

ЭБГ

Инфографика

В преддверии нового витка импортозамещения

18

Эксперт-клуб

Российский софт

20

Интервью

*Дмитрий Вологжанин
о ключевых темах в отрасли*

22

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

ESG сдаёт позиции

Санкционный шторм последнего полугодия развернул российскую зелёную повестку на 180 градусов

стр. 8



ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ

СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!

1000
энергичных
человек
ежедневно

Годовой
абонемент
на поиск
лучших

Удержание
в топе
результатов
поиска

Брендинг
страниц

Портрет
компаний
и её
вакансий

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

ПОДРОБНОСТИ:

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

Уважаемые читатели!

М

меняющиеся экономические условия неизбежно приводят к пересмотру приоритетов. Один из актуальных на сегодня вопросов – продолжать ли претворять в жизнь в прежнем виде ESG-повестку, и в частности её климатическую составляющую. Инвесторы в проекты зелёной генерации в России заявляют о сложностях с поставками оборудования и необходимости увеличения цен последнего конкурсного отбора проектов хотя бы на 20%; кулуарно всё чаще обсуждается поставка оборудования из Китая, которая не требует поддержки энергорынка; власти пока говорят о продолжении прежней политики ДПМ ВИЭ, пусть и в новых сроках. Также публично не раз говорилось о продолжении реализации низкоуглеродной стратегии, например, по плану в сентябре был запущен сахалинский эксперимент, настороживший промышленников и энергетиков расценками на выбросы CO₂. Экологические проекты необходимы экспортёрам, так как требования к углеродному следу продукции предъявляет всё большее число стран. Однако на другой чаше весов находится стоимость их реализации и энергетическая безопасность. Об этих вопросах в контексте электроэнергетики читайте в **«Теме номера»**.

Большой блок в номере «Энергии без границ», который вы держите в руках, мы посвятили импортозамещению. О текущем положении дел и ключевых проектах рассказываем в рубрике **«Тенденции»**. В **«Инфографике»** представлены данные о структуре импорта основного генерирующего оборудования из августовского исследования Центра комплексных европейских и международных исследований Высшей школы экономики. В **«Эксперт-клубе»** говорим об импортозамещении программного обеспечения в энергетике.

В этом номере журнала героем рубрики **«Интервью»** стал директор ассоциации «Совет производителей энергии» Дмитрий Вологжанин. Спросили его о работе генерирующих компаний в условиях новых санкций, а также об обсуждающихся изменениях на рынках мощности и электроэнергетики, прогнозе спроса, ценах и ситуации с долгами.

Традиционно собрали для вас самые актуальные новости отечественной и мировой энергетики и календарь дней рождения представителей отрасли. В **НБ** говорим о геотермальной энергетике, а в центре внимания регионального раздела в этот раз – Северо-Западный федеральный округ.

С уважением,
редакция журнала «Энергия без границ»



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

ESG сдаёт позиции

Экономическая реальность ставит вопрос о необходимости реализовывать в прежнем виде низкоуглеродную повестку

↓
08→
1414 **тенденции**

Независимость в деталях

Очередной масштабный виток антироссийских санкций в этом году повлечёт за собой перезапуск программ импортозамещения

18 **инфографика**

Структура импорта основного генерирующего оборудования в РФ

20 **эксперт-клуб**

Российский софт

Попросили экспертов рассказать о том, как идёт замещение отечественными разработками зарубежного программного обеспечения

22 **интервью**

Дмитрий Вологжанин: «Сохраняется тренд на изменение одноставочной цены электроэнергии ниже инфляции»

Российские генерирующие компании привыкают работать в условиях новых санкционных ограничений, при этом более острыми стали вопросы платёжной дисциплины и недостаточной индексации тарифов. О том, какие решения предлагают генераторы, а также о прогнозах дальнейшего развития спросили директора ассоциации «Совет производителей энергии» Дмитрия Вологжанина

←
22



←
26



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
№ 3 (74) СЕНТЯБРЬ 2022

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@interrao.ru

Главный редактор:
Владимир Александрович
Князев

Шеф-редактор: Александр
Кленин



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», РИА
«Новости», ТАСС, Shutterstock

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

Отпечатано в ИП Роммелаер
Мария Олеговна
Адрес: 107145, Россия,
г. Москва, Б. Головин пер., д. 11

Цена свободная

→
03

26 регионы

Северо-Западный
федеральный округ:
энергоснабжение
анклава и сетевые
транзиты

28 технологии

Базовые принципы
работы паросиловых
установок

32 НВ

Энергия земли

*Геотермальная энергетика привлекается
неисчерпаемостью своего потенциала,*



↑
32

*но территориальная привязка делает
её менее привлекательной по сравнению
с другими ВИЭ*

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

36 фото номера

Снижение
уровня воды
в Енисее привело
к существенному
падению выработки
сибирских ГЭС

↓
36



В РОССИИ

На **11,6%**

в первом полугодии снизилась аварийность в электросетях напряжением 110 кВ и выше и на 3,1% – на электростанциях мощностью от 25 МВт, подсчитал «Системный оператор ЕЭС»



Виталий Белоусов / РИА «Новости»



Алексей Куленко / РИА «Новости»

04

Прошедшее лето, несмотря на традиционную паузу в деловом сезоне, принесло важные корпоративные новости. В середине июля «Россети» и ФСК сообщили о проведении в сентябре внеочередных собраний акционеров, на которых должно быть принято решение о реорганизации, в результате которой к ФСК будут присоединены её материнская компания «Россети», а также «Дальневосточная энергетическая управляющая компания – ЕНЭС», «Томские магистральные сети» и «Кубанские магистральные сети». Генеральным директором ФСК и «Россетей» будет Андрей Рюмин, до этого возглавлявший «Россети». У ФСК ещё одним вопросом повестки внеочередного собрания станет увеличение уставного капитала за счёт доэмиссии. Совет директоров компании рекомендовал внеочередному собранию акционеров увеличить акционерный капитал на 1,75 трлн обыкновенных акций номиналом по 50 копеек каждая. После реорганизации прямая доля государства в объединённой компании составит не менее 75% плюс одна акция, казначейский пакет – около 5%.

Начало августа принесло громкие новости для иностранных инвесторов. Президент России подписал указ «О применении специальных экономических мер в финансовой и топливно-энергетической сферах в связи с недружественными действиями некоторых иностранных государств и международных организаций». Документ до конца текущего года запретил любые сделки с долями иностранцев из недружественных стран в стратегических предприятиях и недропользователях, исключение может быть принято только на основании специального решения президента. Мера коснулась и инвесторов в электроэнергетике – Enel и Fortum.

Также в начале августа была поставлена точка в долго обсуждавшейся теме строительства новой генерации в Бодайбинском районе Иркутской области, которая нужна для энергоснабжения Восточного полигона РЖД. Правительственная комиссия по развитию электроэнергетики на заседании 2 августа приняла решение назначить «Интер РАО» организацией, реализующей этот проект. Инвестор определён без конкурса «с учётом высокой степени готовности «Интер РАО»

к реализации проекта по строительству генобъекта», отметили в аппарате вице-преьера Александра Новака, возглавляющего правкомиссию. Мощность газовой ТЭС должна составить 445–550 МВт, ввод станции планируется в 2028 году. Источник ЭБГ сообщил, что в рамках проекта предполагается провести аудит всех капитальных затрат и заключённых договоров, а общий объём затрат будет утверждаться правительством.

Кроме того, кабмин расширил список ТЭС на Дальнем Востоке, модернизируемых за счёт оптового энергорынка. Правкомиссия по энергетике одобрила модернизацию угольных Нерюнгринской ГРЭС и Партизанской ГРЭС «РусГидро», а также Приморской ГРЭС «Сибирской генерирующей компании» (СГК). Станции на 2 ГВт тоже нужны для снабжения Восточного полигона РЖД.

9%

достигла доля РУСАЛа в «РусГидро», алюминиевая компания потратила в этом году на скупку акций гидрогенератора \$88 млн

В 4,5

раза в первом полугодии выросла прибыль угольных компаний при снижении добычи на 0,8%, следует из данных Росстата

Одними из самых обсуждаемых остаются поднятые ещё весной вопросы экономии ресурса иностранных газовых турбин на российских электростанциях. 21 июля

в ходе встречи с президентом Владимиром Путиным глава Минэнерго Николай Шульгинов сообщил, что министерство разработало алгоритм управления ресурсом импортных ГТУ. По словам министра, суммарная мощность таких турбин в ЕЭС России составляет порядка 22 ГВт. Одновременно с этим Минэнерго работает с Минпромом по реализации отраслевого заказа по запчастям, по оборудованию и по организации сервиса.

В начале августа на совещании по прохождению ОЗП в Центральном федеральном округе глава «Системного оператора» Фёдор Опадчий отметил, что надо быстрее решить вопрос экономии ресурса отдельных газовых турбин до момента урегулирования вопросов их техобслуживания, чтобы избежать в дальнейшем потенциальных проблем, связанных



с риском несвоевременной поставки запасных частей и расходных материалов. «Совету рынка» совместно с «Системным оператором» ускорить подготовку и принятие предложений по внесению изменений в правила и регламенты ОРЭМ, обеспечивающие возможность экономии ресурса газовых турбин с соответствующим изменением платы за мощность», – говорилось в презентации г-на Опадчего.

Центр финансовых расчётов в начале августа опубликовал данные по долгам на розничных рынках за первое полугодие.

Задолженность потребителей за электроэнергию достигла 297,3 млрд рублей, увеличившись с начала года на 2,7%. Уровень расчётов по итогам полугодия составил 99,42% – на 0,02 п. п. выше, чем в аналогичном периоде прошлого года. Долги на ОРЭМ в первом полугодии снизились на 8,3 млрд, до 78 млрд рублей. Однако обеспокоенность генераторов вызывает действующий сейчас мораторий на банкротства и взыскания долгов. Главы энергокомпаний обратились к премьер-министру РФ с просьбой рассмотреть возможность досрочной отмены моратория, так как из-за него сокращается объём финансирования на подготовку к отопительному сезону.

6 августа вступили в силу новые методические указания ФАС по расчёту тарифов на электроэнергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей, которые предусматривают возможность дифференциации тарифов по объёмам потребления. Власти Хакасии вскоре заявили, что намерены запустить дифференциацию тарифов уже с 2023 года. Примечательно, что власти Иркутской области, прошлой осенью напомнившие об этой идее, внедрять дифференциацию не намерены, поясняя, что сначала необходимо скорректировать постановление кабмина РФ, ограничивающее рост платы граждан за коммунальные услуги. В Москве говорят, что нормы постановления не препятствуют внедрению дифференцированных бытовых тарифов; в той же Хакасии таких проблем не видят.

С БЫТ



При получении статуса новый гарантирующий поставщик электроэнергии будет выплачивать кредиторам долги предыдущего гарантирующего поставщика перед сетевыми компаниями за услуги по передаче электроэнергии.

Соответствующее постановление Правительства РФ было опубликовано 19 июля на официальном интернет-портале правовой информации.

«Минэнерго разработало документ, чтобы исполнить ряд поручений президента и правительства. Он направлен на совершенствование проведения конкурсов на статус гарантирующего поставщика. Нововведения позволят улучшить уровень расчётов между гарантирующими поставщиками и сетевыми компаниями, что впоследствии положительно скажется на качестве энергоснабжения потребителей», – прокомментировал министр энергетики Николай Шульгинов.

Включить долги перед сетями в конкурсы по выбору новых ГП в прошлом году предлагала ассоциация «Совет рынка». По правилам отборов новый ГП должен выплатить кредиторам прежнего, лишённого статуса определённый уровень долга. Ранее в этот реестр для формирования объёма долга включались требования только генерирующих компаний.

→

05

В МИРЕ



1. Бразилия

Полгигаватта СЭС

Энергокомпания Hydro Rein сообщила о планах строительства солнечной электростанции (СЭС) Mendubim мощностью 531 МВт в Бразилии. Проект будет реализован в партнёрстве со Scatec ASA и Equinor ASA, доля каждой компании в проекте – 33,3%. Стоимость строительства электростанции Mendubim оценивается в около \$430 млн.

Партнёрство заключило соглашение о покупке электроэнергии (Power Purchase Agreement, PPA) с глинозёмным заводом Alumina do Norte do Brasil SA (Alunorte), входящим в группу компаний Norsk Hydro. В соответствии с PPA около 60% вырабатываемой СЭС Mendubim электроэнергии будет поставляться Alunorte в течение 20 лет. Эта сделка будет способствовать достижению корпоративной цели Norsk Hydro по снижению выбросов CO₂ на 30% к 2030 году. Оставшаяся электроэнергия будет реализовываться на рынках электроэнергии Бразилии.



2. ОАЭ

Интеллектуальные сети

Управление электроэнергетики и водоснабжения эмирата Дубай (DEWA) запустило автоматическую интеллектуальную систему восстановления электрической сети (Automatic Smart Grid Restoration System, ASGR) для усиления управления и контроля, а также для повышения качества мониторинга технического состояния передающей сетевой инфраструктуры.



ASGR, работающая в режиме 24/7, использует централизованную систему для выявления неисправностей, их устранения и автоматического восстановления нормального режима работы энергосистемы. Объём инвестиций в создание ASGR составил \$1,9 млн. ASGR является первой подобного рода системой в регионе Ближнего Востока и Северной Африки.



3. Пакистан

Новая гидроэлектростанция

В Пакистане введена в коммерческую эксплуатацию гидроэлектростанция «Карот» мощностью 720 МВт. Ожидается, что её среднегодовая выработка электроэнергии достигнет 3,2 ТВт·ч.

Стоимость проекта строительства составила \$2 млрд. Проект реализован в рамках китайской инициативы «Один пояс, один путь» и является первым проектом в Пакистане, реализованным в рамках Китайско-пакистанского экономического коридора. Проект финансировался китайским фондом «Шёлковый путь», при этом



в качестве основного инвестора выступала китайская Three Gorges Corporation. Управление и эксплуатацию ГЭС осуществляет пакистанская энергокомпания Karot Power Company.

ГЭС «Карот» является четвёртой из пяти ГЭС, построенных на реке Джелам. В 2021 году на долю ГЭС приходилось 25% совокупной установленной мощности генерации в Пакистане, которая составляет около 10 ГВт, и 20% производства электроэнергии в стране.



5. Китай

Гидро- и солнечная генерация в одном комплексе

Китай приступил к строительству дополнительной солнечной электростанции «Кела», которая войдёт в состав комплекса гидро- и фотоэлектрической генерации, расположенного на реке Ялонг в провинции Сычуань в Западном Китае.

СЭС «Кела» будет связана с расположенной на той же реке ГЭС «Лянхекоу»

мощностью 3 ГВт, которая была введена в эксплуатацию в марте 2022 года. Установленная мощность СЭС составит 1 ГВт, а прогнозируемая годовая выработка – 2 ТВт•ч чистой электроэнергии, что эквивалентно сокращению выбросов CO₂ на 1,6 млн тонн. Сезонные колебания выработки гидрогенерации можно будет компенсировать выработкой солнечной генерации и наоборот.

Энергокомплекс в составе СЭС «Кела» и ГЭС «Лянхекоу» является первым этапом сооружения энергокластера на базе ВИЭ в бассейне реки Ялонг совокупной мощностью свыше 80 ГВт, в том числе около 30 ГВт мощности гидрогенерации, свыше 40 ГВт мощности ветровой и фотоэлектрической генерации и более 10 ГВт гидроаккумулирующей генерации.



6. Тайвань

Начало выработки

Шельфовая ветровая электростанция Formosa-2 мощностью 367 МВт, расположенная на северо-западном побережье острова Тайвань, выработала первую электроэнергию. Каркасные фундаменты для ветровых турбин и соединительные кабели начали устанавливать в апреле и мае 2022 года, а ветровые турбины – в июне 2022-го.

Проект Formosa-2 разрабатывается совместно японской компанией JERA (49%), Macquarie's Green Investment Group (26%) и тайваньской компанией Swancor Renewable Energy (25%). JERA и Macquarie's Green Investment Group ранее сотрудничали в рамках проекта строительства уже введённой в эксплуатацию шельфовой ВЭС Formosa-1 мощностью 128 МВт. Консорциум также разрабатывает проект строительства шельфовой ВЭС Formosa-3 мощностью 2 ГВт.

В 2021 году мощность шельфовой ветровой генерации составляла менее 1% от совокупной установленной мощности генерации на Тайване (237 МВт).

более чем на 600 тысяч тонн сократить объём выбросов CO₂. По словам Джонатана Коула, генерального директора Corio Generation, благодаря высокому ветровому потенциалу Вьетнам может стать центром шельфовой ветровой энергетики в Юго-Восточной Азии, обеспечивая потребителей чистой и доступной электроэнергией.



4. Вьетнам

Крупнейший ветропарк

Компания Corio Generation, специализирующаяся в области проектов строительства шельфовой ветровой генерации, совместно с вьетнамской проектно-строительной группой компаний Fesop объявила о планах строительства шельфовой ветровой электростанции (ВЭС) мощностью 500 МВт во Вьетнаме.

Ожидается, что станция, которая станет крупнейшей ВЭС во Вьетнаме, будет вырабатывать около 1250 ГВт•ч электроэнергии в год и позволит



ESG сдаёт позиции

текст: Александра Белкина

Санкционный шторм последнего полугодия развернул российскую зелёную повестку на 180 градусов. Власти уверяют, что тема ESG остаётся актуальной для России, и обсуждают весьма значительные цены квот на выбросы в рамках Сахалинского эксперимента. Но, в отличие от долгосрочных планов, ближайшие перспективы туманны. По понятным причинам регуляторы отдают приоритет экономической, а не экологической логике; ресурс высокоэффективной генерации необходимо экономить из-за проблем с комплектующими; ВИЭ-сектор, не завершивший процесс локализации, ищет, за чей счёткратно нарастить строительство СЭС и ВЭС в России и развернуть под это новые промпредприятия. Отраслевые юристы, ранее разъяснявшие ВИЭ-клиентам в основном европейские нормы, теперь отвечают на вопросы исключительно о китайском законодательстве. Проблемы есть и у промышленности, которая вынуждена ухудшать экологические показатели, перестраивая производство под новые условия.



Н

а словах ESG-повестка, понимаемая у нас прежде всего как экологизация промышленности и озелене-

ние энергетики, за последние полгода актуальности не потеряла. Трудности (они же – новые возможности) есть, но общий вектор остаётся актуальным, пусть и с поправками на новую реальность. Несмотря на происходящие в мире события, Россия не остановит создание собственной системы углеродного регулирования и будет продолжать следовать низкоуглеродной повестке, заявил в апреле первый замглавы Минэнерго Павел Сорокин.

«С одной стороны, ESG-повестка, казалось бы, находится на втором плане, с другой стороны, мы должны понимать, что стратегический взгляд и стратегическое видение никто не отменял», – охарактеризовал позицию министерства г-н Сорокин.

«В 2022 году изменились условия функционирования экономики нашей страны, в том числе электроэнергетики. Сегодня важнейшим приоритетом является поддержание стабильности энерго рынков и работы энергосистемы страны в целом... Вместе с тем, безусловно, электроэнергетический комплекс не должен жить в режиме «пожарной команды», необходимо за решением очевидных текущих проблем не терять из виду стратегические перспективы», – заявил в конце августа министр энергетики РФ

Николай Шульгинов (в обращении к участникам конференции «Совета рынка»).

Вынужденная деэкологизация

Попытки не забывать о стратегии пока не очень успешны, на практике федеральное правительство вынужденно сконцентрироваться на решении оперативных задач. Одним из первоочередных вопросов оказались запчасти и сервис импортных ПГУ, установленных на отечественных электростанциях. В марте замглавы Минэнерго Евгений Грабчак заявил, что российская энергетика «выдержит два года без снижения качества и надёжности энергоснабжения на тех ресурсах, которые есть сейчас». Однако под влиянием санкций меняется структура генерации, дополнительным природным фактором стало снижение водности в водохранилищах ГЭС. Уже в апреле первый замгендиректора «Газпром энергохолдинга» Павел Шацкий предложил внести в федеральный закон «Об электроэнергетике» правки, которые позволят «не вовлекать излишне в процесс производства» энергоблоки, построенные по ДПП на иностранном оборудовании.

«Потому что все они (иностранские газовые турбины. – Прим. ред.) находятся в разной стадии готовности к проведению очередного сервиса. А без сервиса, к сожалению, такого типа оборудование не может работать дальше. Наша задача – выйти на сервис по тому оборудованию,

Остановка импортных газовых турбин ударит и по экономике, и по углеродному следу отрасли: ГТУ имеют существенно более высокий КПД и меньший объём выбросов по сравнению с паросиловыми блоками

где мы готовы, скомплектованы, – сказал топ-менеджер ГЭХа. – Летом мы готовы экономить мото-часы и комплектоваться для предстоящего сервиса. Главное – пройти как можно больше зим».

К середине лета у генераторов появились реальные трудности с ремонтом импортных турбин. Есть поломки оборудования, которое из-за санкций невозможно починить, есть заказанная техника, которую не получается доставить. Кроме того, компании опасаются отправлять оборудование на сервис за рубеж, рассказывала в июле на заседании

→





Pimen / Shutterstock.com

комиссии РСПП председатель набсовета «Совета производителей энергии» Александра Панина. По данным «Системного оператора ЕЭС», объём мощности энергоблоков с импортными турбинами составляет 25,3 ГВт (по данным Минэнерго – 22 ГВт), или около 10% мощности ЕЭС. Значительную часть можно выключить без угрозы для надёжности энергоснабжения, полагают в СО ЕЭС: только для 1,3 ГВт, расположенных в отдельных энергоузлах, есть потенциальный риск невозможности проведения регламентных работ и ремонтов.

«Предлагается это оборудование поддерживать в режиме готовности к включению. Если есть альтернатива, то включать его в последнюю очередь», – заявил 11 июля председатель правления СО ЕЭС Фёдор Опадчий.

Остановка импортных газовых турбин ударит и по экономике, и по углеродному следу отрасли. Доля ТЭС на иностранном оборудовании по выработке существенно выше, чем по мощности, и составляет 17% от общего объёма производства электроэнергии, а в европейской части РФ и на Урале (1-я ценовая зона) – более 20%, отмечала г-жа Панина. По её оценкам, наибольшая доля ПГУ и ГТУ находится в объединённых энергосистемах Северо-Запада и Урала. ГТУ имеют существенно более

высокий КПД, то есть производят больше энергии на единицу топлива и имеют меньший объём выбросов на 1 кВт•ч выработки по сравнению с паросиловыми блоками, которыми будет замещаться эта выработка. Кроме того, оплата мощности будет «происходить с каким-то дисконтом», говорил г-н Опадчий. В мае г-н Шульгинов предполагал, что речь может идти о «снижении оплаты мощности до 10%».

Выбросы выбросам рознь

Вместе с тем власти, много лет ужесточившие экологические нормы, не спешат пересматривать их по просьбе нефтяников, страдающих от разрушения экспортной логистики. Сначала ЛУКОЙЛ, затовавший мазутохранилища своих НПЗ из-за остановки поставок в ЕС, предложил сжигать избытки на ТЭЦ, для которых мазут является резервным топливом. Нефтяная компания готова была продавать топливо по цене газового эквивалента, чтобы не сокращать производство на НПЗ. Энергетики принципиально не возражали, но указывали на необходимость пересмотра норм выбросов ТЭЦ – переход на резервное топливо существенно повышает их объём и грозит дополнительными штрафами, что, в свою очередь, будет бить по экономике генерации и вызовет рост цен

Ставка за превышение квот на выбросы на Сахалине оказалась почти в 10 раз выше среднемировых расценок и, по текущему курсу, примерно в 5 раз ниже европейских

на энергию. В результате решение так и не было принято.

Также власти не решились пересматривать норму сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ): уже много лет нефтяникам разрешено утилизировать этим старым и неэкологичным способом не более 5% добытого газа. ПНГ – сырье для производства сжиженных углеводородных газов (СУГ), но на фоне санкций зарубежные трейдеры стали отказываться и от этих поставок, что создало проблему его утилизации, поэтому тот же ЛУКОЙЛ предлагал временно разрешить сжигать больше ПНГ на факелах.

«Нужно принимать решение: или снижать добычу, или увеличивать сжигание ПНГ. С Минприроды мы в контакте и ищем решение. С одной стороны, у нас есть экологическая повестка, с другой – мы не должны в это тяжёлое время штрафами ухудшать операционную деятельность компаний», – рассказывал Николай Шульгинов в апрельском интервью «Известиям».

В итоге власти предпочли не делать резких движений и пока оставаться в экологической повестке, на которую годами подталкивали нефтяников: в июле правительство сочло предложения о пересмотре штрафов за сжигание ПНГ необоснованными, но согласилось вернуться к этому вопросу в начале 2023 года.

Квоты обретают цену. Высокую

Можно констатировать, что пока власти предпочитают принимать решения по необходимости, стараясь не пересматривать стратегических планов. Тактика понятна и оправдана, отмечает один из секторальных экспертов: несмотря на то что ситуация развивается уже полгода, полной картины ни у кого до сих пор не сформировалось, так что все стараются действовать максимально осторожно, откладывая принципиальные решения, насколько это возможно. В ту же логику вписывается утверждение ставок платы за превышение квоты на выбросы в рамках Сахалинского эксперимента, который планируется постепенно распространять и на другие регионы.

Прежняя концепция системы торговли углеродными квотами, базой для которой должен стать «пилот» на Сахалине, ориентировалась прежде всего на экспортные перспективы российских производителей в Европе. Сейчас внимание сектора оперативно переключилось на Восток, прежде всего Китай. Здесь текущие цены углеродных квот примерно в 40 раз ниже – около \$2 против более €80 за 1 тонну в ЕС. Утвержденная по предложению

Минэкономразвития ставка в 1 тысячу рублей за тонну оказалась ближе к европейским, хотя этот рынок с весны перестал рассматриваться как приоритетный при создании системы углеродного регулирования. Ставка за превышение квот на выбросы на Сахалине оказалась почти в 10 раз выше среднемировых (те же \$2) и по текущему курсу примерно в пять раз ниже европейских.

Ещё в декабре прошлого года, давая отзыв на законопроект о Сахалинском эксперименте, Российский союз промышленников и предпринимателей (РСПП) просил отказаться от квот на выбросы и платы за их превышение. Кроме того, лобби предложило пока не подключать к эксперименту другие регионы – пока не будут получены «объективные положительные результаты» по Сахалину, то есть до конца 2025 года. Промышленность также высказывала опасения, что проведение эксперимента приведёт к росту цен на энергоресурсы на 40–60%. В тот момент предполагалось, что базой для расчёта стоимости превышения квоты станет среднемировая цена выбросов (\$2 за 1 тонну CO₂-экв.) и средняя цена квоты в европейской системе (за ориентир брались €25 за 1 тонну или 1,5 тысячи рублей по курсу 60 рублей за €1).

Опасения бизнеса в кабмине проигнорировали и утвердили предложение Минэкономразвития: утверждённая ставка платы за превышение квот в рамках «пилота» оказалась близка к верхней заявленной границе. Объём выбросов в Сахалинской области в 2021 году составил 12,3 млн тонн CO₂-эквивалента, поглощения – 11,1 млн тонн. Разница в 10% и должна сократиться за время эксперимента. В разряд региональных регулируемых организаций (РРО) в рамках эксперимента попадут практически все значимые производства с объёмом выбросов сначала от 50 тысяч тонн CO₂ в год, а затем – от 20 тысяч тонн. При ставке в 1 тысячу рублей за тонну совокупная стоимость эмиссии составляет 1,2 млрд рублей в год, в границах почти шестилетнего эксперимента – 7 млрд рублей. Часть эмиссии будет покрываться за счёт квот, но выплаты всё равно окажутся значительными и могут составлять сотни миллионов рублей. Больше всего промышленность и энергетиков беспокоит не сам «пилот» на Сахалине, а то, что последующее распространение его норм на другие регионы (через принятие отдельных ФЗ) при таких параметрах превратит проблему в глобальную.

В эксперименте участвуют компании с разными объёмами выбросов, у некото-



1,2

млрд рублей в год могут достичь платежи промышленности за выбросы в рамках Сахалинского эксперимента

рых они составляют несколько миллионов тонн в год. В условиях ограничения поставок оборудования и технологий, трудностей с привлечением финансирования реализация инвестпроектов по сокращению выбросов парниковых газов на горизонте до 2024 года представляется трудновыполнимой, отмечали в «Совете производителей энергии». В эффективных компаниях реалистичный среднегодовой размер сокращения выбросов парниковых газов не превышает 1% в год на горизонте 10 лет. При таких ставках проект скорее будет подстёгивать инфляцию, чем стимулировать сокращение выбросов, полагают в отрасли. Никаких гарантий, что собранные в региональный бюджет штрафы за превышение квот пойдут на реализацию эффективных экопроектов, нет. Эксперимент по квотированию выбросов грозит перерасти в проект по исполнению бюджета Сахалинской области, тогда как речь должна идти о выстраивании системы торговли квотами, стимулирующей экологизацию производства, а не преследующей фискальные цели, указывали потребители энергии и предлагали всё же отложить эксперимент. Однако власти предпочли зафиксировать нормы с ценовой ориентацией на европейский рынок, экспортный потенциал которого для российских компаний в ближайшее время останется под большим вопросом.



В последние месяцы участники сектора ВИЭ-генерации перестали интересоваться особенностями европейского углеродного регулирования и задают вопросы исключительно о подобных нормах в законодательстве Китая

ВИЭ штурмит от санкций

Самой сложной ситуация пока выглядит в «визиточном» сегменте ESG – секторе возобновляемой генерации. Бодро рапортовал осенью о фактическом достижении сетевого паритета на основе отдельных заявок по ВЭС «Фортума» на первом отборе ДПМ ВИЭ 2.0, Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ) весной попросила проиндексировать цены отбора сразу на 28,5% (уровень промышленной инфляции) и пообещала пропорционально снизить объём мощности на последующих конкурсах программы, чтобы сохранить объём расходов в рамках ДПМ ВИЭ 2.0. После консультаций с регуляторами обсуждаемый уровень индексации снизился до 20,4%, что, впрочем, всё равно не устраивает потребителей, оплачивающих строительство новых ВИЭ. Промышленность в очередной раз предлагает прямо сейчас свернуть схемы поддержки зелёной генерации, обходящиеся им в триллионы рублей. Минэнерго пытается сбалансировать противоположные интересы участников энергорынка и продолжает ориентироваться на утверждённые долгосрочные показатели, по которым объём ВИЭ на ОРЭМ достигнет 12 ГВт (менее 5% от текущей мощности ЕЭС): 5,6 ГВт в рамках ДПМ ВИЭ и более 6 ГВт (в текущих ценах при суммарных капзатратах в 360 млрд рублей) по ДПМ ВИЭ 2.0.

«Сегодня у нас хороший баланс: 20% – это энергия, произведённая на атомных станциях, 20% – на гидростанциях и 40–42% – на электростанциях, которые используют газ. Это уже больше 80%. А 13% – это уголь. ВИЭ пока составляет небольшую долю в балансе мощности – 1%. Но с каждым годом она будет увеличиваться. Это заложено в программе до 2035 года», – подтверждал в августе сохранение прежних планов Николай Шульгинов.

Более привлекательную для отраслевых инвесторов позицию высказывал глава экспертного совета при комитете Госдумы по энергетике, депутат Валерий Селезнёв. В своём телеграм-канале в июне он писал, что «выполнение двух абсолютно разнонаправленных задач одновременно – ускоренное развитие чистой генерации и удержание объёмов традиционной, как наиболее надёжной в моменте, требует глобальной финансовой мобилизации и именно поэтому под силу исключительно самым крепким экономикам мира».

«Вот почему Россия должна уделять развитию ВИЭ больше внимания не на словах, а на деле. Увеличивая во всех программных документах стратегического планирования роль и долю в энергобалансе для солнечной и ветряной энергетики, уделять развитию технологий накопления энергии и производству водорода ещё большее внимание, в том числе и в первую очередь – финансовое», – указывал г-н Селезнёв.

В этом году кабмин принял решение приостановить отборы зелёной генерации, второй конкурс ДПМ ВИЭ 2.0 отложен до весны 2023 года. Одновременно остановились отборы в рамках программы поддержки зелёной генерации в регионах, на розничном рынке энергия ВИЭ-станций закупается в приоритетном порядке для компенсации до 5% потерь в сетях. Отраслевые инвесторы заявляют, что это крайний срок отсрочки, если конкурсы переносить и дальше, то сектор окажется на грани краха из-за остановки производственного процесса на предприятиях, созданных в рамках локализации.

Для продолжения развития «молодого» сектора в дальнейшем в России нужно вводить по 2 ГВт в год ВЭС и СЭС, говорят в АРВЭ. Для сохранения доли гидрогенерации в энергобалансе ежегодно можно вводить 300–400 МВт малых ГЭС мощностью до 50 МВт, говорит исполнительный директор ассоциации «Гидроэнергетика России» Олег Лушников. Таким образом, за десятилетие (ДПМ ВИЭ 2.0 до 2035 года) ВИЭ-инвесторы

хотели бы ввести 44 ГВт. Комментируя столь значительные аппетиты инвесторов, глава АРВЭ Алексей Жихарев на заседании экспертного совета при думском комитете в августе напомнил, что Минэкономразвития в рамках низкоуглеродной стратегии рассматривало вариант ввода к 2050 году 100 ГВт ВИЭ. Позиция отраслевых инвесторов вызывает сдержанную реакцию у регуляторов. Актуализированная низкоуглеродная стратегия пока не утверждена, возможно, стоит перенести сроки её корректировки, так как сейчас проблемы есть не только у ВИЭ, но и по другим направлениям, в том числе в части эксплуатации импортных ПГУ, говорит г-н Селезнёв. «Совет рынка» также предлагает сначала определиться с параметрами энергобаланса, который должен разрабатываться с учётом низкоуглеродной повестки.

Но пока российские компании воюют в арбитражных судах за остатки имущества своих бывших техпартнёров – западных компаний, объявивших об уходе с российского рынка после 24 февраля. В июле стало известно, что структуры «Фортума» в региональных судах начали добиваться ареста имущества датской Vestas, поставившей оборудование для





1%

составляет на сегодняшний день доля ВИЭ-генерации в балансе мощности в РФ

ВЭС. Затем проблемы возникли у крупнейшего проекта первой программы ДПМ ВИЭ – Кольской ВЭС «Энел Россия» на 201 МВт, техпартнёром здесь выступала Siemens Gamesa. В июле на площадке было смонтировано уже 48 из 57 ветроустановок, объект планировалось ввести в эксплуатацию до конца года. Но в августе «дочка» «Энел Россия» подала иск к «Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи» (российская структура Siemens Gamesa) о взыскании 22,9 млрд рублей. «Энел Россия» потребовала признать недействительным односторонний отказ «Сименс Гамеса» от исполнения договора поставки оборудования, а также установить запрет на инициирование разбирательства в международном коммерческом арбитраже. Перспективы реализации этого проекта в полном объёме сейчас вызывают вопросы.

При этом проблемы в секторе возобновляемой энергетики вызывает позиция и других поставщиков. Уход из РФ шведско-швейцарской АВВ ставит вопрос о конвертерах, необходимых как для солнечных, так и для ветряных электростанций, рассказал на экспертном совете при думском комитете глава «Новавинда» Григорий Назаров. Пока ключевой игрок

ВЭС-сектора, подконтрольный «Росатому», намерен сохранять интегрированные с иностранными партнёрами цепочки поставок, перенастраивая их с учётом новых условий. В части локализации тактика компании заключается в поддержке отечественных разработок. В каждом проекте определяется «точка невозврата»: при отсутствии значимого результата на конкретном этапе проект сворачивается и запускается «страховочный вариант» – организация закупок соответствующего оборудования в Китае.

В последние месяцы участники сектора ВИЭ-генерации перестали интересоваться особенностями европейского углеродного регулирования и задают вопросы исключительно о подобных нормах в законодательстве Китая, констатирует правовой эксперт Всероссийской академии внешней торговли Минэкономразвития РФ Любовь Леваева. Ранее подавляющее большинство запросов от участников международной торговли касались норм трансграничного углеродного регулирования в Европейском союзе, сейчас запросы касаются статуса зелёной генерации исключительно в Китае. Сейчас России необходимо обсуждать единые стандарты для развития ВИЭ как минимум на уровне ЕАЭС, оперативно синхронизировать ВИЭ-законодательство с Китаем, а по возможности, и в рамках ассоциации БРИКС, говорит г-жа Леваева.

Эксперты также осторожно комментируют перспективы ESG-тренда в отечественной экономике. Это направление в РФ сейчас переживает если не кризис, то как минимум новый этап развития: концепция, к которой последние несколько лет активно адаптировалось российское бизнес-сообщество, вынуждена сама адаптироваться под влиянием вызовов. По результатам апрельского опроса более 50 компаний (проводился «Лигой зелёных брендов», «Роскачеством» и компанией «Делойт»; 53% участников опроса – крупный бизнес, 47% – малый и средний), свыше трети опрошенных полагают, что текущая ситуация отбросит ESG-повестку на несколько лет назад, более 40% уверены, что меры по борьбе с изменением климата потеряют актуальность. При этом почти 55% верят в то, что в России в результате текущих процессов появятся собственные стандарты в области устойчивого развития; более половины полагают, что замедлится реализация самых дорогостоящих проектов; а 43,1% согласны с тем, что в ближайшее время борьба с изменением климата в России временно потеряет актуальность.



Независимость в деталях

текст: Юрий Юдин

Очередной масштабный виток антироссийских санкций в этом году повлёк за собой перезапуск программ импортозамещения. В электроэнергетике в целом сложилась благоприятная ситуация. РФ является одним из мировых лидеров в производстве оборудования для АЭС. Выпускается и экспортируется оборудование для тепловой и гидрогенерации, хотя в части ТЭС критическим моментом ещё остаётся отсутствие серийного производства в нашей стране газовых турбин большой мощности (проекты в этой сфере находятся в стадии реализации). В электротехнике, по данным Минэнерго, уровень импорто-независимости сегодня достигает 80%. Многолетняя программа поддержки ВИЭ позволила создать в России производство солнечных панелей, но при этом не удалось достичь 100%-ной локализации по ветроустановкам. Возможно, за решение этой проблемы возьмутся отечественные машиностроители.

Первоочередным вопросом для российской энергетики в новой реальности стала тема компонентного обеспечения, прежде всего тепловой генерации. Пока основная проблема – обслуживание уже имеющихся импортных энергетических турбин на парогазовых ТЭС. В начале апреля Евросоюз ввёл первые чувствительные для отрасли санкции, запретив

ввозить в Россию запчасти для паровых турбин и котлов. Но к этому времени проблемы российских энергетиков были уже очевидны. Поставки энергетического оборудования идут с задержками по 22 проектам модернизации ТЭС, рассказывал на совещании по итогам прошлого ОЗП гендиректор «Газпром энергохолдинга» ГЭХ Денис Фёдоров, представлявший «Совет производителей энергии».

По данным на 1 апреля, 12 проектов задерживались на срок до 300–450 дней из-за использования и необходимости «лечения» некачественных заготовок отечественного производства, поступления бракованной продукции, уточнялось в презентации г-на Фёдорова. Зависимость российских производителей от «импортных комплектующих, заготовок, материалов, сырья и т. д.» тормозила на срок до полугода ещё 10 проектов.

«Более или менее есть понимание», как восстанавливать лопатки и элементы «горячей части» по импортным турбинам Е-класса, сообщил Денис Фёдоров. По его словам, в прошлом году «ГЭХ Сервис газовых турбин» провёл главную инспекцию вообще без привлечения иностранных специалистов. «На сегодня по классу Е мы на 99% можем работать без иностранных шеф-инженеров», – отмечал топ-менеджер. Но, по его словам, по классу F сектор практически полностью зависит от импортных комплектующих.

С учётом проектов обновления генерирующих мощностей на Дальнем Востоке Минэнерго фиксировало риски





12

газовых турбин большой мощности ежегодно, согласно озвученным планам, «Силмаш» сможет выпускать начиная с 2026 года

несоблюдения сроков из-за проблем с поставками оборудования по 30 проектам. Министерство инициировало проект постановления правительства, предусматривающего возможность нештрафуемой отсрочки и увеличения сроков реализации модернизационных проектов, мораторий на штрафы за непоставку мощности, а также возврат блоков из модернизации на конкурентный отбор мощности (КОМ) и в вынужденный режим.

В апреле стало известно, что правительство готовит систему господдержки поставок в Россию критического оборудования из-за рубежа. Как писал «Коммерсантъ», за основу планировалось взять опыт Ирана. Промышленный блок кабинета, ранее поступательно выступавший за ограничение поставок из-за рубежа ради импортозамещения, резко изменил позицию и предложил меры поддержки поставок незаменимого оборудования из других стран. Правительство при участии Минпромторга и Минэкономики обсуждало выдачу льготных рублёвых и валютных кредитов, сообщали несколько источников. Речь также шла о выдаче субсидий на финансирование импортных сделок по линии ВЭБ.РФ и «Росэксимбанка», отсрочек по уплате НДС и пошлин, сообщали они.

Список критической импортной продукции «концептуально совпадает» с перечнем товаров, ограниченных к вывозу из РФ до конца 2022 года (постановления правительства № 311 и 312), говорили осведомлённые источники. Документы охватывают широкий список комплектующих и оборудования для ТЭК, авиапрома, судостроения, транспорта и ИТ. Собеседник газеты «Коммерсантъ» в Минпромторге не отрицал, что в список приоритетного оборудования войдут паровые турбины для ТЭС. В России льготы на импорт уже просили генерирующие компании для закупки неоригинальных иностранных запчастей для европейских газовых

и паровых турбин. Они предупреждали о возможных проблемах с эксплуатацией газотурбинных установок (ГТУ), объём которых оценивается в 22 ГВт (подробнее об этом – в «Теме номера» на стр. 8–13). Для полной локализации производства элементов горячего тракта и лопаток для турбин средней и большой мощности, по оценкам генкомпаний, потребуется от трёх до пяти лет.

В России пока нет серийного производства отечественных газовых турбин большой мощности (ГТБМ), однако в последние годы проекты в этой сфере начали активно развиваться. В прошлом году в рамках программы модернизации тепловой энергетики прошёл конкурс модернизационных проектов, при реализации которых будут использоваться ГТБМ, произведённые в РФ. Победителями стали пять проектов мощностью 1,6 ГВт: два энергоблока Каширской ГРЭС («Интер РАО»), по одному на Новочеркасской ГРЭС (ОГК-2 «Газпром энергохолдинг»), Саратовской ТЭЦ-1 и Пермской ТЭЦ-14 («Т Плюс»). В качестве технологического партнёра, который будет поставщиком турбин, «Интер РАО» и «Т Плюс» выбрали «Силовые машины» Алексея Мордашова, ОГК-2 – входящую в «Ростех» «Объединённую двигателестроительную корпорацию» (ОДК).

«Силмаш» работает над созданием двух газовых турбин – ГТЭ-170 и ГТЭ-65, а также планирует построить собственный литейный комплекс для производства отливок лопаток турбин. Как говорил в июне владелец компании Алексей Мордашов, первый образец ГТЭ-170 выйдет в 2022 году, а поставки заказчикам начнутся в 2023-м. В июле в компании уточнили, что к 2026 году планируется довести производство турбин до 12 штук в год.

«Создаём мощности на восемь газовых турбин, планируем наращивать до 12 газовых турбин в год. Мощность определяется в первую очередь количеством станков. Бюджет на восемь турбин – 14 млрд рублей. При увеличении до 12 турбин, думаю, ещё дополнительно будет около 5 млрд рублей», – рассказал генеральный директор «Силмаша» Александр Конюхов.

Дорабатываемые компанией турбины ГТЭ-65 и ГТЭ-170 будут обкатываться в рамках пилотных проектов «Т Плюс» и «Интер РАО». Турбина ОДК уже имеет опыт промышленной эксплуатации. Сейчас идёт работа над её модернизированным вариантом – ГТД-110М. «Это уже третья серия модификации «маши-

ны 110». В ней учтены все те недостатки, с которыми сталкивались завод-изготовитель и компании, которые эксплуатируют эти турбины... По нашему мнению, этот проект наименее рискованный», – пояснил выбор оборудования Денис Фёдоров.

Относительно поставок турбин из дружественных стран, в частности Китая или Ирана, мнения расходятся не только в российской энергетике, но даже в рамках одной компании. В неофициальных беседах звучат аргументы как за, так и против. Сторонники указывают на более короткие сроки импорта по сравнению со сроком создания собственного оборудования, противники же говорят о том, что смена поставщиков никак не поможет добиться независимости отрасли от внешнеполитических факторов. Эксперты при этом сомневаются, что КНР поможет российским энергетикам с газовыми турбинами. Доля Китая и других стран, не присоединившихся к антироссийским санкциям, в поставках газовых турбин и компонентов составляет менее 7%. Увеличение китайского импорта разных видов газовых турбин маловероятно – в стране не создана серьёзная производственная база для этого, указано в летнем исследовании Центра комплексных европейских и международных исследований (ЦКЕМИ) Высшей школы экономики. Данные по импорту турбин и иного оборудования в разрезе стран – в рубрике «Инфографика» (стр. 18–19).



«Силовые машины» прорабатывают возможность производства ветроустановок мощностью 4–6 МВт

Снятие санкционных ограничений в ближайшие годы является маловероятным, поэтому России наряду с реализацией программ импортозамещения предстоит на первых порах найти возможности по замене импортных поставщиков, отмечают авторы отчёта ЦКЕМИ. По их мнению, в первую очередь могут быть интересны компетенции Китая в производстве компонентов для газовых турбин. При этом сама КНР является и импортёром, и экспортёром компонентов газовых турбин: в денежном выражении показатели в 2019 году составляли \$557 млн и \$435 млн соответственно. Антироссийские ограничительные меры усложняют взаимодействие с китайским бизнесом, главная угроза – риск попадания под вторичные санкции, предупреждают эксперты. Но Китай уже имеет опыт и механизмы для выстраивания экономических связей со странами, находящимися под международными санкциями, – Ираном и КНДР. Несмотря на действующие ограничения, крупнейшие китайские госкомпании реализуют в этих двух странах проекты, включающие в том числе поставку оборудования в сфере энергетического машиностроения.

Иран также может помочь России с заменой западных газовых турбин. «В сфере газовых турбин Иран достиг современных технологий, что привело к подписанию контрактов с российскими электростанциями по ремонту», – заявил министр торговли, промышленности и шахт Ирана Реза Фатехи Амин в конце мая. Переговоры с Ираном уже подтвердили некоторые российские генерирующие компании. «Мы, как и все, в переговорах по азиатским странам и с Ираном, который уже наработал хорошие компетенции в части оборудования», – говорил глава «Т Плюс» Андрей Вагнер в июне.



УТЗ «Ротека» в ближайшие пять лет планирует увеличить объёмы производства оборудования с текущих

1,6
до **2,5** ГВт
в год

На фоне возросшего внимания к вопросам импортозамещения энергомашиностроительные компании заявили о планах дальнейшего развития. Так, председатель Совета директоров «Ротека» Михаил Лифшиц в августе рассказал ТАСС, что на Уральском турбинном заводе в ближайшие пять лет планируется увеличить объёмы производства оборудования с текущих 1,6 ГВт в год до 2,5 ГВт: «Это не взрывной рост, а абсолютно плановый. Мы адаптируем предприятие под новые продукты, которые мы собираемся делать, и под структуру спроса, которую нам даёт



программа модернизации энергетики». Ежегодно предприятие инвестирует в модернизацию и замену оборудования около 400–500 млн рублей, в 2023 году этот показатель вырастет почти до 1 млрд рублей. По словам г-на Лифшица, это связано с планами по закупке линии производства заготовок для штампованных лопаток.

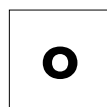
«Силовые машины», помимо работы над газовыми турбинами, обратили внимание на ветроэнергетику. «Мы сейчас на этапе проработки, можем стать отечественным производителем ветроустановок мощностью 4–6 МВт



В июне Михаил Мишустин поручил создать индустриальные (отраслевые) центры компетенций по замещению зарубежных продуктов в ключевых отраслях



с глубокой степенью локализации. Это другая технология по сравнению с теми, что мы владеем сейчас: такие редукторы, лопасти, генераторы мы на сегодня не производим. Изучаем организацию такого производства. Объём инвестиций в создание такого производства оцениваем в 10 млрд рублей с учётом покупки оборудования», – сообщил Александр Конюхов (цитата по «Интерфаксу»). По его словам, окончательное решение по проекту будет принято в этом году, пока энергомашиностроительный холдинг изучает рынок и не ведёт переговоров с Минпромторгом.



Ключевая проблема после прекращения работы в России крупнейших IT-компаний – наличие программного обеспечения. В «Росатоме» не слишком оптимистично обещают достичь полного суверенитета в ПО, используемого для математического моделирования, лишь к 2030 году.

«Российский рынок разработок в области математического моделирования пока не очень большой, но этот класс ПО лежит в основе любого производства. Вместе с партнёрами по CAD/CAE-консорциуму мы собираем стек продуктов, который

на 90% покрывает потребности российской промышленности в ПО данного класса. Рассчитываем, что это произойдёт до 2027 года», – говорила в апреле замдиректора по цифровизации «Росатома» Марина Авилова, уточняя, что на 100%-ный показатель по этим продуктам, используемым в том числе в энергетике и машиностроении, планируется выйти к 2030 году.

Импортозамещение ПО объявлено одним из ключевых направлений работы нового замглавы Минэнерго по цифровой трансформации. О планах работы по замещению иностранного ПО в энергетике Эдуард Шереметцев, назначенный на этот пост в мае, рассказывает в рубрике «Эксперт-клуб» (стр. 20–21). В июне глава правительства Михаил Мишустин поручил создать индустриальные (отраслевые) центры компетенций по замещению зарубежных продуктов в ключевых отраслях. Как писал РБК, создаваемые центры должны будут определить направления, виды и классы софта, который необходимо заменить, приоритетность разработок, а также будут влиять на распределение господдержки. Речь может идти о софинансировании 80% необходимой суммы, но конкретный объём будет определять Минцифры. Ещё на этапе создания софта предприятия отрасли должны будут подписать контракты на его внедрение. При этом само внедрение правительство также готово субсидировать. Всего на эти цели до конца 2024 года выделено 37,1 млрд рублей, которые будут распределять через Фонд Бортника (гранты в размере от 3 до 20 млн рублей на стартапы; всего 8 млрд рублей), «Сколково» (гранты до 1 млрд рублей заказчиком из приоритетных отраслей: здравоохранения, образования, финансов, торговли и энергетики; всего 4,8 млрд рублей) и РФРИТ (до 6 млрд рублей заказчикам и разработчикам при условии софинансирования в размере не менее 20%; всего 24,3 млрд рублей).

Какие именно продукты должны претендовать на госсредства, будет определять их ключевой заказчик. Он же будет давать техническое задание, определять сроки разработки и т. д. При этом вице-премьер Дмитрий Чернышенко в июле указал, что центры должны возглавлять руководители ведущих компаний различных отраслей, чтобы они «могли нести консолидированную ответственность, что все внутри договорятся о поддержке двух лучших решений». По словам вице-преьера, разработанный софт должен быть универсальным, чтобы его могли внедрять несколько заказчиков, обеспечив тем самым спрос, а также ориентированным на экспорт, чтобы его разработчик получал до двух третей выручки от внедрения продукта за рубежом.

Минэнерго РФ: оценка рисков импортозависимости

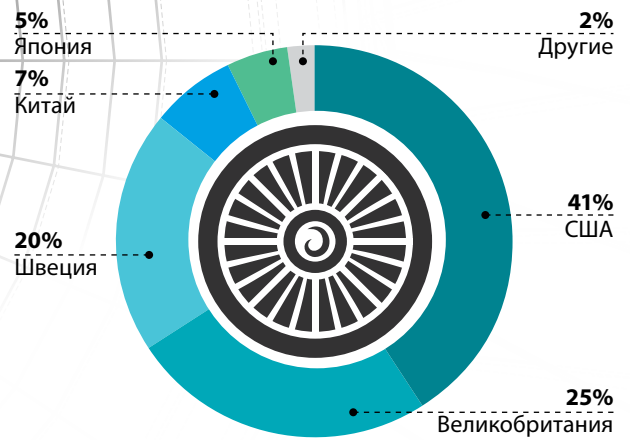
Оборудование	Уровень риска	Мероприятия по снижению риска
 Газовые турбины большой мощности	 Высокий	Замена на другую технологическую цепочку (паровой цикл) Замена газовыми турбинами средней мощности российского производства
 КРУЭ 330 кВ и выше	 Высокий	Замена на другую технологическую цепочку российского производства (ОРУ и ЗРУ)
 Муфты кабельные 110 кВ и выше	 Средний (высокая ремонтопригодность и заменяемость)	Развитие отечественного производства, закупка оборудования в дружественных странах
 Микропроцессоры, электроника, АСУ ТП	 Высокий	Развитие технологий создания электронной компонентной базы в рамках поручения Президента РФ



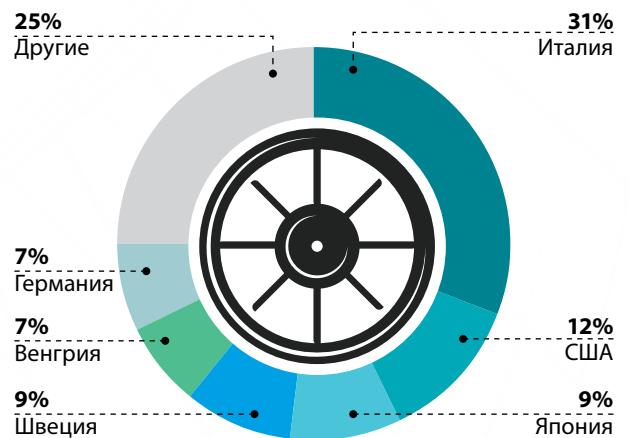
Энергетическое оборудование: в преддверии нового витка импортозамещения

Центр комплексных европейских и международных исследований Высшей школы экономики (ЦКЕМИ ВШЭ) проанализировал энергетическое машиностроение в РФ. Эксперты изучили структуру импорта, отмечая, что в условиях санкций наряду с запуском программ импортозамещения надо будет искать поставщиков в дружественных странах. Согласно исследованию, Россия занимает лидирующие позиции в мире в производстве атомных реакторов, являясь ключевым мировым экспортёром, но критически зависит от импорта газовых турбин и компонентов для них. Доля импорта паровых и водогрейных котлов в РФ составляет 50%, паровых турбин – 26%, гидравлических турбин – 12%.

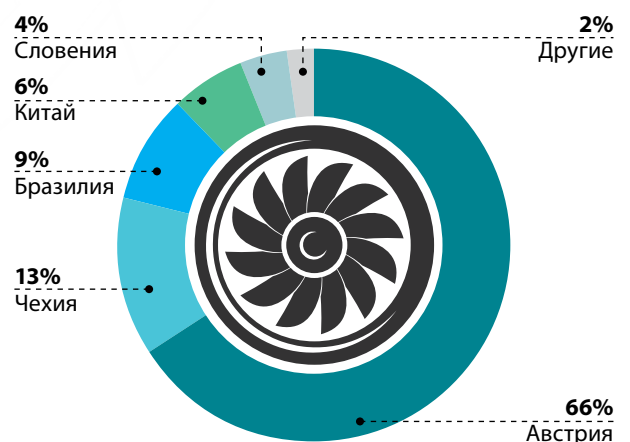
Структура импорта газовых турбин мощностью более 5 МВт в РФ, 2020 год



Структура импорта компонентов газовых турбин, 2019 год



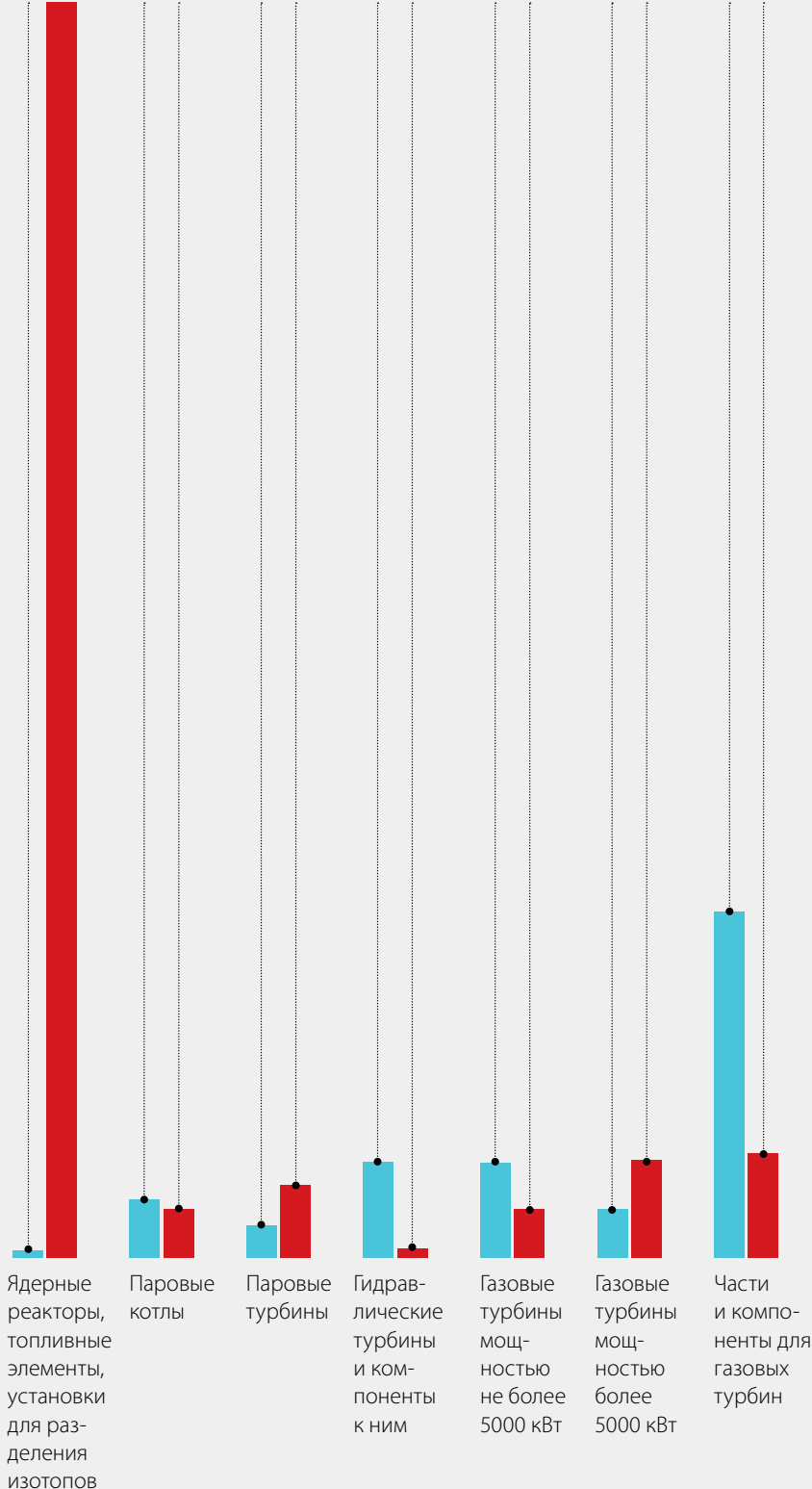
Структура импорта гидравлических турбин, 2019 год



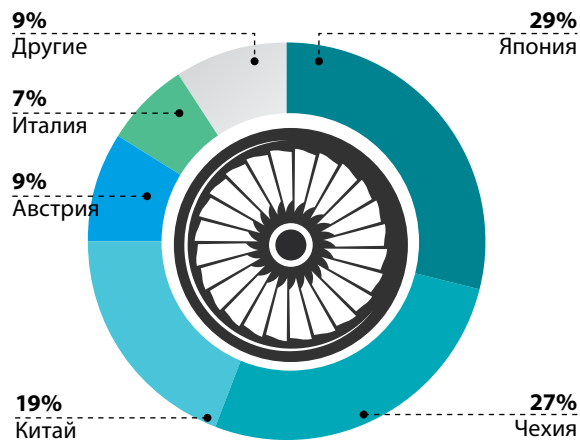
Российский импорт и экспорт продукции энергетического машиностроения (млн долларов, расчёт на основе данных за 2019 год)

● импорт ● экспорт

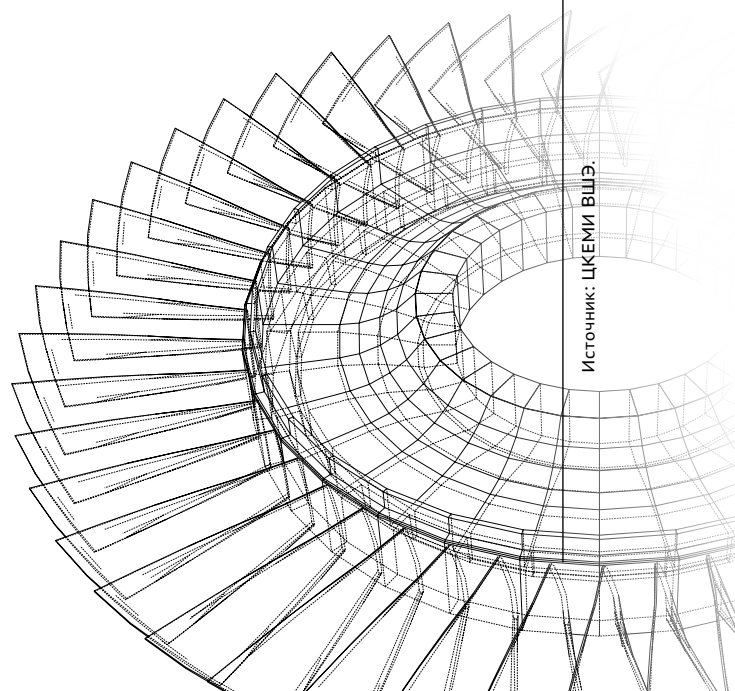
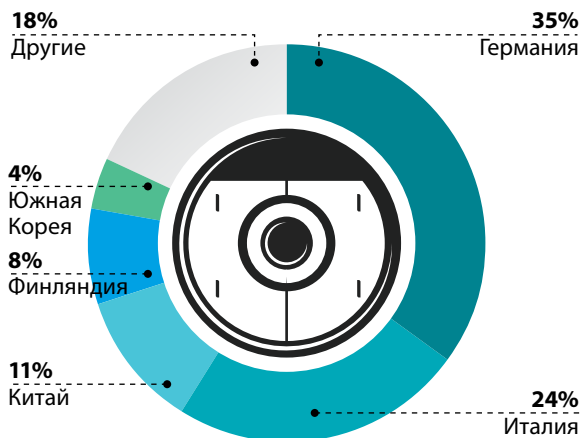
5 890 43 36 24 54 71 7 70 36 36 72 256 77



Структура импорта паровых турбин, 2019 год



Структура импорта гидравлических паровых котлов, 2019 год



Источник: ЦЭМИ ВШЭ.

В работе по импортозамещению отдельное направление – разработка отечественного программного обеспечения (ПО). В июле по поручению премьер-министра Михаила Мишустина было сформировано 35 индустриальных центров компетенций по замещению зарубежных отраслевых цифровых продуктов и решений. «Энергия без границ» попросила экспертов рассказать о текущей ситуации с обеспечением энергетики отечественным софтом.

ЭКСПЕРТЫ:

Эдуард Шереметцев, заместитель министра энергетики РФ

Игорь Якимов, руководитель центра стратегии и развития ИТ ООО «ИТ Плюс» (ИТ-компания Группы «Т Плюс»)

**Эдуард Шереметцев**

В 2022 году понятие «импортозамещение» получило новые смыслы – сейчас это уже не столько вопрос экономической целесообразности или получения новых возможностей для роста внутреннего производства, а в большей степени важная задача национальной безопасности. В череде различных технологий, решений и научных разработок в авангарде сейчас – цифровизация. Согласно Указу Президента Российской Федерации № 166, к началу 2025 года значимые объекты критической информационной инфраструктуры в части ПО должны быть замещены на 100%.

Важно понимать, что импортозамещение – отнюдь не самоцель, но нужно добиваться развития собственных цифровых решений и их внедрения – в этом и заключается технологический суверенитет отрасли и государства в целом.

На российском рынке ИТ-решений сформировался своеобразный паритет по технологиям – порядка 50% технологий – отечественные, 50% – импортные, но есть и отдельные категории, где доля отечественных решений заметно ниже. Вместе с тем большинство цифровых проектов находится на стадии пилотных и может не попадать в эти 50%, а их правовой статус ещё предстоит прояснить. Так, с точки зрения нормативно-правовой базы ПО или какое-либо другое цифровое решение является российским в случае его закрепления в реестре Минцифры и Минпромторга. При этом энергетические компании имеют ряд собственных решений, разрабатываемых под свою деятельность за счёт собственных средств. По формальному признаку такое оборудование или решение не считается российским до момента внесения в реестр, а сама процедура внесения ПО в реестры достаточно сложна и требует раскрытия исходного кода, что не всегда возможно. Несмотря на то что в прошлом году Минцифры России по инициативе Минэнерго России была запущена упрощённая процедура внесения в реестр для ПО, раскрытие кода которого невозможно,

это всё же не является нашей профильной деятельностью.

Поэтому любая оценка соотношения «иностранные/российские» пока остаётся довольно спорной, в то же время потенциал по повышению доли отечественных разработок – высокий.

Основным трендом среди проектов цифровой трансформации сейчас стало создание промышленных цифровых платформ управления производством на базе отечественного ПО. Например, «Газпром нефть» и компания «Цифра» создали российскую цифровую платформу для управления производством Zufra Industrial IoT Platform Oil&Gas (ZIIOT O&G), позволяющую предприятиям объединить все свои промышленные данные, чтобы максимизировать экономический эффект от технологий интернета вещей, машинного обучения и современной функциональной архитектуры приложений. Достаточно далеко продвинулась и НК «Роснефть» с целой серией программных продуктов, замещающих программные комплексы иностранного производства.

Подобного рода решения начинают внедряться и в электроэнергетике. «Системный оператор» Единой энергетической системы на протяжении многих лет внедряет целый комплекс отечественных решений для автоматизации диспетчерских центров, что позволяет существенно оптимизировать работу по управлению режимами работы энергосистемы и электрической сетью в частности. ПАО «Россети» планирует к внедрению собственную «Платформу технологического управления ГК», которая обеспечит универсальность и высокую производительность при решении задач на всех уровнях управления.

На своём уровне мы ежедневно прикладываем максимум усилий, требующихся от регулятора, задаём общий вектор развития, избегая дублирования при создании тех или иных ноу-хау, находимся в тесной координации с отраслевыми игроками. Сейчас прежде всего речь идёт о развитии специально сформированных промышленных центров компетенций по замещению зарубежных отраслевых цифровых продуктов и решений, включая программно-аппаратные комплексы, а также центрах компетенций по развитию российского общесистемного и прикладного программного обеспечения. Благодаря их работе, думаю, нам будет под силу заместить несколько сотен иностранных решений. Кстати, наиболее востребованные проекты могут претендовать на государственную субсидию до 80% стоимости доработки (разработки), кроме того, имеются различные меры поддержки в рамках других программ, такие как субсидии и кредиты со ставкой до 3% годовых.



Игорь Якимов

Рынок ИТ-решений в этом году по понятным причинам сильно изменился. Исчезла часть западных производителей софта и оборудования. Бизнес в срочном порядке начал прорабатывать варианты по сохранению темпов цифровизации. Многие компании поняли, что процессы на базе зарубежного софта можно поддерживать ещё несколько лет, но в долгосрочной перспективе отсутствие технической поддержки, необходимых обновлений непременно даст о себе знать. Поэтому вся ситуация оказала влияние на востребованность российского программного обеспечения.

Здесь стоит отметить, что работы в части импортозамещения начались не в этом и даже не в прошлом году. Они планомерно ведутся с 2019 года по Программе цифровой экономики Правительства РФ. Дополнительный импульс в части перехода на отечественный софт дал указ президента, касающийся объектов критической инфраструктуры, под действия которого подпадает сфера ТЭК.

И «Т Плюс» исключением, конечно, не стала. В 2020 году в компании была принята Концепция цифровой трансформации, охватывающая все бизнес-направления. Её реализация уже предполагала использование в большей степени российского ПО. Пересмотреть отдельные продукты от иностранных производителей в этом году всё же пришлось – например, дополнительно проработать вопросы поставки и использования ИТ-оборудования для проектов по цифровизации и автоматизации (в 2022 году в «Т Плюс» утверждена Стратегия цифровой трансформации).

Но в целом благодаря тому, что изначально компания фокусировалась на отечественной платформе, глобальных изменений в части архитектуры и программных решений не произошло. Сейчас мы задумываемся о том, чтобы в перспективе

разработанные внутри «Т Плюс» решения можно было не только применять внутри компании, но и тиражировать их на всю отрасль. После опытной эксплуатации эти решения планируется зарегистрировать в Едином реестре российских программ, а также оформить патенты на интеллектуальные права собственности.

У «Т Плюс» есть ряд разработок, которые используются на рынке российского софта. Например, наработки в области построения систем электронной паспортизации и мобильных инспекций, которые изначально строились на собственных решениях.

Отдельно мне бы хотелось остановиться на системах управления предприятием. Платформ, ориентированных на масштабируемость, надёжность и безопасность внутренних процессов для крупного бизнеса, сегодня единицы. И к сожалению, большая их часть не российского производства. Сегодняшняя ситуация подняла актуальность развития отечественных аналогов ERP-систем. Кроме того, в России есть хорошая для этого база и достаточно компетенций для разработки, а также внедрения. Поэтому, на мой взгляд, здесь есть большие перспективы.

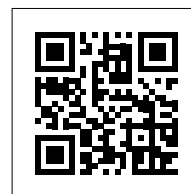
Большинство консалтинговых компаний уже сейчас поменяли фокус в сторону российских ERP-решений и начали предлагать на рынке комплексные услуги по проектированию и внедрению платформ с учётом опыта работы с иностранным ПО. Немаловажную роль играет свободно распространяемое программное обеспечение (в качестве примеров можем выделить усиление сегмента систем управления базами данных и контейнеризации приложений), которое лежит в основе подавляющего большинства решений (как российских, так и иностранных), разрабатываемых в последнее время. Так, всё чаще начали появляться качественные продукты на базе Open Source технологий.

Безусловно, в энергетике и крупном бизнесе использование таких решений немного усложняется в связи с повышенными требованиями (в том числе со стороны регулятора) по проверке исходного кода на безопасность и всестороннему тестированию обновлений. Но компании-разработчики начинают перестраиваться и налаживать необходимые механизмы.

Сейчас процесс импортозамещения набирает максимальные обороты для создания полноценных конкурентных ИТ-решений, и «Т Плюс» является его активным участником. От курса стать к 2025 году самой технологичной компанией в ТЭК мы точно не отказываемся.



Дмитрий Вологжанин: «Сохраняется тренд на изменение одноставочной цены электроэнергии ниже инфляции»



Интервью на сайте
Peretok.ru

Российские генерирующие компании в этом году привыкают работать в условиях новых и более жёстких санкционных ограничений: выстраиваются новые цепочки поставок оборудования, корректируются текущие инвестпрограммы. При этом более острыми стали вопросы платёжной дисциплины потребителей и недостаточной индексации тарифов по сравнению с уровнем инфляции. О том, какие решения предлагают генераторы, а также о прогнозах дальнейшего развития в интервью «Энергии без границ» рассказал директор ассоциации «Совет производителей энергии» Дмитрий Вологжанин.

– Какую динамику потребления и выработки электроэнергии по итогам года ожидают генераторы?

– По данным «Системного оператора», потребление электроэнергии в ЕЭС России за январь – июль 2022 года увеличилось на 1,8% по сравнению с тем же периодом 2021 года, в августе рост составил 2,8% по сравнению с августом 2021 года. В энергосистемах Центра и Северо-Запада потребление за семь месяцев 2022 года относительно 2021 года выросло на 1%,

в ОЭС Урала, Юга, Сибири и Востока – на 2,2–3,7%, снижение на 0,4% зафиксировано только в ОЭС Средней Волги.

Рекорд летнего потребления мощности по ЕЭС России был зафиксирован 24 августа 2022 года и составил 126 655 МВт, что на 515 МВт выше рекордного летнего максимума прошлых лет, зафиксированного 19 июля 2021 года. В целом в период экстремально высоких температур – в июле и августе

этого года – максимумы потребления мощности прошли 19 объединённых и региональных энергосистем, в том числе ОЭС Урала, ОЭС Сибири и ОЭС Востока.

Выработка за семь месяцев выросла на 1,5%, при этом основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России несли ТЭС, выработка которых относительно аналогичного периода 2021 года выросла на 2,9% (ГЭС – снизилась на 4%, АЭС – выросла на 1,2%).

Вопрос прогноза потребления по итогам 2022 года активно обсуждается экспертным и деловым сообществом и находится в диапазоне роста до плюс 1,5%.

– В текущем году уровень инфляции сильно вырос, как и цены на отдельные виды товаров, работ и услуг. Что с ценой на электроэнергию?

– Хочется отметить, что, несмотря на все сложности, связанные с пандемией, ограничительными мерами, а сейчас с введением санкций, оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) сохраняет тренд на изменение одноставочной цены электроэнергии ниже инфляции.

По итогам 2020 года одноставочная цена ОРЭМ была выше значений цены 2019 года менее чем на 3% при инфляции в 4,9%. В 2021-м к 2020 году она выросла на 4,9% при инфляции 8,4%. В 2022 году одноставочная цена за первое полугодие относительно 2021 года выросла менее чем на 4% при уровне инфляции за первое полугодие 2022 года порядка 11,5%.

Вместе с тем, действительно, цены на промышленную продукцию, которая используется в электроэнергетике, растут существенно более значимыми темпами. Так, по данным Росстата, за период с 2021 года по июль 2022 года увеличение стоимости различных видов металлопроката составило около 23%, чугуна литейного – 50%, трубы круглого сечения – 40%. Рост цен на топливо, а именно на каменный уголь, составил 134%, мазут топочный – 31%.

– Объём мощности энергоблоков с импортными турбинами, по оценкам Минэнерго, составляет 22 ГВт. Сейчас активно обсуждаются варианты экономии ресурса ПГУ. «Совет производителей» согласен с тезисом о необходимости такой экономии?

– В условиях санкционных ограничений компании – члены ассоциации сталкиваются с задержками поставок оборудования, сложностями проведения плановых ремонтов, сервисного обслуживания, инспекций ПГУ и ГТУ импортного производства.

С целью нивелирования рисков нарушения надёжности энергоснабжения разработан проект временных изменений в Правила оптового рынка, позволяющих экономить ресурс газовых турбин.

Генератору будет предоставлено право снижать приоритетность включения такого оборудования в рамках процедуры ВСВГО для минимизации

длительности его работы. При этом для такого оборудования при наличии определённых условий предлагается снизить оплату мощности в пределе до 10%. Предлагаемый механизм будет работать до конца 2023 года.

Также предстоит разработать меры поддержки генерирующих компаний, которые вследствие блокировки зарубежными компаниями поставок оборудования и комплектующих, невыполнения сервисных контрактов зарубежными контрагентами столкнулись с вынужденным продлением уже начатых ремонтов.

– К каким финансово-экономическим эффектам это может привести, учитывая, что на ПГУ приходится значительная часть выручки? Как экономия ресурса газовых турбин, по вашему мнению, скажется на ценах РСВ?

– Действительно, высокоэффективные ПГУ приносят большую часть прибыли с рынка электроэнергии, при этом доля выработки ТЭС на иностранном оборудовании составляет 17% от общего производства электроэнергии, в европейской части РФ и на Урале – более 20%.

Вопрос дальнейшей эксплуатации газовых турбин иностранного производства является приоритетным для генерирующих компаний. Формируются новые логистические цепочки, наращиваются ремонтные компетенции, импортозамещение. В этих условиях ожидаем, что внедряемый механизм экономии ресурса ПГУ будет применяться точно и не приведёт к росту цен РСВ.

– Как вы в целом оцениваете текущую ситуацию с долгами на ОРЭМ и за теплоэнергию?

– На оптовом рынке в августе текущего года уровень расчётов составил 101,3% (против 99,8% по данным на 31 августа 2021 года), а с начала 2022 года – 100,5%, что выше аналогичного периода прошлого года на 1,2%. Задолженность снижена на 10 млрд рублей и составила по состоянию на август 76,2 млрд рублей. За первое полугодие текущего года уровень расчётов в Северо-Кавказском федеральном округе (СКФО) составил 126,3%, что почти в два раза выше уровня расчётов за аналогичный период прошлого года. Добиться таких показателей удалось в результате совместно проведённой ассоциацией «Совет производителей энергии» и компанией ПАО «Россети» в 2021 году масштабной отраслевой работы по урегулированию расчётов гарантирующих поставщиков

**В 2022 году
одноставочная цена
электроэнергии
на ОРЭМ
за первое полугодие
относительно
2021 года выросла
менее чем на 4% при
уровне инфляции
за первое полугодие
2022 года порядка
11,5%**

Северного Кавказа на оптовом рынке. Так, в первом квартале 2022 года были заключены соглашения ПАО «Россети Северный Кавказ» и АО «Чеченэнерго» с генерирующими компаниями о расчётах на оптовом рынке, в соответствии с которыми к настоящему времени была оплачена задолженность за 2021 год в размере более 13 млрд рублей, а также были исполнены обязательства по оплате электроэнергии и мощности за первый и второй кварталы 2022 года на сумму более 14 млрд рублей.

Активная работа и взаимное стремление к компромиссу позволили участникам процесса найти подходы к решению такого сложного вопроса, как урегулирование накопленной задолженности и обеспечение текущих платежей гарантирующих поставщиков СКФО.

На розничном рынке электроэнергии по итогам первого полугодия можно отметить, что уровень расчётов составил 99,42%, что на 0,02% лучше уровня прошлого года. Прирост задолженности за первое полугодие 2022 года составил 7,8 млрд рублей, и на 1 июля задолженность составляет 297 млрд рублей.

По результатам анализа платёжной дисциплины потребителей тепловой энергии в январе – июне 2022 года было зафиксировано снижение уровня оплаты по сравнению с прошлыми годами



показателями в период с марта по май. Далее произошло восстановление уровня оплаты тепловой энергии до средне-многолетних значений.

К сожалению, некоторые потребители-неплательщики искусственно нарастили задолженность за энергоресурсы за счёт недобросовестного применения механизма «моратория на банкротство» (временно введён постановлением Правительства РФ № 497 от 28.03.2022 в рамках контрсанкций), срок действия которого истекает 1 октября 2022 года. В целях предотвращения запуска цепочки неплатежей ассоциация последовательно не поддерживает продление «моратория на банкротство» и предлагает исключить из-под действия данного механизма энергоресурсы и сферу ЖКХ.

– Каковы перспективы перехода на полное сервисное обслуживание генерации силами российских компаний и, возможно, силами партнёров из дружественных стран (в частности, Китая и Ирана)?

– Как сказано ранее, имеет место напряжённая ситуация с комплектующими для ГТУ иностранного производства. В целях обеспечения потребности в таких элементах необходимо разработать новые стандарты и конструкционные материалы, подобрать аналогичные материалы отечественного производства, разработать конструкторскую документацию.

Такая работа ведётся в Минпромторге России, Минэнерго России, и надеемся на скорейшее получение первых результатов для возможности выполнения всех видов сервисного обслуживания иностранных ГТУ.

– Как идёт работа с «Силмашем» и ОДК по созданию серийного производства отечественных газовых турбин? Каковы ожидания генкомпаний от участия в пилотных проектах? Видите ли вы (или о них сообщают поставщики) какие-либо трудности на пути реализации пилотных проектов?

– По результатам отбора в КОММод будут реализованы проекты с использованием девяти отечественных газовых турбин трёх типоразмеров: три единицы ГТД-110М производства «ОДК-Сатурн» для Новочеркасской ГРЭС с началом поставки мощности в 2027 году и шесть единиц производства АО «Силовые машины» (четыре ГТЭ-170 для Каширской ГРЭС и две ГТЭ-65 для Саратовской ТЭЦ-2 и Пермской ТЭЦ-14 с началом поставки мощности в 2028 году).

Существуют определённые трудности на пути реализации перечисленных проектов, но, по нашей оценке, все они будут реализованы в плановые сроки.

– Как обстоит ситуация с поставками иного оборудования на фоне санкций? Как генкомпании решают эту проблему: происходит ли замена поставщиков, кто заменяет уходящих?

Поставки каких типов оборудования (кроме ПГУ) вызывают наибольшие трудности у энергокомпаний?

– Электроэнергетики сталкиваются с трудностями в поставке импортного оборудования, как и любая отрасль промышленности, попавшая под санкции. Согласно пятому пакету санкций, российские энергетики не смогут прямо или косвенно закупать в Европе запчасти для паровых турбин и паровые котлы. Соот-

162 млрд рублей могут достичь убытки в тепло-снабжении по итогам 2022 года из-за большого разрыва между уровнями инфляции и индексации тарифов

ветственно, пути решения проблем тоже для всех очевидны. В первую очередь это подробное изучение всех предложений и возможностей на внутреннем рынке, ведь импортозамещающий производитель запчасти-аналога может находиться буквально «за рубежом» электростанции. Во-вторых, это параллельный импорт оригинальных запасных частей. В-третьих, это поиск производителей аналогов в дружественных странах.

Таким образом, введённые санкции могут стать для российской электроэнергетики новыми возможностями в технологическом развитии, импортозамещении, инвестиционном и международном партнёрстве с дружественными странами.

– Как продвигается обсуждение с ФАС проекта оценки обоснованности ценовых заявок на РСВ? Какова текущая позиция партнёрства по этой проблеме? Каких решений и в какие сроки вы ждёте?

– Ассоциация всегда принимала активное участие в обсуждении методики определения соответствия ценовых заявок на продажу электрической энергии требованиям экономической обоснованности на разных площадках. Считаем, что при разработке и доработке методики необходимо учитывать весь перечень переменных затрат поставщиков на производство электроэнергии для различных типов генерирующего оборудования. Ожидаем, что в ближайшее время ФАС запустит процедуру публичного обсуждения нового проекта методики.



– Обсуждаются ли сейчас вопросы корректировки конкурентного отбора мощности (КОМ)?

– Мы активно участвуем в формировании обновлённых правил КОМ на различных площадках и последовательно формируем позицию о том, что любые изменения действующего порядка функционирования рынка мощности должны быть комплексными и взвешенными. Поэтому при разработке направлений по совершенствованию рынка мощности (КОМ) необходимо исходить из принципа обоснованной величины выручки, обеспечивающей покрытие условно-постоянных затрат на эксплуатацию и содержание генерирующего оборудования и проведение лёгкой модернизации.

– Как изменение экономических условий в связи с внешним санкционным воздействием влияет на сферу теплоснабжения?

– Ещё в начале 2021 года был зафиксирован рост цен на строительные материалы и трубную продукцию в среднем на 20%. Это привело к недофинансированию в сфере теплоснабжения и оказало существенное влияние на реализацию крупных инвестиционных проектов, выполняемых как в рамках инвестиционных программ теплоснабжающих и теплосетевых организаций, так и в рамках концессионных соглашений, соглашений об исполнении схем теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения.

В результате это приводит к сокращению физических объёмов перекладки тепловых сетей, что снижает инвестиционную привлекательность сферы теплоснабжения и может привести к рискам в связи с некачественной подготовкой к отопительному периоду.

В мае 2022 года, по экспертным оценкам, рост цен на основные материалы для реконструкции теплоисточников и теплосетей составил: до 100% на трубы (малого, среднего диаметра, большого диаметра, бесшовные); на 40% на арматуру, на 23% на запчасти к котлам; на 40% на запчасти к турбинам; на 45% на работы (строительно-монтажные и проектно-изыскательские).

В результате анализа выявлено, что при сохранении физических объёмов реализации запланированных мероприятий с учётом изменения цен потребуются увеличить затраты в среднем на 23%. Однако для некоторых компаний потребность в увеличении затрат может достигать 66%. При условии сохранения



Александр Кражев / РИА «Новости»

первоначальной стоимости инвестиций это повлечёт за собой снижение физических объёмов необходимых мероприятий по тепловым сетям на 19%, в среднем по разным видам работ снижение составит от 11 до 22%.

Продолжается накопление недоинвестирования в сфере теплоснабжения, которое может быть компенсировано дополнительной индексацией тарифов на тепловую энергию.

По данным Минэнерго России и Росстата за последние три года, из-за хронического отставания индексации тарифов (на 2,4, 3,8 и 3,9% в 2019–2021 годах соответственно) от уровня фактической инфляции (3, 4,9 и 8,4%) в отрасли теплоснабжения накопились выпадающие доходы (убытки) в размере свыше 62 млрд рублей, которые менее чем наполовину покрываются объёмами финансирования из бюджетов всех уровней (в частности, на закупку топлива перед ОЗП).

По ранее утверждённому прогнозу социально-экономического развития на 2022 год, подготовленному Минэкономразвития России, индексация тарифов на тепловую энергию произведена с 1 июля 2022 года в размере прогнозной инфляции 4%.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 октября 2021 года № 3073-р утверждены индексы изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги в среднем по субъектам Российской Федерации на 2022 год на уровне 4,25% без учёта городов федерального значения (Москва, Санкт-Петербург и Севастополь). При этом ожидаемый рост инфляции в 2022 году прогнозируется Минэкономразвития на уровне 14%, что соответствует оценке ЦБ РФ в размере 12–15%.

В связи с этим в текущем году из-за большого разрыва между уровнем инфляции (около 14%) и индексами роста платежа граждан в 4% прогнозируется прирост убытков отрасли теплоснабжения ещё на 100 млрд рублей, то есть нарастающим итогом убытки достигнут 162 млрд рублей, что оценивается в 16% от совокупной НВВ (необходимой валовой выручки. – Прим. ред.) поставки тепловой энергии населению и в 1,5 раза превышает годовую сумму инвестиций в сфере теплоснабжения РФ. При этом данная оценка не учитывает возможный рост в 2022 году дебиторской задолженности.

Отмечаем, что, по данным Росстата, фактическая инфляция (ИПЦ) уже составила с начала года по 22 августа 110,56% (за аналогичный период 2021 года – 104,69%).

Таким образом, накопленное по итогам 2021 года недофинансирование в сфере теплоснабжения ещё больше увеличится в 2022 году, что потребует привлечения заёмных средств для покрытия кассовых разрывов из-за небаланса денежных потоков между доходами и расходами, необходимых для финансирования в полном объёме ремонтных и инвестиционных программ. Недофинансирование в свою очередь может создать угрозу снижения надёжности и качества теплоснабжения потребителей в отопительный период 2022–2023 годов.

В целях нивелирования данных рисков ассоциация считает необходимым провести дополнительную промежуточную индексацию тарифов на тепло с 1 января 2023 года, размер индексации с 1 января и 1 июля 2023 года включить в разрабатываемые Минэкономразвития России сценарные условия прогноза социально-экономического развития на 2023–2024 годы.



Энергоснабжение анклава и сетевые транзиты

текст: Ирина Молчанова

Одной из особенностей Северо-Западного федерального округа (СЗФО) является присутствие в его составе единственного российского анклава – Калининградской области. Энергосистема этого региона связана с Единой энергосистемой (ЕЭС) России через линии электропередачи, проходящие по территории иностранных государств. В последние годы на Северо-Западе было реализовано несколько крупных проектов, позволяющих работать без перетоков через зарубежные страны.

В Северо-Западный федеральный округ входят десять регионов России, расположенных в Объединённой энергосистеме (ОЭС) Северо-Запада, а также Вологодская область из ОЭС Центра. Суммарная мощность электростанций региона составляет около 26 ГВт. Среди крупнейших объектов генерации в округе – Ленинградская и Кольская АЭС мощностью 4,2 и 1,8 ГВт соответственно (находятся под управлением «Концерна Росэнергоатом»), Киришская ГРЭС компании «ОГК-2» (2,6 ГВт), Южная ТЭЦ компании «ТГК-1» (1,2 ГВт). Кроме того, в Мурманской области расположены каскад Нивских ГЭС, состоящий из шести станций суммарной мощностью 570 МВт, и каскад Серебрянских ГЭС (четыре электростанции, 514 МВт) – все они принадлежат ТГК-1. По данным «Системного оператора», около 79,4% суммарной выработки ОЭС Северо-Запада приходится на атомные и тепловые станции. Неблагоприятные климатические условия региона обуславливают необходимость большую часть года работать по теплофикационному графику (например, в Мурманске прошлый отопительный сезон длился с 1 сентября 2021 года до 31 мая 2022 года).

Электросетевой комплекс в Северо-Западном округе насчитывает 1608 линий электропередачи класса напряжения 110–750 кВ и более 1500 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций соответствующего уровня напряжения (суммарная мощность – 109 тысяч МВА). В «Системном операторе» отмечают, что одной из особенностей ОЭС Северо-Запада, которая усложняет управление режимом,

является топология электрической сети, характеризующаяся протяжёнными транзитами 220–330 кВ.

Энергообъекты ОЭС Северо-Запада обеспечивают синхронную параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами Белоруссии, Эстонии, Латвии и Литвы (вместе с РФ образуют энергокольцо БРЭЛЛ, которое функционирует на основе соглашения от 7 февраля 2001 года). Страны Балтии давно хотят отключиться от энергосистемы России. Наконец в 2018 году они вместе с Польшей и Еврокомиссией подписали соглашение о синхронизации электросетей прибалтийских республик с сетями континентальной Европы. Ожидалось, что до 2025 года страны Балтии должны окончательно выйти из энергокольца БРЭЛЛ и подключиться к сетям ЕС (в публичной плоскости постоянно называются новые сроки, последний озвученный – 2024 год).

Для РФ при разрыве кольца БРЭЛЛ прежде всего вставал вопрос надёжности энергоснабжения Калининградской области. В 2015 году по поручению президента Владимира Путина правительство утвердило перечень электростанций, которые были нужны для обеспечения энергобезопасности анклава. К концу 2020 года Группа «Интер РАО» построила и ввела в эксплуатацию четыре ТЭС суммарной мощностью около 1 ГВт: газовые Маяковскую, Талаховскую и Прегольскую ТЭС и угольную Приморскую ТЭС. Также в области продолжает работать Калининградская ТЭЦ-2 мощностью 900 МВт. Проводимые испытания неоднократно подтверждали способность энергосистемы Калининградской области работать в изолированном режиме. В настоящее время переток из Калининградской области в Литву и из Литвы в Калининградскую область обнулён.



79,4%

суммарной выработки ОЭС Северо-Запада приходится на атомные и тепловые станции



В последние годы в Северо-Западном округе наметилась тенденция перехода к газовой генерации – причины отчасти связаны с экономикой, отчасти – с экологией. Так, на фоне многолетней дискуссии о вынужденной генерации на оптовом энергорынке много внимания привлекала Череповецкая ГРЭС «Газпром энергохолдинга», в составе которой в то время работали один газовый энергоблок (450 МВт) и три угольных (каждый по 210 МВт). Остановка последних негативно сказалась бы на угледобывающих предприятиях, в результате блоки шесть лет были «вынужденными», пока шла добыча угля. Выработку электроэнергии они прекратили с начала 2021 года.

На энергообъектах Воркуты для электро- и теплоснабжения в качестве топлива традиционно использовались уголь и мазут. В середине 2010-х, по мере строительства новой газовой инфраструктуры, началось обсуждение газификации Воркутинского энергоузла, топливо планировалось поставлять по отводу

от газопровода Бованенково – Ухта. Проект завершили в конце 2021 года, он позволил полностью отказаться от сжигания твёрдого топлива.

За последнее десятилетие в Северо-Западном округе было реализовано несколько крупных электросетевых проектов. В середине 2010 года из-за сбоя на подстанции «Восточная» произошло масштабное отключение электроэнергии, обесточенными оказались девять районов Санкт-Петербурга и три района Ленинградской области. После этого было принято решение ускорить строительство энергокольца Санкт-Петербурга. Оно было введено в работу в 2013 году и соединило пять подстанций 330 кВ. Кольцевая схема предполагает двустороннее питание каждого из объектов, входящих в его состав. Кроме того, создание энергокольца вокруг города повысило взаиморезервируемость сети и надёжность электроснабжения центров питания 330 кВ.

Один из последних крупных проектов – строительство Кольско-Карель-

ского транзита, который был запущен в работу в январе этого года. Комплекс линий электропередачи и подстанций образует единую цепь протяжённостью более 1,1 тысячи км. Энергомагистраль проходит в Мурманской области, Карелии, Ленинградской области параллельно первой цепи транзита. Она была построена ещё в 1980-х годах, на сегодня её пропускной способности недостаточно для выдачи мощности местной генерации. В результате станции были вынуждены работать с ограничениями. Вторая цепь не только сняла большую часть ограничений, но и снизила риск отделения Кольской энергосистемы и северной части энергосистемы Карелии на изолированную работу при авариях, помогла избежать ввода графиков временного отключения потребления при ремонтах. Благодаря сооружению второй цепи возможность передачи мощности по Кольско-Карельскому транзиту выросла в 1,5 раза – до 615 МВт.



Паросиловые установки

Одна из самых распространённых в России технологий производства электроэнергии – это паросиловые установки (ПСУ). Они применяются на тепловых или атомных электростанциях. В этом номере журнала «ЭБГ» рассказываем о базовых принципах работы ПСУ.

Паросиловые установки используются для преобразования тепловой энергии сначала в кинетическую, а затем в электрическую. ПСУ-блоки состоят из одного или нескольких паровых котлов (они же парогенераторы), турбин и генераторов со вспомогательными механизмами и оборудованием (подробнее см. схему). В ТЭС тепловую энергию получают за счёт сжигания топлива (чаще всего им является уголь или газ, но это может быть торф или даже дерево). Топливо при сжигании выделяет тепло, которое подогревает воду в котлоагрегате, пока она не превратится в пар. Выбросы

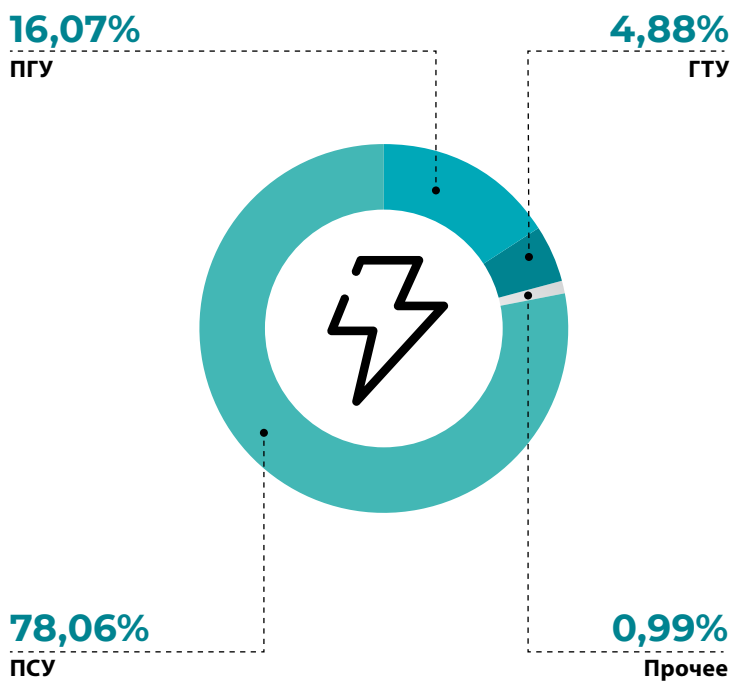
от сжигания топлива идут в дымовые трубы, вредные компоненты при этом улавливаются фильтрами. Полученный пар поступает на лопатки турбины, её вращение раскручивает ротор генератора, и мы получаем уже электрическую энергию. После прохождения через турбину пар конденсируется, в современных электростанциях конденсат насосом подаётся в паровой котёл, а затем снова в виде пара на турбину. На ТЭС, которые производят только электроэнергию, использованная вода охлаждается в градирнях. Если электростанция нужна ещё и для теплоснабжения, то горячая вода подаётся по трубам для отопления.

На атомных электростанциях для нагрева воды и получения пара используют тепло, полученное в результате ядерной реакции. От реакторов тепло поступает к специальным парогенераторам, дальше принцип работы тот же, что и в случае с ТЭС.

ПСУ стали базой для развития других технологий, например более эффективных парогазовых установок, но при этом паросиловой цикл остаётся востребованным, продолжается. Так, в структуре установленной мощности Единой энергосистемы России 11,98% приходится на долю АЭС и 66,2% – на ТЭС, из которых более трёх четвертей – это ТЭС с паросиловыми установками.



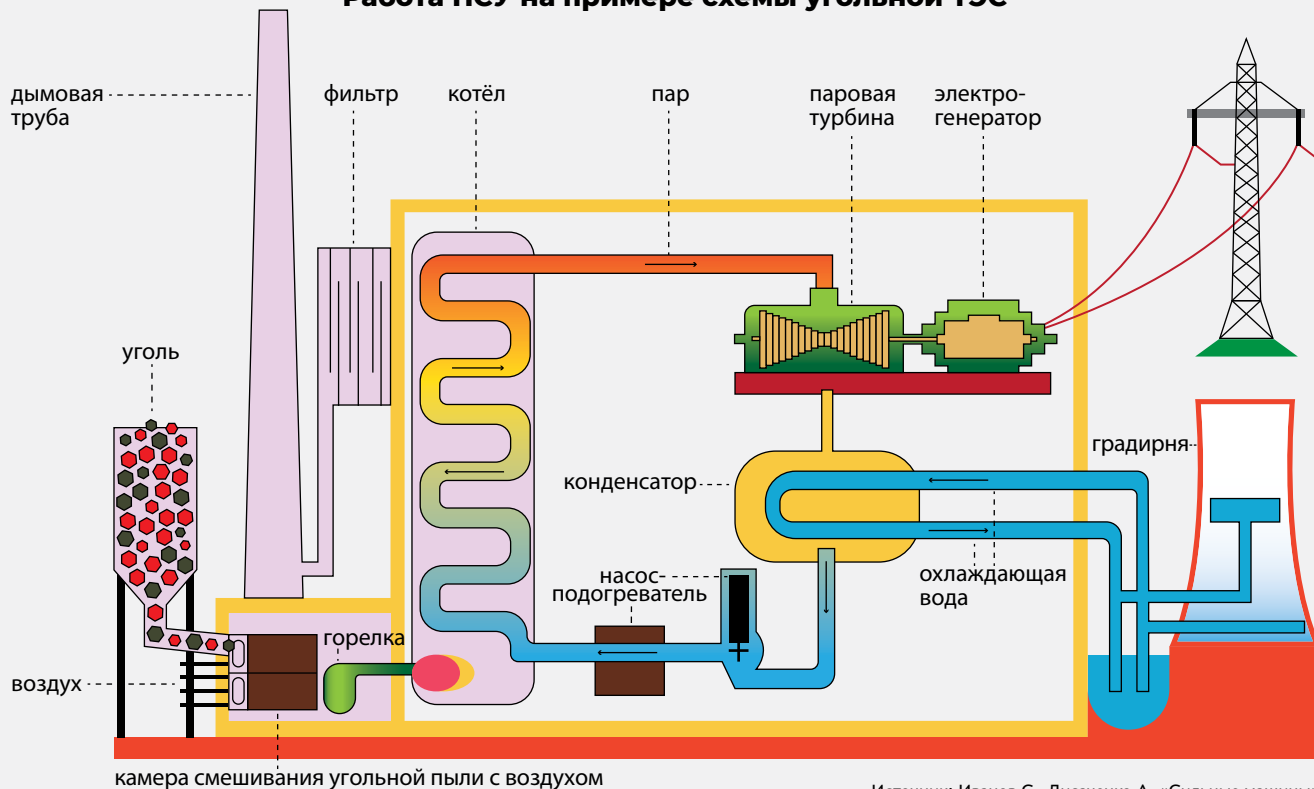
Структура установленной мощности тепловых электростанций ЭЭС России на конец 2021 года по типам генерирующего оборудования



Источник: СО ЕЭС.



Работа ПСУ на примере схемы угольной ТЭС



Источник: Иванов С., Лисаченко А. «Сильные машины».



▲ Модернизация верхнего уровня АСУ ТП для Саяно-Шушенской ГЭС

Управляя генерацией АСУ ТП и САУ для объектов энергетики

Один из ключевых элементов в работе электростанций – это интеллектуальные системы автоматического управления. Их корректная работа обеспечивает стабильность энергосистем, а ошибки могут приводить к крупным сбоям. Учитывая важность этого оборудования, в России системы управления стали частью масштабной работы по импортозамещению в энергетической отрасли.

Авторы:

Лилия Самсонова, начальник управления систем автоматического управления и систем возбуждения дивизиона промышленной продукции АО «Силовые машины»

Алексей Глов, главный конструктор-начальник отдела систем автоматики и АСУ ТП дирекции по системам автоматики энергетических машин АО «Силовые машины»

Системы автоматического управления (САУ) и автоматические системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) – это работающие во взаимосвязи технические средства и программное обеспечение. Установленные на оборудовании датчики передают первичную информацию о его функционировании, которая используется, с одной стороны, для того, чтобы следить за состоянием электростанции, с другой – для принятия диспетчерских решений.

В России один из ведущих производителей САУ и АСУ ТП – компания «Силовые машины». Имея более чем столетний опыт в производстве основного генерирующего оборудования,

энергомашиностроительный холдинг смог сформировать собственные методики и подходы в проектировании таких систем, в результате на сегодняшний день они считаются одними из лучших в своём сегменте.

Для реализации проектов по автоматизации на объектах энергетики «Силовые машины» создали специализированное подразделение – дирекцию по системам автоматики электрических машин. Специалисты дирекции разрабатывают стратегию развития продуктовой линейки систем автоматики с учётом современных тенденций и технологических вызовов энергетического рынка, реализуя на практике накопленный опыт в сфере генерирующего оборудования.

Во время первой волны санкций «Силовые машины» сформировали новый курс проектирования и разработки систем автоматики, ключевым элементом которого стала внутренняя программа импортозамещения

При производстве САУ и АСУ ТП в «Силовых машинах» выделяют три основных направления работы – это определение перспективных направлений НИОКР и разработка технической политики по системам автоматики, повышение конкурентоспособности оборудования путём внедрения прогрессивных технологий и исполнение проектов по разработке и внедрению систем автоматики энергетических машин при поставке основного энергетического оборудования и его модернизации.

«Силовые машины» обладают большим опытом участия и реализации

Компоновка АСУ ТП «Силовых машин» на объекте

V



уникальных комплексных проектов автоматизации управления на объектах ТЭЦ, ТЭС, ГРЭС, АЭС, ГЭС и ГАЭС. Решения холдинга для локальных САУ и АСУ ТП могут быть реализованы на различных платформах российского производства компаний АО «Элара», ООО «Прософт-Системы», НПФ «Доломант», ООО НПФ «Вибробит», также возможна интеграция в существующие платформы иностранного производства.

Во время первой волны санкций в отношении РФ в середине 2010-х «Силовые машины» сформировали новый курс проектирования и разработки систем автоматики энергетических машин, который уже успешно доказал свою эффективность в решении задач заказчиков. Ключевым элементом нового курса стала реализация внутренней программы импортозамещения, в рамках которой был проведён пересмотр конструктивных и аппаратных решений в пользу российских комплектующих для использования в построении САУ и АСУ ТП. Учитывая эффективность этой политики, в компании были скорректированы текущие программы НИОКР, направленные на улучшение существующих линеек оборудования и создание новых продуктов.

На сегодня список основных компетенций «Силовых машин» на рынке АСУ ТП и САУ выглядит так:

- программирование промышленных контроллеров;
- разработка операторских комплексов (SCADA/HMI);
- разработка и изготовление шкафов автоматики и щитов управления;

- поставка оборудования АСУ ТП и САУ, КИПиА (контрольно-измерительных приборов и автоматики), компонентов;
- монтаж, пусконаладка, ввод АСУ ТП и САУ в эксплуатацию;
- гарантийное и постгарантийное техническое обслуживание;
- сопровождение программных продуктов;
- сервисные услуги.

Параллельно с разработкой новых систем автоматики «Силовые машины» представили рынку принципиально новые сервисы и подходы к оценке состояния энергетического оборудования. Обновлённые системы автоматизированного технологического контроля и диагностики, в отличие от традиционных систем и АСУ ТП, позволяют заводу-изготовителю сопровождать энергетическое оборудование в течение всего жизненного цикла и давать своевременные экспертные рекомендации по его эксплуатации. Также новые системы дают возможность перейти от выполнения ремонтов оборудования по графику ППР к ремонтам по техническому состоянию и обеспечить накопление объективной информации о состоянии энергетического оборудования для анализа экспертно-диагностическим центром, совершенствования автоматизированных средств технического диагностирования и привлечения широкого спектра специалистов для решения сложных ситуаций.

Создание современных систем автоматики задало новые требования и стандарты качества оборудования. Для их соблюдения в «Силовых машинах» были разработаны новые подходы к оценке качества оборудования на всех этапах производства с использованием лучших практик и собственных методик.

В настоящий момент существующие и новые линейки АСУ ТП и САУ «Силовых машин» для ТЭЦ, ТЭС, ГРЭС, ГЭС и ГАЭС полностью соответствуют предъявляемым требованиям со стороны заказчиков. В ситуации второй масштабной санкционной волны в отношении РФ холдинг готов поставлять генерирующим компаниям системы автоматики для замещения устаревшего зарубежного оборудования и обеспечивать необходимый уровень модернизации с учётом требований по импортозамещению. Современные АСУ ТП и САУ производства «Силовых машин» стали оптимальным решением задачи технического и технологического перевооружения на базе передовых технологий отрасли.

→

31

Энергия земли

текст: Николай Алейник

Геотермальной энергетике, которая относится к возобновляемым источникам энергии, уделяется существенно меньше внимания, чем солнечной и ветровой генерации. Геотермальные станции ещё более зависимы от локации, чем ВЭС и СЭС, а мощность основной массы станций измеряется лишь десятками мегаватт.

Пока на долю геотермальных источников приходится лишь 1% мировой генерации, но, по оценкам Международного агентства по возобновляемой энергии (IRENA), к середине века показатель может вырасти до 3,5% по электричеству и 3,9% – по теплу. Участники рынка ещё более оптимистичны и делают ставку на развитие технологий: инвестиции в отрасль в 2010–2020 годах составили \$40 млрд, мощность станций в мире выросла с 10,3 до 16 ГВт. При вложении ещё \$25 млрд к 2025 году мощность геотермальных электростанций в мире может достигнуть 24 ГВт. В этом году, по оценкам экспертов, мировой рынок геотермальной электроэнергии вырастет почти на 10%, до \$6,06 млрд. К 2026 году его ёмкость составит уже \$8,5 млрд.

Причина привлекательности геотермальной энергетике прежде всего в её неисчерпаемости. Температура в центре Земли составляет 6000 °С при скорости остывания 300–500 °С за миллиард лет. Снижение температуры ядра на 1 °С высвобождает 2*1020 кВт•ч, что в миллионы раз больше текущего объёма энергопотребления. Ежегодный тепловой поток,

идущий от земли, превышает мощность всех электростанций планеты более чем в 17 раз. Ключевая проблема – найти способ сбора и использования этой рассеянной энергии.

Природные источники тепловой энергии используются людьми в бытовых целях уже несколько тысяч лет. Первая электростанция по самому простому и дешёвому прямому методу (пар с температурой 150–200 °С поступает напрямую на турбину) была запущена в итальянском городке Лардерелло в 1904 году. Первоначально она питала четыре лампочки, после модернизации в 1911 году стала полноценной маленькой электростанцией и работает до сих пор. Италия оставалась единственным промышленным производителем геотермальной электроэнергии до 1958 года. При этом местная специфика позволяет организовать вспомогательные производства. В некоторых районах Италии пар из скважин содержит 150–700 мг

борной кислоты на каждый килограмм пара. Местная геотермальная станция на 4 МВт расходует 20 кг пара в секунду, так что здесь было организовано промпроизводство борной кислоты.

Для большинства из нас главный пример страны с геотермальной энергетикой – Исландия. Природные источники здесь начали использовать для обогрева с 1907 года, когда местный фермер провёл бетонную трубу от источника, направив пар к себе домой. Трубопровод, который отапливал 60 домов, городскую больницу и две школы, появился в Рейкьявике в 1930 году, через 15 лет от централизованной системы теплоснабжения были запитаны уже 2,85 тысячи домов исландской столицы. Но геотермальная энергетика в Исландии – это прежде всего отопление.



Сейчас за счёт неё в стране обогревается 89% зданий, на это уходит около 58% ресурсов. Выработка геотермального электричества покрывает четверть потребления: в стране действует пять электростанций такого типа суммарной мощностью около 650 МВт, в том числе крупнейшая «Хеллишейди» на 303 МВт. Оставшиеся 20% энергии природных источников используются разными потребителями, такими как бассейны, рыбные фермы и теплицы.

Более 70% установленной мощности геотермальной электроэнергии приходится на шесть стран: США, Индонезию, Филиппины, Турцию, Мексику и Новую Зеландию. В абсолютных величинах лидирует США, где построено почти 4 ГВт ГеоЭС, а в 2019 году в Калифорнии был введён самый мощный в мире геотермальный комплекс The Geysers: 22 станции, расположенные на площади 78 кв. км, включают 350 скважин общей мощностью более 1,5 ГВт (реальная выработка – 955 МВт). Однако в масштабах местной энергосистемы доля геотермальной энергетики США ничтожна (около 0,4%). Впрочем, развитие технологий иногда вызывает проблемы. В том же 2019 году в Калифорнии произошло рукотворное землетрясение магнитудой 7,1 балла, из-за которого часть местных жителей пришлось переселять из пострадавшего жилья. Как признали местные регуляторы, причиной стала обкатка усовершенствованной геотермальной системы.

Доля геотермальных ТЭС в российской энергосистеме также невелика и составляет около 80 МВт, площадкой для обкатки технологий является Дальний Восток. Первой в СССР стала Паужетская геотермальная станция, построенная на Камчатке в 1966 году, со временем её мощность была увеличена с 5 до 12 МВт. Паратунская станция мощностью всего 600 кВт стала первой бинарной ГеоТЭС в мире. В 2002 году там же, на Камчатке, начала

Первая геотермальная электростанция была запущена в итальянском городке Лардерелло в 1904 году и работает до сих пор



1%

мировой генерации приходится на долю геотермальных источников. По оценкам IRENA, к середине века показатель может вырасти до 3,5% по электроэнергии и 3,9% – по теплу

работу крупнейшая Мутновская станция (50 МВт). Одновременно на острове Кунашир была открыта Менделеевская станция мощностью 3,6 МВт.

Более важную роль геотермальная энергетика играет в экономике Филиппин и Индонезии (на последнюю приходится 40% мирового разведанного потенциала). Обе страны построили около 2 ГВт геотермальных электростанций, но из-за разницы в масштабах энергосистем в Индонезии за счёт них покрывается около 4% выработки, а на Филиппинах – почти треть. Однако абсолютным лидером по использованию геотермального потенциала можно назвать Кению. За счёт эффекта «низкой базы» построенные в африканской стране около 700 МВт (первая станция на 140 МВт введена в 2015 году) удовлетворяют уже треть потребления, а к 2030 году мощность геотермальных источников может вырасти до 5,53 ГВт, покрывая более половины странового спроса.

Сложность подбора подходящих площадок и большой объём изысканий сказываются на цене генерации. Несмотря на

то что инженерные разработки позволяют создавать замкнутые системы ГеоТЭС (что попутно решает экологические вопросы, в частности с выбросами природных газов) с почти нулевыми эксплуатационными расходами, первоначальные вложения значительны и формируют цену от \$2,8 тысячи за 1 кВт установленной мощности. Для ГеоТЭС стоимость сильно зависит от страны, рельефа, химического состава пара и глубины бурения. Но по мере развития технологий природные ограничения играют всё меньшую роль. Сейчас в пул производителей геотермального электричества входят 27 стран мира. В их числе Франция, Германия и Великобритания, где нет вулканов (как в Исландии или Индонезии). Здесь компании инвестируют в новые подходы, делающие геотермальную энергетику более эффективной и доступной. Так, шведская компания Climeon изобрела технологию, которая работает при 70–120 °С и использует разницу температур между горячей и холодной водой для производства электроэнергии.

Но наиболее недооценённый и неиспользованный потенциал геотермальной энергии заключается в использовании земного тепла для обогрева и – реже – промышленной утилизации холода, полагает президент Международной геотермальной ассоциации Александр Рихтер. По его словам, число стран, использующих природное тепло для обогрева (без выработки электричества), уже приближается к сотне. В Европе на отопление и охлаждение приходится около половины от всей потребности в энергии: в контексте климатической повестки сектор отопления и охлаждения будет играть важную, если не решающую, роль, полагает эксперт.

→

33

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН

сентябрь

чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср
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.
основатель и акционер
ПАО «ЛУКОЙЛ»

Островенко Владимир Евгеньевич
1969 г.

заместитель руководи-
теля Администрации
Президента РФ

3 сентября

Бородулин Сергей Викторович
1973 г.
директор Краснояр-
ской ТЭЦ-1 – филиала
ООО «СГК»

4 сентября



Черкасов Сергей Михайлович
1975 г.
директор Салават-
ской ТЭЦ – филиала
ООО «БГК»

5 сентября

Селезнёв Валерий Сергеевич
1964 г.
первый заместитель
председателя Комитета
Государственной
думы РФ по энергетике

6 сентября

Ананских Игорь Александрович
1966 г.
первый заместитель
председателя Комитета
Государственной
думы РФ по энергетике

Бубновский Олег Анатольевич
1976 г.

директор Краснояр-
ской ТЭЦ-2 – филиала
ООО «СГК»

Майоров Андрей Владимирович
1967 г.

член правления, первый
заместитель гене-
рального директора –
главный инженер
ПАО «Россети»

7 сентября



Сечин Игорь Иванович
1960 г.
главный исполнител-
ный директор, пред-
седатель правления,
заместитель председа-
теля Совета директоров
ПАО «НК «Роснефть»»,
ответственный
секретарь Комиссии
по вопросам стратегии
развития топливно-
энергетического
комплекса и экологиче-
ской безопасности при
Президенте РФ



Гавриленко Анатолий Анатольевич
1972 г.
генеральный директор
ЗАО «Лидер»

8 сентября

Солженицын Степан Александрович
1973 г.

генеральный директор
Сибирской генерирую-
щей компании

9 сентября



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

Терентьева Татьяна Анатольевна
1975 г.

заместитель генераль-
ного директора по персо-
налу ГК «Росатом»

10 сентября

Шишкин Сергей Васильевич
1965 г.
генеральный директор
филиала АО «СО ЕЭС» –
«ОДУ Северо-Запада»

12 сентября

Симановский Александр Александрович
1961 г.
генеральный директор
ПАО «ТГК-2»

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



Панина Александра Геннадьевна
1977 г.
председатель Наблю-
дательного совета
НП «Совет производи-
телей электроэнергетики
и стратегических
инвесторов электро-
энергетики»

Быстров Максим Сергеевич
1964 г.

председатель правления
ассоциации «НП Совет
рынка» – председатель
правления АО «АТС»

Синютин Пётр Алексеевич
1962 г.

председатель прав-
ления – генеральный
директор ПАО «Россети
Московский регион»

Смирнов Николай Борисович
1967 г.

министр энергетики
и ЖКХ Свердловской
области

18 сентября



Канделаки Деви Важаевич
1961 г.
генеральный директор
АО «Храми ГЭС-1»,
АО «Храми ГЭС-2»

Обозов Сергей Александрович
1960 г.

заместитель генерального
директора по развитию
Производственной
системы ГК «Росатом»

19 сентября

Бутовский Игорь Алексеевич
1970 г.

генеральный директор
ПАО «Сахалинэнерго»

Симоненко Владимир Александрович
1975 г.

начальник экспертного
управления Администра-
ции Президента РФ

21 сентября



Ковальчук Михаил Валентинович
1946 г.

президент Националь-
ного исследовательского
центра «Курчатовский
институт»



Ковалёв Андрей Викторович
1977 г.
генеральный директор
АО «Мосэнергообит»

Петров Андрей Ювенальевич
1963 г.

генеральный директор
АО «Концерн Росэнерго-
атом»

22 сентября

Каланов Алишер Бахадирович
1968 г.
руководитель инвести-
ционного дивизиона
«РОСНАНО»

26 сентября



Мордашов Алексей Александрович
1965 г.
председатель Совета
директоров ПАО «Сило-
вые машины»



Мургулец Валерий Валерьевич
1977 г.
председатель Совета
директоров ООО «БГК»

27 сентября



Жевтяк Сергей Павлович
1955 г.
директор Южноураль-
ской ГРЭС

30 сентября



Нагорнов Валерий Анатольевич
1975 г.
генеральный директор
АО «Алтайэнергообит»

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

октябрь

сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт
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 Магсумович
1961 г.

директор Набережночелнинской ТЭЦ – филиала АО «Татэнерго»

4 октября

Мироносецкий Сергей Николаевич
1965 г.

генеральный директор «Солар Системс»

Петров Евгений Игнатьевич
1979 г.

руководитель Федерального агентства по недропользованию

6 октября

Леонов Олег Владимирович
1963 г.

директор Жигулёвской ГЭС – филиала ПАО «РусГидро»

7 октября



Путин Владимир Владимирович
1952 г.

Президент Российской Федерации – 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 «СГК»

10 октября

Апсуваев Аслан Чолпанович
1970 г.

исполнительный директор АО «Зарамагские ГЭС»

Ребров Илья Васильевич
1976 г.

заместитель генерального директора по экономике и финансам ГК «Росатом»

Табунщиков Юрий Андреевич
1939 г.

заведующий кафедрой «инженерное оборудование зданий» МАРХИ, президент некоммерческого партнёрства инженеров «АВОК»

11 октября



Локшин Александр Маркович
1957 г.

первый заместитель генерального директора по операционному управлению ГК «Росатом»

12 октября



Леонтьев Михаил Владимирович
1958 г.

пресс-секретарь ПАО «НК «Роснефть»



Рязанов Всеволод Вячеславович
1971 г.

директор Ириклинской ГРЭС

13 октября



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



Сухачев Сергей Николаевич
1976 г.

директор Уренгойской ГРЭС

Торосов Илья Эдуардович
1982 г.

первый заместитель министра экономического развития РФ

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

Мунштуков Денис Валерьевич
1980 г.

генеральный директор ЗАО «Завод электротехнического оборудования»

19 октября



Нелюбин Михаил Юрьевич
1962 г.

генеральный директор АО «Нижневартовская ГРЭС»

20 октября

Шилкин Григорий Владимирович
1976 г.

член Комитета Государственной думы РФ по энергетике

21 октября

Афанасьев Вячеслав Валериевич
1971 г.

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

22 октября

Иванов Сергей Владиславович
1955 г.

академик, директор ФГБУ «Институт физики высоких энергий имени А. А. Логунова Национального исследовательского центра «Курчатовский институт»



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, председатель правления ПАО «Мечел»

27 октября

Башук Денис Николаевич
1971 г.

управляющий директор ПАО «Московская объединённая энергетическая компания»

30 октября

Воронин Алексей Сергеевич
1986 г.

начальник управления регионального тарифного регулирования ФАС России



35

Снижение уровня воды в Енисее привело к существенному падению выработки ГЭС. В целом по энергосистеме Сибири в июле выработка гидрогенерации снизилась на 22,2% к июлю прошлого года, при этом ГЭС Енисейского каскада сократили производство электроэнергии на 60,4%.
На фото: обмелевшее русло Енисея в Красноярске.

коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

DIGITAL-АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

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

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

РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ
РЕГИОН

Видео

РУСГИДРО
СУЭК
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

Веб-издания

РОССЕТИ
РУСГИДРО
АТОМЭНЕРГОМАШ
ПЕРЕТОК.РУ

MLGR.RU

Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

MEDIALINE-PRESSA.RU

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

ML-DIGITAL.RU

Мобайл- и диджитал-проекты

INTERCOMM.SU

