета производителей энергии», член правления «Интер РАО» Александра ПАНИНА в конце октября на конференции «Совета рынка» в своей презентации отмечала, что «энергопереход должен финансироваться не через очередные надбавки ОРЭМ, а посредством двусторонних договоров и специализированных фондов и финансовых институтов». Потребители подчёркивают, что траты не должны идти впустую на проекты, не учитывающие новые экологические требования, поэтому необходим пересмотр текущих инвестиционных программ

в электроэнергетике, в том числе программы модернизации ТЭС.

В кулуарах «Российской энергетической недели» г-жа ПАНИНА поясняла журналистам, что в рамках корректировки программы модернизации обсуждается введение дополнительных критериев в КОММод, например снижение выбросов CO₂ в результате реализации проектов.

В свете текущих обсуждений интересно, что утверждённая в начале ноября Низкоуглеродная стратегия РФ, предполагающая достижение углеродной нейтральности в стране к 2060 году, в целевом (он же интенсивный) сценарии не предусматривает отказа от угольной генерации. Согласно этому сценарию, будут развиваться ПГУ, атомные и гидроэлектростанции, ВИЭ, при этом «максимально используется потенциал снижения эмиссии парниковых газов в угольной энергетике, в том числе за счёт полного перехода на наилучшие доступные технологии, поддержки инновационных и климатически эффективных технологий сжигания угля, повсеместного замещения низкоэффективных котельных объектами

К 2023 году Минэнерго по поручению правительства должно представить предложения по совершенствованию механизмов КОМ и КОММод



Айрат САБИРЗАНОВ,
первый заместитель генерального
директора «Татэнерго»:

v
«Уже со следующего года надо отбирать в рамках КОММод только ПГУ. В России производят газовые турбины средней мощности, 60–70 МВт, они не локализованы на 100%, но в условиях конкурса можно прописать график локализации или снизить часть требований»



когенерации, широкого стимулирования развития и применения технологий улавливания, использования и захоронения парниковых газов».

Собеседники издания в двух энергокомпаниях сокрушаются, что сохранение угольной генерации может уже в этом десятилетии негативно сказаться на российских экспортёрах. Однако оба соглашаются с тем, что в части регионов, прежде всего в сибирских, где сейчас нет трубопроводного газа, быстро решить вопрос замены угольных электростанций не получится.

К ак будто бы логичный вопрос масштабного наращивания ВИЭ-генерации в российском энергосекторе фактически не обсуждается. Профильные зелёные ассоциации, конечно, говорят об этом, но дальше дело не идёт. Во многом это обусловлено ожиданием решения европейских регуляторов о включении либо невключении АЭС и больших ГЭС в зелёную таксономию. ЕС должен определиться в конце года, и, если решение будет положительным, оно значительно поддержит Россию, в энергосистеме которой доля АЭС и ГЭС в общем балансе мощности составляет 32,6% (по данным «Системного оператора» на сентябрь 2021 года). Доля ветровых и солнечных электростанций при этом составляет 1,34%. К 2035 году в результате реализации обеих программ ДПМ ВИЭ доля ВЭС, СЭС и малых ГЭС может вырасти примерно до 5%.

Но на этом фоне в кулуарах РЭН-2021 участники форума говорили о том, что драйвером развития ВИЭ в России могут стать потребители электроэнергии, причём не только крупные и средние, но и те, кто может установить объекты микрогенерации. Многие промпотребители просчитывают для себя проекты строительства зелёной генерации, ведут соответствующие консультации, хотя до реализации мало кто доходит. Собеседник в российской компании – производителе ВИЭ-оборудования пояснил, что пока собственная зелёная генерация предприятиям кажется дорогой и за рамками спецпрограммы поддержки сектор развивается слабо. Источник в крупной металлургической компании отметил, что сейчас такие проекты сложно окупаемы и нуждаются в поддержке в виде льготных кредитов или субсидирования процентной ставки. Это обосновано, так как в России немалая часть затрат при строительстве зелёных электростанций приходится на стоимость финансирования, схемы выдачи мощности,

соблюдение условий для получения разрешительной документации. Представители компаний – потребителей энергии также отмечают, что просчитывают для себя проекты с использованием импортного, а не российского оборудования – завезти солнечные панели или ветроустановки из того же Китая гораздо дешевле. В любом случае рынок далёк от мнения, что распределённая зелёная генерация достигнет значительных объёмов в энергосистеме в среднесрочной перспективе.

В сентябре началось обсуждение перспектив участия в конкурентном отборе мощности объектов ВИЭ. Инвестиционного ресурса ДПМ это, конечно, не принесёт, но с учётом постепенного снижения капзатрат на строительство зелёной генерации может быть востребовано в том числе потребителями. Противники этой идеи поясняют, что ВИЭ по сути не имеют мощности для участия в КОМ – они не могут, как другие виды генерации, увеличить или снизить нагрузку по команде «Системного оператора». Но этот вопрос можно решить, поменяв систему регулирования, говорит источник в ВИЭ-генераторе. По его словам, зелёные мощности должны быть в начале цепочки ВСВГО, и тогда они будут резервироваться другими типами генерации.

В связи с темой участия ВИЭ в КОМ также встаёт вопрос о переходе на одноставочную модель рынка электроэнергетики и мощности. К «одноставке» ведёт и предложение предоставления «Совета рынка» Максима БЫСТРОВА привязать уровень оплаты мощностей к показателю их загрузки (КИУМ), говорит источник в отрасли. «Мы хотим, чтобы рынок мощности был устроен таким образом, чтобы интенсивно работающее оборудование получало больше денег», – сообщил г-н БЫСТРОВ в сентябре на конференции «Совета производителей энергии». Детальной информации пока нет, новации, вероятно, можно будет внедрить при изменении механизма КОМ. Однако в кулуарах форумов и конференций собеседники в регуляторах очень аккуратно говорят об одноставочной модели – её можно будет рассмотреть вместе со всеми другими вариантами модернизации рынка, но в воплощение её в жизнь они сейчас не верят.

Ещё одна обсуждаемая тема, в масштабное развитие которой пока слабо верят на рынке, – это свободные двусторонние договоры (СДД) за пределами темы зелёных сертификатов и покупки энергии ВИЭ-генерации. Как отмечала





Александра ПАНИНА на конференции «Совета рынка», СДД в России сейчас не востребованы из-за отсутствия волатильности на энергорынке и действующих правил (сделки в обеспечение работы рынка делают СДД экономически нецелесообразными). Свободные договоры, конечно, могут решить несколько проблем, среди которых привлечение инвестиций и уровень загрузки станций, но риски с точки зрения властей гораздо выше. Сколько бы нареканий не вызывал ОРЭМ, всё же он хорошо выполняет задачу погашения волатильности цен, а во властных коридорах это считают важным. Да и если в прошлом году потребители ставили в упрек генераторам и регуляторам небывало низкие котировки на рынках электроэнергии зарубежных стран, то на фоне рекордных цен этого года в энергосекторе того же Евросоюза упреки исчезли.

Помимо перечисленных тем, так или иначе звучащих в отрасли в связи с климатической повесткой, разговор о корректировках в работе российского энергорынка обострил давнюю дискуссию

о планировании развития ЕЭС и об уровне резервирования. Точность прогнозирования в электроэнергетике легко измеряется в миллиардных инвестициях энергокомпаний и платежах потребителей. Иерархия долгосрочного планирования в отрасли простая: регионы формируют региональные схемы развития, а на уровне «Системного оператора» и Минэнерго РФ рассчитываются и утверждаются федеральные схемы и программы. Проблемой прежде всего является региональный уровень. Завышение объёмов энергетического строительства уже стало притчей во языцех, а построенные и невостребованные энергообъекты никого не удивляют. Между тем эти объекты оплачиваются через платежи потребителей электроэнергетики.

На РЭН-2021 глава Минэнерго Николай ШУЛЬГИНОВ представил очередное решение проблемы. Надо отметить, что за все годы обсуждения отрасль в целом договорилась, что планирование должно быть централизованным, но вот какая компания или какой регулятор станет таким центром – отдельный и, как оказалось, самый важный вопрос, потому что на нём всё и застопорилось.

Николай ШУЛЬГИНОВ предложил централизовать перспективное планирование в электроэнергетике на базе «Системного оператора»

Николай ШУЛЬГИНОВ, повторив, что перспективное планирование в электроэнергетике должно быть централизовано, отметил также, что зачастую необходимости в коммерческой деятельности проектных институтов в этой области нет: «Часть системы перспективного планирования работает на коммерциализацию этой деятельности. Ряд проектных институтов реализуют несогласованные разработки расчётных моделей, что приводит к дисбалансам и диспропорциям».

«Процесс перспективного планирования должен быть централизован на уровне одной из самых высокотехнологичных компаний, которая обладает расчётными моделями как для перспективного планирования, так и для текущей деятельности, – «Системного оператора», – заявил министр.

По его словам, в новой системе перспективного планирования важно принимать оптимальные решения – не избыточные и не упрощённые. «Я бы вступил в спор с теми, кто хотел бы ставить коммерцию во главе всей системы планирования», – подчеркнул г-н ШУЛЬГИНОВ.

Традиционно против назначения «Системного оператора» главным по планированию выступают в части регионов, а также в электросетевом госхолдинге «Россети» – при разных руководителях компания сама несколько раз пыталась взять в свои руки не только планирование, но и все функции «Системного оператора».

Так как споры идут давно, неясно, станет ли нынешний виток дискуссии окончательным. При этом отдельно

встал вопрос, который раньше обсуждался в контексте перспективного планирования в отрасли. Речь об ответственности потребителей.

При изменении механизма КОМ надо вводить такую ответственность, сообщил «Энергии без границ» г-н ШУЛЬГИНОВ: «Мы предлагаем вернуться к четырёхлетнему КОМ, потому что нужно повысить достоверность прогнозов. И нам нужно повысить ответственность потребителей. Мы уже столкнулись с тем, что потребитель заявил о строительстве завода, под него были выбраны станции. Сейчас завода нет и нагрузка легла на остальных потребителей. Когда потребитель обещает построить завод через шесть лет, это трудно оценить, у него только планы. Если мы говорим про четыре года, то уже есть возможность оценки: есть ли площадка, проект, какие работы ведутся».

В энергосекторе говорят, что само по себе сокращение срока КОМ с шестилетнего до четырёхлетнего не застрахует от ошибок (особенно с учётом того, что переязывки потребителей в Сибири на 2021 год случились во время четырёхлетнего отбора). Однако в сочетании с мерами по повышению точности прогнозирования решение будет более эффективным.

Надо сказать, что обсуждения вокруг новых условий работы энергорынка исходят из сохранения надёжности энергосистемы. Конечно, продолжается давний спор потребителей и техрегуляторов об уровне резервирования мощности в ЕЭС, и это отдельный, большой разговор, но об отказе от надёжности энергоснабжения речи не идёт.

На конференции «Совета рынка» в конце октября председатель правления ассоциации Юрий УДАЛЬЦОВ отметил, что обсуждаемые корректировки работы ОРЭМ звучат не первый год. По его словам, главный вопрос, который не был решён при запуске энергорынка, – работа рынка системных услуг.

«Мы не сделали нормальный рынок системных услуг и в этом смысле нормально не оцифровали, во что обходится краткосрочная и долгосрочная надёжность системы. Она сейчас спрятана и в надбавки, и в КОМ частично, а частично не имеет отношения к этому. Надо провести анализ, тогда по-другому все вопросы встанут... В идеале бы прийти к тому, что за долгосрочную надёжность надо платить вот столько, а дальше устроить конкурс между ВИЭ, КОММод, всем тем, что работает на системную надёжность», – считает г-н УДАЛЬЦОВ.

В контексте текущих обсуждений очень интересен ещё один аспект из выступления Александры ПАНИНОЙ на конференции «Совета рынка». В её презентации говорится, что «частые изменения правил рынка не способствуют привлечению долгосрочных инвестиций через двусторонние договоры», и приведена статистика по числу правок. Например, в 2015–2020 годах было внесено 78 изменений в Правила оптового рынка – в среднем принимается более одного изменения ежемесячно. С 2015 года принято около восьми концептуальных изменений ОРЭМ, включая изменения в КОМ, надбавку ДФО, ТБО, КОММод, КОМ НГО, программы АЭС 2.0 и ВИЭ 2.0, новый порядок вывода из эксплуатации. Как указано в презентации, каждые 8,5 рабочего часа принимается одно изменение в базовые документы, регулирующие работу рынков электроэнергии и мощности.

Частая корректировка нормативной базы наверняка сказывается не только на сегменте СДД. Хотя необходимость изменений сейчас понимает весь рынок, долгосрочные правила игры в дальнейшем будут не менее важны, так как снижение углеродных выбросов потребует новых инвестпроектов и длинных денег.



Генерация с оглядкой на климат

Климатическая повестка во всём мире приводит к корректировкам прогнозов потребления энергии. В октябре вышел ежегодный глобальный энергопрогноз Международного энергетического агентства (IEA). И также в октябре замминистра энергетики РФ Евгений ГРАБЧАК рассказал о том, какие изменения Минэнерго видит в структуре производства электроэнергии в стране.

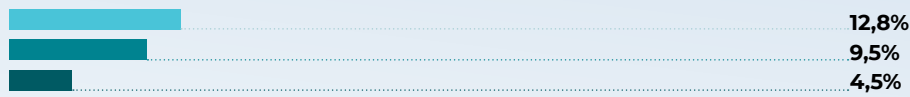
Прогноз структуры выработки электроэнергии в России (планируемые Минэнерго изменения в Энергостратегию)

■ 2020 год
■ 2035 год
■ 2050 год

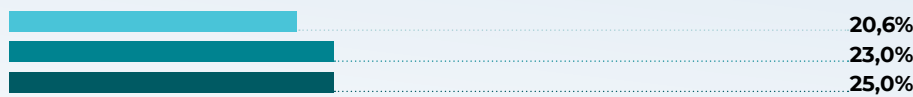
Газовые ТЭС



Угольные ТЭС



АЭС



ГЭС



ВИЭ



Прирост потребления электроэнергии в России, по оценкам Минэнерго, к 2035 году должен составить

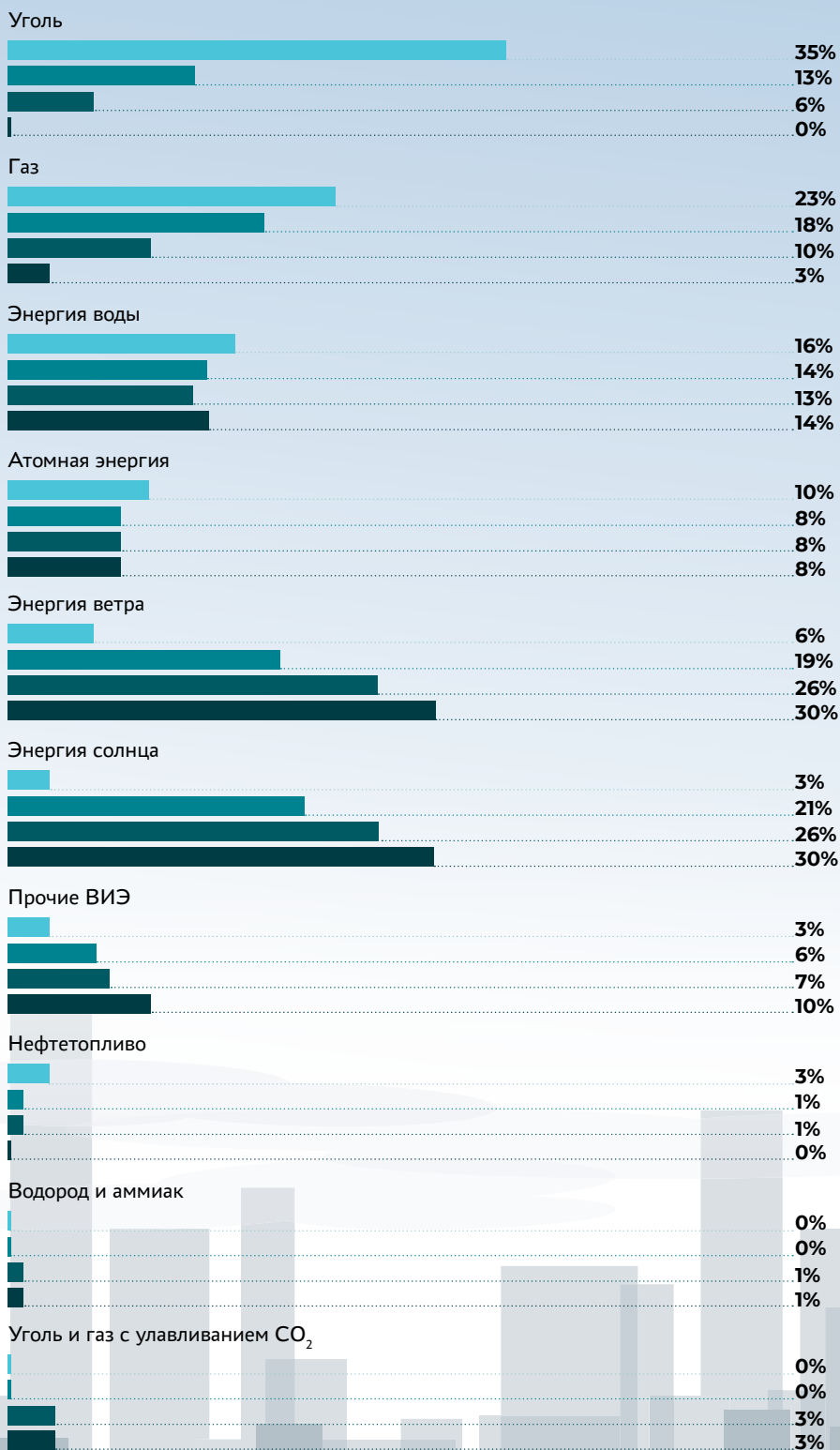
24%

от уровня 2020 года, к 2050 году –

43%



Прогнозные сценарии изменения структуры выработки электроэнергии в мире (World Energy Outlook – 2021, IEA)



- 2020 год (факт)
- 2050 год (STEPS)
- 2050 год (APS)
- 2050 год (SDS)

Сценарий заявленной политики (STEPS)

прогнозирует ситуацию с точки зрения текущей динамики, без учёта возможных мер поддержки энергоперехода.

Сценарий объявленных обязательств (APS)

учитывает все климатические обязательства, взятые правительствами разных стран мира. Разница между STEPS и APS – дельта, которую необходимо покрывать для достижения заявленных целей по декарбонизации.

Сценарий устойчивого развития (SDS)

описывает, как должна выглядеть мировая энергосистема для достижения целей Парижского соглашения (путь «значительно ниже +2 °C»): развитые страны достигают нулевого уровня выбросов к 2050 году, Китай – к 2060 году, все остальные страны – к 2070 году.



ВОПРОС РАСЧЁТОВ

После прогнозов Минэнерго о будущей структуре выработки электроэнергии (с. 14–15) мы попросили экспертов и игроков отрасли поделить свои оценки

Алексей ФАДДЕЕВ,
заместитель руководителя отдела специальных проектов департамента исследований ТЭК Института проблем естественных монополий

Алексей ЖИХАРЕВ,
директор Ассоциации развития возобновляемой энергетики

Василий КИСЕЛЁВ,
директор ассоциации «Сообщество потребителей энергии»

Дмитрий ВОЛОГЖАНИН,
директор ассоциации «Совет производителей электроэнергии и стратегических инвесторов электроэнергетики»



Алексей ФАДДЕЕВ

Прогнозные цифры (Минэнерго. – Прим. ред.) представляются довольно амбициозными. Например, предполагается, что электропотребление будет расти на 1,0–1,4% в год, тогда как реальный среднегодовой темп роста электропотребления в ЕЭС России за 2008–2019 годы составил 0,6%. Поэтому даже 1% роста электропотребления в год выглядит крайне оптимистично на фоне сдержанных прогнозов по росту российского ВВП в долгосрочной перспективе.

Указанное изменение структуры генерации при росте электропотребления представляется ещё более амбициозной задачей, наглядно проиллюстрировать которую можно, перейдя от указанных темпов роста электропотребления и целевой структуры генерации к необходимым объёмам выработки, а затем и к потребным генерирующим мощностям.

Даже если принять оптимистичные значения КИУМ (25% для ВИЭ, 45% для ГЭС, 60% для ТЭС и 85% для АЭС), то окажется, что мощности безуглеродной генерации потребуется нарастить просто колоссально. Так, за 2020–2050 годы потребуются ввести в строй примерно по 20 ГВт новых АЭС и ГЭС, а также более 80 ГВт ВИЭ. Иными словами, каждый год потребуются вводить более 4 ГВт дорогостоящей безуглеродной генерации. Для сравнения: в среднем за последнюю инвестиционную волну (2008–2020 годы) этот показатель составлял 1,2 ГВт в год (а также 2,9 ГВт в год более дешёвых ТЭС). И это без учёта необходимости замещения выводимых из эксплуатации устаревших мощностей! Что является весьма актуальной задачей, например, для атомной энергетики, где завершается срок службы ряда энергоблоков с реакторами РБМК.

Таким образом, реализация озвученных планов потребует существенного увеличения инвестиционной нагрузки на потребителей даже в сравнении с волной

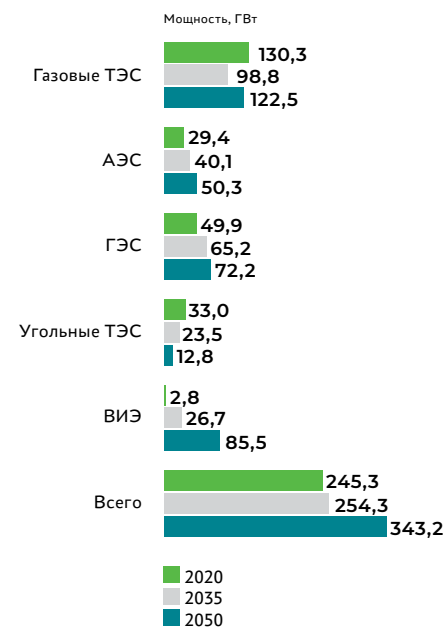
выводов 2010-х годов. Существуют и другие сложности – например, где разместить дополнительные 20 ГВт ГЭС и как обеспечить выдачу их мощности? Сколько электросетевых объектов потребуется ввести для интеграции 80 ГВт ВИЭ?

При этом даже такой сценарий развития отрасли не приведёт к обнулению выбросов CO₂.

Если допустить, что газовая генерация будет иметь УРУТ 200 г условного топлива/кВт•ч (при КПД свыше 60%, на уровне лучших ПГУ-ТЭС), а угольная – 300 г условного топлива/кВт•ч (при КПД свыше 40%, на уровне лучших ТЭС без учёта экзотических технологических параметров типа суперсверхкритических параметров пара), то совокупный объём выбросов в 2050 году составит около 260 млн т CO₂, что соответствует снижению выбросов на 29–35% от уровня 2019 года.

Таким образом, озвученные цели выглядят не до конца обоснованными, а их достижение представляет собой крайне амбициозную задачу, которая потребует значительных усилий от всех участников отрасли – генераторов, сетевых компаний, производителей оборудования, регуляторов. Оплатить эти амбициозные планы придётся потребителям, но готова ли к этому российская экономика?

Прогноз генерирующих мощностей в ЕЭС России



Примечание: данные за 2020 год – АО «СО ЕЭС», распределение мощностей между газовыми и угольными ТЭС осуществлено косвенным образом, по данным региональных СиПР и генерирующих компаний.



Алексей ЖИХАРЕВ

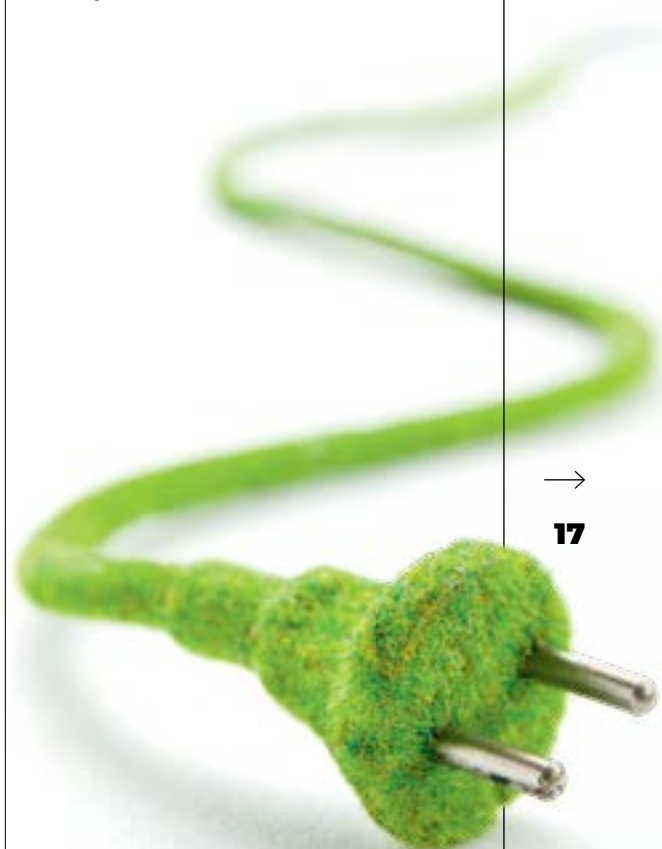
Цифры по структуре генерации, которые сейчас называются, смотрятся консервативными. Ситуация сильно изменилась даже не за 10 или 5 лет, а буквально за последние год-два. Потребители перестали быть инертными и теперь готовы очень быстро принимать решения, начинают диктовать свои правила игры. Можно сколько угодно спорить о том, что вреднее – угольная или ВИЭ-генерация, продолжать запугивать народ ужасающими новостными роликами про то, как ВИЭ виноваты, что европейский пенсионер замерзает и вынужден греться свечками в своём коттедже, но сейчас уже абсолютно очевидно, что процесс декарбонизации вышел совершенно на новый уровень. Большинство корпораций независимо от вида деятельности готовы добровольно повышать уровень амбиций своих ESG-целей и, опасаясь обвинений в «гринвошинге», реализуют максимально конкретные и прозрачные зелёные проекты. Спрос на зелёную энергию будет расти стремительно, а постоянно дешевеющие технологии энергоперехода будут всё дальше в прошлое отталкивать традиционную генерацию. Учитывая всё происходящее, очередной переезд «заколдованных» целевых 4,5% зелёной генерации в доле потребления теперь с 2024 года на 2035-й смотрится, мягко говоря, не амбициозно. Даже в действующих Основных направлениях госполитики в сфере энергоэффективности электротехники, утверждённых

в 2021 году, уже отмечена более высокая цифра – 6%. Хотя, на первый взгляд китайского или европейского энергетика, в чьих энергосистемах вводится от 50 до 100 ГВт объектов ВИЭ-генерации ежегодно, спор вокруг 1,5 п. п. может показаться совсем смешным. Конечно, взяв определённый ориентир по уже отобранным проектам в рамках программ поддержки, можно выйти на условные показатели, которые действительно будут в районе 4%, но эти цифры ещё вчера были неактуальны. Прошла та эпоха, когда технологии ВИЭ были дороже, не стоит забывать, что потребитель стал выбирать зелёную энергию не только под давлением принципов устойчивого развития, но и по абсолютно экономическим соображениям – сейчас она уже дешевле. На сегодня в России в проработке разных бизнес-структур уже находится более 1,5 ГВт проектов зелёной генерации, ориентированных на собственное потребление, и это только начало. Не стоит забывать, что государственные целевые показатели важны для потенциальных инвесторов, которые, перед тем как зайти в ту или иную юрисдикцию с капиталоемким и долгосрочным проектом, всё чаще хотят убедиться в том, что им будет обеспечен доступ к зелёной электроэнергии. Построить свою генерацию получается не всегда.

Введение на национальном уровне углеродного сбора станет сильнейшим дополнительным драйвером для ухода от неэффективных традиционных мощностей. Уже отобранные проекты КОММод, которые, к слову, в большинстве своём не обеспечивают повышения топливной, а значит, и климатической эффективности, будут находиться в системе как минимум следующие 20 лет, дальнейшая консервация баланса может быть опасна. Если спрос на электроэнергию так будет расти больше, чем на 0,5% процента ежегодно, то средняя углеродоёмкость российской электроэнергетики вырастет к 2030 году примерно на 5% – так себе выходит декарбонизация в рамках поставленных масштабных целей достичь углеродной нейтральности к 2060 году. Идея продлить программу модернизации ТЭС сможет принести плоды, только если будет допускать исключительно комплексные проекты с переходом на парогазовый цикл.

Систему планирования развития энергосистемы пора преобразовывать, важное место среди прочих факторов должен занять углеродный след электроэнергии.

В России в проработке разных бизнес-структур уже находится более 1,5 ГВт проектов зелёной генерации, ориентированных на собственное потребление



17

Полная цифровизация процесса позволит в режиме реального времени проводить сценарный анализ и учитывать актуальные тренды, время многостраничных талмудов в статике прошло. Такой подход позволит в том числе подтвердить необходимость ГАЭС и сравнить их с другими актуальными технологиями накопления и обеспечения надёжности. В частности, отдельного акцента заслуживает сетевой комплекс, который до сих пор успешно справлялся с ролью батарейки, но в сценарии роста объёмов ВИЭ-генерации может потребовать апгрейда.



Василий КИСЕЛЁВ

Наряду со стоимостным и технологическим факторами, влияющими на развитие энергосистемы, всё большее значение приобретает воздействие отрасли на окружающую среду. Поэтому акцент, который делает Минэнерго на развитии низкоуглеродной генерации, выглядит вполне оправданным.

Вместе с тем необходимо оценить, насколько эти планы соответствуют общенациональной цели достижения углеродной нейтральности к 2060 году. Дело в том, что, например, пересматривать текущие проекты и расходы по модернизации генерации, исходя из этой цели, не планируется. Около 40 ГВт тепловой генерации модернизируется сейчас без оглядки на необходимость снижения углеродного следа. Подавляющий объём этой мощности – топливные генерирующие объекты паросилового цикла с наиболее весомым углеродным следом среди существующих типов генерации. Срок продления эксплуатации таких объектов в результате проводимой сейчас модернизации – по меньшей мере 20–30 лет. Следовательно, вместо реального обновления и снижения углеродного следа на протяжении ближайших десятилетий страна будет вкладываться в самую грязную генерацию. А для её замены придётся потратиться дополнительно – на заявленное Минэнерго продление модернизации ТЭС после 2031 года с акцентом на парогазовом цикле и когенерации. Разве это эффективное решение?

На наш взгляд, целесообразно уже сейчас отбирать проекты модернизации тепловой генерации, исходя из объёмов снижения углеродного следа. Это позволит исключить двойные траты.

Заявленный Минэнерго рост электропотребления на среднегодовом уровне 1,0–1,5% представляется завышенным. Значимых факторов роста

электропотребления выше текущего среднегодового уровня в размере 0,5–0,8% нет. Более того, указанные прогнозные показатели электропотребления слабо согласуются с планируемыми структурными изменениями в экономике, а также целевыми ориентирами по снижению её энергоёмкости и повышению энергоэффективности.

В отношении предложения о строительстве 5 ГВт гидроаккумулирующих электростанций целесообразно соотнести выгоды и затраты. Представляется, что балансирование энергосистемы можно осуществлять иным, более экономичным способом, в том числе за счёт повышения манёвренности, а именно – увеличения регулировочного диапазона, заложенного в новые типы атомных энергоблоков на Курской АЭС-2.



Целесообразно уже сейчас отбирать проекты модернизации тепловой генерации, исходя из объёмов снижения углеродного следа. Это позволит исключить двойные траты



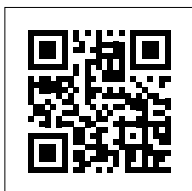
Дмитрий ВОЛОЖАНИН

За последние 10 лет в России было построено около 50 ГВт новых электростанций: АЭС, ГЭС, ВИЭ и ТЭС. Политика энергоэффективности ЕС предполагает в том числе повышение эффективности использования углеводородных источников энергии за счёт высокоэффективных когенерационных установок.

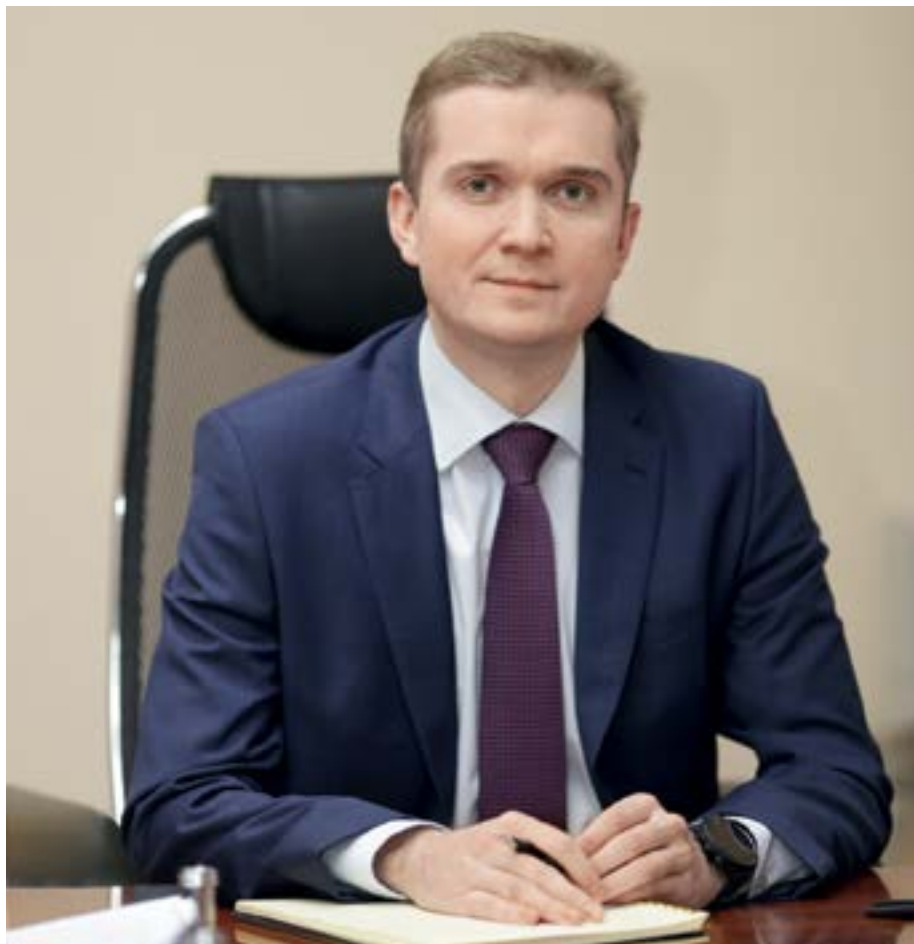
Действующая в настоящее время Европейская система энергетических сертификатов допускает возможность обращения сертификатов происхождения для когенерационных установок (Cogeneration Guarantees of Origin – Директива ЕС 2012/27/EU).

По мнению ассоциации «Совет производителей энергии», анонсированные Минэнерго России планы по продлению программы модернизации ТЭС после 2031 года вполне вписываются в обсуждаемую в настоящее время климатическую повестку в части развития когенерации, а также внедрения высокоэффективных парогазовых технологий, которые будут вносить свой вклад в формирование низкоуглеродной отечественной генерации.

Михаил ХАРДИКОВ: «Опасения о высоком уровне выбросов на ГЭС опровергнуты на практике»



Интервью на сайте
Peretok.ru



Энергометаллургическая En+ Group в этом году объявила о планах стать углеродно нейтральной к середине века. В сентябре Группа представила подробный план достижения заявленной цели. О дальнейшей судьбе угольной генерации, модернизации гидростанций и проектах поглощения CO₂ в интервью «Энергии без границ» рассказал глава энергетического бизнеса и финансовый директор En+ Михаил ХАРДИКОВ.

– За счёт чего компания намерена сокращать эмиссию парниковых газов?

– Программа включает три основные составляющие. Это модернизация действующих активов, строительство новых, экологически правильных (углеродно нейтральных) мощностей и компенсационные мероприятия там, где полностью избежать выбросов невозможно.

– Каковы основные пункты плана обновления действующей гидрогенерации, подконтрольной En+ Group,

для повышения низкоуглеродной выработки?

– С точки зрения модернизации существующих активов En+ Group ситуация понятна. Если мы говорим про существующие ГЭС, то это продолжение программы «Новая энергия». К 2022 году за счёт обновления оборудования на наших гидростанциях мы рассчитываем дополнительно произвести 2 млрд кВт•ч, используя аналогичный объём воды. На следующий период – до 2030 года – мы сейчас ведём расчёты. Внутренняя механика программы

«Новая энергия» не так проста, как кажется на первый взгляд. Речь не идёт, например, просто о замене турбины и получении за счёт большей мощности дополнительной выработки.

У нас есть две причины для замены оборудования: по наработке и по сроку службы. Второе – это экономика. С точки зрения надёжности всё, что сейчас установлено на наших ГЭС, полностью соответствует всем требованиям. Дальше мы анализируем ситуацию на каждой конкретной станции: даёт ли нам

замена старой техники новой какие-то дополнительные экономические эффекты. Если они соответствуют критериям эффективности для проектов группы, то мероприятия будут реализованы. Принимая решения, мы учитываем множество факторов, анализируем прогноз водного баланса, на его основе просчитываем будущую загрузку нового оборудования.

Так, на Иркутской ГЭС – наименее мощной среди сибирских гидроэлектростанций En+ Group – гидроагрегаты работали с момента пуска. Комплексное техническое перевооружение четырёх установок с заменой и рабочего колеса, и генератора позволит увеличить единичную мощность каждого гидроагрегата с 82,6 до 107,5 МВт. Прирост увеличивает объём продажи мощности в рамках конкурентного отбора мощности, а также даёт нам дополнительную выработку электроэнергии. По Иркутской ГЭС контракт подписан на четыре гидроагрегата, далее анализируем и ищем эффективные решения для оставшихся четырёх. Первые четыре гидроагрегата гарантированно будут в работе постоянно, по следующим четырём загрузка будет зависеть от водного баланса и, возможно, нужны будут другие технические решения в отношении оборудования.

На Братской и Красноярской ГЭС установлены колёса с обновлённой геометрией лопаток, это даёт увеличение КПД оборудования, улучшает напорные характеристики ГЭС и позволяет выработать больше электроэнергии. Генераторная часть Красноярской ГЭС в 2014 году обновлена полностью. Сейчас в проработке проекты по замене генераторов на Братской ГЭС, анализируем, какой прирост мощности возможно получить.

Поэтому сейчас мы можем сказать, что прирост в 2 млрд кВт•ч, прогнозируемый по программе «Новая энергия», с 2022 года будет гарантированно достигнут, следующими проектами мы будем данный показатель только увеличивать.

– Наряду с модернизацией ГЭС En+ Group говорит о желании перевести на газ 3,8 ГВт угольной генерации «Иркутскэнерго», которые сейчас выделены в отдельную структуру – «Байкальскую энергетическую компанию» (БЭК). В программе En+ NetZero этот пункт отнесён на 2025–2030 годы. Что необходимо для реализации этого пункта?

– Газификация ТЭЦ в Иркутской области – это второй большой блок, который мы бы очень хотели реализовать. В выступлениях Президента РФ Владимира ПУТИНА мы слышим о том, что «Газпрому» поставлена

задача газифицировать регионы. В принципе, магистральный газ в Иркутской области уже есть: «Силу Сибири» наполняют в том числе северные месторождения региона, начинается освоение гигантского Ковыктинского месторождения. Если газификация будет, то ТЭЦ однозначно необходимо газифицировать. С точки зрения снижения выбросов этот проект даёт самый большой эффект, так как угольная генерация имеет максимальный эмиссионный след. Сейчас средние УРУТ по угольной генерации «Иркутскэнерго» составляют около 340–350 г на 1 кВт•ч выработки. Снизить эмиссию парниковых газов угольной генерации за счёт современного экологического оборудования, тех же электрофильтров, нельзя: можно улавливать золу, но CO₂ при этом всё равно будет образовываться при сжигании угля и попадать в атмосферу. Единственный путь «озеленения» для угольных ТЭЦ без газификации – технологии улавливания (CCS) и последующей утилизации (закачки в пласт).

– Ранее эксперты рынка указывали, что стоимость газификации угольных ТЭЦ «Иркутскэнерго», использующих в качестве резервного топлива мазут, будет сопоставима с ценой строительства новой генерации с нуля...

– Я не думаю, что оно будет сопоставимо со стоимостью нового строительства. Существуют некоторые нюансы внутри, касающиеся сейсмичности. Вопрос газификации, по сути, сводится к тому, насколько сами здания и сооружения необходимо перестраивать. Они строились в советское время под одни сейсмические параметры, а потом нормативы по сейсмичности изменились. Если провести сейсмическое зонирование, что допускается, и на основе замеров и исследований сохранить прежние требования, то, в принципе, газификация будет стоить сравнительно недорого.

– Глава Минэнерго Николай ШУЛЬГИНОВ на РЭН-2021 заявил, что Минэнерго рассчитывает на продление программы модернизации ТЭС после 2031 года с упором на когенерацию и парогазовый цикл на прежних условиях, то есть за счёт средств ОРЭМ. Рассматриваете ли вы возможность газификации ваших ТЭЦ в рамках этой программы?

– В рамках действующей программы КОММода мы уже получили право обновить угольные ТЭС с вложениями на 17 млрд рублей. Заявиться на отборы с проектами газификации пока невозможно – нет газа. Когда он появится, мы будем

Михаил ХАРДИКОВ:

Если провести сейсмическое зонирование и сохранить прежние требования, то газификация ТЭС будет стоить сравнительно недорого.

✓ Красноярская ГЭС



изучать такие перспективы. Мы полагаем правильным использовать госпрограммы при модернизации, будем рассматривать возможность всех имеющихся инструментов. Но тут важно понимать, что обновление не является нашей самоцелью, необходимо, чтобы проекты несли в себе и экономическую рентабельность. Мы неоднократно говорили и продолжаем повторять, что те же ГЭС заслуживают стать участниками госпрограмм по модернизации. Они также важны для ЕЭС, как тепловая генерация, их обновление и повышение эффективности позволяют существенно снижать выбросы в целом по энергосистеме. Но пока модернизируются только ТЭС, что, на наш взгляд, не совсем справедливо.

– БЭК включает не только угольные ТЭС, но и топливную базу – угольные разрезы. Какова судьба этих активов в случае газификации электростанций?
– Конечно, в этом случае у нас возникнет большая проблема с угольным бизнесом. Часть разрезов ориентированы на экспортные продажи, часть – на собственное потребление. Во втором случае переориентация необходима, нужно будет думать

про занятость в этих населённых пунктах. Обсуждаем движение в сторону углекислоты. Но с учётом эффекта по сокращению выбросов этими вопросами стоит заниматься очень внимательно.

– К 2050 году En+ намерена снизить эмиссию металлургического производства более чем на 75% (с 39,66 млн т CO₂-экв. в 2018 году до 9,73 млн т в 2050 году) за счёт обновления оборудования и внедрения передовых технологий (прежде всего «инертного анода»).
При этом основной эффект в горизонте до 2030 года должен дать генерирующий сегмент, выбросы которого планируется снизить примерно на треть – с 25,19 млн т (в 2018 году) до 17 млн, тогда как эмиссия алюминиевого производства к тому моменту сократится менее чем на 10% – до 36,49 млн т (с временным ростом в 2023–2025 годах до 41,53 млн т). С чем связана разная скорость декарбонизации двух основных секторов En+ Group?

– Это зависит от инвестиционного цикла по основным направлениям движения к углеродной нейтральности. Если мы говорим, например, об объявленной мо-

дернизации алюминиевых заводов, то мы понимаем, что речь, по сути, идёт о строительстве новых производств на площадках действующих заводов. Капитальные затраты по этим проектам колоссальные – около \$4,5 млрд, и процесс идёт постепенно. Мы не можем остановить всё производство и после этого на его месте строить новое, да у нас и нет задачи получить колоссальные убытки. Поэтому процесс обновления металлургического сегмента идёт ступенчато и растянут во времени. Условно говоря, мы строим один комплекс новых электролизёров, переводя на него часть нагрузки и пропорционально выводя старую площадку под обновление. Поэтому вопрос сроков здесь – это вопрос длительности инвестиционного цикла. В энергетике ситуация может оказаться проще: если магистральный газ придёт, а сейсмике удастся подтвердить на прежних значениях, глобальной перестройки не потребуются, и котлы ТЭЦ можно будет сравнительно быстро перевести на газ. Тем более что там не требуется значительной достройки. В основном нужно будет переоборудовать топливное хозяйство, при этом инфраструктура хранения и подачи угля более сложная, чем газоснабжения. Разные технологии, нюансы заставляют двигаться с разной скоростью в каждом из сегментов.

– То есть пока обновление в энергетическом секторе En+ Group будет идти быстрее, чем в алюминиевом?

– Но нужно понимать, что En+ Group объявила о своих климатических целях и амбициях только в январе. За девять месяцев родилась дорожная карта достижения углеродной нейтральности. Мы её придерживаемся и уже движемся, будем отчитываться о выполнении планов перед рынком. Надо понимать, что это живой документ, который при необходимости мы будем актуализировать. Конкуренции за темпы снижения выбросов между бизнесами в En+ Group точно нет и быть не может.

– В этом году Минэкономразвития предложило обязать владельцев гидрогенерации провести исследования эмиссии парниковых газов из водохранилищ ГЭС. Результаты, по задумке министерства, станут доказательством экологичности этого типа генерации и позволят включить их в зелёную таксономию.
Осенью En+ Group представила первые результаты таких изысканий, которые ваша компания начала по собственной инициативе несколько лет назад. Чем вызвана упреждающая инициатива En+ Group и каковы первые результаты исследований?



– Два-три года назад на фоне усиления зелёной повестки в экспертном сообществе, не только в СМИ, стали высказываться мнения о том, что ГЭС, а точнее, их водохранилища, являются серьёзными эмитентами парниковых газов, метана и CO₂ из-за некачественной лесосводки и последующего гниения древесины на затапливаемых территориях. Здесь мы не были пионерами. Например, в Канаде и Норвегии натурные исследования проведены уже по большинству гидростанций. Опыт уже был, и поэтому мы привлекли к работе специалистов Международной ассоциации гидроэнергетики (ИНА) и Межправительственной группы экспертов по изменению климата (ИПСС), в том числе Атле ХАРБИ из научно-исследовательского института SINTEF (Норвегия). Это один из авторов методики ИПСС по оценке эмиссии водохранилищ. Для нас такая работа была чрезвычайно важна: одно дело – разговоры, другое – инструментально подтверждённые результаты исследований международных экспертов. Полученное подтверждение низкого углеродного следа по нашим ГЭС – часть естественного конкурентного преимущества при продаже алюминия En+ Group.

Работы начались два года назад. Для получения полной картины необходимы четыре сезонных исследования: весной, летом и осенью, а также ещё одно – для верификации результатов. Зимой водоёмы в России покрываются льдом, эмиссия отсутствует. Мы провели полный цикл исследований на одном из крупнейших водохранилищ – Братской ГЭС: весенняя, летняя и осенняя кампании уже прошли. Сейчас делаем повторное осеннее испытание для проверки результатов. По Братскому водохранилищу основной показатель финализирован на 99% и составляет 8,37 г на 1 кВт•ч выработки. На Усть-Илимской ГЭС проведены два цикла из четырёх, предварительный расчёт даёт результат в 2,11 г. После оставшихся этапов показатель уточнится, но уже сейчас понятно, что опасения о высоком уровне выбросов ПГ на ГЭС несостоятельны и опровергнуты на практике. Исследования показывают, что гидрогенерация остаётся одним из самых низкоуглеродных видов генерации даже с учётом эмиссии водохранилищ, лесосводка которых в процессе создания ГЭС, действительно, зачастую проводилась недостаточно качественно.

В дальнейшем совместно с коллегами из «РусГидро» рассчитываем законодательно утвердить эту методику в России, что позволит, привлекая российские НИИ, проводить такие измерения и на других ГЭС страны.

– Возражая этим летом против обязательного исследований эмиссии ГЭС, директор ассоциации «Гидроэнергетика России» Олег ЛУШНИКОВ указывал, что полевые работы на 100–130 водохранилищах могут обойтись в 5 млрд рублей. При этом привлечение аккредитованных иностранных верификаторов увеличит расходы ещё в три-четыре раза. Во сколько En+ Group обходятся эти работы?

– Исходя из нашего опыта, цифра кажется завышенной. Полное годовое обследование водохранилища одной ГЭС обходится в 25 млн рублей, стоимость каждого из четырёх циклов – около 77 тысяч евро.

– В вашей программе NetZero проекты, направленные на компенсацию выбросов (в т. ч. лесные), играют значимую роль. С 2018 года компания учитывает ежегодное поглощение 440 тысяч т CO₂, оплачивая авиапатрулирование 505 тысяч га леса в Красноярском крае. К середине века En+ Group намерена снизить суммарную эмиссию CO₂ с нынешних 61 млн т до 25,4 млн т, но за счёт компенсирующих мероприятий на 25,5 млн т в год формально должна превратиться в поглотителя парниковых газов. При этом Евросоюз, ориентирующийся, в отличие от РФ, именно на снижение выбросов, а не на наращивание поглощения, подобные проекты пока не признаёт. Какова логика включения проектов поглощения в стратегию NetZero?

– Зелёная повестка для En+ Group – тема не новая. Уже как минимум пять лет мы живём и развиваемся в парадигме устойчивого развития, более обширной темы, включающей в том числе трансформацию производства в сторону углеродной нейтральности. Когда мы только начинали, это воспринималось как некая диковинная заграничная вещь. Сейчас мы прошли по этому пути достаточно далеко, понимаем, что формируется устойчивый спрос на продукцию с низким углеродным следом. При этом пока тема компенсационных проектов через поглощение, действительно, не признаётся в Европе. Но мы исходим из того, что ситуация будет меняться и постепенно эволюционирует, методики и подходы в части поглощения начнут приниматься в расчёт. Для нас это часть концепции устойчивого развития, и мы считаем, что лесные проекты было бы правильно учитывать. Но сами переговоры с еврочиновниками по этому поводу не ведём.

– В вашей презентации, представленной на конференции генераторов

Михаил ХАРДИКОВ:

Вместо ГАЭС нам интереснее строить ГЭС.

в сентябре, указано, что сейчас En+ Group рассматривает возможность строительства четырёх ГЭС в Сибири. С Тельмамской ГЭС (450 МВт) мы планировали участвовать в технологически нейтральном отборе (КОМ НГ) на право строительства новых мощностей для электрификации Восточного полигона РЖД. Каковы условия строительства Мотыгинской (1,1 ГВт), Нижнебогучанской (660 МВт) и Крапивинской (345 МВт) ГЭС?

– Повторюсь, у нас как у частной компании нет задачи реализовывать неэффективные или некупаемые проекты. Поэтому мы смотрим прежде всего на экономические параметры, обсуждаем с государством варианты финансирования. Если мы говорим про Крапивинскую ГЭС, то там у нас есть Новокузнецкий алюминиевый завод, и основная тема понятна – это синергия с металлургическим производством. Нижнебогучанская ГЭС рассматривается с прицелом на прогнозируемый рост производства и потребления на Богучанском и вводимом Тайшетском алюминиевых заводах. Мотыгинская ГЭС – пока концептуальный проект. Там есть идея смотреть его в связке с производством зелёного водорода: ставить электролизёр, конвертировать энергию в новый вид топлива и продавать уже водород.

В нашем понимании ГЭС должны занимать значимое место в стратегии развития энергетики и в энергобалансе страны.

Основные преимущества – манёвренность и чистота на фоне минимального углеродного следа. При этом выработка ГЭС не так зависит от погоды, как другие виды ВИЭ – ветер и солнце. По мере роста объёма производства энергии из возобновляемых источников у «Системного оператора» будет увеличиваться спрос на балансирующие мощности, в роли которых могут выступать ГЭС. Альтернативный путь – накопители, фактически в объёме генерации (то есть речь идёт о сотнях мегаватт), ГЭС либо ГАЭС. Развитие энергосистемы – государственная задача, поэтому механизмы поддержки, вопросы окупаемости и повышения эффективности ЕЭС не могут решаться без привлечения государства.

– В ходе РЭН г-н ШУЛЬГИНОВ заявил, что Минэнерго оценивает потребности в новой гидроаккумулирующей генерации для балансировки ЕЭС не менее чем в 5 ГВт, но это не срочные проекты, их планируется реализовать в 2035–2050 годах. En+ Group не интересно заниматься строительством ГАЭС?
 – Наш базовый регион – Сибирь, где расположены основные генерирующие активы и алюминиевые заводы. Здесь у нас есть синергетический эффект, но гидро-

потенциал региона ещё не освоен, так что вместо ГАЭС нам интереснее строить ГЭС, ресурсов которых хватит не только нам, но и нашим детям и внукам.

– Насколько En+ Group как крупному потребителю интересна тема «классических» ВИЭ, строительства ВЭС и СЭС в рамках ДПМ ВИЭ 2.0?

– Уверен, что точно эти технологии могут быть интересны РУСАЛу – там, где будет экономическая эффективность по замене топливной генерации на ВИЭ. Поэтому к ситуации в этом секторе пока присматриваемся. Но пока ДПМ ВИЭ нам интересен в части малых ГЭС, мы реализуем подобные проекты и хотели бы продолжать. Проблема в том, что действующие нормы отбора дискриминируют МГЭС – они не получают 100-процентной оплаты в отличие от ВЭС и СЭС. По малым станциям не производится учёт мощности по напорным характеристикам, как это происходит с крупными ГЭС, берётся среднегодовая нагрузка (выработка) с учётом сезонности, что снижает рентабельность проектов: по факту рынок оплачивает 15 МВт ВЭС и СЭС, мощности которых в реальности не существует, а для МГЭС по текущим

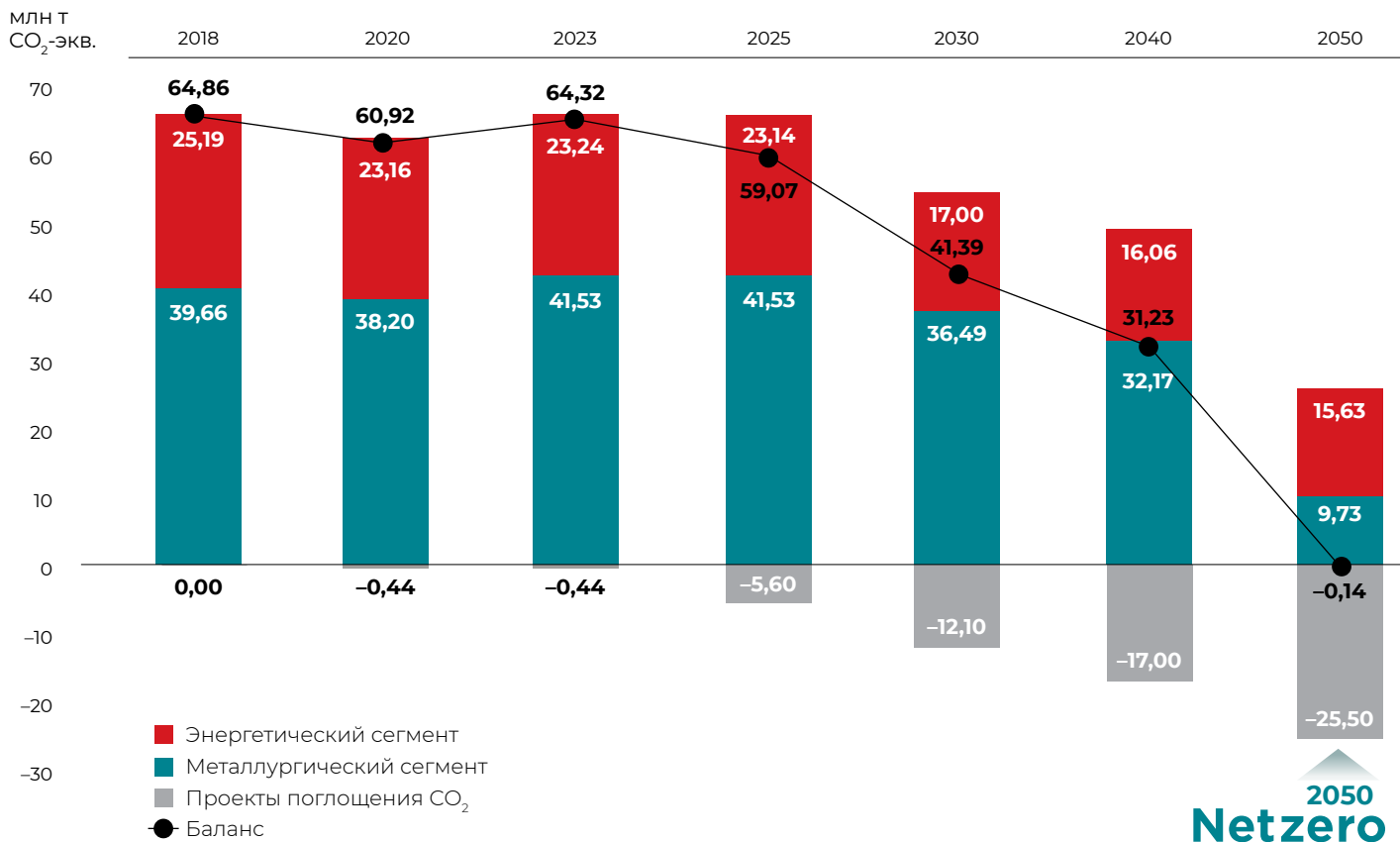
условиям из 15 МВт будет оплачено лишь 11 или 12 МВт. Если ввести единые правила игры, я более чем уверен, что заявок по МГЭС на конкурсах ДПМ ВИЭ станет больше. Сейчас их явно недостаточно.

– В вашей презентации на конференции «Совета производителей энергии» указаны объёмы производства водорода, которое может быть развёрнуто на действующих ГЭС En+ Group. Объёмы указаны небольшие – 3–5,4 тысячи т в год. Насколько проработаны эти проекты?

– Пока конкретных проектов у нас нет, рынок только формируется, мы анализировали текущую ситуацию исключительно с точки зрения наличия энергетических резервов для создания такого производства. У нас есть возможность увеличивать загрузку турбин на ГЭС, но системе эта энергия пока не нужна. Поэтому мы считали свободные мощности, дальше будем считать экономику. Думаю, говорить о деталях мы сможем через шесть-девять месяцев. Тогда же сможем ответить на вопрос о возможных схемах поставки энергии ГЭС на водородные электролизёры. Но в целом, я полагаю, это будут свободные договоры на рыночных условиях.



План декарбонизации En+ Group





Майнинг как новый симптом перекрёстки

текст: Александра БЕЛКИНА

Давняя проблема перекрёстного субсидирования на этот раз обострилась из-за растущего энергопотребления со стороны майнеров

Окончательный запрет майнинга и оборота криптовалют, оформленный Китаем этим летом, повлиял на курс биткоина и других цифровых денег слабо и кратковременно, чего не скажешь об энергетике стран с дешёвой электроэнергией: не рискуя обманывать китайские власти, майнеры вывозят оборудование в другие регионы. Так, неконтролируемый рост потребления обострил ситуацию в энерге-

тике Казахстана. Майнеры превратились в энергопроблему и внутри РФ: тревогу забили власти Иркутской области, где уровень бытового потребления увеличился почти на 160% при плановом росте 2,8%. На этом фоне очередная попытка поднять тему введения соцнормы потребления вновь буксует, но появилась ясность по плану «более справедливого перераспределения» перекрёстного субсидирования, который продвигали «Россети».

Несколько лет Китай оставался центром мирового майнинга, где представители нового цифрового сектора работали вполне легально. Но в последние пару лет КНР начала сдавать позиции: доля страны в генерации биткоинов упала с 75% в сентябре 2019 года до 46% в апреле этого года. К середине лета китайские власти приняли последние решения, окончательно запретившие майнинг и оборот криптовалют в Поднебесной. Запрет напрямую связан с запуском Народным банком Китая цифрового юаня.

Первые ограничения были введены в крупнейшем по объёму «добычи» криптовалют регионе КНР – Внутренней Монголии – ещё в конце мая, после чего курс биткоина проседал на 8,5%. Спустя два месяца запрет был распространён на всю страну. Государственная энергетическая корпорация Китая официально предъявила всем своим клиентам тре-



Vladimir Tret'yakov / Shutterstock.com



1–1,5 ГВт

берёт Казахстан из энергосистемы РФ в виде техперетоков, чтобы покрыть рост потребления в стране из-за майнинга

бование не использовать электричество для майнинга любых криптовалют во всех регионах страны. Решения китайских властей вызвали бегство майнеров из страны, они начали экстренно вывозить оборудование в регионы с относительно дешёвым электричеством. Как писал РБК, самыми популярными направлениями оказались Казахстан, США, Канада, Европа и Россия.

При этом массовая миграция майнеров создаёт проблемы в энергетике ряда регионов, куда переехали добытчики криптовалют. Самым ярким примером оказался Казахстан, где зарегистрированы уже две профессиональные ассоциации, а под нужды майнеров, по данным местного регулятора KEGOC, задействован 1 ГВт из 16 ГВт мощности энергосистемы. При этом в Казахстане много лет не строилась и не модернизировалась традиционная генерация, вводились лишь новые мощности ВИЭ. По информации СМИ, этим летом власти Казахстана ограничивали энергетиков

в плановых ремонтах: на фоне роста потребления более чем на 6% энергосистема нуждалась во всех доступных мощностях. Последствия не заставили себя долго ждать. 14 октября энергосистема соседней страны в результате трёх аварий потеряла 1150 МВт. Чтобы избежать веерных отключений, Казахстан увеличивал техперетоки из ЕЭС России до 1,5 ГВт, притом что согласованный коридор по таким поставкам составляет лишь 150 МВт.

В Казахстане, по сути, нет механизмов балансировки отклонений, эти функции в рамках параллельной работы фактически возложены на ЕЭС России, говорят наши энергетика. Непрогнозируемые балансы – это не только нагрузка неэффективной генерации в России, но и риски ограничений выдачи по сечениям. Проблема оказалась настолько серьёзной, что глава Минэнерго Николай ШУЛЬГИНОВ счёл необходимым доложить о ней президенту Владимиру ПУТИНУ.

«Внеплановое отклонение объёмов перетока достигает 1–1,5 ГВт. Это сказывается на работе наших электростанций, потому что они используются, первое, в неэффективных режимах, второе – мы зачастую вынуждены их оперативно включать в работу», – отметил министр.

Спустя два дня KEGOC заявил, что компенсирует РФ увеличенный техпереток по утверждённой схеме. Но она предусматривает оплату перетока по цене балансирующего рынка – без учёта сетевой и мощностной составляющих, а также с минимальной (менее 1%) комиссией «Интер РАО», занимающегося большим объёмом «бумажной» работы без какой-либо рентабельности. Сейчас оператор экспорта/импорта из РФ ведёт переговоры с Казахстаном, находящимся на пороге энергодефицита, и рассчитывает в ближайшие месяцы заменить основной объём формально технологических перетоков в Казахстан коммерческими поставками электроэнергии.

В прочем, миграция майнеров из Китая шла и в Россию, в регионы с низкими ценами (или низкой платёжной дисциплиной, как в случае с Северным Кавказом). В сентябре губернатор Иркутской области (региона с самым дешёвым электричеством в РФ) Игорь КОБЗЕВ написал письмо вице-премьеру РФ Александру НОВАКУ, в котором пожаловался на подпольных добытчиков криптовалюты, создающих угрозу стабильной работе местной энергосистемы. В 2021 году бытовое потребление

в регионе превысит прошлогодний уровень на 159%: последние четыре года население в среднем использовало около 5,9 млрд кВт•ч в год, в первом полугодии этого года – уже 4,7 млрд кВт•ч. 26% спроса пришлось на 1,4% домохозяйств. При этом рост бытового потребления, прописанный в областном СиПРе, прогнозно должен был составить в этом году только 2,8%. По информации источников «Ведомостей», губернатор поднял тему подпольного майнинга и на совещании по вопросам энергетики у Владимира ПУТИНА в начале октября.

Гендиректор «Иркутскэнерго» Олег ПРИЧКО отмечал, что майнеры подают заявки в рамках льготного ТП для населения (до 15 кВт за 550 рублей). Предельный месячный объём потребления при такой мощности составляет 10,8 тысячи кВт•ч. Раньше энергетика использовали превышение договорных нагрузок для пресечения незаконного предпринимательства под видом бытового потребления. Но сейчас майнеры поумнели: они абсолютно легитимно оформляют разрешения на договорные нагрузки сверх льготированных государством 15 кВт и присоединяются к сети. Энергетика попросту не имеет права им отказать, поясняет г-н ПРИЧКО. При этом отдельные майнеры потребляют 100–200 тысяч кВт•ч в месяц, в отдельных случаях речь идёт даже о 0,6 млн кВт•ч, которые тарифицируются как бытовое потребление (1,23 рубля за 1 кВт•ч в городах и 0,86 рубля – на сельских территориях Иркутской области).

«В регионе регулярно проводятся рейды с участием сотрудников правоохранительных органов, однако проблема нелегальных подключений настолько массовая, что требует системного подхода. Динамика такова, что после ликвидации одной нелегальной фермы появляются три новые», – говорят в En+ Group (контролирует «Иркутскэнерго»).

Майнинг приводит к существенным нагрузкам на электросети и усугубляет проблему перекрёстного субсидирования, отмечал г-н КОБЗЕВ. Для купирования негативного тренда в местной энергетике губернатор осторожно поднял вопрос о введении в регионе механизма соцнорм. Сектор единодушен – это самый очевидный и действенный способ снижения перекрёстки в сетях. «Одним из возможных вариантов решений может являться введение дополнительных групп дифференциации тарифов на электрическую энергию для населения на уровне регионов на примере Республики Крым и города Севастополя», – писал Игорь КОБЗЕВ вице-премьеру.





Maykova Galina / Shutterstock.com



159%

составит рост бытового потребления в Иркутской области в 2021 году на фоне увеличения майнинга



Проблема в том, что ранее власти после непродолжительных консультаций сняли с рассмотрения вопрос введения соцнормы на федеральном уровне, не желая нагнетать социальную напряжённость. Хотя расчёты показывали, что ограничения затронут крайне незначительную группу бытовых «сверхпотребителей». После общения с федеральными властями губернатор Иркутской области передумал и на РЭН-2021 заявил, что власти региона не просят правительство о введении соцнормы, а предлагают закрепить в законодательстве понятие майнинга как предпринимательской деятельности. Это облегчит процесс пресечения генерации криптовалют под видом бытового потребления и упростит квалификацию таких деяний, как незаконная предпринимательская деятельность, пояснил Игорь КОБЗЕВ. Николай ШУЛЬГИНОВ тогда же ограничился обтекаемым комментарием: «Для поддержания надёжности и качества энергоснабжения считаем необходимым исключить возможность потребления майнерами электроэнергии по тарифам для населения».

И в экспертном сообществе, и в профильных регуляторах немало сторон-

ников введения соцнормы, которая позволит существенно снизить уровень перекрёстного субсидирования за счёт примерно 30%-ного роста тарифов для населения. Но в самом «майнерском» регионе, похоже, уже не рассчитывают на радикальные шаги и просят ограничить хотя бы объём потребления. Глава регионального отделения партнёрства товаропроизводителей и предпринимателей, гендиректор «Саянскимпласта» Николай МЕЛЬНИК заявил, что выделенных в этом году Иркутской области лимитов в рамках перекрёстного субсидирования (5,735 млрд рублей) не хватит. Но дифференцировать тарифы необязательно, важно ограничить потребление «серых» майнеров, полагает он. Олег ПРИЧКО говорит о 12 тысячах кВт•ч в месяц – этого объёма с запасом хватит для отопления любого жилья даже в суровых сибирских условиях.

Ряд экспертов видят проблему в льготном техприсоединении к электросетям (ТП) для граждан. Его отмена обсуждалась в рамках «более справедливого перераспределения перекрёстного субсидирования», к которому Минэнерго подталкива-



Власти сняли с рассмотрения вопрос введения соцнормы на федеральном уровне, не желая нагнетать социальную напряжённость

ли «Россети» ещё при прежнем главе компании Павле ЛИВИНСКОМ. Госхолдинг оценивает недополученную выручку из-за льготного ТП примерно в 10 млрд рублей в год, уже понесённые убытки составляют почти 55 млрд рублей. Объём готовых заявок на льготное ТП составляет около 7 ГВт, но, по данным компании, реально используются лишь 20%, остальное остаётся в резерве и требует некомпенсируемых расходов на поддержание в исправном состоянии.

План «Россетей», первоначально состоявший из трёх частей, обсуждается уже много месяцев, и сейчас в процессе появилась некоторая ясность. Минэнерго готово повысить ставки на ТП для всех категорий потребителей уже с 2022 года, но только не для населения. По информации «Коммерсанта», ознакомившегося с внесённым в кабмин в октябре законопроектом Минэнерго, стоимость ТП для льготных категорий – малого и среднего бизнеса (до 150 кВт) – будет расти постепенно. С 1 января 2022 года в цену ТП включат до 50% расходов на строительство отводов от действующей инфраструктуры («последняя миля»), с 1 июля – 100%. Более того, Минэнерго предлагает увеличить ставки и для крупного бизнеса (свыше 150 кВт), который не имеет льгот и оплачивает строительство «последней мили». С 2024 года его могут заставить оплачивать ещё и расходы на расширение существующей инфраструктуры, включая межсетевые связи. Сейчас такие расходы включаются в тариф на передачу и распределяются на всех потребителей. В Минэнерго пояснили, что выступают за «полностью экономически обоснованный размер платы» для заявителей свыше 150 кВт, уточняя, что в большинстве случаев плата за ТП для них не вырастет. Промышленники ожидаемо против и заявляют, что новые правила могут увеличить их платёж за подключение в 1,5–9,4 раза.

Впрочем, пока отмена льготного ТП выглядит самой беспроблемной частью



плана «Россетей» по перераспределению перекрёстки. От второй меры – дифференциации тарифа ФСК – власти в итоге отказались, а вот третья мера – введение оплаты сетевых резервов – пока вызывает много споров. Минэнерго существенно пересмотрело изначальную позицию, рассчитывая на компромисс с потребителями. Из новой версии механизма после замечаний крупной промышленности были исключены нормы о том, что потребители с собственной генерацией оплачивают услуги по передаче в объёме 20% потреблённой электроэнергии с собственной выработки. Кроме того, в новой редакции предлагается платить за 15% от общего объёма резерва по ставке за содержание сетей, хотя раньше речь шла об оплате 60%. В Минэнерго назвали версию законопроекта компромиссной, но это лишь разозлило промпотребителей. Они по-прежнему отказываются идти на уступки, называют единственно верным решением отказ от проекта и разработку адресных мер для повышения эффективности сетей. Нужно повышать реальную загрузку сетей, а не изобретать новые способы пополнения выручки электросетевой монополии, заявили в «Совете производителей энергии» и направили очередное письмо об этом вице-премьеру Александру НОВАКУ.

«Несмотря на снижение размеров платежей, в его основе по-прежнему лежит предположение, что под каждого конкретного потребителя построена и содержится отдельная мощность, и сеть равна сумме всех максимальных мощностей потребителей. Учитывая, что это технически и экономически неверно, мы по-прежнему считаем проект несостоятельным и предлагаем рассмотреть более сбалансированные и продуктивные варианты реального повышения эффективности использования электросетевой мощности», – заявил замдиректора ассоциации потребителей Валерий ДЗЮБЕНКО.

В итоге этот проект с разногласиями будет внесён в Минюст, а затем в правительство, заявил в кулуарах РЭН-2021 замглавы Минэнерго Павел СНИККАРС. Таким образом, ни по одному из пунктов плана участникам и регуляторам энергосектора договориться не удалось: одна из инициатив «Россетей» снята с рассмотрения, две других могут быть приняты не в результате переговоров, а лишь волевым решением властей. И при этом на рынке затрудняются оценить, как на реальное снижение перекрёстки повлияют другие меры, помимо соцнормы и увеличения платы населения за льготное ТП.



Новые ВИЭ и старые долги Кавказа

текст: Ирина БОРШОВА

С точки зрения электроэнергетики Северо-Кавказский федеральный округ – один из наиболее сложных как в экономическом, так и в техническом плане. Хронические многолетние неплатежи и изношенная инфраструктура создают замкнутый круг аварийных отключений. По большей части это касается Дагестана, в других регионах округа ситуация лучше. При этом округ имеет значительный потенциал развития всех видов ВИЭ-генерации, что на сегодняшний день выглядит важным преимуществом.

По данным «Системного оператора», в СКФО расположена 51 электростанция мощностью более 5 МВт, из них 8 станций – промышленных предприятий. Суммарная установленная мощность всей генерации составляет 8,43 ГВт, в том числе ТЭС – 4,5 ГВт, ГЭС – 3,32 ГВт, СЭС – 101 МВт, ВЭС – 390 МВт.

Электросетевое хозяйство округа насчитывает 599 линий электропередачи класса напряжения 110, 330 и 500 кВ общей протяжённостью более 15,7 тысячи км, 484 трансформаторные подстанции и распределительных устройства электростанций напряжением 110, 330 и 500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 33 257,9 МВА.

Перспективы развития энергокомплекса Северного Кавказа прежде всего связаны с зелёной генерацией. До конца 2021 года и в 2022 году в округе планируются строительство 120 МВт новых ветроэлектростанций и ввод в эксплуатацию 65,8 МВт малых ГЭС, сообщили «Энергии без границ» в «Системном операторе». В августе этого года компания «РусГидро» начала строительство в Чечне малой ГЭС «Башенная» мощностью 10 МВт и сообщила о том, что рассматривает ещё три проекта малой гидрогенерации в Чечне, Кабардино-Балкарии и Дагестане. Проекты солнечной и ветрогенерации пока сосредоточены в Ставропольском крае.

Говоря о текущем состоянии энергообъектов в СКФО, федеральное Минэнерго отмечает, что аварийность с каждым годом становится выше. Так, в 2018 году на Северном Кавказе было зафиксировано пять случаев массовых нарушений электроснабжения, свидетельствуют данные министерства, представленные на совещании по под-

готовке округа к отопительному сезону. В 2019 году таких случаев было шесть, в 2020 году – 14, а за неполные девять месяцев 2021 года – 10, притом впереди наиболее проблемные осенне-зимние месяцы.

Как подчёркивает Минэнерго, 77% случаев массовых нарушений в 2018–2021 годах в регионах СКФО были зафиксированы на территории Дагестана, при этом в 2021 году массовые нарушения произошли только в Дагестане. Среднее число потребителей республики, оставшихся без энергоснабжения, увеличилось с 25,8 тысячи человек в 2018 году до 103,5 тысячи человек в этом году, хотя время восстановления сократилось с 13 до 9 часов.

По данным «Россетей», удельная аварийность в электросетях 110 кВ и выше в ОЗП 2020–2021 годов на Северном Кавказе увеличилась вчетверо по сравнению со средним показателем по группе компаний. «Рост в четыре раза обусловлен хроническим недофинансированием и, как следствие, высокой изношенностью сетей, низкой надёжностью схем энергоснабжения потребителей», – указано в презентации сетевого холдинга. Ещё одной причиной нарушений «Россети» называют рост числа опасных метеорологических явлений.

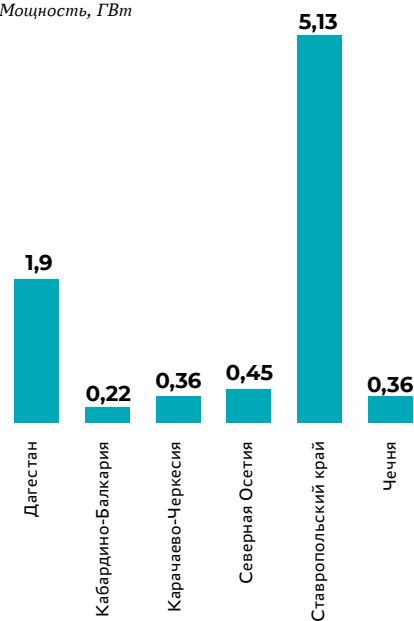
Отдельная проблема – это число бесхозяйных энергообъектов. По данным Минэнерго, в 2021 году оно сократилось на 5%, но достигает 3430 штук.

Показатели аварийности на Северном Кавказе коррелируются с цифрами задолженности. Так, в просроченной дебиторской задолженности регионов, по данным «Россетей» на 1 августа, на Дагестан приходится почти 16 млрд рублей долга (или 48%) из общей суммы в 33,4 млрд рублей. Долги Ингушетии и Северной Осетии



Распределение генерирующих мощностей в СКФО

Мощность, ГВт





Структура просроченной дебиторской задолженности конечных потребителей электроэнергии в СКФО

(презентация «Россетей», сентябрь 2021 года)



составляют чуть менее 5 млрд рублей, Чечни – 4,3 млрд рублей, Кабардино-Балкарии – 2,9 млрд рублей и Карачаево-Черкесии – 614 млн рублей.

Кавказские долги стали одной из самых громких тем в энергосекторе в этом году. Пытаясь решить проблему, весной 2020 года «Россети», выполняющие также энергосбытовые функции в СКФО, подписали с поставщиками оптового энергорынка (ОРЭМ) соглашения о реструктуризации долгов республик Северного Кавказа, Тывы и Калмыкии. Договорённости позволили остановить ежегодный прирост долгов в СКФО на 7 млрд рублей, реструктурировать на четыре-пять лет 9 млрд рублей накопленных долгов и перейти на централизованную систему расчётов на ОРЭМ. «Россети» обязались вносить 100% текущих платежей на оптовый энергорынок, то есть фактически доплачивать из своих средств разницу между счётами генераторов и сборами в рознице.

В марте 2021 года, менее чем через девять месяцев после вступления в силу

соглашений о реструктуризации долгов, гарантирующие поставщики большинства республик остановили текущие платежи на ОРЭМ. Исключениями стали лишь Чечня и Тыва. Ситуация «висела» без решения три месяца, после чего соглашения о реструктуризации оказались окончательно разорванными. 15 июня вся сумма обязательств по ним была предъявлена к оплате гарантирующим поставщикам под управлением «Россети Северный Кавказ», то есть реструктурированная задолженность снова стала просроченной после нарушения двух сроков оплат.

В отрасли понимают, что нельзя перекладывать проблему только на «Россети» – многие вопросы должны решать федеральные и региональные власти, в том числе вопросы заниженных тарифов. Однако сетевой холдинг добровольно в прошлом году взял на себя обязательства, а потом отказался от их выполнения. Сейчас «Россети» и генераторы ведут переговоры

о возможности заключения нового соглашения, рассказывают источники в отрасли. О реструктуризации накопленной задолженности стороны договорились, но камнем преткновения стали текущие платежи. «Россети» предлагают зафиксировать платежи генераторам на уровне 85% от необходимого. Для сравнения: уровень расчётов СКФО на оптовом энергорынке (с учётом благополучного Ставрополя и договоров цессии) за январь – сентябрь 2021 года составил 73,8%. Однако поставщики ОРЭМ отмечают, что, например, Чечня платит на уровне 100%, и не видят причин отказываться от части поступающих платежей.

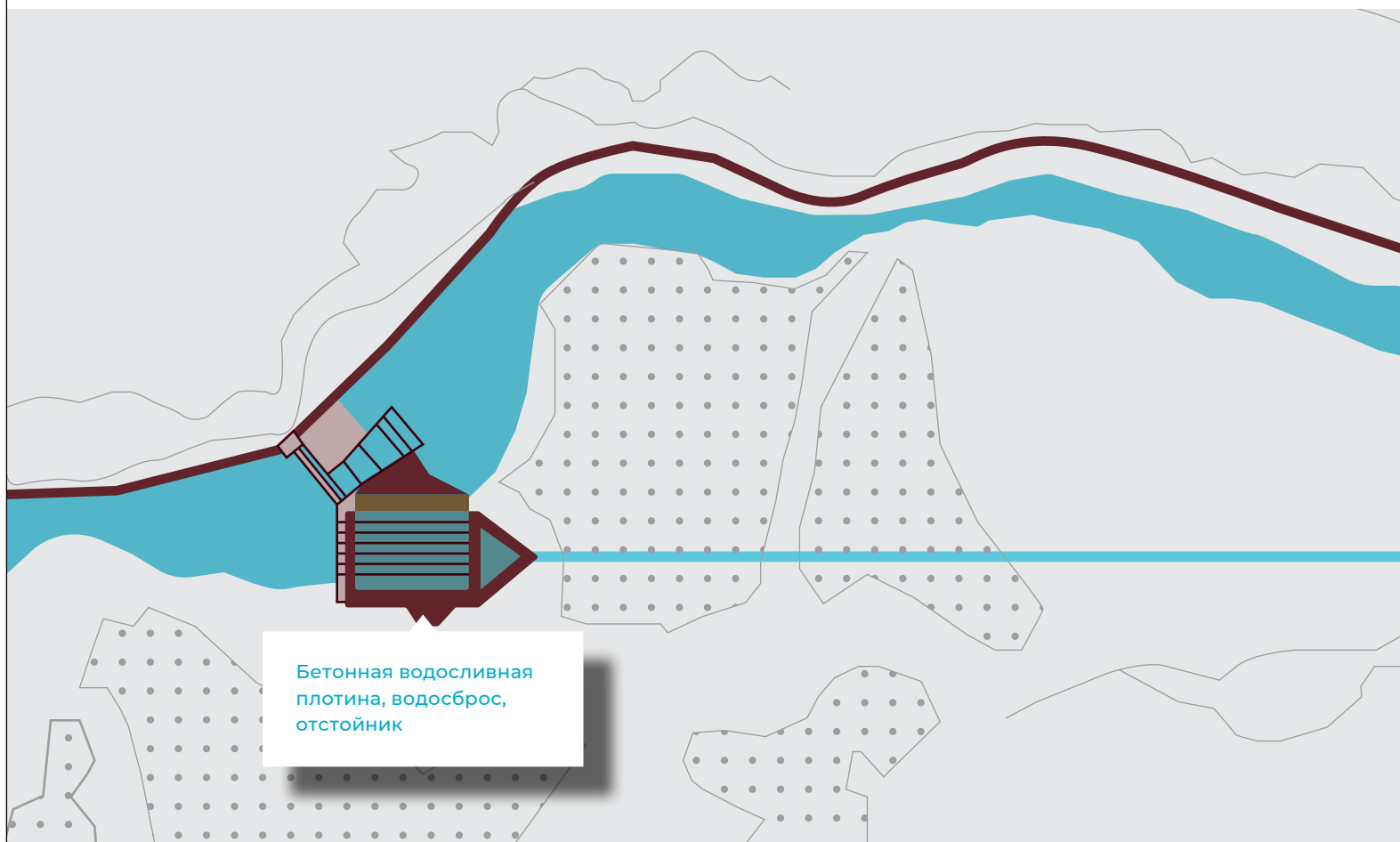
Насколько вмешается в решение проблемы государство, непонятно. Летом власти, по сути, выступали координаторами в переговорах, поясняя неофициально, что до сентябрьских выборов в Госдуму каких-то шагов ждать не стоит. Однако выборы прошли, а ситуация не изменилась.



Деривационная малая ГЭС Башенная

В этом году «РусГидро» начало строительство в Чеченской Республике деривационной малой гидроэлектростанции (ГЭС) Башенная. Разбираемся в принципе работы таких ГЭС и особенностях этого проекта.

30



Бетонная водосливная плотина, водосброс, отстойник



технические характеристики

Технические характеристики



Мощность малой ГЭС Башенная –

10
МВт



Планируемая годовая выработка ГЭС –

45
млн кВт·ч



Количество гидроагрегатов –

2
штуки



Максимальный расход воды –

30
м³/сек



Планируемый срок строительства –

36
месяцев

▲ Схема основных сооружений Башенной МГЭС



преимущества



Экологичность:
строительство ГЭС не потребует создания водохранилища, что минимизирует воздействие на экологию



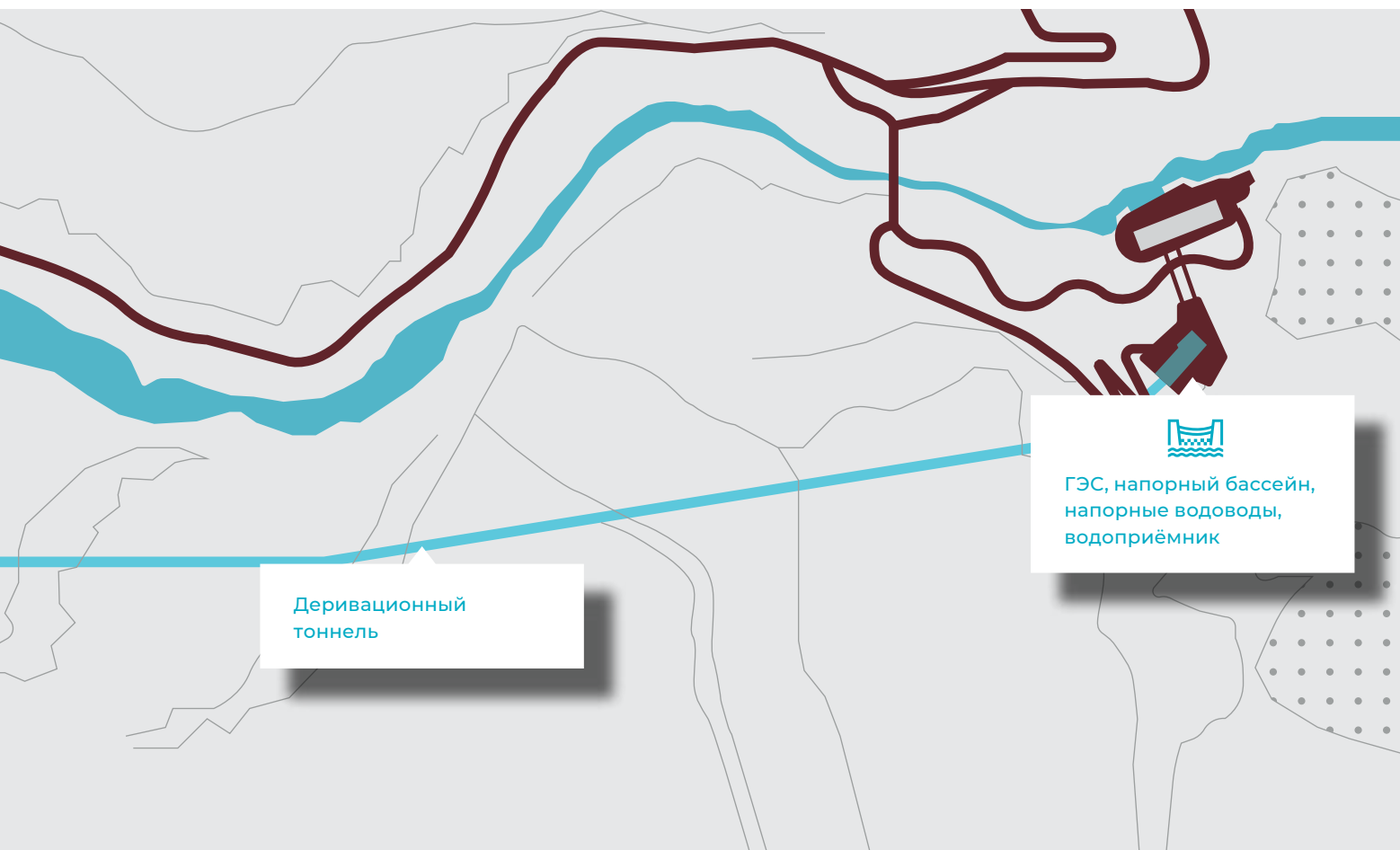
Эффективность:
использование особенностей ландшафта для повышения эффективности ГЭС



Надёжность:
новая генерация повысит надёжность энергоснабжения в регионе



Расположение:
транспортная доступность и прохождение в непосредственной близости от будущей ГЭС линий 110 кВ



Деривационный тоннель

ГЭС, напорный бассейн, напорные водоводы, водоприёмник

М

алая ГЭС Башенная возводится на реке Аргун (бассейн реки Терек), в Итум-Калинском районе, вблизи села Гучум-

Кале. Аргун здесь протекает в очень узком горном ущелье, сложенном известковыми породами, и имеет большой перепад высот (40 м на протяжении 1,4 км). При проектировании станции специалисты входящего в группу «РусГидро» института «Гидропроект» учли особенности этой местности, чтобы повысить эффективность будущей гидроэлектростанции.

Она будет создана по деривационной схеме, без строительства высотной плотины, затопления земель или влияния на водный

режим реки. Деривационные ГЭС – это электростанции с искусственным водоводом, который забирает часть стока реки (водовод может быть как открытым каналом, так и закрытым тоннелем). Вода по тоннелю или каналу поступает на турбины ГЭС. Такие электростанции строят в местах с перепадом высот. За счёт разницы в высоте получается создать необходимый напор воды. Деривационные ГЭС позволяют или полностью отказаться от строительства водохранилища, или минимизировать его размеры.

В состав сооружений малой ГЭС Башенная войдут головной водозаборный узел, тоннель длиной 1,5 км, напорный бассейн,

турбинные водоводы, здание ГЭС. Инвестиции в проект оцениваются в 2 млрд рублей.

Наиболее яркий представитель деривационных ГЭС в России – запущенная в 2020 году Зарамагская ГЭС-1. Она расположена на реке Ардон (приток реки Терек). Мощность станции составляет 346 МВт. Вместо плотины и создания крупного водохранилища при строительстве был проложен деривационный тоннель длиной 14,262 км – самый длинный гидротехнический тоннель в России. Благодаря тоннелю создаётся рекордно высокий напор воды – 609 м, который приводит в действие самые крупные в РФ турбины ковшового типа.



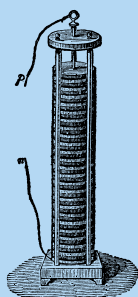
Сохранить энергию

текст: Николай АЛЕЙНИК

Проблема накопления энергии стала одной из ключевых с момента открытия электричества. Аккумуляторы появились чуть больше 160 лет назад: почти полтора века технология совершенствовалась, но принципиально не менялась – базовыми оставались свинцовые батареи, востребованные автопромом. Техпрорыв совпал с экологической волной – литийионные батареи повсеместно вытесняют свинцово-кислотные аналоги: они менее токсичны при производстве и эксплуатации, а теперь уже и более рентабельны. Но сейчас этот шаг в технологиях выглядит лишь подготовкой к масштабному рывку, который сегмент накопления энергии должен сделать в рамках мирового энергоперехода. Создание мощных систем накопления энергии – одно из актуальных способов резервирования «метеозависимых» солнечных и ветровых электростанций.

Историю аккумуляторов принято вести с 1800 года, когда Алессандро ВОЛЬТА опустил в банку с кислотой две пластинки – цинковую и медную – и соединил их проволокой. «Вольтов столб» высотой полметра, сложенный из таких пластинок, создавал напряжение, чувствительное для человека. Устройство стало первым гальваническим элементом, поскольку работа ВОЛЬТА базировалась на опытах итальянца Луиджи ГАЛЬВАНИ, но собственно аккумулятором ещё не являлось, так как не могло накапливать заряд. «Вторичную» свинцовую батарею с обратимой реакцией создал француз Гастон ПЛАНТЕ в 1859 году. Внедрённая через 19 лет схема решётчатых пластин из свинца удешевила технологию и открыла путь к серийному производству аккумуляторов.

К значимым технологическим изменениям сектор в конце прошлого века стали подталкивать



смежные сектора-потребители: для дальнейшего развития они нуждались прежде всего в росте энергоёмкости батарей. Решением стали литийионные технологии, которые одновременно позволили отказаться от наиболее токсичных материалов – свинца и едких кислот. Литийионные батареи как минимум вдвое легче, вчетверо быстрее заряжаются, а их показатель самозаряда (формирование неиспользуемого объёма) в четыре раза меньше. У таких батарей существенно выше удельная энергия (100–260 Вт•ч на 1 кг против 30–50 Вт•ч у свинцовых аналогов), а количество циклов заряда/разряда может быть выше в 10 раз.

Сейчас в России есть только один крупный производитель «гражданских» литийионных аккумуляторов – «Лиотех». Предприятие покрывает примерно половину спроса в РФ, остальное приходится на импорт. К 2030 году до 40% внутреннего рынка накопителей намерена занять «дочка» «Росатома» – «Рэнера».

Пока литийион рассматривается в качестве основного пути развития химических накопителей, учёные видят реальные возможности для дальнейшего роста эффективности. Tesla Илона МАСКА разрабатывает батареи, способные без замены пройти более 1,6 млн км, тогда как современные аккумуляторы рассчитаны на 300–500 тысяч км пробега. В прошлом году в Калифорнии началось строительство системы Moss



Пока литийион рассматривается в качестве основного пути развития химических накопителей электроэнергии

Landing, способной резервировать значительные объёмы ВИЭ. Установка состоит из 256 усовершенствованных литийионных блоков Tesla Megapack и сможет выдавать в сеть до 730 МВт•ч с максимальной выдачей мощности 182,5 МВт в течение четырёх часов. В перспективе ёмкости планируется увеличить до шести часов, или 1,1 ГВт•ч.

В 2020 году Mercedes-Benz объявил о планах по созданию органического аккумулятора. Основой технологии станет графит с электролитом на водянном растворе, что исключит использование тяжёлых металлов. Утилизировать такие батареи планируется путём простого компостирования, но, как признаёт сам Mercedes, их массовое производство может быть развёрнуто не ранее 2035 года.

Повышение экологичности интересует и других исследователей: IBM представила образец аккумулятора без никеля и кобальта. Прототип был создан из материалов, которые можно получить из морской воды. Батарея включает комбинацию катодного материала без тяжёлых металлов и безопасного жидкого электролита с высокой температурой горения. Разработчики говорят, что подобные системы окажутся существенно дешевле литийиона, будут менее опасны, иметь большую скорость зарядки и энергетическую плотность.

Одновременно сразу несколько компаний ведут разработку батарей на основе графена – самого тонкого и прочного из открытых пока материалов. В этом году учёные из университета Чалмерса (Швеция) представили автоаккумулятор из углеродного волокна. По их словам, в будущем такие системы из композитных материалов можно будет использовать как в автомобилях, так и в самолётах, чтобы сделать их легче и экологичнее.

Ещё один прорабатываемый вариант – создание полимерных аккумуляторов, материалы для которых получают из алюминия и других природных материалов. Стартап Ionic Materials презентовал полимерный аккумулятор, правда, получив достаточно высокое напряжение (5 В), разработчики бьются над увеличением числа циклов зарядки/разрядки: пока батарея выдерживает 400 циклов, чтократно хуже передовых разработок.

Другой стартап – EnZinc – в этом году заявил, что нашёл способ заменить литий в аккумуляторах на нетоксичный и дешёвый цинк. Ранее в мире выпускались лишь непerezаряжаемые цинковые батареи. Уже появились первые цинковые батареи, выдерживающие несколько тысяч циклов зарядки и имеющих ёмкость 460 Вт•ч на 1 кг. Пока идут испытания образцов, но разработчики обещают, что такие

системы будут обходиться вдвое дешевле самых простых литийионных батарей.

В прошлом году в США был представлен образец давней мечты фантастов – «вечной атомной батарейки». По существу это радиоизотопный источник энергии. Бета-гальваническая батарея в теории может проработать 28 тысяч лет – именно столько будет «фонить» её стержень. Первоначально «атомные батарейки» разрабатывались для космической промышленности, подобные технологии были в СССР, а затем и в России. Так, НИТУ МИСиС разработал никелевый бета-гальванический элемент со сроком службы около 20 лет.

Впрочем, электрохимические накопители – не единственное технологическое направление, вызывающее интерес у изобретателей. Американский стартап UC Won в 2020 году предложил концепцию геотермального накопителя GeoTES для круглосуточного использования солнечной энергии. Система объединит солнечные тепловые коллекторы с параболическими зеркалами (фокусируют лучи в одной точке), подземное хранилище тепла в осадочных породах и паровое электрогенерирующее оборудование. При нагревании солнцем вода в трубках будет испаряться, а пар будет входить в турбину и одновременно закачиваться под землю, разогревая осадочную породу. Ночью вода под землёй будет испаряться уже под воздействием разогретой породы. Получаемый пар можно будет использовать для выработки электроэнергии.

Накапливать энергию уже с помощью охлаждения, а не разогрева пытаются в Великобритании. Стартап Highview Power начал в Манчестере строительство комплекса CRYOBattery мощностью 50 МВт и ёмкостью 250 МВт•ч. Система будет захватывать воздух из атмосферы в специальную ёмкость и сжимать его при сверхнизких температурах (минус 196 °С), чтобы превратить в жидкость. Эту жидкость поместят в баки с теплоизоляцией и низким давлением. Нагревание вернёт воздух в газообразное состояние, а газ приведёт в действие турбины генераторов, которые будут вырабатывать электричество.

В мире сохраняется интерес и к гравитационным накопителям. В этом году шотландский Gravitricity запустил пилот в Эдинбурге – крупнейшем закрытом глубоководном порту. Системы с грузом от 500 до 5 тысяч тонн будут монтироваться над 150–1500-метровыми заброшенными шахтами. Выработка энергии в системе мощностью 4 МВт будет происходить при спуске груза в периоды пикового потребления, подъём происходит в моменты низкого спроса и дешёвой энергии.

→

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН

ноябрь

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

1 ноября

АРКУША Евгений Александрович
1945 г.
президент
НО «Российский топливный союз»

ДРОЗДЕНКО Александр Юрьевич
1964 г.
губернатор
Ленинградской области – председатель правительства Ленинградской области



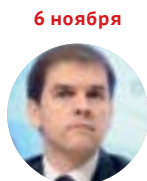
ДУБРОВСКИЙ Тимофей Анатольевич
1971 г.
директор
ООО «БашРТС»

2 ноября

ЛЕВЧЕНКО Сергей Георгиевич
1953 г.
первый заместитель
председателя Комитета
Государственной
Думы РФ по энергетике

3 ноября

УСС Александр Викторович
1954 г.
губернатор
Красноярского края



НОВИКОВ Сергей Геннадьевич
1977 г.
начальник Управления
общественных проектов
Администрации Прези-
дента РФ

7 ноября

ЖИЗНЕВСКИЙ Виктор Викторович
1977 г.
директор
Загорской ГАЭС, филиа-
ла ПАО «РусГидро»



КОЗАК Дмитрий Николаевич
1958 г.
заместитель руководи-
теля Администрации
Президента Российской
Федерации

ПАВЛОВ Владимир Иванович
1961 г.
генеральный
директор филиала
АО «СО ЕЭС» –
«ОДУ Урала»

10 ноября



ШАРОВ Юрий Владимирович
1959 г.
член правления – руко-
водитель блока инжи-
нинга ПАО «Интер
РАО», генеральный
директор ООО «Интер
РАО – Инжиниринг»



ЩЕГОЛЕВ Игорь Олегович
1965 г.
полномочный предста-
витель Президента РФ
в Центральном феде-
ральном округе

11 ноября



ШАДАЕВ Максут Игоревич
1969 г.
министр цифрового
развития, связи
и массовых коммуни-
каций РФ

12 ноября

КУХМИСТРОВ Сергей Дмитриевич
1965 г.
директор Новочеркас-
ской ГРЭС – филиала
ПАО «ОГК-2»

НАЗАРОВ Станислав Валентинович
1970 г.
заместитель управ-
ляющего директора
ПАО «ТГК-1» –
директор филиала
«Кольский»

13 ноября

АМИРХАНОВ Амирхан Магомедович
1952 г.
заместитель руково-
дителя Федеральной
службы по надзору
в сфере природополь-
зования



ОЛЕНИН Юрий Александрович
1953 г.
заместитель гене-
рального директора
по науке и стратегии
ГК «Росатом»

15 ноября



БОРТНИКОВ Александр Васильевич
1951 г.
директор
Федеральной службы
безопасности РФ

16 ноября



АЛФЕЕВ Андрей Альбертович
1962 г.
генеральный директор
ООО «Калининград-
ская генерация»,
ООО «Русские газовые
турбины»



БУДАРГИН Олег Михайлович
1960 г.
вице-президент
по региональному
развитию Мирового
энергетического совета
(МИРЭС), член Выс-
шего совета «Единой
России»

18 ноября



МУРОВ Евгений Алексеевич
1945 г.
председатель Совета
директоров АО «Зару-
бежнефть»

20 ноября

ЕМЕЛЬЯНОВ Сергей Михайлович
1979 г.
генеральный директор
ООО «Транснефть-
энерго»

21 ноября



ХАЛИКОВ Ильдар Шафкатович
1967 г.
председатель Совета
директоров
АО «Татэнерго»

23 ноября

ЛАРИКОВ Владимир Сергеевич
1956 г.
директор филиала
АО «Дальневосточная
генерирующая
компания» (ДГК) –
«Хабаровская
генерация»

26 ноября



МУСТАФИН Ренат Рафаилович
1983 г.
директор Уфимской
ТЭЦ-3 – филиала
ООО «БГК»

28 ноября



АКСАКОВ Анатолий Геннадьевич
1957 г.
председатель Комитета
Государственной
Думы РФ по финансо-
вому рынку

30 ноября

ФИЛАТОВ Сергей Александрович
1981 г.
директор Департамента
недропользования
и природных ресурсов
Ханты-Мансийского
автономного округа –
Югры

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

декабрь

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

1 декабря



КОВАЛЬЧУК
Борис Юрьевич
1977 г.
генеральный директор,
председатель правления
ПАО «Интер РАО»

ГОРЬКОВ
Сергей Николаевич
1968 г.
генеральный директор –
председатель правления
АО «Росгеология»

3 декабря

КУЛЬБАЧЕВСКИЙ
Антон Олегович
1967 г.
руководитель Департа-
мента природопользова-
ния и охраны окружающей
среды города Москвы

4 декабря

ЭДЕЛЬГЕРИЕВ
Руслан
Сайд-Хусайнович
1974 г.
советник Президента РФ,
специальный представитель
Президента РФ по вопросам
климата

5 декабря

БАГАУТДИНОВ
Радий Равильевич
1969 г.
генеральный директор
ПАО «Колымаэнерго»

ИСЛАМОВ
Дмитрий Викторович
1977 г.
заместитель председа-
теля Комитета Государ-
ственной Думы РФ по
энергетике



СОЛОМЕННИКОВ
Игорь Валентинович
1965 г.
директор Зауральской ТЭЦ –
филиала ООО «БГК»



ЮРЬЕВ
Юрий Николаевич
1961 г.
генеральный дирек-
тор ООО «Орловский
энергосбыт»

7 декабря

ВОРОШИЛОВ
Олег Анатольевич
1971 г.
директор
Назаровской ГРЭС
красноярского филиала
ООО «Сибирская
генерирующая компания»

8 декабря

ТАУКЕНОВА
Карина Маратовна
1985 г.
заместитель
руководителя ФАС
России

ЛОБОВ
Илья Алексеевич
1978 г.
министр природных
ресурсов и экологии
Омской области

МУТКО
Виталий Леонтьевич
1958 г.
генеральный директор
АО «ДОМ.РФ»

ФАЙЗУЛЛИН
Ирек Энварович
1962 г.
министр строительства
и жилищно-
коммунального
хозяйства РФ

9 декабря



МИРОШНИЧЕНКО
Евгений Николаевич
1980 г.
член правления –
руководитель финансово-
экономического центра
ПАО «Интер РАО»

ОВЕРЧУК

Алексей Логвинович
1964 г.
заместитель Председателя
Правительства РФ

11 декабря

КОНЕВ
Иван Викторович
1959 г.
председатель правления –
генеральный директор
ОАО «Холдинговая компа-
ния «Энергомаш-Строй»

13 декабря

КОЗЛОВ
Сергей Юрьевич
1977 г.
заместитель генерального
директора – директор
филиала «Россети Сибирь»
в Республике Бурятия



ДЮКОВ
Александр
Валерьевич
1967 г.
председатель правления –
генеральный директор
ПАО «Газпром нефть»

16 декабря

ЗАЙЦЕВ
Юрий Викторович
1970 г.
Председатель
Правительства Калмыкии



НЕВМЕРЖИЦКАЯ
Наталья Викторовна
1974 г.
председатель правления
Ассоциации гаранти-
рующих поставщиков
и энергосбытовых
компаний

17 декабря



КОБЦЕВ
Сергей Николаевич
1972 г.
генеральный директор
АО «Теласи»

ШЕВНИН
Александр
Сергеевич
1980 г.
генеральный директор
ОАО «Сангтудинская
ГЭС-1»



ОКЛЕЙ
Павел Иванович
1970 г.
член правления –
руководитель блока
производственной
деятельности
ПАО «Интер РАО»

20 декабря



ТОКАРЕВ
Николай Петрович
1950 г.
председатель правления,
президент ПАО «Транс-
нефть»



ПИКИН
Сергей Сергеевич
1979 г.
директор Фонда
энергетического развития

21 декабря

ЕРОХИН
Владимир Петрович
1949 г.
председатель
Совета директоров
ПАО «Сургутнефтегаз»

22 декабря

НАЗАРОВА
Наталья Васильевна
1963 г.
член Комитета Госу-
дарственной Думы РФ
по энергетике

23 декабря



ЛИХАЧЁВ
Алексей
Евгеньевич
1962 г.
генеральный директор
ГК «Росатом»

24 декабря

СНИККАРС
Павел Николаевич
1978 г.
заместитель министра
энергетики РФ

26 декабря



ВОРОЖЕЕВ
Дмитрий
Викторович
1978 г.
директор филиалов
«Каширская ГРЭС»,
«Черепетская ГРЭС
имени Д. Г. Жимерина»
АО «Интер РАО –
Электрогенерация»

29 декабря

КОМАРОВ
Кирилл Борисович
1973 г.
первый заместитель
генерального директора –
директор блока по разви-
тию и международному
бизнесу ГК «Росатом»,
директор
ОАО «Атомэнергопром»

МАУ
Владимир
Александрович
1959 г.
ректор Российской
академии народного
хозяйства
и государственной службы
при Президенте Российской
Федерации

30 декабря

ФЕРАПОНТОВ
Алексей Викторович
1963 г.
заместитель руководителя
Федеральной службы по
экологическому, техно-
логическому и атомному
надзору (Ростехнадзор)

31 декабря



БОРИСОВ
Юрий Иванович
1956 г.
заместитель Председателя
Правительства РФ



ПОЛЛЕТТ
Рональд Джеймс
1969 г.
вице-президент GE, прези-
дент и главный исполни-
тельный директор GE
в России и СНГ, член Совета
директоров
ПАО «Интер РАО»



ЛЭП 500 кВ «Кавкасиони»



«Интер РАО» с августа 2021 года начало поставки электроэнергии в Турцию и Армению транзитом через Грузию. Они идут по линии 500 кВ «Кавкасиони». В этом году экспорт в Турцию может составить

322 млн кВт·ч,
в Армению –

142 млн кВт·ч

коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

DIGITAL-АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
МОСЭНЕРГО
АТОМЭНЕРГОМАШ
РОССЕТИ ЦЕНТР
РОССЕТИ УРАЛ
РОССЕТИ ЛЕНЭНЕРГО
ТГК-1
ЮНИПРО
МОСЭНЕРГОСБЫТ
ФСК

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

РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ
РЕГИОН

Видео

РУСГИДРО
СУЭК
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

Веб-издания

РОССЕТИ
РУСГИДРО
АТОМЭНЕРГОМАШ
ПЕРЕТОК.РУ

MLGR.RU

Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

MEDIALINE-PRESSA.RU

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

ML-DIGITAL.RU

Мобайл- и диджитал-проекты

INTERCOMM.SU

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