

*Российские экспортёры ищут варианты адаптации к углеродному регулированию ЕС*

*о рынке мощности, резерве и ВИЭ*

*Тихоходная турбина для АЭС*

# ЭБГ

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

## Уголь перед лицом декарбонизации

Угольная отрасль оказалась в нетривиальной ситуации. С одной стороны, в пылу энергоперехода из всех традиционных энергоносителей углю прочат наиболее мрачное будущее, а с другой, в условиях погодных аномалий он остаётся надёжным ресурсом, спрос на который растёт, как и цены.

стр. 8



**ПЕРЕТОК.РУ**

**ПРЕДСТАВЛЯЕТ**

# **СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!**

1000  
энергичных  
человек  
ежедневно

Годовой  
абонемент  
на поиск  
лучших

Удержание  
в топе  
результатов  
поиска

Брендирование  
страниц

Портрет  
компаний  
и её  
вакансий

раздел  
**ВАКАНСИИ  
В ЭНЕРГЕТИКЕ**  
на сайте [peretok.ru](http://peretok.ru)

**ПОДРОБНОСТИ:**

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

## Уважаемые читатели!

**В**

новом деловом сезоне первый номер «Энергии без границ» выходит с обновлёнными рубриками и дизайном. Более актуальный формат подачи позволяет описать ключевые тенденции энергосектора и при этом, как обычно, подчеркнуть значимые цифры и факты. В текущем и последующих номерах больше внимания будем уделять технологическому аспекту электроэнергетики и вопросам регионального развития.

Одной из основных тем для дискуссий сейчас являются резко ускорившиеся процессы перехода к углеродно нейтральной экономике. После того как в середине июля Еврокомиссия опубликовала свои предложения по введению трансграничного углеродного регулирования (СВАМ – Carbon Border Adjustment Mechanism), предполагающие взимание пошлин с 2026 года, а начало переходного периода уже с 2023 года, многие страны мира, в том числе и Россия, начали подсчитывать возможные эффекты и корректировать стратегии развития. В рубрике **«Тенденции»** рассказываем о том, какие последствия прогнозируются для России и как власти и бизнес планируют отвечать на возникшие вызовы. В **инфографике** собрали основные оценки и сценарии, касающиеся влияния СВАМ на российскую экономику и электроэнергетику.

Наиболее мрачные прогнозы в связи с энергопереходом звучат для угольной промышленности. Несмотря на то что сейчас доля угольной генерации электроэнергии в мире составляет около 38%, адепты энергоперехода предлагают сократить спрос на уголь к 2050 году на 90%. Однако 2021 год принёс отрасли неожиданную поддержку. Во-первых, на фоне всех погодных аномалий уголь показал себя как надёжный энергоноситель. Во-вторых, он по-прежнему остаётся самым недорогим ресурсом. В ряде стран, в том числе в Европе, квоты на выбросы CO<sub>2</sub> поднимают стоимость угля, но справиться с этим пока что помогают взлетевшие цены на газ. В итоге доля угля в выработке электроэнергии в Европе в 2021 году вырастет впервые за последние восемь лет. Подробнее о сложившейся ситуации и перспективах отрасли – в рубрике **«Тема номера»**.

Возвращаясь от глобальных мировых процессов к российской электроэнергетике, продолжаем собирать мнения и предложения регуляторов и экспертов о работе рынка мощности. Заместитель председателя правления – руководитель дирекции по развитию ЕЭС «Системного оператора Единой энергосистемы» Александр ИЛЬЕНКО в **интервью** «Энергии без границ» рассказал о возможных корректировках, а также о работе ВИЭ-генерации и управлении спросом.

С уважением,  
редакция журнала «Энергия без границ»

→

**01**



**04** **главные события в России**

**06** **главные события в мире**

**08** **тема номера**

Уголь перед лицом декарбонизации

*Рост спроса и цен всколыхнул споры о судьбе угольной отрасли. С одной стороны, в пылу энергоперехода из всех традиционных энергоносителей уголь прочат наиболее мрачное будущее, а с другой – в условиях погодных аномалий он остаётся надёжным ресурсом, спрос на который растёт.*

**14** **эксперт-клуб**

О том, как тренд на декарбонизацию будет влиять на российскую угольную отрасль

*и о её развитии в среднесрочной перспективе беседуем с Минэнерго РФ и экспертами.*

**18** **тенденции**

Экспорт минус углерод

*Для российских компаний трансграничное углеродное регулирование несколько лет оставалось гипотетической проблемой будущего, не имеющей отношения к текущей экономической реальности. Но сейчас ситуация изменилась: резкое ускорение европейского зелёного перехода подталкивает к адаптации и российскую экономику, так как на ЕС приходится 42% нашего экспорта.*

**22** **инфографика**

Влияние трансграничного углеродного регулирования ЕС на энергетику России

**Александр ИЛЬЕНКО:**

«Экономически эффективные объёмы управляемого спроса в российской энергосистеме могут составлять от 4 до 6 ГВт»

↓ **24**



← **04**

↓ **07**



**24** **интервью**

Александр ИЛЬЕНКО: «Ограничение выработки СЭС и ВЭС является нормальной практикой»

*О том, как может измениться подход к расчёту резерва мощности, а также о встраивании зелёной генерации в работу энергосистемы и перспективах управления спросом беседуем с заместителем председателя правления – руководителем дирекции по развитию ЭЭС «Системного оператора Единой энергосистемы».*

**30** **технологии**

Тихоходная турбоустановка для АЭС большой мощности

**32** **НВ**

Электрические самолёты

*Попытки принципиально «озеленить» авиацию за счёт электричества предпринимаются уже полвека.*





Учредитель и издатель:  
ПАО «Интер РАО»  
№ 4 (69) СЕНТЯБРЬ –  
ОКТАБРЬ 2021

12+

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

Свидетельство о регистрации  
ПИ № ФС77-54414 от 10.06.2013

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

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

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

коммуникационная группа  
**MEDIA LINE**

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

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

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

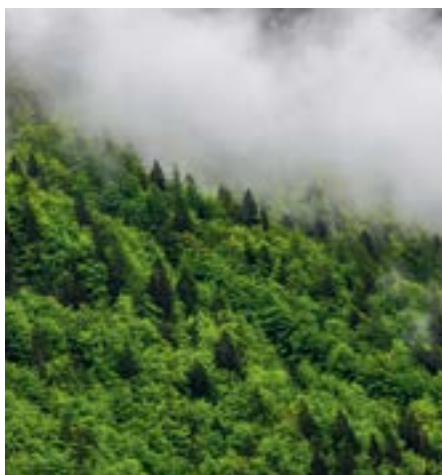
Типография: ООО «Типография  
«Печатных Дел Мастер».  
Адрес: 109518, г. Москва,  
1-й Грайвороновский пр-д, д. 4.

Цена свободная

←  
08

→  
03

↓  
18



↑  
30



↑  
36

**34 календарь  
дней рождения  
ключевых  
лиц ТЭК России  
в сентябре – октябре**

**36 фото номера**  
Старт  
модернизации  
Каширской ГРЭС

# В РОССИИ

# 2%

к уровню 2019 года, по оценкам Минэнерго, может составить рост потребления электроэнергии в России в 2021 году

## В августе на фоне традиционного спада деловой активности основной объём новостей составляла полугодовая финансовая отчётность энергокомпаний.

По сравнению с прошлым годом, когда фиксировался коронавирусный спад энергопотребления, показатели у большинства игроков выглядят намного лучше. По данным «Системного оператора ЕЭС», потребление электроэнергии в России в августе оказалось выше прошлогоднего на 6,5%, по итогам восьми месяцев прирост составил 5,4% (до 719,8 млрд кВт•ч).

## С начала года спрос восстановился не только в России.

По данным «Интер РАО», экспорт энергии в январе – июне достиг 10,24 млрд кВт•ч против 11,7 млрд кВт•ч за весь прошлый год, когда экспорт снизился на 39,5%.

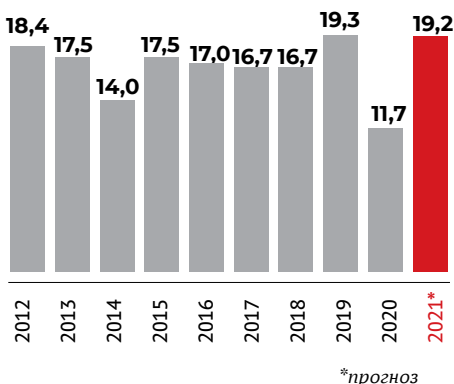
По итогам 2021 года «Интер РАО» рассчитывает экспортировать 19 млрд кВт•ч, что сопоставимо с пиковым результатом 2019 года и на 14% больше, чем в среднем за последнее десятилетие. При этом компания ожидает рекордной доходности от экспорта – маржинальность в 2021 году может превысить предыдущий рекорд сразу на 30%.

## В августе на прибалтийском направлении (второе по объёму после Финляндии, в первом полугодии поставки в страны Балтии выросли в 2,1 раза, до 2,96 млрд кВт•ч) возник риск снижения поставок.

Литва опубликовала проект новой методики определения пропускной способности пограничных ЛЭП. Утверждение документа может сократить объём поставок из первой ценовой зоны российского энергорынка, но не затрагивает экспорт из Калининградского анклава, сообщила член правления «Интер РАО» Александра ПАНИНА. Если проект будет принят в предложенном виде,

достичь отметки в 19 млрд кВт•ч, возможно, не удастся. Но будет ли принят этот документ, уже вызвавший вопросы у Латвии и Эстонии, пока неясно. Российский экспортёр направил свои замечания и предложения, дискуссия продолжается.

Экспортные поставки «Интер РАО», млрд кВт•ч



Евросоюз становится всё ближе к введению трансграничного углеродного регулирования (СВАМ, подробнее о его влиянии на Россию читайте на стр. 18–23). И наряду с внутрироссийскими процессами это подстёгивает слухи о крупных сделках на энергорынке.



< Андрей МЕЛЬНИЧЕНКО

**В начале сентября «Интерфакс» со ссылкой на источники сообщил, что Uniper рассматривает возможность продажи своей российской «дочки» «Юнипро» целиком или отдельными ГРЭС (в структуре компании их пять) в рамках сворачивания традиционной генерации и перехода на ВИЭ и водород.**



▲ Шатурская ГРЭС

# + 5%

выручки предложили учесть в тарифах «Россети» для выплаты дивидендов

Новым владельцем может стать СУЭК Андрея МЕЛЬНИЧЕНКО, уже купившая в последние годы несколько угольных ТЭС, сказал один из собеседников агентства. В конце мая Reuters со ссылкой на свои источники передавал, что Uniper ведёт переговоры о продаже активов «Юнипро» с «Интер РАО», но стороны не сошлись в цене. Какие-то решения касательно судьбы активов «Юнипро» могут быть приняты уже этой осенью, ожидает сейчас собеседник «Интерфакса».

Привлекательность «Юнипро» в глазах потенциальных покупателей выросла в мае, когда на рынок вернулся третий энергоблок Берёзовской ГРЭС, введённый по ДПМ в конце 2015 года и сгоревший в начале 2016 года.

**10 сентября «Коммерсант» со ссылкой на свои источники передал, что Андрей МЕЛЬНИЧЕНКО готов покупать и менее рентабельные генерирующие активы для расширения собственной базы потребления добываемых углей.**

Структуры СУЭК могут купить ТГК-14, 90% акций которой РЖД и аффилирован-



# 9

регионами должно ограничиться число территорий РФ, расположенных в зоне энергорынка, но оплачивающих энергию и мощность полностью по тарифам, говорится в Национальном плане развития конкуренции на 2021–2025 годы



▲ Бурейская ГЭС



▲ Зейская ГЭС

ный с ней НПФ «Благосостояние» безуспешно пытаются продать не первый год.

В начале сентября несколько важных новостей принёс Восточный экономический форум (ВЭФ). Так, «РусГидро» на форуме рассказало о проекте строительства четырёх противопаводковых ГЭС на Дальнем Востоке. Электростанции суммарной мощностью 1,6 ГВт и стоимостью 320 млрд рублей способны зарегулировать до 92% стоков рек Зея и Буря. Один из вариантов финансирования –

Около **1,3** млрд кВт·ч

в течение 20 лет будет поставлять Нижне-Бурейская ГЭС «РусГидро» Амурскому ГХК «Сибура», согласно заключённому СДД

новый ДПМ, расстроила рынок госкомпания. Строительство четырёх ГЭС целиком по этой схеме может повысить конечные цены для потребителей на 1,5%, подсчитал Владимир СКЛЯР из «ВТБ Капитала». Картину смягчил министр энергетики РФ Николай ШУЛЬГИНОВ. По его словам, предложенные «РусГидро» станции имеют разную противопаводковую эффективность, и профильное министерство будет рекомендовать правительству санкционировать строительство только части из них.



▲ Павел СНИККАРС

Главная стратегическая новость лета в энергосекторе – решение Минэнерго РФ о масштабной корректировке механизма конкурентного отбора мощности (КОМ) и связанных инструментов рынка. В прошлом номере ЭБГ замглавы Минэнерго Павел СНИККАРС говорил, что министерство изучает вариант дополнения 6-летнего КОМ отбором за 1–2 года до начала поставки мощности для повышения точности прогнозирования объёмов потребления. Но в процессе обсуждения регулятор остановился на более привычном варианте, предложив кабмину сократить сроки КОММод до пяти лет и вернуться к четырёхлетнему КОМ. Одновременно регуляторы обещают развернуть широкую отраслевую дискуссию о самих корректировках. Планируется комплексно рассмотреть предложения по совершенствованию порядка определения величины спроса и предложения на мощность, расчёта коэффициентов резервирования в ценовых зонах, а также предложения, направленные на повышение ответственности потребителей при планировании собственной нагрузки. С учётом результатов уже состоявшихся отборов КОММод будет проанализирована необходимость принятия мер для повышения конкурентных преимуществ ТЭЦ при отборе, а также ускоренная достройка паросиловых блоков до парогазовых.

**12,2%**

уставного капитала «Иркутскэнерго» планирует консолидировать Еп+ в рамках оферты миноритариям





1. Германия

**Mercedes-Benz – только электромобили**



**Немецкий автопроизводитель Mercedes-Benz, входящий в группу Daimler, планирует перейти на выпуск исключительно электромобилей до конца текущего десятилетия, если позволят рыночные условия, сообщила компания.**

В 2022 году во всех сегментах, в которых работает Mercedes-Benz, будут представлены электромобили. С 2025 года все новые модели машин будут работать исключительно на электрических двигателях, и покупатели смогут выбрать такую альтернативу для любой из старых моделей.

Для выполнения этих целей компания намерена инвестировать свыше 40 млрд евро в ускорение разработки электромобилей в период с 2022 по 2030 год. Со следующего года восемь моделей электромобилей будет выпускаться на семи предприятиях Mercedes-Benz в трёх странах. Ранее компания планировала, что к 2025 году четверть её продаж будет приходиться на электромобили и гибридные машины. Теперь эта цель повышена до 50%. В первом полугодии доля этих машин составляла 10,3% от общего объёма продаж.



2. США

**Термоядерное топливо**

**1,3 мегаджоуля (МДж) энергии удалось получить учёным Ливерморской национальной лаборатории Лоуренса (Калифорния, США) в ходе эксперимента по зажиганию термоядерного топлива.** Это в восемь раз больше, чем в ходе аналогичного эксперимента полугодичной давности.

Многие эксперты полагают, что полученный результат – прорыв в термоядерном синтезе, вплотную приближающий человечество к тому, чтобы воспроизвести процессы, происходящие на Солнце, в земных условиях и обеспечить человечество безграничной чистой энергией на тысячелетия вперёд.

Управляемый термоядерный синтез – реакция, противоположная ядерному делению, питающему современные АЭС. Термоядерная энергия не сопряжена с побочными явлениями вроде выброса CO<sub>2</sub> или радиоактивных отходов, требующих строительства дорогостоящих хранилищ. Всё, что нужно для её получения, – два изотопа водорода: дейтерий и тритий. Причём потенциальный источник энергии будет занимать в сотни раз меньше места, чем любая солнечная или ветровая электростанция.



3. Казахстан

**Казахстан может ввести ТУР**

**Казахстан первым из стран Евразийского экономического союза заявил о планах ввести трансграничное углеродное регулирование по аналогии с Евросоюзом.**

В стране уже есть биржа для торговли выбросами CO<sub>2</sub>, а теперь республика хочет взимать на границе «импортную и экспортную углеродные пошлины». Как передал «Коммерсант», об этом сообщил глава Минэнерго республики Нурлан НОГАЕВ. Власти Казахстана надеются, что это позволит снизить нагрузку на своих экспортёров в ЕС, которая оценивается в \$9 млрд в год. Казахстан также прорабатывает введение внутреннего углеродного налога на потребление энергоресурсов.

«Всё это позволит избежать полной уплаты пограничного углеродного налога в ЕС и направлять средства, полученные от углеродного налога, на реализацию климатических проектов для достижения цели по глубокой декарбонизации экономики», – сказал Нурлан НОГАЕВ.

Казахстан – единственная страна ЕАЭС, где с 2013 года работает система торговли углеродными квотами (ETS-KZ). На ней торгуются только квоты на выбросы CO<sub>2</sub>. Система охватывает несколько отраслей: производство удобрений, цемента, стали, алюминия, электроэнергетику, добычу газа и нефти.





4. Китай

### КНР наращивает генерацию

**Потребление электроэнергии в Китае, считающееся одним из основных параметров оценки экономической активности в стране, увеличится во втором полугодии примерно на 6%, прогнозирует Китайский электроэнергетический совет (СЕС).**

К концу 2021 года установленная мощность генерации в Китае достигнет 2,37 тысячи ГВт, увеличившись за год примерно на 7,7%.

Спрос и предложение электроэнергии в Китае

в целом были сбалансированы в этом году, отмечает СЕС. При этом сохранился импульс к переходу на экологически чистые и низкоуглеродные технологии, сообщает агентство «Синьхуа».

В первом полугодии потребление электроэнергии в стране выросло сразу на 16,2% относительно аналогичного периода «ковидного» 2020 года и составило 3,93 трлн кВт•ч. По итогам 2020 года спрос на электричество в КНР вырос на 3,1% – до 7,5 трлн кВт•ч.



5. Япония

### Toyota вложится в батареи для электромобилей

**Японский автопроизводитель Toyota Motor Corp. потратит 1,5 трлн иен (\$13,7 млрд) до 2030 года на развитие мощностей по выпуску аккумуляторов для электромобилей и гибридных автомобилей, а также на исследования и разработки в этой сфере.**

К 2030 году автопроизводитель планирует иметь 70 производственных линий по выпуску аккумуляторов общей мощностью 200 ГВт•ч в год, сообщил Bloomberg.

Планы Toyota указывают на серьезное изменение позиций японской компании, которая неоднократно высказывала сомнения в перспективах рынка электромобилей, отмечая их высокую стоимость.

Ранее в этом году Toyota объявила о намерении выпустить на мировой рынок 15 моделей электромобилей к 2025 году. Сейчас представители компании отметили, что гибридные автомобили по-прежнему будут занимать прочное место на глобальном автомобильном рынке в ближайшие десятилетия. В будущем Toyota займётся усовершенствованием аккумуляторов, чтобы сократить расходы на них в каждом электромобиле на 50%.



6. Китай

### Передача энергии микроволнами



**Китай разработал прототип установки, способной передавать электроэнергию на расстояние 10 м с помощью микроволн, сообщило агентство «Синьхуа».**

В рамках эксперимента общая эффективность электропередачи достигла 25,5%. Проект уже прошёл экспертную приёмку Китайской национальной корпорации электросети State Grid, передала газета Science and Technology Daily. Следующей целью исследователей станет установка мощностью 1 кВт, которая должна позволить увеличить дальность передачи вдвое, до 20 м.

Передача электроэнергии с помощью микроволн на

большие расстояния является важным вспомогательным дополнением традиционной проводной сети передачи и может использоваться в условиях ограниченной передачи по проводам, таких как непрерывное питание высотных беспилотных летательных аппаратов, зарядка беспроводной сенсорной сети и электроснабжение в сложных географических условиях. В случае стихийных бедствий или аварийного ремонта микроволновая передача энергии может быть использована для быстрого восстановления электроснабжения в зонах бедствий или районах без электричества, отмечают разработчики.





# Уголь перед лицом декарбонизации

текст: Александра БЕЛКИНА

Рост спроса и цен всколыхнул споры о судьбе угольной отрасли



**У**гольная отрасль оказалась в нетривиальной ситуации. С одной стороны, в пылу энергоперехода из всех традиционных энергоносителей углю прочат наиболее мрачное будущее, а с другой – в условиях погодных аномалий он остаётся надёжным ресурсом, спрос на который растёт, как и цены.

Согласно прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА), к 2030 году все основные угледобывающие страны, за исключением Индии, в сценарии «Текущее развитие» сократят добычу угля. Например, в Китае снижение может составить 4% к уровню 2019 года (до 2,65 млрд т угля эквивалента), в Австралии – 11% (до 381 млн т), в США – 53,6% (до 229 млн т), в России – 9,4% (до 307 млн т). Прирост в Индии прогнозируется в 27%, до 519 млн т.

Сценарий «Устойчивое развитие» предполагает сокращение добычи всеми основными странами без исключения. В рамках этого сценария добыча в Китае прогнозируется на уровне 1,8 млрд т, в Индии – 304 млн т, в Австралии – 241 млн т, в США – 77 млн т и в России – 220 млн т.

При этом в мае МЭА опубликовало план достижения углеродной нейтральности в мире к 2050 году, который и вовсе предполагает сокращение спроса на уголь к контрольной дате на 90%. Агентство также предложило отказаться от инвестиций в новые проекты по добыче ископаемого топлива. Однако мировой рынок пока скептически относится к столь радикальным оценкам и предложениям. Так, в сентябре несколько видных чиновников Австралии, в том числе премьер-министр Скотт МОРРИСОН, заявили, что страна продолжит добычу и экспорт угля – отрасль даёт тысячи рабочих мест и миллиардные экспортные доходы, к тому же уголь востребован в развивающихся странах.

Действительно, уголь – недорогой по сравнению с остальными энергоносителями ресурс, а технологии его использования становятся всё более экологичными. Крупнейшими мировыми импортёрами угля в 2020 году, по данным МЭА, были Китай, Индия, Япония, Южная Корея и ЕС. Но ситуация будет неизбежно меняться. Страны Евросоюза уже давно отказываются от угольной генерации, консервируя или закрывая электростанции. О своих планах сокращения потребления угля заявил также Китай, который является лидером по объёмам добычи и импорта. В прошлом году руководство страны объявило,

что КНР будет стремиться к достижению пика выбросов углекислого газа к 2030 году и углеродной нейтральности – к 2060 году. При этом предполагается строго контролировать рост потребления угля в 2021–2025 годах и постепенно сокращать его начиная с 2026 года.

### Российский уголь

Планы Китая имеют большое значение для России, так как наша страна в условиях сокращения поставок на западном направлении в последние годы увеличивает экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) и планирует наращивать его объёмы. В начале сентября на Восточном экономическом форуме это вызвало критику спецпредставителя Президента РФ по связям с международными организациями для достижения целей устойчивого развития Анатолия ЧУБАЙСА.

«У нас есть в стране угольная стратегия, разрабатывавшаяся, как я понимаю, при активном участии СУЭК до 2035 года. Основа этой стратегии – рост экспорта угля в АТР, и прежде всего в Китай. Китай – крупнейший в мире рынок угля, необъятный, гигантский, сооружаются новые угольные электростанции в Китае. Давайте экспортировать туда, писали мы в стратегии, утверждённой год назад», – сказал Анатолий ЧУБАЙС, напомнив также про планы Китая сократить потребление угля (цитаты по «Интерфаксу»).

«Наша стратегия провалилась, она не работоспособна, она не может быть реализована в этой ситуации. Мы не можем повлиять на китайскую климатическую политику, она определилась без нас. Мы можем увидеть её и адекватно отреагировать или чем дальше, тем больше закрывать глаза, продолжая на всей скорости двигаться в сторону бетонной стены. И вот тогда действительно придётся ответить шахтёрам Кузбасса, Донбасса, Сахалина, Воркуты, Челябинска и всех других угольных регионов. «О чём вы думали раньше, товарищи начальники?» – спросят нас», – предупредил г-н ЧУБАЙС. По его словам, угольным компаниям в этих условиях стоит «бросить всё» на углехимию.

Выступавший на той же сессии форума руководитель крупнейшей российской угольной компании СУЭК Степан СОЛЖЕНИЦЫН отметил, что если экспорт угля на западном направлении «на глазах» падает в связи с политикой декарбонизации, то поставки на азиатские рынки не сокращаются, и до 2030 года потребление в Китае будет расти.



Средняя цена энергетического угля на мировом рынке в августе 2021 года выросла

в **2,4** раза

по сравнению с августом 2020 года – с \$50,14 до \$168,75 за тонну



«Конечно же, мы понимаем (тенденции мирового рынка. – Прим. ред.) и ни в какую бетонную стену не гонимся», – сказал г-н СОЛЖЕНИЦЫН.

Минэнерго России после заявления Анатолия ЧУБАЙСА поспешило выпустить свой комментарий, в котором отчиталось о росте экспортных поставок российского угля в первой половине 2021 года на 9,8%, правда, взяв для сравнения низкую базу «ковидного» 2020 года.

«Экспорт российского угля в страны Европы за январь – июнь 2021 года увеличился на 2,4% – до 22,5 млн т. В 2021 году суммарные поставки угля на европейский рынок сохранятся на уровне 2020 года. Также повышение обусловлено ростом спроса и поставок в страны АТР с 55,41 млн т до 60,43 млн т, о чём российские компании неустанно говорят с 2013 года», – сообщили в Минэнерго.

В ведомстве подчеркнули, что уголь – «базовый элемент мирового потребления», и хотя «век ископаемых ресурсов,



конечно же, конечен, но современные энергетические предприятия с нулевыми выбросами имеют срок службы порядка 50 лет».

Надо отметить, что угольная стратегия (официально – программа развития угольной промышленности) охватывает период до 2035 года, и эксперты не видят на этом горизонте значительного сокращения потребления угля в Китае. Кроме того, планы экспорта из России в восточном направлении рассчитаны не только на Китай, но и на другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона (подробнее читайте в рубрике «Эксперт-клуб» на стр. 14–17).

Программа фиксирует, что на внутрироссийском рынке в условиях перераспределения топливного баланса в пользу газа потребление угля почти не увеличивается, и с 2016 года экспортные поставки превышают внутреннее потребление. Так что прогноз по динамике потребления угля внутри РФ в консервативном сценарии предусматривает небольшое снижение, а рост заложен только в оптимистичном сценарии программы. В отношении экспорта оба сценария предусматривают увеличение показателей.

### Цены радуют

Уверенности и оптимизма угольным компаниям в этом году добавляет ценовая ситуация. Согласно подсчётам Института проблем естественных монополий

(ИПЕМ), средняя цена энергетического угля на мировом рынке в августе 2021 года выросла в 2,4 раза по сравнению с августом 2020 года – с \$50,14 до \$168,75 за тонну.

Управляющий директор сектора металлургии аналитического управления «Открытие Research» Даниил КАРИМОВ считает, что в основе этого лежат три фактора. Первый и самый главный заключается в том, что предложение угля от основных мировых поставщиков продолжает сталкиваться с перебоями в поставках. Кроме того, повлияли дефицит предложения на рынке газа и низкие запасы его в Европе. Третьей причиной стала более низкая выработка альтернативных источников энергии по сравнению с нормальными уровнями на фоне погодных отклонений.

«Уголь традиционно считается ресурсом местного потребления (мировая торговля энергетическим углём составляет только 23% его потребления), поэтому снижение добычи в отдельных регионах мира привело к видимому росту мирового импорта угля, подстегнув цены к росту... Увеличение импорта в Китай и в ряд других азиатских стран приводит к дисбалансу в поставках угля в мире, создавая дефицит предложения энергоносителей в Европе. Запасы газа в ЕС остаются ниже средних значений за последние пять лет, что привело к росту цен до рекордных значений

Угольная генерация даже с учётом дорогих квот на выбросы CO<sub>2</sub> (более 60 евро за 1 т) оказывается рентабельнее газа при цене последнего от \$527, подсчитали в Vygon Consulting





**Анатолий ЧУБАЙС,**  
*специальный представитель Президента РФ по связям с международными организациями для достижения целей устойчивого развития:*

«Наша стратегия провалилась, она не работоспособна, она не может быть реализована в этой ситуации. Мы не можем повлиять на китайскую климатическую политику, она определена без нас. Мы можем увидеть её и адекватно отреагировать или чем дальше, тем больше закрывать глаза, продолжая на всей скорости двигаться в сторону бетонной стены»

и сделало уголь даже с учётом высокой стоимости квот на выбросы более привлекательным энергоносителем», – пояснил аналитик.

Goldman Sachs в сентябре выпустил прогноз, согласно которому средняя стоимость энергетического угля в Азии в IV квартале 2021 года может вырасти до \$190/т. Препятствием была почти вдвое ниже. Кроме того, банк увеличил прогноз по цене на 2022 год с \$85/т до \$120/т. Факторы роста останутся всё те же – восстановительный рост потребления электроэнергии и проблемы с добычей и транспортировкой угля в ряде стран.

По оценке Даниила КАРИМОВА, планомерное снижение цен в IV квартале 2021 года возможно за счёт увеличения добычи в Азии и перенаправления части поставок в другие регионы мира, однако с учётом высокой вероятности сохранения сбоя в поставках рассчитывать на резкое снижение цен не стоит до февраля – марта 2022 года.

которого пришёлся на начало сентября. Цены на более экологичный вид топлива приблизились к \$1 тысяче за 1 тысячу куб. м; угольная генерация даже с учётом дорогих квот на выбросы CO<sub>2</sub> (более 60 евро за 1 т) оказывается рентабельнее газа при цене последнего от \$527, подсчитали в Vygon Consulting. Российские СМИ начали писать об «угольном ренессансе в Европе», но ситуация выглядит разовым событием и вряд ли приведёт к масштабному возвращению угля в энергетику ЕС. Впрочем, этот кризис наверняка будет иметь намного больше экономических и политических последствий, чем «чисто климатический» скачок цен на электроэнергию в Техасе в марте.

Как и в случае с энергоколлапсом в США, проблемы в Европе начались на фоне погодных аномалий. Холодная зима привела к «перерасходу» газа из хранилищ, которые этим летом наполнялись недостаточно интенсивно: к середине сентября ПХГ в ЕС были заполнены чуть более чем на 70%, тогда как годом ранее – на 93%.

Ценовые рекорды на газовом рынке ЕС стали обновляться в конце лета под влиянием объективных факторов. В конце августа в Великобритании и на побережье ряда стран континентальной Европы установилась нехарактерная безветренная погода. Это обрушило выработку ветровых электростанций, в том числе офшорных ВЭС, до минимальных значений. Кроме того, из-за урагана «Ида» США снизили объём поставок СПГ, а Норвегия сократила прокачку из-за профилактического ремонта трубопроводов. 1 тысяча куб. м газа, стоившая прошлой осенью около \$170, подорожала до \$600, после чего тема на три недели стала одной из ключевых на мировом энергорынке. Пик был достигнут 15 сентября, когда в течение дня после роста на 16%, до \$966 (около \$150 за баррель при пересчёте в нефтяной эквивалент), октябрьские фьючерсы на газ на бирже ICE обвалились на \$170, и тренд развернулся к снижению. На этот день пришёлся пик сокращения поставок из Норвегии (в августе они были рекордными – 9,4 млрд куб. м, плюс 15% к августу 2020 года), после чего объём прокачки начал увеличиваться.

Но к этому моменту цены на электроэнергию, выработка которой обеспечивалась за счёт подорожавшего газа, выросли в Европе на десятки процентов, в Испании 1 МВт•ч в отдельные часы обходился потребителям в 150 евро. В особо сложном положении оказалась Великобритания, зависящая от экспорта



### Газ в помощь

Среди причин роста спроса на уголь отдельно стоит выделить фактор цен на газ и снижение выработки генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Несмотря на глобальный зелёный поворот и трёхкратный рост цен на углеродные квоты внутри Евросоюза, доля угля в генерации Европы по итогам 2021 года вырастет впервые за последние восемь лет. Главная причина – масштабный кризис на газовом рынке ЕС, пик



энергии с континента: из-за пожара на подстанции страна потеряла как минимум до весны треть мощности перетока через Ла-Манш (1 ГВт из 3 ГВт). Стоимость электроэнергии в стране выросла вдвое, из-за скачка цен на газ в течение месяца о банкротстве объявили пять небольших частных энергокомпаний (570 тысяч клиентов). В марте на рынке было 49 таких компаний, к концу года их число сократится до 10, полагают местные аналитики.

Крупные промпредприятия ЕС начали объявлять о снижении рентабельности на фоне рекордных цен на энергоресурсы. Среди них оказались крупнейший производитель меди в Европе – Aurubis AG, и даже химический концерн BASF SE, обеспеченный собственной генерацией на 80%. Производитель 20% товарного аммиака в мире – норвежская Yara International ASA – за несколько дней сократила его выпуск в ЕС на 40%. В Британии об остановке двух заводов в Биллингеме и Инсе сообщил химхолдинг CF Industries. Примечательно, что остановка этих производств, использующих газ в качестве сырья, обернулась проблемами для пищевой промышленности. Британские производители мяса призвали власти защитить внутренний рынок из-за перебоев с поставками углекислого газа. Он является побочным продуктом основного производства CF Industries и используется для производства газировки и пива, оглушения скота перед забоем и в качестве реагента при упаковке и хранении пищи.

### Уголь вернулся

Нестабильность на энергорынке заставляет сектор вновь вернуться к обсуждению судьбы угольной генерации. По мнению ряда экспертов, ЕС слишком резво осуществляет зелёный переход и энергетика не поспевает за этой тенденцией. Случившийся кризис выявил проблемы и в системе квотирования выбросов, действующей в ЕС с 2003 года. Несмотря на необходимость платить за выбросы 1 т CO<sub>2</sub> более 60 евро, угольная генерация при текущем уровне цен оказалась рентабельной. С учётом квот «цена переключения» с угля на газ составляет \$527, котировки газа оказались выше порога более чем на \$250, говорит Иван ТИМОНИН из Vygon Consulting.

Оператор энергосистемы Великобритании в сентябре обратился к энергетикам с просьбой вернуть в работу угольные блоки на станциях EDF West Burton A и Drax Plc. Эти мощности формально уже выведены из работы,

но были законсервированы до 2024 года, когда Британия планирует полностью отказаться от угля. Официально в стране работают угольные ТЭС, фактически объём располагаемых мощностей снизился с 23 ГВт в 2011 году до 5 ГВт, мощность газовых блоков составляет 39 ГВт. При этом глава Управления нефти и газа Великобритании Энди СЭМЮЭЛ заявил, что перед развитыми странами «стоит задача в первую очередь заняться углём»: «В уголь продолжается тревожный объём инвестиций – рекордно высокие цены на газ заставляют некоторых возвращаться на уголь». По расчётам г-на ТИМОНИНА, сейчас доля угольной генерации в Британии выросла примерно до 3% против 1,6% в 2020 году; для Германии показатель вырос до 8% против 7,4% годом ранее.

Ситуация беспокоит бизнес своей потенциальной долгосрочностью: высокие цены на газ и электроэнергию могут привести к закрытию энергоёмких производств в ЕС и скажутся на темпах постковидного восстановления экономики. Лоббистская группа средних по величине немецких компаний Der Mittelstand опубликовала итоги опроса своих членов: 97% респондентов заявили, что ожидают дальнейшего роста цен на энергоносители в течение следующих пяти лет. Основная масса экспертов менее пессимистична: период высоких цен на газ и электричество в Европе затянется при совпадении нескольких неблагоприятных факторов, в том числе предстоящая зима должна оказаться очень холодной и в Европе, и в Азии – тогда регионы будут соревноваться между собой за поставки СПГ, разгоняя цены. Впрочем, стоит отметить: ценовой паритет в сентябре уже достигнут – при цене \$830 за 1 тысячу куб. м премия в ЕС для американских производителей СПГ составит \$11 на 1 тысячу куб. м, для «Ямал СПГ» – \$26, подсчитали аналитики Vygon Consulting.

### Выбор стратегии

Сложившаяся в этом году ситуация с ростом цен на уголь и увеличением его потребления не может быть долгосрочной, отмечают многие эксперты. Тёплая зима или запуск «Северного потока-2» либо и то и другое могут уже очень скоро прервать угольную идиллию.

Очевидно, что на длинном горизонте планирования потребление угля во всём мире будет снижаться. Ключевой вопрос в том, какую стратегию выбрать компаниям и странам, чтобы успеть окупить пока ещё продолжающиеся инвестиции



Экспорт российского угля в первой половине 2021 года вырос

на **9,8%**

по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, до 107,3 млн т





и не создать инфраструктуру, которая будет востребована относительно недолгий срок. В России, например, во многом для увеличения перевозок угля в восточном направлении и экспорта в страны АТР ведётся расширение БАМа и Транссиба. Второй этап расширения и модернизации железной дороги оценивается РЖД в 780 млрд рублей, и компания ведёт работы по третьему этапу. Точность прогнозов в этом случае дорого стоит.

Единственной оптимальной стратегии для угольной промышленности сейчас нет. Углекислота, о которой говорил Анатолий ЧУБАЙС, вызывает пока вопросы, в том числе с точки зрения экологии, и не является универсальным решением. Часть крупных игроков рынка угля начали выходить из активов,

например британо-австралийская компания ВНР. Glencore, наоборот, приобретает активы, пока цены на сырьё остаются на высоком уровне.

В России Еп+ Group выделила угольные электростанции в отдельную компанию и намеревалась их продать. СУЭК, которой, помимо добычных активов, принадлежит также угольная генерация, покупает всё новые электростанции, поясняя, что топливом для них будет уголь, добываемый предприятиями группы. СУЭК уже купила Рефтинскую ГРЭС у «Энел Россия», Красноярскую ГРЭС-2 у «Газпром энергохолдинга» и Приморскую ГРЭС у «РусГидро». Как сообщал «Коммерсантъ», компания также интересуется ТГК-14, принадлежащей фонду «Благополучие» и РЖД, и активами «Юнипро».

Насколько верными окажутся те или иные выбранные стратегии, станет понятно уже в этом десятилетии. Планы Евросоюза по введению трансграничного углеродного регулирования заставили другие страны задуматься о квотировании выбросов и источниках энергии, в том числе для внутреннего потребления. Но при кардинальном сокращении добычи угля государствам, помимо экономических вопросов, предстоит решать также социальные. Кроме того, доля угольной генерации в мире составляет около 38%, и зачастую дешевле использовать современные технологии сжигания угля и очистки выбросов, чем переходить на другие энергоносители. Судя по публичным заявлениям, часть угледобывающих стран воспользуется всеми возможностями, чтобы максимально продлить работу отрасли.

УГОЛЬНЫЙ  
ВОПРОС

# О том, как тренд на декар- бонизацию будет влиять на россий- скую уголь- ную отрасль и о её развитии в средне- срочной перспективе беседуем с Минэнерго РФ и экспертами

Сергей МОЧАЛЬНИКОВ,  
директор департамента  
внешнеэкономического сотрудничества  
и развития топливных рынков  
Министерства энергетики России

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

Сергей ГРИШУНИН,  
управляющий директор рейтинговой  
службы, Национальное рейтинговое  
агентство



## Сергей МОЧАЛЬНИКОВ

**У**голь по-прежнему остаётся традиционным и наиболее доступным источником энергии во всём мире, особенно для стран с развивающейся экономикой. При этом страны Азиатско-Тихоокеанского региона и региона Индийского океана (Китай, Индия, Корея, Тайвань, Вьетнам и др.), страны Африки, Центральной и Южной Америки не планируют сокращать потребление угля в краткосрочной и среднесрочной перспективе. В то же время наблюдается некоторое снижение спроса на угольную энергетику со стороны европейских стран ввиду влияния глобальных тенденций, связанных с декарбонизацией энергетики, посредством внедрения более чистых технологий. В Российской Федерации с целью углеродного регулирования в июне 2021 года принят Федеральный закон «Об ограничении выбросов парниковых газов», которым определены основные понятия национальной углеродной политики с акцентом на активизацию поглощения парниковых газов.

Несмотря на внедрение мер, способствующих декарбонизации мировой энергетики с целью резкого уменьшения выбросов CO<sub>2</sub>, наличие значительных запасов угля, расположенных в различных странах мира (Китай, ЮАР, Россия, Индонезия, США, Польша, Германия и др.), более высокие цены на природный газ и СПГ, а также доступность технологий выработки энергии на угле не позволят в ближайшей перспективе отказаться от его использования.

В 2021 году отмечено восстановление экономической активности и промышленного производства в мире, которые потребовали увеличения выработки и использования электрической энергии. В связи с этим, по оценкам МЭА (Международного энергетического агентства. – Прим. ред.), в 2021 году ожидается рост

потребления угля, включая российский, в Европе и Азии. Так, согласно МЭА, в 2021 году суммарные поставки российского угля на европейский рынок сохранятся на уровне 2020 года, а в страны Азиатско-Тихоокеанского региона и региона Индийского океана существенно увеличатся.

На фоне роста мирового спроса и цен на энергетический и коксующийся уголь российские угольные компании нарастили объёмы его добычи и экспорта. При этом наибольший рост отгрузок российского угля на экспорт отмечен в восточном направлении, а также в направлении портов юга и северо-запада России.

Учитывая фактор удалённости угольных месторождений от ключевых рынков сбыта, сдерживающим фактором для развития российского экспорта угля являются ограничения логистической инфраструктуры.

Дополнительные возможности для экспансии российского угля на внешние рынки предоставляет глубоководный порт Тамань, способный принимать суда типа Capesize вместимостью до 200 тысяч тонн. В перспективе дальневосточный порт Суходол позволит, как ожидается, увеличить экспортные поставки на 12–20 млн тонн в год.

Несмотря на благоприятную оценку перспектив для развития угольного производства в России, особое внимание в условиях ожидающегося к 2040 году снижения объёмов потребления угля в энергетике и промышленности уделяется поиску альтернативных путей его использования. **Углекислотная переработка угля.** Однако серьёзные риски для развития углекислотной переработки угля возникают из-за энергоёмкости производства. В связи с этим государство должно выступить координатором процессов составления баланса потребностей в развитии углекислотной продукции и необходимых объёмов мощностей по выпуску продукции с учётом спроса на внутреннем и внешнем рынках.

Российские  
угольные компании  
нарастили объёмы  
добычи и экспорта





## Алексей ФАДДЕЕВ

**В** средне- и долгосрочной перспективе неизбежно сокращение спроса на уголь в Европе. Соответственно, основным рынком для РФ останутся страны Восточной, Юго-Восточной и Южной Азии.

В последнее время много говорят о планах Китая по декарбонизации энергетики, но эти декларации имеют ограниченное отношение к реальному состоянию дел. Так, национальный вклад Китая в рамках Парижского соглашения (NDC) предполагает, что выбросы парниковых газов (а значит, и потребление угля) будут только расти и достигнут пика в период до 2030 года. Соответственно, начало тренда на сокращение выбросов и потребления угля возможно не ранее чем через 8–10 лет.

Кроме того, Китай является не единственным потребителем угля в регионе. Даже если Китай активизирует усилия по декарбонизации, у российских поставщиков остаётся порядка 10 лет стабильной работы на азиатском рынке.

Российская угольная промышленность обладает массой конкурентных преимуществ – например, низкой себестоимостью добычи, широкой номенклатурой углей, малым количеством природных бедствий. Основной проблемой является логистика. Удалённость угледобывающих регионов от морских портов несёт значительные затраты на транспортировку угля железнодорожным транспортом. Но даже с учётом значительного транспортного плеча российский уголь является конкурентоспособным на мировом рынке.

Перспективы развития углехимии ограничены целым рядом причин: неопределённостью с рынком сбыта, климатическими и природоохранными

ограничениями и межтопливной конкуренцией.

**Основной продукцией углехимических комбинатов в зарубежных странах являются синтетическое топливо и метанол.** С прицелом на какой рынок должны развиваться подобные углехимические производства в России? Местному (сибирскому и дальневосточному) рынку значительные мощности не нужны. Потребление крупнотоннажных нефтепродуктов в Сибири и на Дальнем Востоке составляет менее 20 млн тонн. Это означает, что для замещения нефтяного сырья угольным потребуется всего около 70 млн тонн угля – 18% от добычи угля в России.

Если рассчитывать, что углехимия будет развиваться на экспорт, то вывоз продукции будет по-прежнему требовать значительных транспортных затрат. Немаловажно, что железнодорожные перевозки угля оплачиваются по относительно невысокому тарифу, а жидких топлив – по более высокому. Также экспорт будет ограничиваться тем, что в Китае – основном импортёре российского угля – высокими темпами развивается собственная углехимия. Эту страну можно назвать мировым лидером отрасли.

Препятствовать развитию углехимии будет и фактор климатического регулирования. Основные процессы углехимии сопровождаются значительными выбросами CO<sub>2</sub>. Например, крупнейший углехимический комбинат в ЮАР при мощности в 8 млн тонн продукции выбрасывает 50 млн тонн CO<sub>2</sub>. Возможно применение технологий улавливания и хранения выбросов, как это планируется, например, на углехимическом комбинате Ningxia китайской компании

Даже если Китай активизирует усилия по декарбонизации, у российских поставщиков остаётся порядка 10 лет стабильной работы на азиатском рынке



Для замещения нефтяного сырья угольным потребуется всего около 70 млн тонн угля –

# 18%

от добычи угля в России

Shenhua, но такие технологии являются дорогостоящими и ещё не применялись в России.

В России с её низкими ценами на нефтяное и газовое сырьё углехимии очень сложно конкурировать с нефтью и газохимией. Таким образом, у России есть неплохие стартовые условия для развития углехимии, но эта отрасль вряд ли может стать полноценной заменой традиционной энергетике в качестве рынка сбыта угля.

Потребление угля будет снижаться в России даже в среднесрочной перспективе. Например, планируется замена угольной Артёмовской ТЭЦ на газовую Артёмовскую ТЭЦ-2, дальнейшая газификация ТЭЦ Дальнего Востока. При этом зона, где уголь является безальтернативным топливом (то есть территория, не охваченная Единой системой газоснабжения), постепенно сокращается. Ярким примером является появление газовой генерации в Амурской области в этом году.

В долгосрочной перспективе дальнейшему снижению спроса на уголь будет способствовать расширение систем трансграничного углеродного регулирования.





## Сергей ГРИШУНИН

**Д**екарбонизация мировой экономики, о которой сегодня говорят все, кто связан с энергетикой, экологией и промышленностью, представляет серьёзную угрозу существованию мировой угольной отрасли. Действительно, сжигание одной тонны угля приводит к образованию 2,7 тонны CO<sub>2</sub>. С учётом мировой добычи угля на уровне 7,438 млн тонн, в 2020 году отрасль ответственна за образование около 20,1 млрд тонн CO<sub>2</sub>, или 63% от общих выбросов CO<sub>2</sub> (с учётом поглощающей способности лесов). Такие расчёты свидетельствуют явно не в пользу угольной отрасли, поскольку простая замена сжигаемого угля природным газом, если не учитывать, что около 700 млн тонн угля используется для нужд коксования, позволила бы сократить выбросы от сжигания угольного топлива до 8 млрд тонн CO<sub>2</sub>, то есть в 2,5 раза. Очевидно, что такой упрощённый расчёт не может являться основанием для принятия решений об отказе от угля. Тем не менее в развитых странах, и прежде всего в Евросоюзе, отмечается тренд на снижение использования угля для нужд электроэнергетики, на которую традиционно приходится около 80% потребления угля в мире.

**Для нашей страны, в которой угольная отрасль составляет основную грузовую базу (до 33%) транспортной отрасли, снижение потребления угля в мире представляет серьёзную угрозу.** Многие помнят пример Великобритании, которая за 15 лет в 10 раз сократила потребление российского угля. Очевидно, что расчёты на европейский рынок как на стабильный источник сбыта более не могут служить основой долгосрочного планирования. Безусловно, разворот стран Евросоюза к возобновляемым источникам представляется неустойчивой стратегией. Уже в этом году на фоне резко подорожавше-

го газа отдельные страны перезапускают остановленные ранее угольные электростанции и вынужденно закупают подорожавшие партии угля на мировом рынке. Однако рассчитывать на то, что Европа откажется от зелёного тренда и вернётся к традиционным источникам энергии, не приходится. Даже в таких скептически настроенных к возобновляемой энергетике странах, как Польша, экологическая повестка постепенно одерживает верх.

В связи с этим надежды российских угольщиков устремляются в сторону Азии, и прежде всего Китая. Так, в прошлом году в Китае введено в строй новых мощностей суммарным объёмом генерации на угле на уровне 38,4 ГВт, при этом закрыто около 9 ГВт старых мощностей. Важно отметить, что новые станции работают на критических и сверхкритических режимах горения, что значительно снижает выбросы загрязняющих веществ, а некоторые блоки оборудованы установками захвата и утилизации CO<sub>2</sub>, которые, по оценкам специалистов «Сколково», могут снижать выбросы CO<sub>2</sub> на 90%. Конечно, подобные установки потребляют довольно много энергии и требуют регулярной замены фильтров, поэтому захват и захоронение отходящих парниковых газов на них обходятся в \$50–70 за тонну. Однако важно понимать, что технология всё ещё не носит массового характера и большинство установок спроектированы по индивидуальному дизайну, так что их массовое внедрение обещает снизить стоимость очистки газов в 2–3 раза, что вернёт угольной энергетике шансы на дальнейшую эксплуатацию. Характерно, что при применении таких систем выбросы парниковых газов угольных электростанций сократятся до 60–80 г CO<sub>2</sub> на 1 кВт•ч (по сравнению с газовыми электростан-



# 38,4

 ГВт

новой угольной генерации введено в Китае в 2020 году,

# 9

около ГВт старых угольных мощностей было закрыто

В развитых странах, и прежде всего в Евросоюзе, отмечается тренд на снижение использования угля для нужд электроэнергетики, на которую традиционно приходится около 80% потребления угля в мире





циями, которые сегодня вполне удовлетворяют экологическим требованиям на уровне 300–400 г CO<sub>2</sub> на 1 кВт•ч).

Таким образом, китайские энергетики не спешат отказываться от традиционного вида энергоресурсов, а работают над тем, чтобы сжигание угля не приводило к значительным объёмам образования CO<sub>2</sub> в атмосфере. **Более того, забота об экологии приводит к отказу энергетиков Китая от использования низкосортных собственных и индонезийских углей. Всё чаще электростанции Китая используют высококачественные угли марок А, Т и СС, которые покупают в том числе и в нашей стране.** Кроме того, политические разногласия с Австралией привели к запрету со стороны властей Поднебесной закупать уголь из этой страны, что позволило США, Канаде и России нарастить экспорт качественного энергетического угля в Китай. Таким образом, китайское направление российского



# 20–30

лет китайское направление может быть привлекательно для экспорта российского угля

экспорта выглядит вполне привлекательным в перспективе ближайших 20–30 лет.

При этом качество российского угля будет давать ему определённые преимущества перед продукцией из других стран, поскольку по содержанию серы и иных вредных примесей наш уголь выигрывает у большинства конкурентов в силу минимальных показателей вредных примесей.

Достаточно ли китайского направления для того, чтобы чувствовать себя спокойно? Очевидно, что нет. Энергетическая политика стран может меняться быстро и радикально, поэтому необходимо налаживать отношения со странами ЮВА и Индией, где тоже развивается угольная генерация, хотя и не такими темпами, как в Китае.

Собственное потребление угля в России будет снижаться, страна взяла курс на полную газификацию, что позволит качественно улучшить экологическую ситуацию в городах, особенно в Сибири и на Дальнем Востоке. В связи с этим развитие углехимии – это основное направление, на котором требуется сконцентрировать усилия научного сообщества и бизнеса. Причём задача состоит не только в том, чтобы развивать традиционные направления углехимии в виде производства синтетического топлива и химических веществ вроде толуола и антрацена, но и в развитии технологий получения из угля новых перспективных наноматериалов вроде графена и углеродных нанотрубок. В целом можно констатировать, что хоронить угольную отрасль рано, а декарбонизация даёт шанс разработать технологии, действительно необходимые для улучшения экологического состояния российских городов.



Китайские энергетики не спешат отказываться от традиционного вида энергоресурсов, а работают над тем, чтобы сжигание угля не приводило к значительным объёмам образования CO<sub>2</sub> в атмосфере





## Экспорт минус углерод

текст: Юрий ЮДИН

**Российские экспортёры ищут варианты адаптации к трансграничному углеродному регулированию ЕС**

**Н**есколько лет тема трансграничного углеродного регулирования (ТУР) в основном была глобальным аргументом в руках участников ВИЭ-сектора, находящихся в постоянном поиске нового финансирования. Для российских компаний ТУР оставался гипотетической проблемой будущего, не имеющей отношения к текущей экономической реальности. Но сейчас ситуация изменилась: резкое ускорение европейского зелёного перехода подталкивает к адаптации и российскую экономику, так как на ЕС приходится 42% нашего экспорта.

Европейская система учёта и торговли квотами на выбросы CO<sub>2</sub> начала создаваться ещё в 2003 году и за это время преврати-

лась из формальной во вполне рабочую. В 2005 году через систему проходили лишь бесплатные объёмы выбросов для электростанций (1,447 млрд т), нефтеперерабатывающих предприятий (146 млн т) и нефтегазохимии (19 млн т). В прошлом году платные квоты ТЭС составили уже 85% (16,6 млрд евро), нефтепереработки – 15% (500 млн евро). Нефтегазохимия пока по-прежнему укладывается в бесплатные квоты, которые выросли в 3,5 раза (67 млн т в 2020 году). Но объём выбросов энергокомпаниями за 15 лет снизился более чем на 650 млн т, до 794 млн т; нефтепереработкой – на 35 млн т, до 111 млн т.

Внутриевропейские тенденции вполне ожидаемо стали мировыми после того, как Еврокомиссия в декабре 2019 года приняла

«Зелёный пакт», объявивший основным приоритетом план достижения углеродной нейтральности к 2050 году. Ключевое новшество – распространение требований по снижению углеродного следа на экспортные товары в ЕС. План формулировал общие принципы и не содержал конкретных параметров, так что в прошлом году в российском экспертном сообществе возникла лёгкая паника. Её подстегнул и проект бюджета ЕС на 2021–2027 годы, в котором говорилось, что введение ТУР может обеспечить поступление от 5 млрд до 14 млрд евро в год. По прошлогодним оценкам Института проблем естественных монополий (ИПЕМ), участвующего от РФ в консультациях с ЕС, под новые европейские пошлины мог попасть российский экспорт более чем на \$75 млрд. Тогда же Российский союз промышленников и предпринимателей сообщил в Минэкономразвития, что, по оценкам Института народно-хозяйственного прогнозирования РАН, потери экспортёров могут составить 2,8–3,6 млрд евро в год (при цене за единицу выбросов 20–25 евро за тонну CO<sub>2</sub>-эквивалента). КРМГ прогнозировал эти траты на уровне 4–6 млрд евро в год; наиболее пессимистичные эксперты говорили о суммах до 8 млрд евро в год.





# 110

млн т составило снижение годовой эмиссии CO<sub>2</sub> электростанциями РФ благодаря реализации ДПМ

Более конкретный анализ стал возможен после того, как в марте этого года Еврокомиссия одобрила введение ТУР, а 14 июля представила «Зелёный курс» (The European Green Deal), предполагающий сокращение вредных выбросов в атмосферу на 55% к 2030 году по сравнению с 1990 годом. Одной из климатических мер стал ТУР, названный в Европе СВАМ (Carbon border adjustment mechanism). Он предполагает, что с импортных товаров с высоким углеродным следом (то есть выше установленных ЕК эталонных значений) будет взиматься плата при ввозе в Евросоюз. В список товаров вошли алюминий, железо, сталь, удобрения, цемент и электроэнергия. При этом пошлины на ввоз таких товаров будут вводиться поэтапно с 2023 по 2026 год, их размер будет рассчитываться в зависимости от объёма углеродного следа конкретной продукции. Озвученные параметры, очевидно, не стали неожиданностью для российских властей: в тот же день, 14 июля, Минэкономразвития сообщило, что с 2026 года мера затронет поставки в ЕС железа и стали, алюминия, труб, электроэнергии и цемента из РФ в объёме \$7,6 млрд в год.

**П**оследовавшие экспертные оценки оказались для отечественных экспортёров более оптимистичными. ИПЕМ оценил допзатраты промышленников по СВАМ в \$1,1–2,3 млрд, а с учётом косвенных эффектов – до \$2,5 млрд. При этом на прямые выбросы при производстве товаров (Score 1) будет приходиться до \$1,13 млрд, на косвенные выбросы по всей цепочке создания товара (Score 3) – \$1,17 млрд

в год. Из-за нового налога ЕС удорожание всей российской экспортируемой продукции в среднем составит 24%. Цена российской электроэнергетики для ЕС вырастет на 48%, азотных соединений – на 70%, стоимость продукции чёрной металлургии увеличится на 26%, а цемент подорожает почти в два раза.

Впрочем, эксперты «Центра энергоэффективности – XXI» (ЦЭНЭФ) полагают, что коллеги излишне нагнетают ситуацию. Они посвятили оценке последствий введения СВАМ для России 140-страничный доклад, в котором находят расчёты ИПЕМ завышенными. Учтя случившийся рост цен на квоты в ЕС и разницу между реальной и допустимой углеродоёмкостью, в ЦЭНЭФ получили годовой объём платежей по СВАМ для российских экспортёров в \$150–250 млн в год. Это близко к пересчитанной ими же оценке КРМГ при отражении в расчётах реальных контуров принятого ЕС механизма, указано в докладе. Реальные потери российской экономики связаны не с платежами по СВАМ, а с потерей рыночных ниш, в том числе в связи с последующим введением механизмов СВАМ в других регионах. Из-за этого российские поставщики могут недосчитаться \$25–126 млрд, заявили эксперты ЦЭНЭФ, рассмотрев 10 сценариев. При текущей углеродоёмкости в РФ и ЕС и росте цен на квоты в Европе до 100 евро за тонну CO<sub>2</sub> чистые потери Россией доходов от экспорта в 2026 году не превысят \$200 млн, к 2050 году могут вырасти до \$1,3–2,1 млрд. Фактически это убытки от сокращения рыночных ниш: экспорт СВАМ-товаров из России будет постепенно снижаться. Единственным исключением станет алюминий, углеродоёмкость которого в ЕС выше.

При этом в ЦЭНЭФ верят, что «динамичная низкоуглеродная трансформация может приносить доход и служить драйвером экономического роста» в России. С этим согласны в Аналитическом центре при правительстве (АЦ), но в нём указывают на имеющиеся слабости: нормативная база учёта парниковых газов в РФ значительно отличается от регулирования в ЕС и не позволит национальным производителям претендовать на послабление СВАМ. В Европе предусмотрено стимулирование снижения выбросов, а Россия хочет активизировать поглощение CO<sub>2</sub>. Необходима гармонизация норм с ЕС, «низкоуглеродная» модернизация ТЭК и диверсификация экспорта, полагают в АЦ. В ЦЭНЭФ дополняют список обязательным расчётом углеродоёмкости продукции, её учётом в справочниках



НДТ, формированием систем бенчмаркинга по удельным выбросам парниковых газов.

Проблема разного целеполагания в ЕС и России действительно существует. Проекты сокращения выбросов декларируют большинство крупных эмитентов CO<sub>2</sub>, но глубина оптимизации между секторами существенно различается. «Северсталь» за счёт модернизации производства к 2030 году намерена сократить эмиссию CO<sub>2</sub> на 10%, Evraz на своих металлургических предприятиях – на 20%. «Металлоинвест» декларирует углеродную нейтральность к 2050 году, а к 2025 году снизит выбросы на 6%, к 2035 году – уже на 77%. При этом предложенный вариант СВAM не выглядит для металлургов большой проблемой. «Северсталь», чистая прибыль которой по итогам первого полугодия выросла в четыре раза, до \$1,86 млрд, оценила свои доприходы на оплату пошлин ЕС в \$70 млн – это плата за выбросы при производстве продукции сверх установленных в ЕС нормативов.

Газодобытчики интересуются водородными проектами – этот вид топлива вместе с накопителями энергии в перспективе может заменить привычное горючее. Но нефтяники, газовики и даже производители удобрений прорабатывают сейчас проекты улавливания оксида углерода из атмосферы. Выбрасывая парниковые газы, они хотят компенсировать объём эмиссии за счёт улавливания. Но, во-первых, такие технологии пока достаточно дороги. Во-вторых, нет никакой уверенности (и договорённости с ЕС), что подобные проекты будут учитываться при расчёте СВAM для конкретного экспортёра.

**В** электроэнергетике ситуация более запутанная. С одной стороны, объём эмиссии CO<sub>2</sub> при выработке электричества учитывается в качестве косвенных энергетических выбросов (Scope 2) при производстве любого товара. С другой – он является самостоятельным показателем при экспорте электроэнергии. В последние годы ситуация с экологичностью отечественной энергетики улучшается. Компании выводят неэффективные мощности, отказываясь от самой «грязной» угольной генерации. Обновление мощностей по программе договоров предоставления мощности (ДПМ, введено 30 ГВт, выведено 17 ГВт) позволило снизить объём годовой эмиссии на 110 млн т CO<sub>2</sub>-эквивалента (при общем объёме годовой эмиссии



в РФ в 2019 году в 2119 млн т), следует из проекта стратегии низкоуглеродного развития РФ до 2050 года, подготовленного Минэкономразвития. Для сравнения, ввод 5,4 ГВт по первой программе поддержки зелёной генерации (ДПМ ВИЭ) позволит предотвратить выброс лишь 2,5 млн т в год. Теоретически ситуацию можно радикально изменить – этот вариант прописан в интенсивном сценарии стратегии, но вызывает лишь недоумение в секторе. В качестве альтернативы Минэк предлагает нарастить долю АЭС, ГЭС и ВИЭ к 2050 году до 73%, построив 280 ГВт новых мощностей (45% СЭС, 26% ВЭС и 20% АЭС). То есть объём нового строительства в таком случае превысит текущую мощность ЕЭС.

На фоне обновления мощностей в рамках ДПМ уровень расходов условного топлива (УРУТ) в России в последние годы снижается и сейчас составляет 314 г на 1 кВт·ч. Но по компаниям сектора показатель



# 0,44%

составила доля ВЭС и СЭС в общей выработке в Единой энергосистеме РФ в январе – августе 2021 года





сильно разнится. Как указывает Vugon Consulting, в 2019 году средний УРУТ для «угольных» СГК и ДКГ составлял 882 г и 814 г на 1 кВт•ч соответственно, а для ТГК-1, владеющей в том числе гидрогенерацией, – лишь 219 г. Переходные проекты обновления мощностей позволяют снизить топливные расходы до отметки около 250 г на 1 кВт•ч. Такого результата «Интер РАО» ожидает после установки 170-мегаваттной ПГУ «Силовых машин» на Каширской ГРЭС. Эксперты и промышленность полагают, что углеродоёмкость производства в РФ и ЕС в ближайшие годы будет разниться примерно на четверть. При этом стоит отметить, что европейский показатель усредняет такие разные с точки зрения энергетики страны, как угольная Польша и, например, Швеция, где эмиссия на 1 кВт•ч в прошлом году оказалась в 17,4 раза ниже, чем в ЕС.

В России пока ключевой тенденцией в рамках тематики ТУР является небывалая активность российских экспортёров по заключению свободных двухсторонних договоров (СДД) на поставку энергии ВИЭ и ГЭС, а также вхождение крупнейших гидрогенераторов – «РусГидро» и En+ Group – в международную систему зелёных сертификатов I-REC. Индивидуальный учёт по фактическим выбросам конкретного производителя с помощью СДД и зелёных сертификатов – самый взвешенный, разумный и справедливый сценарий и для «Интер РАО», которое является оператором экспорта-импорта российской электроэнергии, говорит член правления «Интер РАО» Александр ПАНИНА. По расчётам ЦЭНЭФ, сейчас ЕС импортирует 3,4% потребляемой энергии, из неё на долю поставок из РФ приходится 13%. Учёт по фактическим выбросам позволит сохранить объём экспорта в Европу, так как налог будет нулевым – углеродоёмкость генерации на ВИЭ, АЭС и ГЭС ещё долго будет оставаться ниже европейских нормативов. Но на этом пути есть два препятствия. Меньшее – экспортёру придётся доказать, что на пути зелёной энергии не было сетевых ограничений и она могла поступить от места выработки до места потребления. Основной барьер – неопределённость статуса атомных и крупных гидроэлектростанций. В настоящий момент этот вопрос выглядит ключевым на переговорах с европейскими партнёрами. В теории эта генерация может быть признана недостаточно экологичной из-за влияния на природу в период строительства (ГЭС) и наличия опасных отходов (АЭС). Но в борьбе за АЭС у России есть союзники

## В России пока ключевой тенденцией в рамках тематики ТУР является активность экспортёров по заключению зелёных СДД

внутри Евросоюза. Франция и ещё шесть стран Европы просят признать вклад ядерной энергетики в борьбу с изменениями климата и считать её зелёной. Еврокомиссия должна разработать зелёную таксономию, которая будет учитываться в рамках СВАМ, до конца года. Но вне зависимости от принятого решения в «Интер РАО» надеются, что ставки для АЭС и больших ГЭС будут «крайне низкими».

Два других сценария, проанализированных «Интер РАО», менее оптимистичны. При учёте углеродного следа электроэнергии (и косвенных энерговыбросов для других товаров) по России в целом (подвариант – по отдельным регионам) «Интер РАО» может потерять 70–80% экспорта в Европу – поставки будут рентабельны только в отдельные периоды высоких цен. Если Еврокомиссия решит считать объём эмиссии для отечественной энергии исходя из своих норм выбросов CO<sub>2</sub> при выработке на ископаемых видах топлива, экспорт энергии перестанет быть рентабельным: объёмы платежей по СВАМ превысят прибыль экспортёра.

Таким образом, в настоящий момент экспортёрам стоит уповать, прежде всего, на переговоры властей России с Евросоюзом. Учёт по фактическим выбросам вкупе с признанием энергии АЭС и ГЭС зелёной позволит отечественным поставщикам сохранить объёмы экспорта и доли рынка, а также сделает осмысленным ажиотаж вокруг заключения СДД и внедрения системы зелёных сертификатов. В противном случае финансово пострадает как минимум часть экспортёров – имеющих мощностей ВЭС и СЭС на всех желающих точно не хватит.



# Влияние трансграничного углеродного регулирования ЕС на энергетику России

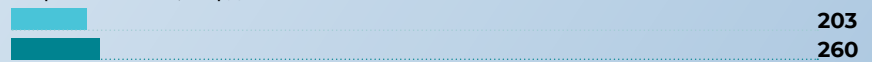
## Проект «климатической» стратегии РФ до 2050 года Базовый сценарий

■ 2017 год  
■ 2050 год

Производство электроэнергии, млрд кВт•ч



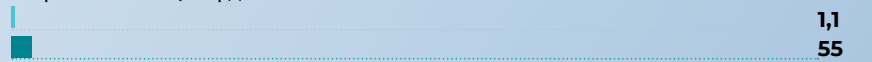
Выработка АЭС, млрд кВт•ч



Выработка ГЭС, млрд кВт•ч



Выработка ВИЭ, млрд кВт•ч



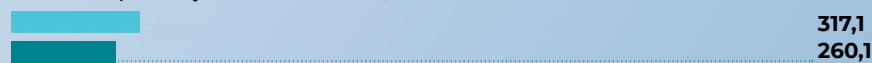
Выбросы, млн т CO<sub>2</sub>-экв.



Углеродоёмкость ВВП, в % к 2017 году



Удельный расход условного топлива, г на кВт•ч



Потери в электросетях, %



# \$2,5 млрд,

по оценке ИПЕМ, составляют совокупные (прямые и косвенные) эффекты на российскую экономику от СВAM

За год цена квот на выбросы одной тонны CO<sub>2</sub> в ЕС удвоилась, превысив

# 62 евро

в начале сентября. При цене выше 100 евро генераторам, по экспертным оценкам, выгоднее будет заниматься реальными мероприятиями, а не покупать квоты

## Прямые эффекты от введения СВAM (оценка ИПЕМ)

■ Для электроэнергетики РФ ■ Для экономики РФ

Допзатраты экспортёров



Экспорт



Отношение допзатрат к экспорту





## Влияние СВАМ на экспорт электроэнергии из РФ (расчёты ПАО «Интер РАО»)

Вариант расчёта СВАМ для электроэнергии из РФ:

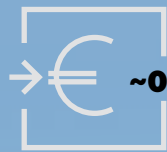
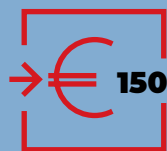
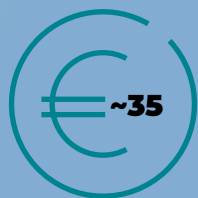
- Ставка для генерации на ископаемом топливе в ЕС
- Учёт средней углеродоёмкости генерации РФ
- Индивидуальный учёт по фактическим выбросам (СДД на ВИЭ, АЭС и ГЭС\*)

Расчётный объём выбросов, кг на 1 МВт•ч

Расчётный СВАМ (при себестоимости генерации в РФ ~33 евро), евро на 1 МВт•ч

Общие расходы на уплату налогов при экспорте, млн евро

Доля экономически рентабельного экспорта из РФ в ЕС (от текущих значений)

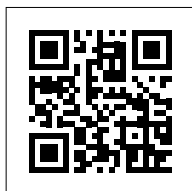


\* Решение о признании энергии АЭС и крупных ГЭС в ЕС пока не принято, таксономия будет разработана до конца 2021 года.

CO<sub>2</sub>



## Александр ИЛЬЕНКО: «Ограничение выработки СЭС и ВЭС является нормальной практикой»



Расширенную  
версию интервью  
читайте  
на [Peretok.ru](http://Peretok.ru)



Работа рынка мощности снова стала предметом дискуссий в энергетическом сообществе. Минэнерго прорабатывает переход от шестилетнего к трёхлетнему конкурентному отбору (КОМ), остались вопросы к параметрам программы модернизации. О том, как может измениться подход к расчёту резерва мощности, а также о встраивании зелёной генерации в работу энергосистемы и перспективах управления спросом в интервью «Энергии без границ» рассказал заместитель председателя правления – руководитель дирекции по развитию ЕЭС «Системного оператора Единой энергосистемы» Александр ИЛЬЕНКО.

**– Одной из постоянно обсуждаемых тем в отрасли является резерв мощности в Единой энергосистеме (ЕЭС). Какая сейчас работа ведётся для сокращения его объёма?**

– Давайте сразу разделим вопрос на два – как выводить из эксплуатации неэффективное оборудование в условиях сверхнормативного резерва и как определить собственно норматив резерва.

Правильно работающие рыночные инструменты создают для участников экономические стимулы выводить из работы избыточные низкоэффективные мощности, а корректно выстроенные процедуры вывода оборудования из эксплуатации позволяют собственнику это сделать.

На рынке мощности модель с наклонной кривой спроса действует с 2015 года –

каждый лишний мегаватт, заявленный и отобранный в КОМ, приводит не только к снижению цены на мощность, но и к снижению стоимости всей мощности, оплачиваемой потребителями. Модель работает достаточно эффективно, и с 2015 года мы видим устойчивую динамику выводов – порядка 3 ГВт в год. Наверное, уже можно говорить, что большая часть неэффективного оборудования, вывод которого



не требует замещающих мероприятий, либо уже выведена, либо планируется к выводу в ближайшее время. Следующий этап – это решение вопроса вывода оборудования в случае, когда требуется реализация замещающих мероприятий.

На законодательном уровне вопрос решён – в июле 2020 года внесены соответствующие нормы в Федеральный закон «Об электроэнергетике», в январе 2021 года вышло постановление правительства РФ, раскрывающее нормы закона. С 31 января этого года действует новый порядок вывода объектов генерации из эксплуатации. Его принципиальное отличие от ранее действовавшего – наличие механизмов формирования и реализации замещающих мероприятий, позволяющих вывести объект генерации из эксплуатации или обеспечить его полноценную длительную эксплуатацию, если такое решение для энергосистемы является наименее затратным. Нормативная база есть, осталось на практике реализовывать новую модель.

Сегодня мы находимся в самом начале пути – по новой процедуре с января этого года уже поданы заявки на вывод 54 объектов генерации суммарной мощностью 3423,4 МВт, но, с учётом установленных сроков разработки замещающих мероприятий и формирования экономических оценок, пока ещё ни один собственник не прошёл процедуру от начала до конца.

Очевидно, что с учётом опыта практической реализации будут уточняться отдельные процедуры и деловые процессы, но сегодня мы можем говорить, что все условия для вывода избыточной и неэффективной генерации созданы.

Что касается в целом резерва мощности, то его сокращение не может являться самоцелью. На мой взгляд, целесообразно говорить не про сокращение резерва мощности до какого-то численного значения, а про создание признаваемого электроэнергетическим сообществом порядка определения достаточности или недостаточности генерации для покрытия прогнозируемого потребления.

Наличие прозрачной, понятной и общепризнанной методики расчёта позволит снять вопросы из разряда «17% – это много или мало?». Без привязки к конкретному составу оборудования, профилю потребления сама по себе цифра резерва не имеет никакого смысла. Если вы хотите покрыть потребление только объектами ВИЭ или оборудованием с высоким уровнем аварийности, то 17% будет заведомо мало, а если ваше генерирующее оборудование годами работает как часы – избыточно.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на сегодня – 245 ГВт, а максимальный объём потребления мощности зимой – порядка 150 ГВт. При сравнении двух цифр может создаться впечатление, что мы имеем гигантские избытки. Безусловно, в настоящее время избытки мощности есть. Но они существенно меньше, чем арифметическая разница указанных цифр. Не будем забывать, что в составе этих 245 ГВт есть установленная мощность солнечных электростанций, вклад которых в покрытие декабрьского вечернего максимума нагрузки будет равен нулю; ветровых электростанций, фактическая нагрузка которых, как правило, существенно ниже установленной. Фактическая мощность гидроэлектростанций зависит от напора, условий ледостава и иных ограничений в конкретный год; мощность ТЭЦ с определённым оборудованием – от наличия тепловых нагрузок, а на атомных станциях необходимо производить перезагрузку топлива. Для любого вида оборудования требуется проведение ремонтов. Все эти факторы приводят к тому, что реальная мощность оборудования, готового к несению нагрузки, ниже установленной. Объём такого снижения является существенным. Максимальных значений он достигает в период летней ремонтной кампании. Так, например, в июле 2021 года средняя за месяц величина снижения мощности составляла 62,7 ГВт. Но и в зимний период объём снижений достаточно высок – так, в январе 2021 года он составил 24,2 ГВт. Следует отметить, что в последние годы температуры, при которых ЕЭС России проходит годовые пики потребления, далеки от наиболее низких температур, регистрировавшихся в предшествующие годы, соответственно, и уровень потребления мощности был ниже потенциально возможного.

Некорректный учёт вышеуказанных факторов может привести к невозможности обеспечения электроснабжения потребителей. Поэтому необходимо иметь методику расчёта резервов, учитывающую их.

В настоящее время «Системный оператор» ведёт работу по имплементации подхода по расчёту необходимой величины резерва на основании расчёта балансовой надёжности. Предполагается включение этой нормы в новую редакцию методических указаний по проектированию развития энергосистем. Это позволит нам, исходя из актуальных параметров работы энергосистемы, отвечать на вопрос, достаточно или нет генерирующих мощностей

**Александр ИЛЬЕНКО:**

## **В настоящее время мы видим, что экономически эффективные объёмы управляемого спроса в российской энергосистеме могут составлять от 4 до 6 ГВт**

в конкретном энергорайоне или в целом по ЕЭС для покрытия потребления с заданной вероятностью. Принципиально важным является указание на заданную вероятность.

Чем большими резервами обладает энергосистема, тем выше её надёжность и меньше вероятность отключения потребителей. Но чем выше надёжность, тем больше за неё в итоге платит потребитель. Экономически нецелесообразно иметь как сверхнизкий, так и сверхвысокий уровень надёжности. В обоих случаях страдают потребители: в первом – от частых отключений, ущербов и отсутствия нормальных условий развития, во втором – от высокой финансовой нагрузки.

Расчёт балансовой надёжности позволяет оцифровать планируемое состояние энергосистемы с точки зрения вероятности отключения потребителей.

Наша энергосистема – не «медная доска», её нельзя представить моделью, в которой вся мощность свободно передаётся между любыми её частями. В этой связи крайне важно, чтобы расчётная модель, используемая для расчётов балансовой надёжности, как можно более точно отражала реальные параметры функционирования энергосистемы. Модель, которую использует «Системный оператор», достаточно подробна. Она включает в себя порядка 100 зон надёжности – энергорайонов, для каждого из которых отдельно считается вероятность бездефицитной работы.

→

**25**

Сформировать расчётную модель и выполнить расчёты балансовой надёжности – это инженерная задача. В «Системном операторе» есть для этого все необходимые ресурсы и компетенции. Определение нормативных уровней надёжности – это уже вопрос технико-экономической политики государства. Задача состоит в том, чтобы найти оптимум.

В настоящее время идёт формирование нормативной базы в области вопросов балансовой надёжности. Первым стал приказ Минэнерго РФ от 30.04.2021 № 321, установивший с 1 сентября 2021 года нормативный уровень балансовой надёжности, подлежащий применению для оценки возможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования. На мой взгляд, именно принципы вероятностной оценки, формируемой на основании статистических и прогнозируемых параметров работы оборудования, являются наиболее корректным методом определения нормативных значений резервов в энергосистеме для любых видов долгосрочного планирования.

**– Насколько вообще стоит поднимать тему сокращения резерва с учётом планов по развитию ВИЭ? Этим летом в Объединённой энергосистеме (ОЭС) Юга в резерве оставалось менее 500 МВт. Ранее «Системный оператор» указывал на риски записи ВИЭ-мощностей на юге.**

– О сложностях с покрытием баланса мощности в ОЭС Юга известно давно, и высокий уровень потребления нынешним летом в период высоких температур только подтвердил правильность решения о строительстве новой генерации в регионе. Напомню, что в марте 2018 года «Системный оператор» провёл конкурентный отбор мощности новой генерации, по результатам которого в Юго-Западном энергорайоне Краснодарского края должна быть введена в работу новая электростанция с ПГУ-энергоблоками – ТЭС Ударная мощностью 500 МВт.

При этом по программе ДПП ВИЭ в ОЭС Юга должно быть введено до 3,5 ГВт солнечных и ветровых электростанций. Решают эти масштабные вводы ВИЭ проблему дефицита мощности? Ответ – нет. Ввод даже существенных объёмов новых объектов ВИЭ не оказывает значимого влияния на обеспечение надёжности. Объекты ВИЭ – это замечательный источник чистой зелёной электроэнергии. Ключевое слово здесь – электроэнергия. Чем больше в энергосистеме объектов ВИЭ, тем большую

долю в балансе электроэнергии они будут занимать. В балансе мощности ситуация принципиально иная. Например, 21 января 2021 года при прохождении годового пика нагрузки в ЕЭС мощность СЭС в утренний максимум составляла 12% их установленной мощности, но при прохождении вечернего максимума их мощность была равна нулю. Нагрузка ВЭС в утренний максимум составила всего 5,4% их установленной мощности, хотя и поднялась к вечернему максимуму до 28%. Пример даже одного дня наглядно показывает, что при формировании баланса мощности бессмысленно учитывать установленную мощность объектов ВИЭ.

Какой уровень мощности ВИЭ может быть учтён в балансе мощности? Тот, который может быть гарантированно обеспечен. Для СЭС на сегодняшний день это ноль, для ВЭС расчёт на основе вероятностного подхода показывает, что мы можем рассчитывать на уровень загрузки порядка нескольких процентов их установленной мощности.

Что касается вопроса ограничений выработки электроэнергии, то, на мой взгляд, здесь больше мифов и абстрактных рассуждений, чем реальных оценок масштаба проблемы. В любой точке энергосистемы можно построить любое количество объектов ВИЭ. Вопрос в том, какую часть их выработки сможет принять энергосистема? И это вопрос прежде всего экономический, а не технологический. В предельном случае объект генерации может быть построен на территории, где включение объектов ВИЭ будет в принципе невозможно без реализации значительных мероприятий по развитию сети. Если инвестор реализует проект по вводу объекта ВИЭ за счёт собственных средств, все риски, в том числе что его выработка не будет принята энергосистемой, – это его собственные риски. Для объектов ВИЭ, строительство которых оплачивается на рынке мощности через ДПП, правилами оптового рынка предусмотрены механизмы, исключающие оплату мощности простаивающих объектов.

В странах с большой долей ВИЭ ограничение выработки солнечных и ветровых электростанций является нормальной практикой управления режимом работы энергосистемы. У нас же не вызывает вопросов необходимость разгрузки тепловых электростанций и гидроэлектростанций в период прохождения ночного минимума нагрузки. Логично, что при наличии системно значимых объёмов СЭС и ВЭС они должны нести свою часть системной нагрузки.



▲ Старомарьевская солнечная электростанция в Ставропольском крае





Другой вопрос, что территорий, где одновременно с высокой инсоляцией или устойчивой ветровой нагрузкой существует развитая сетевая инфраструктура, не так много. Высокая концентрация объектов ВИЭ в ОЭС Юга это наглядно показывает. Но если все объекты по программе ДПМ ВИЭ-2 снова придут в ОЭС Юга, то ограничения для объектов ВИЭ могут быть весьма существенными. Если при реализации программы поддержки выработка объектов ВИЭ замещает выработку низкоэффективных ТЭС, то мы можем говорить, что программа эффективна как минимум с точки зрения снижения выбросов. Если же выработка новых объектов ВИЭ будет замещать выработку АЭС, ГЭС и ранее построенных солнечных и ветровых электростанций, то вряд ли такую программу мы сможем назвать эффективной. Чтобы такого не случилось, необходимо создать стимулы для разумного территориального размещения объектов. Одним из таких стимулов является предлагаемый нами подход к распределению выработки между объектами

ВИЭ при наличии ограничений. В первую очередь предлагается разгружать последние введенные объекты. Чем позже ты пришёл на территорию, тем выше твои риски снижения выработки. Если в энергорайоне на данный момент нет ограничений – хорошо, но если есть, то инвестор должен взвесить, что ему выгоднее – построить объект именно на этой территории с хорошими метеусловиями и рисками снижения выработки или найти другую площадку без рисков регулярных ограничений.

**– С учётом международных требований по сокращению углеродных выбросов доля ВИЭ в России может расти более быстрыми темпами, чем планируется сейчас. При какой доле ВИЭ понадобится перенастройка работы объединённых или, возможно, Единой энергосистемы?**

– Мы не первые идём по пути интеграции ВИЭ в энергосистему. Есть большое количество исследований на эту тему, и, как мне кажется, в мире достигнут

консенсус. Как правило, выделяют следующие этапы.

Первый этап – до 3%. Ветровые или солнечные электростанции включаются в большие энергосистемы, единичные мощности объектов невелики и переменный режим их работы не оказывает влияния на систему в целом. На этом этапе главной задачей является корректное формирование требований к техническим характеристикам объектов генерации и требований по присоединению мощностей к энергосистеме, чтобы ввод объектов ВИЭ не приводил к нарушению режимов работы прилегающей сети.

Второй этап – 3–13%. Влияние ВИЭ становится заметным, требуется постепенное изменение процедур планирования и управления режимом работы энергосистемы, корректировка рыночных механизмов. Принципиально важным становится наличие точной системы прогнозирования нагрузки мощности ВИЭ, вводятся механизмы превентивного снижения нагрузки ВИЭ, для того чтобы регулирующие электростанции могли своевременно компенсировать изменение нагрузки ВИЭ. Важно, что на данном этапе все изменения остаются на уровне изменения процедур и регламентов.

Третий этап – 13–25%. Режим работы ВИЭ оказывает существенное влияние на режим работы энергосистемы, меняется режим работы традиционных электростанций. Принципиально важным становится поддержание в энергосистеме достаточных ресурсов регулирования. Как правило, требуется развитие сетевой инфраструктуры, активное использование механизмов управления спросом, создание специальных механизмов привлечения генерации к «быстрому» регулированию.

Выделяют и последующие этапы, но применительно к нашей энергосистеме про них говорить преждевременно. Если рассматривать ЕЭС России в целом, то даже после реализации программы ДПМ ВИЭ-2 мы останемся на первом этапе. Если посмотреть на отдельные части ЕЭС, например, ОЭС Юга, то очевидно, что уже сейчас мы находимся на втором этапе интеграции ВИЭ. Вопросы учёта выработки солнечных и ветровых электростанций при выборе состава включённого оборудования, ввод ограничений выработки ВИЭ в отдельные часы, установление приоритетов разгрузки при наличии ограничений – это практические задачи, которые мы решаем уже сегодня, а соответствующие положения уже включены в состав регламентов ОРЭМ.



**– Регуляторы сейчас прорабатывают изменения в работе части основных механизмов рынка электроэнергии и мощности (например, введение короткого КОМ). Как «Системный оператор» оценивает текущую модель рынка? Есть ли направления, которые, на ваш взгляд, можно изменить или усовершенствовать?**

– На мой взгляд, рынок электроэнергии работает достаточно устойчиво, и каких-то принципиальных изменений в обозримом будущем я не вижу. Регулярно обсуждаются вопросы цен на рынке, стратегий участников, поэтому, возможно, будут корректироваться процедуры подачи ценовых заявок, расчёта отклонений, но это, скорее, вопрос тонкой настройки рынка. Рынок электроэнергии живёт в режиме на сутки вперёд, и участники имеют возможность ежедневно активно реагировать на изменяющиеся условия.

Другая ситуация на рынке мощности. Обязательства на рынке мощности формируются на многие годы вперёд. Реализация действующей с 2015 года модели долгосрочных конкурентных отборов мощности выявила ряд существенных вопросов, на которые необходимо найти ответы.

Первый важный вопрос, который обсуждают участники рынка, – необходимость долгосрочных – на шесть лет вперёд – конкурентных отборов.

Такой горизонт отборов и планирования обязательств, с одной стороны, позволяет принимать долгосрочные решения и реализовывать достаточно значимые технические решения в части вывода из эксплуатации, модернизации оборудования. Но, с другой стороны, ситуация в энергосистеме меняется достаточно быстро, и такой горизонт планирования может быть избыточным. Приведу простой пример. При шестилетнем горизонте планирования отбор мощности на 2027 год должен быть проведён в этом году. Отбор проводится, исходя из величин спроса и предложения. В предложении должен быть учтён весь объём поставяемой мощности по ДПМ и по результатам конкурентных отборов мощности новой генерации. В настоящее время обсуждается проект технологически нейтрального отбора, в соответствии с которым в ОЭС Сибири должна быть построена станция мощностью 460 МВт. Есть основания полагать, что эта станция к 2027 году уже будет в работе. Но пока отбор не проведён, в действующей нормативной базе мы не можем учитывать эту мощность в составе предложений

на 2027 год. При этом влияние такого объёма мощности на цену КОМ в ОЭС Сибири достаточно значимо.

К порядку определения прогноза потребления у участников тоже есть вопросы. Для определения спроса в КОМ используются прогнозы потребления по субъектам Российской Федерации, утверждённые в составе схем и программ развития (СиПР) на соответствующий год. В СиПР прогноз потребления формируется исходя из средней температуры, при которой в данном субъекте регистрируется годовой пик потребления. И эта прогнозная цифра достаточно точна. Для примера возьмём прошлый 2020 год, конкурентный отбор мощности на который мы проводили в 2016 году. Сумма прогнозов потребления по субъектам ОЭС Сибири, учтённых в соответствии с СиПР 2016–2022 годов в КОМ на 2020 год, составила 31 695 МВт, а фактическая сумма максимумов потребления в ОЗП 2020/2021 – 31 833 МВт. Понятно, что такая точность – это реализация всех влияющих на прогноз факторов, но тем не менее точность региональных прогнозов достаточно высокая.

При проведении КОМ необходимо учитывать, что температура может быть ниже среднестатистической, и, соответственно, потребление будет выше учтённого в СиПР. В существующей модели мы пересчитываем прогнозные цифры потребления в каждом субъекте РФ на температуру так называемой холодной пятидневки, и сумма этих величин идёт в расчёт спроса на КОМ. Конечно, похолодание может наступить одновременно во всех регионах, но вероятность этого точно не 100%. В настоящее время прорабатываются предложения об изменении подходов к формированию величины спроса в КОМ. Например, можно посмотреть на распределение температур по ценовой зоне за предшествующие годы и сформировать прогноз потребления исходя из фактического распределения экстремально низких температур, т. е. вероятности одновременного наступления холодов. Ровно тот же подход, о котором мы говорили в начале при рассмотрении вопросов резервов, – параметры потребления целесообразно определять исходя из разумной вероятности наступления событий. Если по статистике событие наступает раз в 100 лет, то экономически вряд ли обоснованно поддерживать соответствующий такому событию уровень резервов.

В этом году широко обсуждался вопрос роста цен на мощность в Сибири, который был обусловлен оптимистичными предположениями крупных потребителей



**Александр ИЛЬЕНКО:**

**Параметры потребления целесообразно определять исходя из разумной вероятности наступления событий: если по статистике событие наступает раз в 100 лет, то экономически вряд ли обоснованно поддерживать соответствующий такому событию уровень резервов**



об увеличении объёма производства. Оптимизм не оправдался, а цены КОМ, сформированные ещё в 2017 году, остались. Возможно ли в принципе точное планирование производственных программ на шестилетний период и надо ли вводить механизмы ответственности? Это ещё один вопрос, который существует на сегодняшний момент.

Вопрос, который активно обсуждается рыночным сообществом, – определение коэффициента резервирования, учитываемого при проведении КОМ. Как мы уже говорили в начале беседы, при прогнозировании потребления и при определении требуемых для его покрытия объёмов генерации целесообразно применять не логику нормативного установления конкретных цифр, а рассчитывать параметры спроса и предложения с использованием вероятностных характеристик, исходя из фактической статистики работы генерирующего оборудования, длительности ремонтов и готовности оборудования к несению нагрузки.

Необходимость перехода к такому принципу формирования величины резерва особенно актуальна в условиях ввода новых типов оборудования, появления системно значимых объёмов управляемого спроса, систем накопления энергии. Если паросиловой блок своей установленной мощностью может быть учтён в балансе как зимой, так и летом, то мощность энергоблока ПГУ будет значимо отличаться в зимний период и в период экстремально высоких температур. Про непостоянство нагрузки СЭС и ВЭС мы уже подробно говорили. В этой связи подход, который позволяет учитывать фактическую готовность каждого типа оборудования, позволит приблизиться к «физичности» определения величины объёма генерации, требуемой для покрытия потребления при проведении конкурентных отборов.

Кроме вопросов КОМ есть ряд вопросов, связанных с реализацией программы модернизации. Сейчас мы находимся в середине этого процесса: 60% квоты уже отобрано, осталось 40%. Обсуждаются вопросы целесообразности выделения специальных квот для отдельных видов оборудования, например небольших ТЭЦ или ПГУ.

**– Как «Системный оператор» видит конечную модель управления спросом на электроэнергию, прежде всего на опте? Как будет сочетаться работа агрегаторов, ЦЗСП крупных потребителей?**



# 54

заявки на вывод из эксплуатации по новой процедуре объектов генерации суммарной мощностью 3423,4 МВт поданы с января этого года

– С учётом постоянного развития механизмов управления спросом, вряд ли мы можем говорить о конечной модели. Но целевая модель, к которой мы будем идти в ближайшие годы, представляется достаточно чётко.

Ресурс управления спросом должен стать полноценным элементом во всех секторах рынка – начиная с рынка мощности до балансирующего рынка. Сегодня учёт ресурса управляемого спроса в РСВ позволяет снижать неэффективную выработку включённого оборудования. Учёт этого ресурса при выборе состава оборудования (в ВСВГО) позволит не включать наименее эффективное оборудование в работу и соответственно увеличить долю загрузки эффективной генерации. Учёт объёмов управляемого спроса создаст дополнительный стимул к выводу неэффективной генерации. С развитием технологий управления спросом будут появляться потребители, которые смогут предложить свой ресурс изменения нагрузки не только в режиме на сутки вперёд, но и внутри операционных суток, соответственно, агрегаторы станут полноценными участниками балансирующего рынка.

Важно помнить, что потребители, участвующие в программах управления спросом, в своём абсолютном большинстве не снижают потребление электроэнергии, а перераспределяют его между часами суток и делают график потребления более ровным. Именно поэтому механизмы управления спросом выгодны не только потребителям, но и эффективным генераторам, которые за счёт перераспределения потребления получают дополнительную загрузку.

Что касается вопроса участия агрегаторов и крупных потребителей в программах управления спросом. Конечно, для участников, которые работают на оптовом

рынке и готовы сами себя представлять, такая возможность останется и в целевой модели. Крупный потребитель, представленный на оптовом рынке, может самостоятельно участвовать в программах управления спросом или воспользоваться помощью профессиональных участников – агрегаторов. Если мы говорим про малых потребителей – их участие возможно через агрегаторов управления спросом. Договорные модели участия могут быть разными, но важно, чтобы участники, предоставляющие ресурс регулирования, находились в общей конкурентной среде. Это принципиально важный момент, и мы с самого начала стремились к тому, чтобы все правила, все требования были технологически нейтральны.

В настоящее время мы видим, что экономически эффективные объёмы управляемого спроса в российской энергосистеме могут составлять от 4 до 6 ГВт. При этом однозначно ответить на вопрос, что такое экономически эффективные объёмы, просто нельзя. Всё зависит от того, в каком направлении будет развиваться энергосистема. Если она будет развиваться с ориентацией на рост ВИЭ-генерации, это приведёт к растущей востребованности ресурса регулирования, его стоимость будет расти. Чем выше будет оцениваться ресурс, тем больше участников будет приходиться на этот рынок, и мы увидим большую конкуренцию между генерирующими компаниями и потребителями. Если стоимость будет падать, будет снижаться востребованность ресурса регулирования, желающих участвовать будет меньше. Таким образом эффективный объём сектора управляемого спроса будет самобалансироваться.

Что касается долгосрочного экономического эффекта, то его нельзя оценить в виде какой-то конкретной цифры. Что произойдёт, когда в энергосистеме будет работать целевая модель и будет эффективно использоваться этот ресурс? Устойчивая работа этого механизма сформирует иные графики потребления. Это будет означать, что затраты на строительство новой генерации и развитие сетевой инфраструктуры потребуются позже. Снизится выработка неэффективной генерации.

Принципиально важно, что с помощью механизма управления спросом в сектор, который традиционно занимали генераторы, приходит новый участник. Конкуренция технологий неизбежно приведёт к снижению стоимости ресурса регулирования для энергосистемы в целом.



# Тихоходная турбоустановка для АЭС большой мощности

На основе опыта создания мощных быстроходных паровых турбин «Силовые машины» в течение нескольких лет реализовывали проект по разработке и производству тихоходной турбоустановки мощностью 1255 МВт. Компания уже провела научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы и экспериментальную отработку новых узлов на модельных и натуральных стендах, выполнила технологическую подготовку производства.



30



технические  
характеристики

## Тихоходная паровая турбина для атомных электростанций большой мощности



Жизненный цикл

60  
лет



Коэффициент готовности

0,99



Мощность

1255  
МВт



Средняя наработка на отказ

16 000  
часов



КПД

37,9%

▲ Тихоходная турбина 1255 МВт на сборочно-испытательном стенде ЛМЗ





## преимущества



**Экономичность и эффективность:** рабочие лопатки последней ступени предельной длины позволяют обеспечивать максимальный КПД на зимних режимах работы АЭС



**Экспорт:** реализация проекта в России позволит выйти на мировой энергетический рынок с тихоходными решениями



**Масштабирование:** характеристики основных узлов турбины позволят в будущем создать на её базе машину, применение которой будет возможно в турбоустановке с единичной мощностью в диапазоне 1600–1800 МВт



**Уникальность:** освоение данной технологии сделало ЛМЗ единственным в мире предприятием, изготавливающим сегодня мощные паровые турбины как в быстроходном, так и в тихоходном исполнении



Паровые турбины для АЭС в зависимости от частоты вращения могут быть быстроходными (3000 оборотов в минуту) или тихоходными (1500 оборотов в минуту). При мощности от 1000–1200 МВт более целесообразным становится использование тихоходных турбин



**В** начале июля «Силовые машины» сообщили об успешных испытаниях головного образца отечественной тихоходной турбины мощностью 1255 МВт. Собираемость и точность изготовления элементов проточной части турбины были подтверждены в ходе сборки паровой турбины на стенде Ленинградского металлического завода (ЛМЗ) и проведения испытаний вращения от валоповоротного устройства.

Специально для производства нового оборудования «Силовыми машинами»

был построен и введён в эксплуатацию производственный комплекс по выпуску энергетического оборудования мощностью от 500 МВт, в том числе тихоходных турбоагрегатов для атомных электростанций мощностью выше 1200 МВт с возможностью расширения линейки до мощности 1800 МВт. Инвестиции в строительство и оснащение комплекса составили около 7 млрд рублей.

Тихоходная турбина нового поколения мощностью 1255 МВт спроектирована и разработана сотрудниками специального конструкторского бюро ЛМЗ «Турбина»

с учётом требований проекта ВВЭР-ТОИ, а также в соответствии с требованиями и при поддержке государственной корпорации по атомной энергии «Росатом».

ВВЭР-ТОИ – это типовый проект двухблочной оптимизированной по технико-экономическим показателям АЭС поколения III+ с водо-водяными энергетическими реакторами.

Ранее продуктовая линейка ЛМЗ для АЭС была представлена исключительно быстроходными турбинами максимальной мощностью до 1200 МВт включительно.

# Электрические самолёты

текст: Николай АЛЕЙНИК

За последнее десятилетие объём пассажирских авиаперевозок в мире почти удвоился (достигнув 9 трлн пассажиро-километров), число ежегодно выполняемых рейсов накануне пандемии превысило 38 млн. Каждый авиарейс – это тонны сожжённого топлива и выбросов. На одного пассажира, путешествующего экономклассом рейсом Берлин – Нью-Йорк и обратно, приходится 1,5–2 т CO<sub>2</sub>, путешествие в бизнес-классе утраивает показатель из-за неэкономного расходования места в салоне. При этом в среднем каждый житель Германии ежегодно ответственен за эмиссию 8,9 т парниковых газов, США – около 15 т. Попытки принципиально «озеленить» авиацию за счёт электричества предпринимаются уже полвека.



32

**П**ервый летательный аппарат на солнечных батареях и электродвигателе – беспилотный Sunrise-II компании Hughes Aircraft – поднялся в воздух ещё в 1974 году, но при размахе крыльев в 9,8 м он весил лишь 10 кг и мог поднять 2 кг полезного веса. Полноценный «солнечный» самолёт перелетел через Ла-Манш летом 1981 года – 262 км пути заняли почти 5,5 часа. Solar Challenger конструкции американца Пола Макриди имел два электромотора по 3 л. с. и развивал скорость до 64 км/ч. При этом самолёт был оборудован теми же солнечными панелями, что и Sunrise-II, с КПД 10%.

Применение современных материалов в самолётостроении и развитие технологий солнечных батарей спустя 30 лет позволили совершить первый кругосветный полёт на полностью электрическом самолёте. В 2009 году швейцарский Solar Impulse провёл в воздухе 26 часов. А Solar Impulse-2 с теоретически неограниченным временем полёта совершил

первый кругосветный перелёт чуть меньше чем за месяц; правда, фактически он продлился с марта 2015-го по июль 2016 года. Solar Impulse-2 с размахом крыльев 72 м и массой 2,3 т разогнался до 140 км/ч (суммарная мощность двигателей составила 70 л. с.), преодолел 42 тысячи км и совершил 16 посадок, в ходе которых два пилота меняли друг друга.

С тех пор учёным удалось серьёзно повысить технические характеристики полностью электрических самолётов. В сентябре этого года Rolls-Royce провела первые испытания своего прототипа Spirit of Innovation («Дух инноваций»). Пилотируемый аппарат с мощностью электродвигателя 400 кВт (544 л. с.) провёл в воздухе пока только 15 минут, но разработчики обещают, что с помощью батареи из 6 тысяч ячеек он сможет разогнаться до 482 км/ч. Рекордные показатели модели Rolls-Royce подчёркивают основные проблемы полностью электрических самолётов. Все подобные разработки могут принимать на борту не

более четырёх-пяти человек, способны провести в воздухе не более часа, а при средней скорости не более 200 км радиус их полёта крайне ограничен. Спрос на такой транспорт, безусловно, есть – он способен решать проблему пробок в крупных мегаполисах и использоваться в качестве авиатакси, но конкурировать с магистральными «керосиновыми» моделями пока не сможет. В сентябре прошлого года британский лоукостер EasyJet объявил, что через десять лет выведет на линии полностью электрический региональный лайнер вместимостью 180 пассажиров и дальностью полёта 540 км. Партнёром по проекту стал американский стартап Wright Electric, который пока построил лишь двухместный образец.

Ключевая проблема этого и других подобных проектов – в энергоёмкости литийионных батарей, которые более чем в десять раз меньше аналогичного показателя керосинового топлива, то есть для обеспечения того же количества энергии





Первый летательный аппарат на солнечных батареях и электродвигателе поднялся в воздух ещё в 1974 году, но при размахе крыльев в 9,8 м он весил лишь 10 кг и мог поднять 2 кг полезного веса

вес батарей должен быть на порядок больше массы авиакеросина. Предполагается, что к 2030 году батареи улучшат свои показатели максимум в два раза. Но здесь же возникает вторая трудность: вес обычного самолёта в полёте уменьшается по мере сжигания топлива, что позволяет переходить в более экономичный режим. Масса батарей при взлёте и посадке остаётся одинаковой.

Намного эффективнее выглядят разработки, предполагающие, что наряду с батареями самолёт оборудуется двигателем на топливных элементах, в которых химическая энергия топлива превращается в электрическую, минуя процесс горения. Наиболее перспективным направлением здесь является водород. Эксперименты с топливными элементами в качестве источника питания для электросамолёта ведутся в разных странах мира, в том числе в России, но полностью отказаться от газотурбинных двигателей в самолётах пока проблематично.

Временной альтернативой может стать изменение роли газотурбинного двигателя в самолётах. Движитель летательного аппарата (винт или винтовентилятор) будет приводиться в движение электромотором, а вот электричество он получит от генератора, вращаемого газотурбинным двигателем. Сейчас авиационный двигатель должен работать в широком диапазоне: на взлёте он развивает максимальную мощность, на крейсерской скорости энергопотребление падает в 5–6 раз. Ничего подобного не потребуется от газотурбинного двигателя в гибридной установке: он будет подобен газовым турбинам электростанций, которые работают всегда в одном и том же, самом экономически выгодном режиме.

Недавно специалистам Московского авиационного института (МАИ) удалось добиться большей мощности электродвигателя по сравнению с реактивным, что долгое время оставалось непреодолимой проблемой. Удельная мощность современных электродвигателей для авиации не превышает 5 кВт/кг, в то время как реактивные обладают мощностью до 8 кВт/кг. То есть замена оборудования повлечёт за собой снижение грузоподъёмности самолёта и такой переход экономически нецелесообразен. Но применение сверхпроводниковых материалов способно увеличить удельную мощность электродвигателей, ведь главная особенность сверхпроводников – значительное снижение или даже полное отсутствие электрического сопротивления. Разработанная система состоит из газотурбинного двигателя, вращающего электрический генератор, электродвигателя и кабельной линии, соединяющей их. Удельная мощность такой установки составляет свыше 10 кВт/кг, то есть больше, чем у реактивного двигателя.

Основная сложность перевода летательных аппаратов с реактивных на электрические двигатели заключается в необходимости перестройки всех внутренних систем самолёта. Чтобы такой переход был эффективен с точки зрения экономики, необходимо не просто сравнять удельную мощность электрических двигателей с турбинными, а значительно увеличить. Это можно будет осуществить, перейдя на охлаждение сверхпроводниковых двигателей жидким водородом ( $-253^{\circ}\text{C}$ ). Такая степень охлаждения сверхпроводников способна повысить удельную мощность двигателя до 30 кВт/кг, но на данный момент проблема применения жидкого водорода заключается в том, что он взрывоопасен, дорого стоит и требует немало энергии для производства.

# КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН

сентябрь

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 сентября**

**АЛЕКПЕРОВ Вагит Юсуфович**  
1950 г.  
председатель правления – президент ПАО «ЛУКОЙЛ»

**ОСТРОВЕНКО Владимир Евгеньевич**  
1969 г.  
заместитель руководителя Администрации Президента РФ

**2 сентября**

**КЛЫЧКОВ Андрей Евгеньевич**  
1979 г.  
губернатор и председатель правительства Орловской области

**КОНОВ Дмитрий Владимирович**  
1970 г.  
председатель правления ПАО «СИБУР Холдинг»

**3 сентября**

**БОРОДУЛИН Сергей Викторович**  
1973 г.  
директор Красноярской ТЭЦ-1 – филиала ООО «Сибирская генерирующая компания»

**4 сентября**

**МЕЛЬНИКОВ Андрей Рудольфович**  
1961 г.  
директор ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания»



**ЧЕРКАСОВ Сергей Михайлович**  
1975 г.  
директор Салаватской ТЭЦ – филиала ООО «Башкирская генерирующая компания»

**5 сентября**

**СЕЛЕЗНЁВ Валерий Сергеевич**  
1964 г.  
первый заместитель председателя Комитета по энергетике ГД РФ VII созыва

**6 сентября**

**АНАНСКИХ Игорь Александрович**  
1966 г.  
заместитель председателя ГД РФ VII созыва, член Комитета по энергетике

**БУБНОВСКИЙ Олег Анатольевич**  
1976 г.  
директор Красноярской ТЭЦ-2 – филиала ООО «Сибирская генерирующая компания»

**МАЙОРОВ Андрей Владимирович**  
1967 г.  
член правления, первый заместитель директора – главный инженер ПАО «Россети»

**7 сентября**



**СЕЧИН Игорь Иванович**  
1960 г.  
главный исполнительный директор, председатель правления, заместитель председателя Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», председатель Совета директоров ПАО «Интер РАО», ответственный секретарь Комиссии по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности при Президенте РФ



**ГАВРИЛЕНКО Анатолий Анатольевич**  
1972 г.  
генеральный директор ЗАО «Лидер» – член Совета директоров ПАО «Интер РАО»

**8 сентября**

**СОЛЖЕНИЦЫН Степан Александрович**  
1973 г.  
генеральный директор АО «Сибирская угольная энергетическая компания»

**9 сентября**



**ДМИТРИЕВ Владимир Зиновьевич**  
1959 г.  
генеральный директор АО «Омск РТС»

**15 сентября**



**БУКАЕВ Геннадий Иванович**  
1947 г.  
генеральный директор, член Совета директоров АО «РОСНЕФТЕГАЗ», вице-президент – руководитель службы внутреннего аудита ПАО «НК «Роснефть»

**16 сентября**



**БЫСТРОВ Максим Сергеевич**  
1964 г.  
председатель правления Ассоциации «НП Совет рынка» – председатель правления АО «АТС»



**ПАНИНА Александра Геннадьевна**  
1977 г.  
член правления – вице-руководителя блока трейдинга ПАО «Интер РАО», председатель наблюдательного совета НП «Совет производителей электроэнергии и стратегических инвесторов электроэнергетики»

**СИНЮТИН Пётр Алексеевич**  
1962 г.  
председатель правления – генеральный директор ПАО «Россети Московский регион»

**СМИРНОВ Николай Борисович**  
1967 г.  
министр энергетики и ЖКХ Свердловской области

**17 сентября**

**АЛИХАНОВ Антон Андреевич**  
1986 г.  
губернатор Калининградской области

**18 сентября**



**КАНДЕЛАКИ Деви Важаевич**  
1961 г.

генеральный директор АО «Храми ГЭС-1», АО «Храми ГЭС-2»

**19 сентября**

**БУТОВСКИЙ Игорь Алексеевич**  
1970 г.  
генеральный директор ОАО «Сахалинэнерго»

**КАРЕЛИН Александр Александрович**  
1967 г.  
член Комитета по энергетике ГД РФ VII созыва

**СИМОНЕНКО Владимир Александрович**  
1975 г.  
начальник экспертного управления Администрации Президента РФ

**20 сентября**

**АНДРЕЕНКО Юрий Андреевич**  
1959 г.  
генеральный директор АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

**21 сентября**

**КОВАЛЬЧУК Михаил Валентинович**  
1946 г.  
президент Национального исследовательского центра «Курчатowski институт»

**ЦИВИЛЁВ Сергей Евгеньевич**  
1961 г.  
губернатор Кемеровской области – Кузбасса

**26 сентября**



**МУРГУЛЕЦ Валерий Валерьевич**  
1977 г.  
член правления – руководитель блока управления инновациями, инвестициями,

затратами ПАО «Интер РАО»

**ШМАТКО Сергей Иванович**  
1966 г.  
специальный представитель Президента РФ по вопросам международного сотрудничества в области электроэнергетики

**27 сентября**



**ЖЕВТЯК Сергей Павлович**  
1955 г.  
директор Южноуральской ГРЭС – филиала АО «Интер РАО – Электрогенерация»

**28 сентября**

**ОСИПОВ Александр Михайлович**  
1969 г.  
губернатор Забайкальского края

**29 сентября**

**ВОСКРЕСЕНСКИЙ Станислав Сергеевич**  
1976 г.  
губернатор Ивановской области

**РАШЕВСКИЙ Владимир Валерьевич**  
1973 г.

неисполнительный директор АО «СУЭК»

**30 сентября**



**НАГОРНОВ Валерий Анатольевич**  
1975 г.  
генеральный директор АО «Алтайэнергосбыт»



# ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

октябрь

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							

**3 октября**

**ХАЗЕЕВ Анвар Магумович**  
1961 г.  
директор  
Набережночелнинской ТЭЦ – филиала АО «Татэнерго»

**4 октября**

**УЙБА Владимир Викторович**  
1958 г.  
глава Республики Коми

**5 октября**

**КАДЫРОВ Рамзан Ахматович**  
1976 г.  
глава Чеченской Республики

**6 октября**

**ЛЕОНОВ Олег Владимирович**  
1963 г.  
директор Жигулёвской ГЭС – филиала ПАО «Русгидро»

**7 октября**



**ПУТИН Владимир Владимирович**  
1952 г.  
Президент РФ – председатель Комиссии по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности

**9 октября**

**НОСКОВ Вячеслав Александрович**  
1966 г.  
директор  
ОАО «Ново-Кемеровская ТЭЦ» – кузбасского филиала ООО «Сибирская генерирующая компания»

**10 октября**

**АПСУВАЕВ Аслан Чолпанович**  
1970 г.  
исполнительный директор  
АО «Зарамагские ГЭС»

**ТАБУНЩИКОВ Юрий Андреевич**  
1939 г.  
заведующий кафедрой «Инженерное оборудование зданий» МАРХИ, президент некоммерческого партнерства инженеров НП «АВОК»

**11 октября**



**ЛОКШИН Александр Маркович**  
1957 г.  
первый заместитель генерального директора по операционному управлению АО «ГК «Росатом» – член Совета директоров ПАО «Интер РАО»

**12 октября**



**ЛЕОНТЬЕВ Михаил Владимирович**  
1958 г.  
пресс-секретарь ПАО «НК «Роснефть»



**РЯЗАНОВ Всеволод Вячеславович**  
1971 г.  
директор филиала «Ириклинская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»

**13 октября**

**МИРОНОВ Дмитрий Юрьевич**  
1968 г.  
губернатор  
Ярославской области



**ПРИЧКО Олег Николаевич**  
1963 г.  
генеральный директор ПАО «Иркутскэнерго»

**ТРОЦАН Андрей Анатольевич**  
1968 г.  
генеральный директор Кызылской ТЭЦ АО «Енисейская ТГК» (ТГК-13)

**14 октября**

**ВЛАДИМИРОВ Владимир Владимирович**  
1975 г.  
губернатор  
Ставропольского края



**КАМЫШНИКОВ Роман Васильевич**  
1982 г.  
первый заместитель генерального директора ЕИРЦ Республики Башкортостан

**17 октября**



**ПЕСКОВ Дмитрий Сергеевич**  
1967 г.  
заместитель руководителя Администрации Президента РФ – пресс-секретарь Президента РФ

**18 октября**

**ГАЛЕЕВ Эдуард Геннадьевич**  
1967 г.  
генеральный директор АО «ТГК-16»

**ГЕЛЛЕР Анатолий Яковлевич**  
1978 г.  
заместитель руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ (Ростехнадзор)

**МАХОНИН Дмитрий Николаевич**  
1982 г.  
губернатор Пермского края

**МУНШТУКОВ Денис Валерьевич**  
1980 г.  
генеральный директор ЗАО «Завод электротехнического оборудования»

**19 октября**

**ЛИМАРЕНКО Валерий Игоревич**  
1960 г.  
губернатор  
Сахалинской области



**НЕЛЮБИН Михаил Юрьевич**  
1962 г.  
генеральный директор АО «Нижневартовская ГРЭС»

**21 октября**

**КОМАРОВА Наталья Владимировна**  
1955 г.  
губернатор Ханты-Мансийского АО – Югры

**22 октября**

**ИВАНОВ Сергей Владиславович**  
1955 г.  
академик, директор ФГБУ «Институт физики высоких энергий имени А. А. Логунова Национального исследовательского центра «Курчатовский институт»

**КОНДРАТЬЕВ Сергей Борисович**  
1978 г.  
генеральный директор ПАО «Камчатскэнерго»



**СААКЯН Валерий Арташесович**  
1937 г.  
президент АО «Объединённая энергостроительная корпорация»

**24 октября**

**ВЕРГЕЙЧИК Олег Владимирович**  
1970 г.  
директор Сургутской ГРЭС-1 – филиала ПАО «ОГК-2»

**КОРЖОВ Олег Викторович**  
1970 г.  
генеральный директор ПАО «Мечел»

**27 октября**



**БАШУК Денис Николаевич**  
1971 г.  
управляющий директор ПАО «Московская объединённая энергетическая компания» (МОЭК)

**29 октября**

**КОБЗЕВ Игорь Иванович**  
1966 г.  
губернатор Иркутской области

**ПАСЛЕР Денис Владимирович**  
1978 г.  
губернатор – председатель правительства Оренбургской области

# ЦЕРЕМОНИЯ СТАРТА МОДЕРНИЗАЦИИ КАШИРСКОЙ ГРЭС

Фото: Евгений Лихацкий

36



▲ Каширская ГРЭС,  
Московская область



В сентябре генеральный директор ПАО «Интер РАО» Борис КОВАЛЬЧУК, губернатор Московской области Андрей ВОРОБЬЁВ и генеральный директор АО «Силовые машины» Александр КОНЮХОВ дали старт модернизации Каширской ГРЭС. Проект предусматривает строительство двух дубль-блоков

## ПГУ-460

на базе полностью российской газовой турбины ГТЭ-170.1 «Силовых машин».





**РОСКОНГРЕСС**  
Пространство доверия



# Российская Энергетическая Неделя **2021**

**13–15 октября**

Москва, ЦВЗ «Манеж»  
[rusenergyweek.com](http://rusenergyweek.com)

Международный форум

Генеральный  
газовый партнер



Генеральный  
атомный партнер



Генеральный  
партнер



Стратегический  
партнер



Официальный  
партнер



Официальный  
партнер



Официальный  
партнер



6+

Реклама

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](http://www.interrao.ru), [editor@interrao.ru](mailto:editor@interrao.ru)