

ЭБГ

Инфографика

Модернизация ТЭС
в цифрах

16

Интервью

Предправления «Совета рынка»
Максим Быстров

18

Тенденции

Ходите в Африку

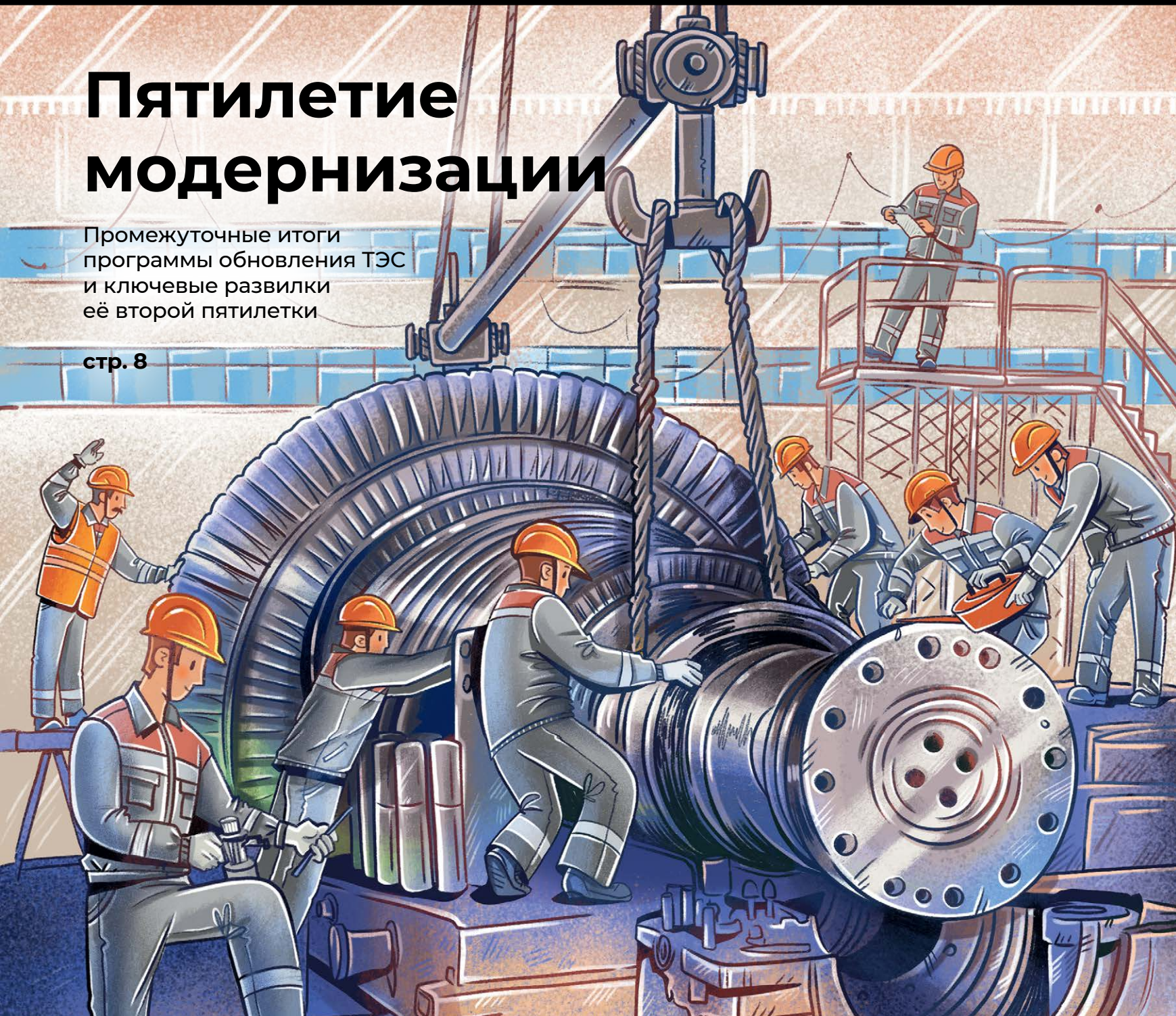
28

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Пятилетие модернизации

Промежуточные итоги
программы обновления ТЭС
и ключевые развилки
её второй пятилетки

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!

Г

Главной и сквозной темой номера «Энергии без границ», который вы держите в руках, стала программа модернизации тепловой электроэнергетики, отметившая в этом году своё пятилетие. В рамках неё будут обновлены более 46 ГВт энерго мощностей и повысится уровень импортозамещения в отрасли. Уже сегодня понятно, что программа не ограничится, как планировалось изначально, 2031 годом и будет продлена. По словам главы Минэнерго РФ Николая Шульгинова, министерство считает необходимым продление ещё на 10 лет. Параллельно готовятся поправки в условия

текущей программы. В «Теме номера» рассказываем о том, как проходит модернизация тепловой генерации, а также о новых задачах, которые предстоит решить.

В «Инфографике» собрали для вас ключевые цифровые показатели программы обновления ТЭС, а в рубрике «Интервью» поговорили с председателем правления ассоциации «НП Совет рынка» Максимом Быстрым среди прочего о том, когда планируется завершить актуализацию предельных капзатрат модернизации и актуален ли вопрос об изменении запланированных масштабов работ.

Одной из ключевых тем в отрасли с начала года является введение дифференциации тарифов на электроэнергию для населения, подразумевающей привязку ставки тарифа к объёму потребления. Эта мера должна помочь в решении проблем чёрного майнинга и перекрёстного субсидирования. В «Эксперт-клубе» рассуждаем о том, насколько такое решение будет эффективно.

Рубрика «Тенденции» в этом номере посвящена перспективам развития энергетики Восточной и Южной Африки. Континент, где, по прогнозам экспертов, к 2060 году будет проживать четверть населения планеты, пока остаётся одной из самых экономически отсталых частей света, а подавляющее большинство его стран сталкивается с проблемой энергетической бедности. Всё это открывает значительный потенциал для международного сотрудничества в области энергетики.

Также в журнале – актуальные российские и международные новости, рассказ о технологиях беспроводной передачи электроэнергии и – в рубрике **NB** – о фитолампах для растений.

Редакция журнала «Энергия без границ»



←
04**04** главные события
в России**06** главные события
в мире↓
08**08** тема номераПятилетие
модернизации*Промежуточные итоги программы
обновления ТЭС и основные развилки
её второй пятилетки***16** инфографикаПрограмма
модернизации:
ключевые
цифры↓
32←
18**18** интервьюМаксим Быстров:
«Преференции
к конкретным типам
проектов следует
применять крайне
аккуратно»*«Энергия без границ» поговорила
с председателем правления ассоциации
«НП Совет рынка» Максимом Быстровым
о том, когда планируется завершить
актуализацию предельных капитальных затрат
для программы обновления тепловой генерации,
актуален ли вопрос об изменении объёмов
программы и что думают о её возможных
корректировках в одном из основных
регуляторов отрасли***22** эксперт-клуб

Тарифные вопросы

*Насколько эффективной мерой с точки зрения
борьбы с чёрными майнерами и перекрёстным
субсидированием окажется дифференциация
тарифов на электроэнергию для населения
по объёмам потребления?*



fivepointsix / Shutterstock.com

28

28 тенденции

Ходите в Африку

Восточная и Южная части континента в ближайшие 40 лет станут зоной самых масштабных инвестиций в электроэнергетику

30 NB

Под искусственным светом

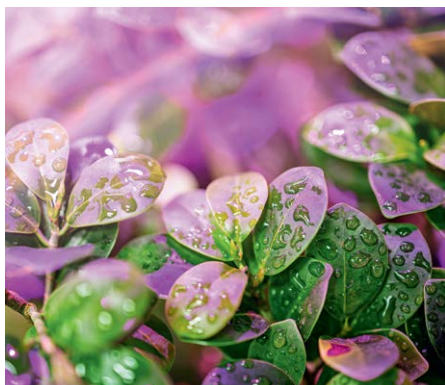
Что такое фитолампы и как они помогают растениям

32 технологии

Энергия в воздухе

Беспроводная передача электроэнергии

30



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

36 фото номера

Группа «Интер РАО» с начала года завершила модернизацию пяти энергоблоков

36



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
«Энергия без границ»,
№ 1 (84) АПРЕЛЬ 2024

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

Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-54414 от 10.06.2013

Адрес редакции:

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

Главный редактор:

Владимир Александрович Князев

Шеф-редактор: Александр Кленин

коммуникационная группа
MEDIA LINE

Адрес издателя: 105082, г. Москва,

Рубцовская наб., д. 3, стр. 1, оф. 903
Тел.: +7 (495) 640-08-38;
640-08-39
www.mlgr.ru
E-mail: info@mlgr.ru

Генеральный директор:

Людмила Васильева

Фото: пресс-служба компаний

Группы «Интер РАО», Росконгресс, ТАСС, РИА «Новости», Shutterstock, «Юнипро»

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 М. О.

Адрес типографии: 107145, Москва, Б. Головин пер., д. 11

Подписано в печать: 08.04.2024

Дата выхода в свет: 15.04.2024

Тираж: 1500 экз.

Распространяется бесплатно

12+

03

В РОССИИ

5,78%

составил рост потребления электроэнергии в России к 18 марта без учёта температурного фактора

Первые месяцы 2024 года оказались богаты на новости от отраслевых регуляторов. В феврале

федеральные власти активизировали переход регионов к дифференциации тарифов на электроэнергию для населения, которая вводит зависимость ставки тарифа от объёма потребления. Это считается основным способом борьбы с незаконным потреблением майнеров криптовалют.

Сначала Федеральная антимонопольная служба (ФАС) сообщила, что обязала 14 регионов пересмотреть бытовые тарифы из-за превышения согласованных объёмов перекрёстного субсидирования (суммы, которые бизнес доплачивает за более низкие энергоцены для населения). По новым нормам превышать этот объём можно только при введении дифференциации, иначе объём превышения «перекрёстки» должен быть компенсирован из регионального бюджета. Спустя пару недель по предписанию ФАС число регионов, которые должны дифференцировать тарифы, выросло до 20. Помимо этого, по данным службы, 53 региона самостоятельно приняли решения о дифференциации, и ещё в шести территориях несколько лет действует схожий механизм соцнормы. Таким образом, с 1 июня тарифы на электроэнергию для населения должны быть увязаны с объёмами потребления в 79 регионах России.

Другая важная тема **зимы и весны** – прогнозирующийся дефицит энерго мощностей. 1 марта были подведены итоги конкурса по выбору проектов новой генерации в Сибири: для строительства к 2029 году выбраны проекты суммарной мощностью 525 МВт, претендентов ещё на 700 МВт не нашлось из-за низких цен. При этом Минэнерго РФ предпринимает попытки сдержать рост дефицита в тех местах, где он ожидается, за счёт снижения спроса на энергию со стороны легальных майнеров. В марте министерство опубликовало проект постановления правительства, предписы-



вающего создать реестр потребителей, занятых добычей криптовалют, и повысить для них сетевой тариф в 5–10 раз. Предыдущий подобный проект, жёстко критикованный майнерами, был опубликован в декабре и предполагал повышение ставок в 2–5 раз.

Помимо Сибири, энергодефицит прогнозируется на Дальнем Востоке и юге России. В марте стало известно о желании «Ростеха» без конкурса заняться

строительством недостающей мощности на юге. Госкорпорация вызвалась ввести около 1 ГВт мощностей на базе своих ТЭС в Тамани и Крыму, пообещав, что не менее 51% из них составят российские газовые турбины. Идея «Ростеха» вызвала вопросы, в том числе технические, в Минэнерго настаивают на проведении конкурса и ожидают, что он будет объявлен правительством в ближайшее время.

Февраль также ознаменовался крупной сделкой в сбытовом секторе, где значительных покупок не происходило уже несколько лет. «Интер РАО» выкупило у «Россетей» гарантирующих поставщиков (ГП) Екатеринбург и Псковской области: 100% «Псковэнергосбыта» и 91% «Екатеринбургэнергосбыта» обошлись покупателю в 5,95 млрд рублей. В руках сетевой компании после этой сделки остались ГП Северного Кавказа, Тывы и Калмыкии, а также единственный ликвидный сбытовой актив – калининградский «Янтарь-энергосбыт». При этом в марте стало



Дмитрий Астахов / РИА «Новости»

44%

квалифицированной в России ВИЭ-генерации – 77 ВЭС и СЭС мощностью 2,08 ГВт – зарегистрировано в системе сертификации зелёной генерации менее чем за два месяца её работы

известно, что подконтрольные государству «Россети» уже в апреле на годовом собрании акционеров «ТНС энерго» могут оформить контроль над этим когда-то ранее крупнейшим частным сбытовым холдингом. Основные кредиторы «ТНС энерго» – ВТБ и «Россети» – фактически получили контроль над компанией в 2021 году. Теперь представители банка, вероятно, покинут Совет директоров холдинга на фоне истечения форвардных контрактов.

В марте стало понятно, что новый срок присоединения Коми, Архангельской области и части территорий Дальнего Востока к общему энергорынку РФ соблюсти не удастся даже несмотря на то, что дата перехода уже сдвигалась с 1 января на 1 июля. Как рассказал в конце января министр энергетики Николай Шульгинов, министерство столкнулось с «трудностями, связанными с согласованием этого изменения в законодательстве одним непрофильным руководителем». В начале марта источники «Коммерсанта» сообщили, что речь идёт о вице-премьере, полпреде президента на Дальнем Востоке Юрии Трутнев, который опасается

всплеска цен на электроэнергию для бизнеса в регионе.

«Есть противодействие, скорее всего, от недопонимания, как работает рынок и что мы теряем, если вовремя не запускаем процесс конкурентного отбора мощности и ускорения процессов модернизации и строительства электростанций на Востоке. Плохо, конечно, совсем плохо. Формально мы уже упустили время для запуска с 1 июля», – сказал Николай Шульгинов 20 марта.

В конце февраля на фоне санкционных проблем с сервисом наиболее эффективных импортных газовых турбин власти пересмотрели планы по снижению топливных расходов генерации. В предыдущей версии Энергостратегии до 2035 года предполагалось, что в 2024 году удельные расходы условного топлива (УРУТ), в 2019 году составлявшие 306,2 г условного топлива (г у. т.) на 1 кВт•ч, в 2024 году должны снизиться до 285,4 г у. т., в 2035 году – 255,6 г у. т. Обновлённая версия Энергостратегии предусматривает равенство показателя: в 2024 и 2035 годах он составит 313,1 г у. т. на 1 кВт•ч.

назначения



Сергей Дрегваль сменил Бориса Ковальчука на посту гендиректора «Интер РАО»

Совет директоров «Интер РАО»

14 марта принял решение о прекращении полномочий Бориса Ковальчука и назначении Сергея Дрегваля на должность генерального директора компании с 15 марта.

Сергей Дрегваль родился в 1971 году, имеет высшее образование инженера по специальностям «электрофицированные и пилотажно-навигационные комплексы воздушных судов» и «электропривод и автоматика промышленных установок и технологических комплексов». В электроэнергетике проработал более 21 года, в том числе в энергосбытовых компаниях Группы «Интер РАО»: в 2007–2011 годах был заместителем генерального директора Томской энергосбытовой компании, а в 2011–2013 годах – управляющим директором – первым заместителем генерального директора «Алтайэнерго-сбыта».

Затем Сергей Дрегваль полтора года руководил компанией «Оборонэнерго-сбыт», а с 2014 по 2020 год являлся генеральным директором входящей в холдинг «Россети» компании «МРСК Урала». В 2021–2024 годах занимал должность вице-губернатора Санкт-Петербурга, курирующего энергетику.

Борис Ковальчук родился 1 декабря 1977 года. В 1999 году окончил юридический факультет Санкт-Петербургского государственного университета. Несколько лет работал в бизнес-структурах. В 2006 году был назначен на должность помощника первого вице-премьера России (пост занимал Дмитрий Медведев), затем – директора департамента приоритетных национальных проектов Правительства РФ. В апреле 2009 года стал заместителем гендиректора по развитию «Росатома», а в ноябре 2009 года возглавил «Интер РАО».



→

05



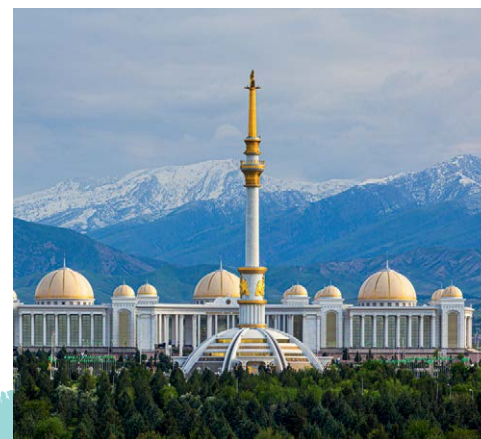
1. Туркмения

Экспорт в Афганистан

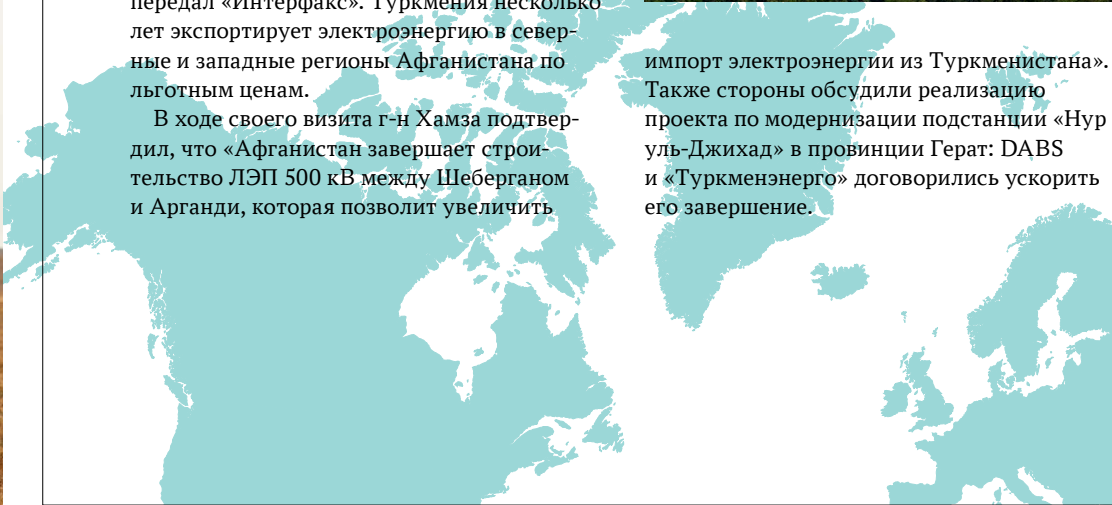
Туркмения в 2024 году поставит в Афганистан до 1,8 млрд кВт·ч электроэнергии. Экспорт пойдёт по четырём линиям: «Андхой», «Акина», «Бадгис» и «Тургунди-Герат».

Соответствующее соглашение было заключено во время визита в Ашхабад генерального директора афганской энергетической компании Da Afghanistan Breshna Sherkat (DABS) Мухаммада Ханифа Хамза, передал «Интерфакс». Туркмения несколько лет экспортирует электроэнергию в северные и западные регионы Афганистана по льготным ценам.

В ходе своего визита г-н Хамза подтвердил, что «Афганистан завершает строительство ЛЭП 500 кВ между Шеберганом и Арганди, которая позволит увеличить



импорт электроэнергии из Туркменистана». Также стороны обсудили реализацию проекта по модернизации подстанции «Нур уль-Джихад» в провинции Герат: DABS и «Туркменэнерго» договорились ускорить его завершение.



2. Казахстан



Астана и Эр-Рияд построят ВЭС

Казахстан и Саудовская Аравия подписали соглашение о реализации совместного проекта по строительству ветроэлектростанции (ВЭС) мощностью 1 ГВт.

Как передал «Интерфакс», об этом сообщила пресс-служба президента Казахстана по итогам встречи с министром энергетики королевства Абдулазизом бен Салманом Аль Саудом.

Ввод в эксплуатацию ВЭС, которую построят саудовская компания ACWA Power, запланирован на 2029 год. Строительство начнётся в 2025 году. ВЭС будет расположена на юго-востоке Казахстана, в районе горного прохода Джунгарские ворота. Благодаря рельефу территория образует природную аэродинамическую трубу, где постоянно дуют сильные ветра, что делает её перспективной для реализации проектов ветроэнергетики.

3. Индия



Больше газа

Спрос на газ в Индии может увеличиться более чем втрое к 2050 году, сообщили в фонде «Глобальная энергия» со ссылкой на прогноз Управления энергетической информации (EIA).

Индия также более чем вдвое опередит Китай по среднегодовым темпам прироста потребления газа (4,4% в год против 2% в год).

Если в 2022 году потребление газа в Индии составляло 196 млн м³ в сутки, то



к 2050 году оно может увеличиться до 650 млн м³, что сопоставимо с объёмом спроса на газ в промышленном секторе США (655 млн м³ в 2022 году). Ключевую роль в приросте спроса будет играть производство азотных удобрений, для которых природный газ является сырьём. Важным драйвером спроса будет и электроэнергетика, где газ – это более экологичная альтернатива углю, на долю которого в Индии приходится свыше 70% электрогенерации.



4. Кыргызстан

Новые ВИЭ и старые проблемы

Минувшей зимой Кыргызстан пережил аварию на крупнейшей ТЭЦ страны. На этом фоне всё активнее стали продвигаться новые проекты в электроэнергетическом секторе.

Существенная часть потенциального сотрудничества приходится на российские компании. Так, в феврале «Росатом» сообщил о планах реализовать два ветроэнергетических проекта в Иссык-Кульской и Баткенской областях Кыргызстана суммарной мощностью 180 МВт. При этом общий объём проектов, который обсуждается с минэнерго республики, достигает 500 МВт. «Помимо ветроэнергетических проектов, планируется построить несколько гидроэлектростанций при поддержке Российско-киргизского фонда развития», – сказал гендиректор «Росатом Кыргызстан» Дмитрий Константинов (цитата по Интерфаксу).

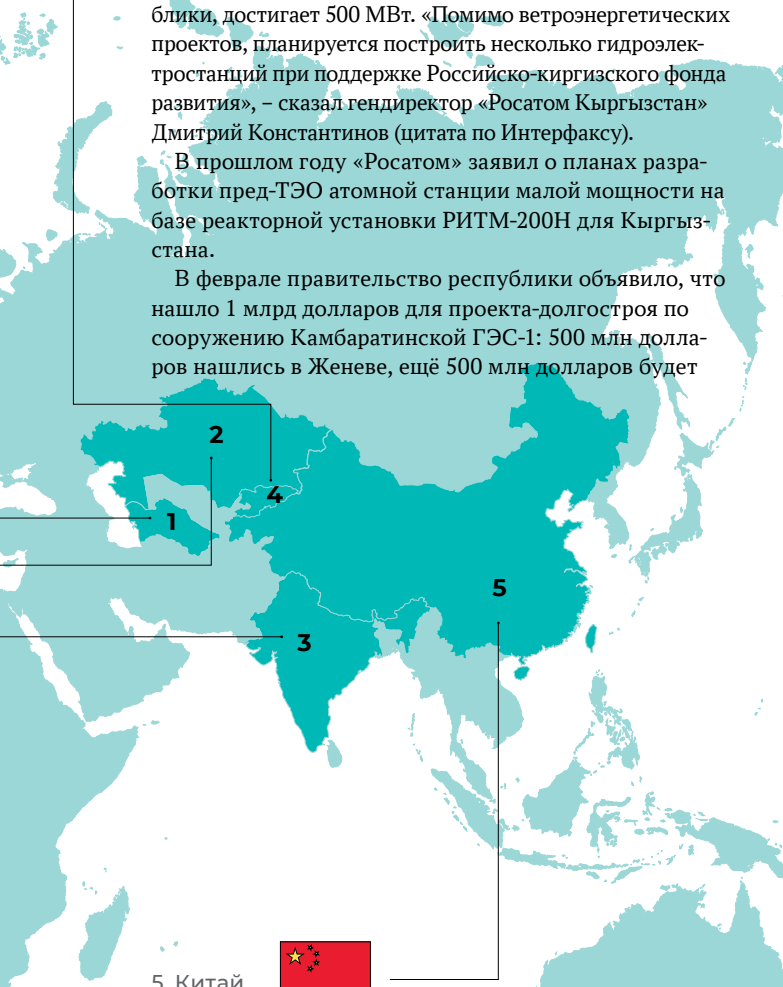
В прошлом году «Росатом» заявил о планах разработки пред-ТЭО атомной станции малой мощности на базе реакторной установки РИТМ-200Н для Кыргызстана.

В феврале правительство республики объявило, что нашло 1 млрд долларов для проекта-долгостроя по сооружению Камбаратинской ГЭС-1: 500 млн долларов нашлись в Женеве, ещё 500 млн долларов будет



выделено из бюджета страны. Для завершения проекта в целом требуется 4,5 млрд долларов. «28 мая в Женеве презентуем проект, надеюсь, что найдём ещё средства. Это позволит нам закрыть энергодефицит», – пояснил премьер-министр Акылбек Жапаров. Ожидается, что ГЭС мощностью 1,86 ГВт будет вырабатывать 5 млрд кВт·ч электроэнергии в год.

В начале марта Кыргызстан приступил к реконструкции гидроагрегатов Токтогульской и Уч-Курганской ГЭС. Это привело к дефициту в 290 МВт и введению ограничений для потребителей электроэнергии. Завершить работы планируется 16 ноября.



5. Китай



Ударные темпы для угольных ТЭС

Китай по итогам прошлого года увеличил ввод угольных ТЭС более чем на 70%, следует из данных Global Energy Monitor.

В 2022 году в КНР было введено в эксплуатацию 27,6 ГВт угольных электростанций, в 2023 году – 47,4 ГВт. Более высокий показатель в последний раз фиксировался в 2019 году, когда ввод угольных ТЭС в Китае достигал 48,9 ГВт.

Изменение тренда на снижение угольной генерации отчасти может быть связано с увеличением доступности сырья на внутреннем рынке, которое произошло



благодаря наращиванию инвестиций в собственную угледобычу, полагают эксперты фонда «Глобальная энергия».

Помимо роста предложения сказывается и распространение технологий «чистого» угля, которое облегчает согласование строительства новых объектов с регуляторами. Речь идёт о внедрении так называемых ультрасверхкритических ТЭС (их КПД составляет 44–46% против 37–40% у сверхкритических). Если в структуре мощности действующей угольной генерации в КНР доля ультрасверхкритических ТЭС составляет 32%, то среди строящихся – 93%.

В целом общемировой ввод угольных ТЭС в 2023 году достиг 69,5 ГВт, что также является рекордом с доковидного 2019 года, когда этот показатель составил 77,7 ГВт.



Пятилетие модернизации

Текст: Юрий Юдин

Программа договоров предоставления мощности (ДПМ), запущенная после расформирования РАО «ЕЭС России», оказалась фактически единственным инвестиционным инструментом российского энергорынка. Несмотря на регулярные отраслевые дискуссии и корректировку механизма, он до сих пор остаётся основой для обновления отечественной энергетики. ДПМ стали базой для разработки программы модернизации тепловых электростанций (ТЭС), которая стартовала пять лет назад и должна обеспечить ввод более 46 ГВт модернизированных мощностей в 2022–2031 годах. В феврале глава Минэнерго РФ Николай Шульгинов сообщил, что министерство считает необходимым продлить её ещё на 10 лет. Параллельно готовятся поправки в условия текущей программы, обусловленные новыми техническими и экономическими вызовами.



▲ Новочеркасская ГРЭС

Программа ДПМ предполагала строительство новых энергомо мощностей компаниями, которые купили генерирующие активы РАО «ЕЭС России» при его ликвидации, завершённой в 2008 году. Необходимые инвестиции, а также доходность на них в 14% годовых с привязкой к ставке ОФЗ компенсировались за счёт спецнадбавки к цене мощности для потребителей оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). К 2020 году в рамках программы было построено 22,7 ГВт новой и модернизировано 7,2 ГВт старой генерации, что позволило вывести с рынка 9,5 ГВт наименее рентабельных и наиболее старых энергоблоков.

Однако реализация первого ДПМ не привела к существенному обновлению в российской энергетике, а позволила лишь остановить стремительное уста-



125,1

млрд рублей
составила суммарная
цена залпового отбора,
оказавшись втрое ниже
предельных расчётов
(374 млрд рублей)



▲ Зайнская ГРЭС

ревание оборудования, уровень модернизации которого в предыдущие два десятилетия оставался минимальным. Инвестиции в проекты ДПМ составили около 2 трлн рублей, к началу текущего десятилетия объём возвращённых инвесторам средств уже превышал эту сумму. Последние выплаты спецнадбавок по ДПМ произойдут в 2028 году. По мере прохождения пика платежей правительство задумалось над продлением этой программы для ускоренного обновления действующей генерации. Для финансирования второго этапа было решено использовать так называемые высвобождающиеся средства – деньги потребителей, которые ранее шли на оплату ДПМ. Такой шаг позволяет продолжить обновление генерации без роста платежей потребителей, пояснили Минэнерго и Совет рынка. В итоге было принято решение запустить второй десятилет-

ний этап инвестиций – для сокращения износа тепловых электростанций. Он вошёл в обиход энергетиков под новой аббревиатурой КОММод – конкурсный отбор мощности для модернизации.

Выбор проектов

Накануне первого КОММод весной 2019 года регуляторы оценивали общую стоимость обновления 41 ГВт ТЭС до 2046 года (срока завершения 15-летних выплат по проектам с вводами в 2031 году) в 3,4 трлн рублей в прогнозных ценах 2021 года. Инвестиции генерирующих компаний должны при этом составить 1,9 млрд рублей.

Первый конкурс сделали залповым – он проводился сразу на три года (вводы в 2022–2025 годах). Его результаты внушали оптимизм регуляторам: было отобрано 30 проектов суммарной установленной мощностью 8,61 ГВт с инвестициями в 61,6 млрд рублей, при этом объём поданных заявок составил почти 22 ГВт.

«Конкурс состоялся и показал эффективность: были значительно сокращены расценки относительно плановых, не оправдались ожидания больших нагрузок на потребителей – расходы на модернизацию (по итогам отбора. – Прим. ред.) были снижены на 30–40%», – заявлял в апреле 2019 года вице-премьер Александр Новак, занимавший тогда пост министра энергетики.

Однако часть игроков энергосектора оказалась недовольна низким уровнем цен на конкурсе. От лица несогласных выступила ТГК-2, которая потребовала пересмотреть результаты, поясняя, что через конкурсное сито удалось пройти лишь проектам обновления конденсационных станций, так как модернизация ТЭЦ обходится дороже. Регуляторы отказались пересматривать итоги, предложив ТГК-2 подавать заявки в рамках квоты правительственной комиссии по развитию энергетики. Накануне первого конкурса размер квоты увеличили с 10 до 15% от объёма отбора – за счёт этого предполагалось включать в программу модернизации более дорогие, но необходимые для энергосистемы проекты. В мае правкомиссия выбрала 15 проектов мощностью почти 1,8 ГВт, стоимость реализации которых превысила цену конкурсного отбора и составила 63,5 млрд рублей. Но суммарная цена залпового отбора (125,1 млрд рублей) оказалась втрое ниже предельных расчётов в 374 млрд рублей.

Второй конкурс – с возвратом на ОРЭМ обновлённых блоков в 2025 году – состоялся уже через несколько месяцев:



его итоги стали известны в начале сентября 2019 года и лишили оппонентов механизма части аргументов. Из 25 отобранных проектов мощностью чуть более 4 ГВт на долю ТЭЦ пришлась почти половина объёма: 15 проектов предполагали обновление собственно ТЭЦ, ещё пять – модернизацию теплофикационной части ГРЭС. При этом стоимость проектов в первой ценовой зоне ОРЭМ (европейская часть РФ и Урал) выросла по сравнению с отбором на 2024 год лишь на 3,9%, а во второй ценовой зоне (Сибирь), где весь выбранный объём в 732 МВт пришёлся на ТЭЦ, снизилась на 6,6%. Среди победителей оказался и проект ТГК-2. В отличие от залпового конкурса, где преобладали проекты замены котлов, на втором отборе существенную долю заняли проекты обновления турбин. Число регионов, где генерация обновляется по федеральной программе, удвоилось до 16; число компаний, участвующих в КОММод, выросло с 5 до 13.

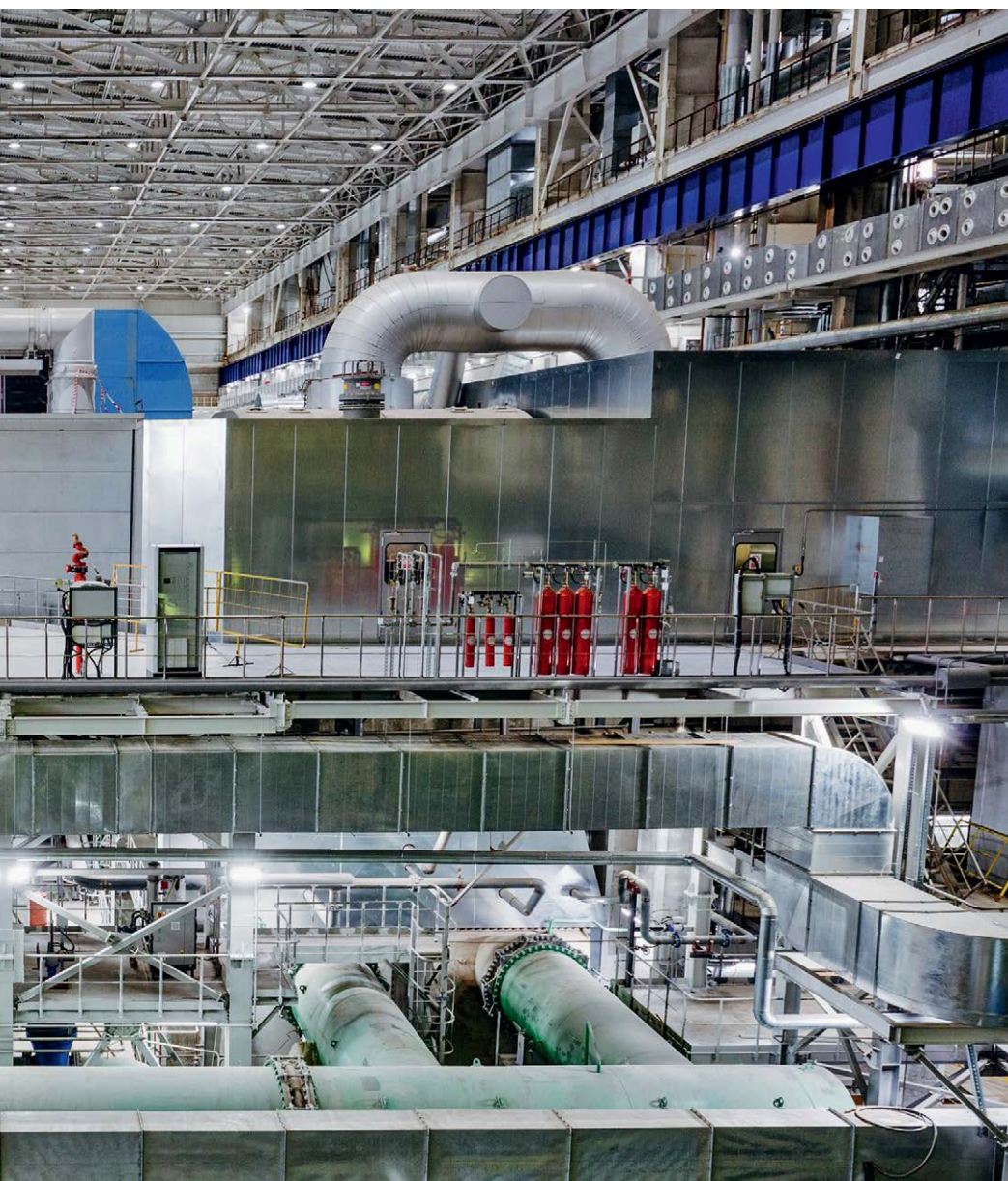
Экономия по итогам стартового отбора, которую Минэнерго оценило в 70–80 млрд рублей, позволила властям увеличить квоту правкомиссии более чем в 4 раза, до 2,8 ГВт. Утверждая результаты КОММод-2025, комиссия расширила перечень проектов модернизации в том числе за счёт четырёх блоков Заинской ГРЭС «Татэнерго», которые должны были заменить, надстроив конденсационную турбину (274 МВт) газовой турбиной GE (576 МВт). Ещё один аналогичный проект Заинской ГРЭС отобран не был.

Следующий КОММод состоялся в декабре 2020 года: он добавил в программу 15 объектов на 3,8 ГВт с вводами в 2026 году. Его сроки переносились 4 раза из-за разногласий об условиях отбора проектов ПГУ: власти решили выделить специальную квоту для обкатки на площадках действующих электростанций отечественных газовых турбин большой мощности, разработку которых вели «Ростех» и «Силовые машины». Резонансность создания ответвления в программе специально под ПГУ вызывала сомнения у части сектора на фоне сжатия объёмов спроса на газовые турбины в мире. Но в итоге власти настояли на централизованной обкатке отечественных прототипов, выделив под эту задачу 1,6 ГВт в рамках программы. В мае 2021 года внимание участников рынка было сфокусировано на результатах именно этого конкурса, совмещённого со штатным КОММод на 2027 год, когда в программу был отобран ещё 21 проект мощностью 4,2 ГВт.



На КОММод-ПГУ были определены проекты для обкатки трёх типоразмеров газовых турбин: Компания «Т Плюс» на своих электростанциях получила право опробовать две турбины ГТЭ-65, а «Интер РАО» – четыре машины ГТЭ-170 (обе турбины должен выпустить «Силмаш»). На Новочеркасской ГРЭС ОГК-2 (входит в «Газпром энергохолдинг» (ГЭХ)) будет опробовано оборудование «Ростеха» – ГТД-110М. Квота по мощности оказалась распределена досрочно за счёт первых двух лет программы 2027–2028 годов; проекты на 2029 год уже не выбирались; объём техзаявок (9,1 ГВт) в 7,5 раза превысил лимит по мощности.

Сейчас ключевая проблема как модернизации, так и строительства новой генерации – ценовые параметры проектов



▲ Пермская ГРЭС

Санкции затягивают отборы КОММод

Отобрав генерирующие мощности для обновления в течение первых шести лет реализации программы модернизации (2022–2027 годы), власти решили доработать механизм. Процесс продолжается до сих пор. В июле 2021 года замглавы Минэнерго Павел Сниккарс сообщил, что регуляторы обсуждают значимые изменения, которые могут отразиться на КОММод. Речь шла о введении дополнительного конкурентного отбора мощности (КОМ) за год до начала её поставки. Инвестиционная составляющая, заложенная в КОМ, не работает, введение добавочного конкурса замедлит рост цен на мощность и создаст условия для перехода к одноставочной модели энергорынка,

отмечали независимые эксперты. Генкомпания отнеслась к идее настороженно и настаивала на детальной проработке концепции короткого КОМ, так как это могло серьёзно усложнить планирование производственной и инвестиционной деятельности. Однако в итоге решение о введении дополнительного отбора так и не было принято. В октябре 2021 года Правительство РФ сократило сроки проведения основного КОМ до четырёх лет, а КОММод – до пяти лет: первый КОМ (на 2027 год) был отложен до 15 ноября 2023 года, модернизационный отбор (на 2028 год) – до 1 апреля 2023 года.

Но и эти сроки соблюсти не удалось. Весной 2022 года, с введением западных санкций, в секторе заговорили о необходимости переоценки ситуации и адаптации

модернизационной программы под новые реалии. С этого момента поставки в Россию оборудования крупнейших мировых производителей оказались под запретом. Санкции коснулись не только новых проектов модернизации, но и уже отобранных. Наиболее выпукло проблема проявилась на Заинской ГРЭС – её обновление стало единственным проектом на базе импортной ПГУ, попавшим в программу: четыре старых блока суммарной мощностью 800 МВт предполагалось модернизировать за счёт установки мощной турбины GE на 576 МВт. После ухода поставщика из России проект оказался фактически отменён. Срок вывода старых блоков Заинской ГРЭС, первоначально назначенный на начало 2023 года, продлевался уже дважды (в последний раз – до 1 января 2025 года). Эти мощности продолжают работу, хотя «Системный оператор ЕЭС» считает, что их отключение никак не скажется на надёжности энергосистемы. С июня 2023 года, когда должен был стартовать проект обновления, блоки не получают платы за мощность. «Татэнерго» заявляет о желании перенести проект на Набережночелнинскую ТЭЦ со снижением его общей мощности с 850 до 236 МВт. При этом компания намерена использовать импортную газовую турбину, закупленную ещё до 2015 года и с тех пор хранящуюся на складе. Заявив в минувшем декабре о принципиальной договорённости с федеральными властями, компания признала, что пока не может договориться о стоимости проекта в Набережных Челнах: «Татэнерго» оценивает его в 23 млрд рублей, тогда как Минэнерго говорит о 6–8 млрд. Одновременно генкомпания готовится подать на следующий отбор КОММод новый проект на Заинской ГРЭС на базе ПГУ, рассматривая отечественные турбины наряду с китайскими и иранскими.

Ценник решает всё

Текущая ключевая проблема как модернизации, так и строительства новой генерации – ценовые параметры проектов. Энергетики и регуляторы разошлись в оценках темпов роста цен, но все они констатировали: отраслевая инфляция оказалась существенно выше общей по стране (по данным Росстата, в 2022 году – 11,94%, в 2023-м – 7,42%). За полтора года комплексная замена угольного котлоагрегата подорожала в 4 раза, газового – в 2,5 раза, паровой турбины – в 1,7–1,8 раза, рассказывала осенью прошлого года на конференции Совета производителей энергии глава Набсовета организации Александра





ВТОРОЕ РОЖДЕНИЕ

КОСТРОМСКОЙ ГРЭС, ПЕРМСКОЙ ГРЭС, ГУСИНООЗЁРСКОЙ ГРЭС

12

Панина. Расчёты Минэнерго по итогам 2022–2023 годов, обнародованные в феврале, оказались чуть меньше: рост затрат на ремонты составил 30–180%, на сервис газотурбинного оборудования – 45–177%, на угольные котлы – 240%, на газовые – 120%, замена паровой турбины подорожала на 77%. При этом в Федеральной антимонопольной службе (ФАС) удорожание оценили лишь в 37–47%. Потребители электроэнергии, прежде всего металлурги, удорожание продукции которых вызывало жалобы энергетиков, на этом фоне продолжают настаивать на сдерживании энергоцен, несмотря на то что ставки на ОРЭМ в 2020–2023 годах выросли лишь на 16% при официальной инфляции в 30%.

«Чтобы снизить цену на электроэнергию, надо и оборудование произвести дешевле», – заявил директор департамента развития электроэнергетики Минэнерго Андрей Максимов, выступая на конференции Российского союза промышленников и предпринимателей в феврале.

Реализация части уже отобранных, но ещё не стартовавших проектов КОММод по разыгранным ценам стала проблематичной. Осенью Совет производителей энергии сообщил, что неконтролируе-

мый рост затрат вынуждает энергетиков отказаться от 13 проектов КОММод суммарной мощностью 1,5 ГВт, суммарная стоимость которых выросла на 79%. Тогда речь шла об энергокомпаниях второго эшелона – СГК, «Евросибэнерго», ТГК-2, «Квадре» и «ЭЛ5-Энерго».

К середине февраля список расширился: тот же Андрей Максимов сообщил об обращениях генкомпаний об отказе уже от 17 модернизационных проектов мощностью 2,13 ГВт. Основная причина – непоставка оборудования.

«Где-то это непоставка в срок, где-то это рост стоимости оборудования, такой, который в принципе делает проект убыточным, компании готовы отказаться от них полностью. Понятно, что с выплатой штрафов этот вопрос обсуждается», – заявил г-н Максимов. Первоначально энергокомпания просили об аннулировании результатов отборов без выплаты штрафов, но глава Минэнерго Николай Шульгинов сразу же заявил, что штрафы придётся платить как минимум в регионах с прогнозным дефицитом.

В январе стало известно, что ГЭХ намерен отказаться от модернизации двух энергоблоков на Сургутской ГРЭС-1 своей дочерней компании

До конца года, вероятно, будет официально оформлено решение о дальнейшем продлении программы модернизации ещё на 10 лет. Запуская этот механизм, регуляторы оценивали объём мощностей, нуждающихся в обновлении, в 70 ГВт, из которых до 2031 года будут модернизированы около 46 ГВт

< Торжественный запуск после модернизации энергоблоков трёх ГРЭС

ОГК-2 из-за невозможности своевременной поставки паровых турбин «Силмаша». В ГЭХ утверждали, что хотя бы передать дефицитные машины «РусГидро» для строительства к 2026 году Нерюнгринской ГРЭС, необходимой для энергоснабжения Восточного полигона РЖД. Взамен ГЭХ просил сократить ему штрафы за выход из сургутского проекта. В «Силмаше» тогда заявили, что расторжение договора на производство и поставку паровых турбин и генераторов является «исключительно внутренним» решением ОГК-2.

Регуляторы уже больше года занимаются актуализацией ценовых параметров по ключевым узлам электростанций для нового строительства и модернизации (так называемого калькулятора). Но, как показывают результаты конкурса по выбору проектов строительства новых электростанций (КОМ НГО), проведённого в конце февраля для закрытия прогнозного дефицита в Сибири, утверждённых расценок недостаточно: проекты новых угольных блоков на действующих станциях с частично уже имеющейся инфраструктурой и потолком капзатрат на уровне 405–423 млн рублей за 1 МВт мощности закрыли

лишь 43% потребностей (отобрано 525 МВт из необходимых 1225 МВт). Как говорят участники рынка, «Евро-сибэнерго» (460 МВт) и ТГК-14 (65 МВт) согласились взять на себя обязательства по строительству этой генерации, потому что она строится под конкретных потребителей – майнеров с ровным графиком потребления. Это гарантирует максимальную загрузку и окупаемость новых мощностей – расчётный КИУМ отобранных блоков составит 70–80%. Для ординарных проектов «в рынок» уровень цен недостаточен, что подтверждается отсутствием претендентов на строительство большей части новой генерации в Сибири.

О том, что промежуточный вариант калькулятора модернизации, неофициально представленный сектору в середине осени, расходится с озвучиваемыми энергетиками затратами, свидетельствует и ситуация с обновлением Владивостокской ТЭЦ-2 «РусГидро».

Один из блоков этой станции оказался готов к вводу с трёхмесячным отставанием от графика, однако никаких оснований для возврата вложений в обновление у компании пока нет, так как цена проекта не утверждена. На стадии обоснования инвестиций в 2019–2020 годах обновление трёх блоков ТЭЦ-2 суммарной мощностью 360 МВт оценивалось в 22,04 млрд рублей, но капзатраты так и не были согласованы. В конце прошлого года «РусГидро» представило суммарный CAPEX Владивостокской ТЭЦ-2, рассчитывая на утверждение параметров на ближайшем заседании правительственной комиссии по развитию энергетики. Сумма оказалась практически втрое выше называвшейся ранее – 66,3 млрд рублей (без НДС). Стоимость работ по главному корпусу ТЭЦ-2 выросла в 7 раз (до 3,85 млрд рублей), замены котлов – в 3 раза (11,34 млрд рублей), замены трёх турбоагрегатов и монтажа вспо-

могательного оборудования – в 1,7 раза (24,71 млрд рублей). Ценник подвергся критике, и вопрос не стали выносить на правкомиссию, сообщил «Коммерсантъ». При этом актуальная цена оказалась на 28% выше предельных типовых затрат по калькулятору модернизации, оценённых в 46,7 млрд рублей. Калькулятор ещё дорабатывается, и сейчас они уже могли измениться, то есть вырасти, отмечают на рынке.

«Отдельная работа идёт по анализу стоимости в целом энергомашиностроения, то есть роста, для того чтобы более чётко спрогнозировать и смоделировать необходимость пересмотра ценовых параметров по КОМ. Генераторы вышли с этими предложениями, представили среднюю стоимость, которая им по сервису выставлена со стороны производителей. Мы договорились с Минпромом и с ФАС, эту ситуацию анализируем, выйдем на какое-то решение», – заявил в январе Павел Сниккарс.

Сводные результаты КОММод на 2022–2027 годы

(с учётом квоты правительственной комиссии по развитию электроэнергетики)

КОМПАНИЯ	МОЩНОСТЬ ОТОБРАННЫХ ПРОЕКТОВ ПОСЛЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ, МВт
«Интер РАО»	9507,9
«Юнипро»	4150,0
ГЭХ	2896,0
СГК	2872,0
«Иркутскэнерго» (+ БЭК и En+ Group)	1445,0
«Татэнерго»	915,0
«Т Плюс»	565,0
ТГК-16	517,0
«Лукойл-Кубаньэнерго»	450,0
«Квадра»	416,0
«Энел Россия»	370,0
ТГК-2	324,0
Ново-Салаватская ТЭЦ	290,0
ТГК-14	254,0
«Татнефть»	195,0
ОТЭК	60,0
Итого	25 226,9



У отечественных ПГУ нашлись конкуренты

Наконец, ещё одна непройденная развилка – доступность и экономическая эффективность отечественных газовых турбин. В стране ещё нет опыта их промышленной эксплуатации. После проведения КОММод-ПГУ в 2021 году в Минэнерго давали понять, что не рассчитывают на попадание иных проектов с использованием газовых турбин в текущую программу, завершающуюся в 2031 году, так как они будут обходиться 2–2,5 раза дороже любого другого вида модернизации ТЭС и не смогут пройти ценовое сито отбора на общих основаниях. По задумке регуляторов, ответвление от КОММод создаст экономическую базу для обкатки российских машин и их доработки, после чего они выйдут на свободный рынок в России.

Два года назад эксперты отмечали, что первые отечественные ПГУ обходятся примерно на 50% дороже импортных аналогов. Пытаясь найти баланс между ценой и эффективностью, часть генкомпаний начала искать альтернативные решения. Так, ГЭХ получил от правительства разрешение на строительство в Якутии ТЭС мощностью 330 МВт на базе китайских газотурбинных установок AGT-110, которые являются аналогом российской ГТД-110М. Отказ от конкурса и применение оборудования из КНР обусловлены сжатыми сроками реализации проекта (вводы в 2026–2027 годах), необходимого для покрытия прогнозного дефицита в этом регионе на фоне реализации крупных добывающих и перерабатывающих

проектов. «Технопромэкспорт» (ТПЭ, «дочка» «Ростеха») использует газовые турбины иранской компании Марпа (реплика оборудования Siemens) на двух блоках ТЭС «Ударная» в Краснодарском крае, сообщали источники. Собственная разработка «Ростеха» – ГТД-110М – будет установлена на третьем блоке этой станции. По графику всё оборудование «Ударной», запуск которой отодвигался, должно быть запущено до конца мая, в противном случае мощность станции оплачиваться не будет.

При этом «Ростех» уже вызвался без конкурса закрыть прогнозный дефицит на юге страны (857 МВт с потенциалом роста до 1,29 ГВт) за счёт строительства новых блоков на той же ТЭС «Ударная», а также на Таврической ТЭС в Крыму. За счёт ГТД-110М компания намерена обеспечить не менее 51% потребности в мощности, остальной объём может составить иранское оборудование Марпа. Минэнерго пока не дало своего согласия и готовит конкурсный отбор (КОМ НГО) для закрытия дефицита на юге, отмечая, что к проекту «Ростеха» есть технические вопросы. К иранским и китайским турбинам присматриваются и другие генераторы (в частности, упоминавшееся выше «Татэнерго»).

На этом фоне меняется и позиция регуляторов относительно дальнейшего участия газовых турбин «Ростеха» и «Силмаша» в проектах КОММод. В январе этого года Павел Сниккарс сообщил, что Минэнерго прорабатывает ещё один отбор проектов модернизации ТЭС с использованием российских ГТУ.



▲ Сургутская ГРЭС-2

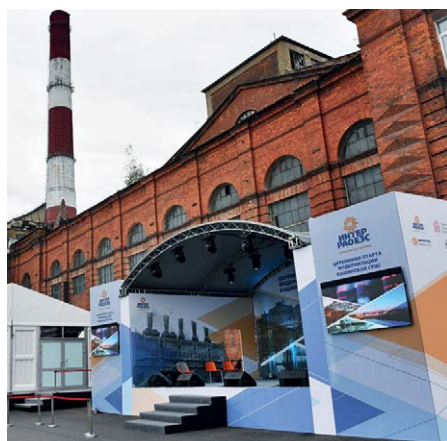
Министерство рассматривает возможность проведения залпового отбора (на несколько лет вперёд) для формирования заказа на отечественные газовые турбины. Регулятор не хочет ставить энергетиков в монополично зависимое положение от двух производителей: конкурсные объёмы должны заставлять конкурировать поставщиков оборудования, мотивировать их предлагать генераторам какие-то преференции, пояснял он.

«Сейчас золотую середину пытаемся найти в диалоге и в подготовке проекта постановления именно по доработке принципов проведения конкурентного отбора мощности на модернизацию и сверяемся с Минпромторгом по производственным мощностям», – заявил г-н Сниккарс.

В прошлом году комиссия Госсовета по энергетике рекомендовала правительству с 2028 года строить ежегодно по 2 ГВт ТЭС на российских газовых турбинах, что составляет половину объёма программы. Новые правила предлагалось внедрить уже на ближайшем конкурсе с вводами в 2028 году для создания гарантированного заказа на газовые машины «Ростеха» и «Силмаша»: первому для поддержания производства нужно выпустить в год 3–4 машины, второму – 6–10. Однако эксперты сомневаются в реалистичности планов по строительству (модернизации) 2 ГВт ТЭС на ПГУ из-за слабой готовности самих турбин: блоки



▼ Каширская ГРЭС



Потребители электроэнергии, удорожание продукции которых вызывало жалобы энергетиков, продолжают настаивать на сдерживании энергоценов, хотя ставки на ОРЭМ в 2020–2023 годах выросли лишь на 16% при официальной инфляции

30%

потребуется 10–25 штук газовых турбин в зависимости от мощности, и ни одна такая машина до сих пор не перешла в режим коммерческой эксплуатации.

При этом один из победителей КОММод-ПГУ – «Т Плюс» – до сих пор не подписал соглашение с «Силмашем» о поставке ГТЭ-65, жалуясь на то, что производитель в течение трёх лет не может назвать точную цену оборудования. Просьба к регуляторам об отказе от проекта, о которой стало известно в январе, также объясняется желанием компании сосредоточиться на тепловом бизнесе, требующем значительных инвестиций для замены изношенных теплотрасс. Новый конкурс на освободившийся объём в 200 МВт проводиться не будет, так как он не предусмотрен механизмом программы, отмечали в Минэнерго. Комментируя ситуацию, в «Силмаше» заявили, что получают много запросов на поставку ГТЭ-65 в 2028–2030 годах для замены иностранных турбин, распределённой генерации и модернизации региональных ТЭС. Серийное производство ГТЭ-65 должно стартовать в 2026 году с началом отгрузок в 2028-м.

Одновременно Минэнерго вернулось к обсуждению вопроса о выделении в рамках КОММод спецквоты для ТЭЦ, но окончательного решения пока нет.

«О чём хотел сказать: может, вопрос сам решится эволюционно с учётом того, что все ГРЭС, которые хотели попасть в эту программу, частично попали,

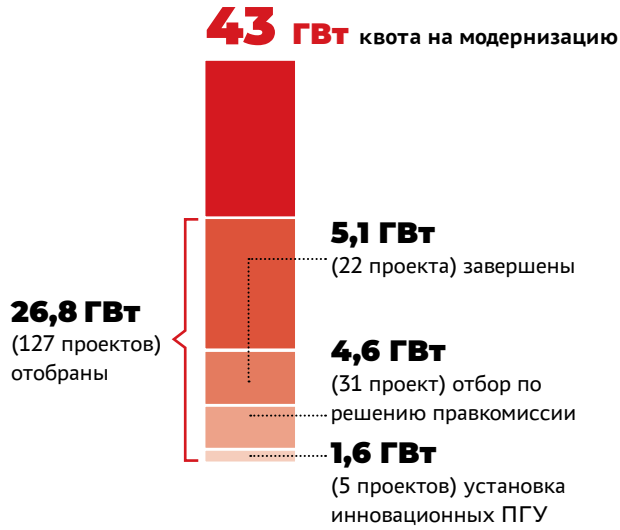
и поэтому будет формироваться конкурс между ТЭЦ. Доля ТЭЦ в последнем проведённом КОММод существенно увеличилась. Мы хотим для себя понять, чтобы не перегнуть палку с регулированием. Если это устойчивая динамика, тогда пусть оно дальше идёт без каких-либо серьёзных изменений», – пояснил в январе Павел Сниккарс.

Помимо очередного отбора КОММод до конца года, вероятно, будет официально оформлено и более глобальное решение – о дальнейшем продлении программы модернизации ещё на 10 лет. Запуская механизм обновления генерации, регуляторы оценивали объём старых мощностей, нуждающихся в реновации, в 70 ГВт, из которых до 2031 года планировали модернизировать только 40 ГВт (позже цифра выросла до 46 ГВт). О необходимости продления КОММод глава Минэнерго говорил ещё осенью 2021 года, однако позднее у властей возникли более насущные задачи. Сейчас они вернулись к этому пункту среднесрочного планирования.

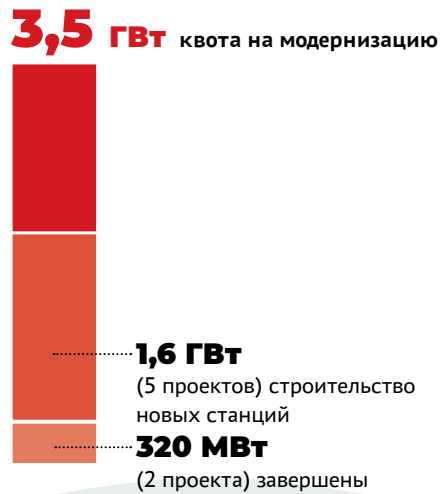
«Точно нужно её (программу модернизации ТЭС. – Прим. ред.) продлевать. До конца года мы такое решение примем. А срок... Примерно, я думаю, лет 10 нужно, это большие объёмы», – заявил в феврале Николай Шульгинов. Таким образом, с 2031 года, вероятно, будет запущена вторая волна реинвестирования в отрасль средств, вложенных инвесторами в строительство новой генерации в рамках ДПМ.

Программа модернизации: ключевые цифры

Ценовые зоны



Неценовые зоны

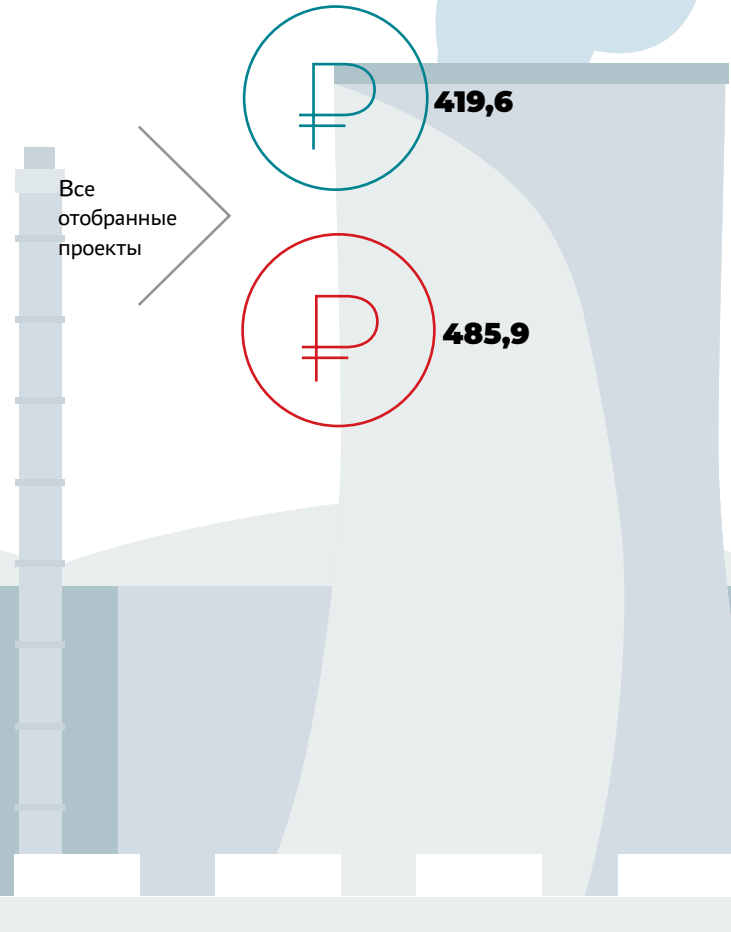


46,5 ГВт


тепловых электростанций
планируется обновить в рамках программы модернизации ТЭС в России

Финансирование модернизации, млрд рублей


- Капзатраты, сложившиеся по итогам отборов
- Предельные капзатраты по отобранным проектам



Рост цен на проекты модернизации

↑ **5,5** раз  Комплексная замена котлоагрегата 950 т/ч на угле

↑ **2,1** раз  Комплексная замена паровой турбины К-300

↑ **3,3** раз  Комплексная замена котлоагрегата 950 т/ч на газе

↑ **2,2** раз  Комплексная замена паровой турбины Т-100

Перенос сроков модернизации



55 проектов на **12,37** ГВт

перенесён срок реализации по инициативе генкомпаний (1 проект на 120 МВт – досрочный ввод; 54 проекта – перенос на более поздний срок, из них 6 проектов на 1,97 ГВт уже введены)



4 проекта на **657** МВт

перенесён срок реализации по инициативе «Системного оператора» (из них на двух проектах суммарной мощностью 250 МВт после переноса уже началась модернизация)



С 2022 года на фоне беспрецедентного роста стоимости оборудования и работ энергетики сообщили о желании отказаться от 17 проектов модернизации

на **2,13** ГВт,

сообщал директор департамента развития электроэнергетики Минэнерго РФ Андрей Максимов 14 февраля

Максим Быстров: «Преференции к конкретным типам проектов следует применять крайне аккуратно»

После первого же отбора проектов модернизации ТЭС в 2019 году участники рынка и потребители начали предлагать возможные корректировки программы. Часть из них была реализована – например, квота для проектов с использованием российских газовых турбин большой мощности. Многие предложения до сих пор продолжают обсуждаться, при этом назрели новые масштабные поправки в связи с ростом цен на оборудование. Когда планируется завершить актуализацию предельных капитальных затрат, актуален ли вопрос об изменении объёмов программы и что думают о её возможных корректировках в одном из основных регуляторов – ассоциации «НП Совет рынка» – рассказал в интервью «Энергии без границ» председатель правления ассоциации Максим Быстров.



Интервью на сайте
[Peretok.ru](https://peretok.ru)

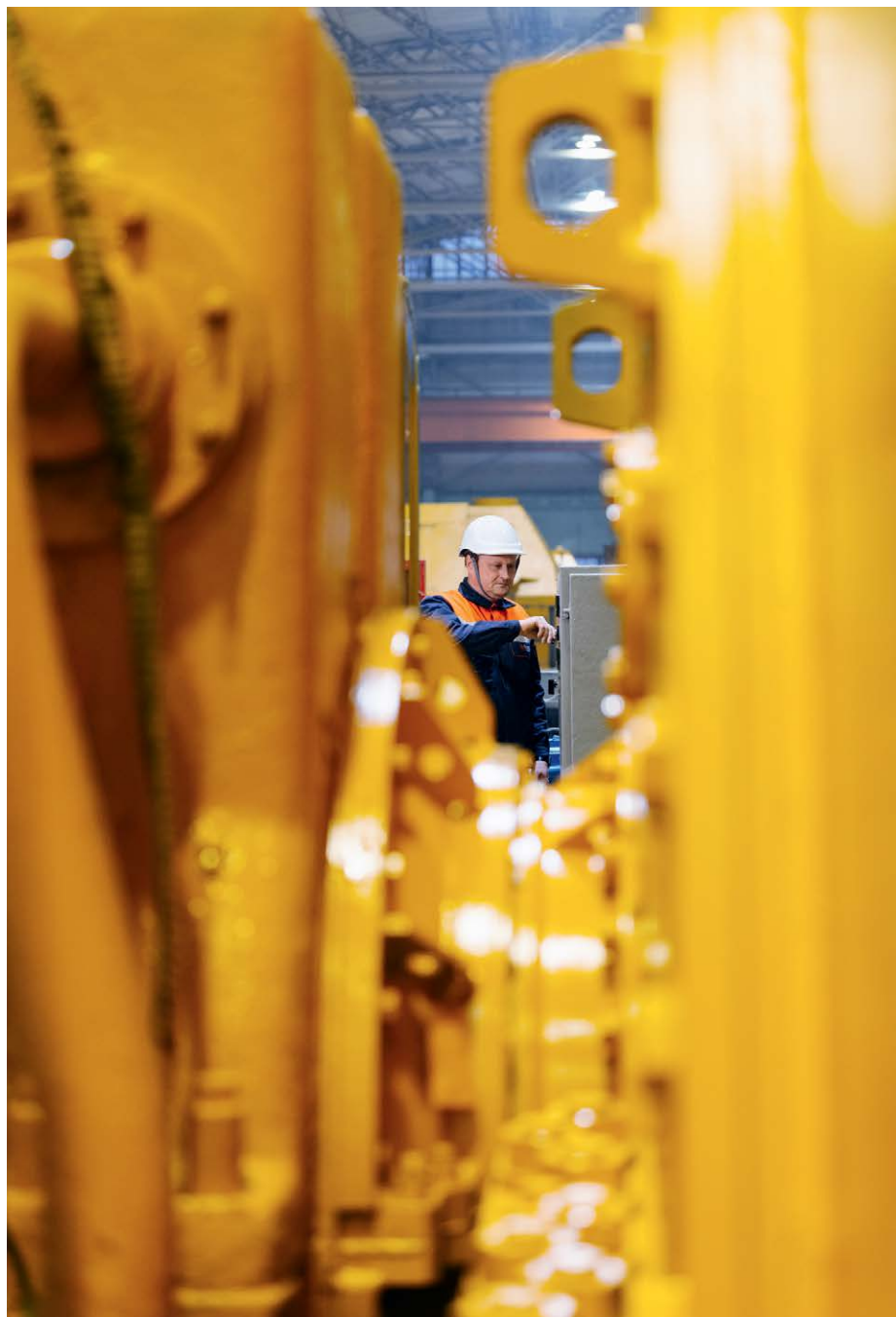


– В этом году исполняется пять лет с утверждения программы модернизации ТЭС. Как в целом вы оцениваете промежуточные итоги программы? Насколько она позволяет достигать заявленных целей? По мере реализации программы звучали предложения уйти от обновления небольших узлов или сделать акцент на модернизации ТЭС и т. д.

– Изначально программа была направлена исключительно на то, чтобы с помощью конкурентного механизма обновить устаревающие мощности востребованной тепловой генерации. Затем в рамках программы была реализована задача по созданию спроса на головные образцы отечественных газовых турбин. Считаю, что программа обеспечивает достижение поставленных целей. На текущий момент уже отобрано 127 проектов суммарной мощностью 26,8 ГВт, в том числе проекты, предусматривающие установку инновационных газовых турбин трёх типоразмеров, представленных отечественными производителями. Уже модернизированы 24 объекта, которые поставляют в сеть более 5 ГВт мощности. Механизм именно конкурсного отбора позволил значительно снизить величину капитальных затрат и, соответственно, финансовую нагрузку для потребителей оптового рынка. Капитальные затраты на тем проектам, которые были отобраны на конкурсах, на 16% ниже, чем могло быть заявлено в отношении соответствующего набора мероприятий по модернизации. При этом заявленные капзатраты также были в три раза меньше, чем предполагала квота, – 420 млрд рублей отобранных против потенциально возможных более 1,2 трлн рублей.

Активное обсуждение механизма модернизации ТЭС и даже критика его отдельных параметров доказывают важность и необходимость программы

**Корректировка
планируемых
к модернизации
объёмов
в настоящее время
не обсуждается**



для энергорынка в целом. Сейчас в целях совершенствования КОММод Минэнерго России и заинтересованным рыночным сообществом детально прорабатываются все озвученные предложения по его изменению, в том числе на площадке Совета рынка и при самом активном участии наших экспертов.

– Какие корректировки Совет рынка считает целесообразным внести сейчас в программу модернизации?

– Среди множества предложений, на наш взгляд, наиболее важным является актуализация величин предельных

капитальных затрат. Советом рынка привлечён технический консультант, который проводит оценку актуальных уровней этого показателя (аналогичная работа проводилась в 2018 и 2020 годах). Результаты данной оценки будут широко обсуждаться участниками оптового рынка и представителями профильных министерств и ведомств. Важно отметить: какие бы корректировки ни принимались, главное – обеспечить высокий уровень конкуренции на отборе и сбалансированность обязательств, требований и ответственности сторон договоров на модернизацию.

– Когда планируется завершить все работы по обновлению калькулятора модернизации? В целом сейчас уже понятно, насколько плановые капзатраты вырастут по сравнению с последним прошедшим отбором? Насколько может сократиться объём мощностей под модернизацию в связи с подорожанием оборудования? Каков объём средств, которые остаются доступными в рамках КОММод, и какой объём генерации можно будет обновить за счёт этих денег с учётом роста капзатрат?

– Завершить работы по актуализации калькулятора затрат на реализацию мероприятий по модернизации планируется во втором квартале этого года.

Необходимо отметить, что результаты данной работы могут быть учтены при определении уровней предельных капитальных затрат, которые будут указаны в нормативных актах Правительства Российской Федерации. Именно могут быть учтены, а не будут напрямую перенесены в регуляторику КОММод. При подготовке проектов соответствующих актов правительства будет проводиться широкое обсуждение с рыночным сообществом и всесторонний анализ полученных результатов. Поэтому говорить о том, насколько вырастут предельные капзатраты и какими могут быть результаты отборов, в данный момент несколько преждевременно.

Масштаб программы модернизации зафиксирован в объёмных величинах и предполагает модернизацию порядка 40 ГВт мощностей. Корректировка планируемых к модернизации объёмов в настоящее время не обсуждается.

– Если новых переносов КОММод не будет, то последний отбор в рамках действующей программы пройдёт в конце 2027 года. К этому времени должен быть завершён только один из выбранных на спецконкурсе проектов модернизации, предполагающих установку отечественных газовых турбин, – на Новочеркасской ГРЭС ОГК-2. При этом уже сейчас генкомпания сообщили о том, что на трёх электростанциях иностранные газовые турбины будут остановлены в ближайшие годы. Вряд ли в КОММод до 2027 года наши компании заявят необкатанные газовые турбины. В свете всей этой ситуации, на ваш взгляд, стоит ли говорить о продлении программы модернизации или о старте новой программы? На что она



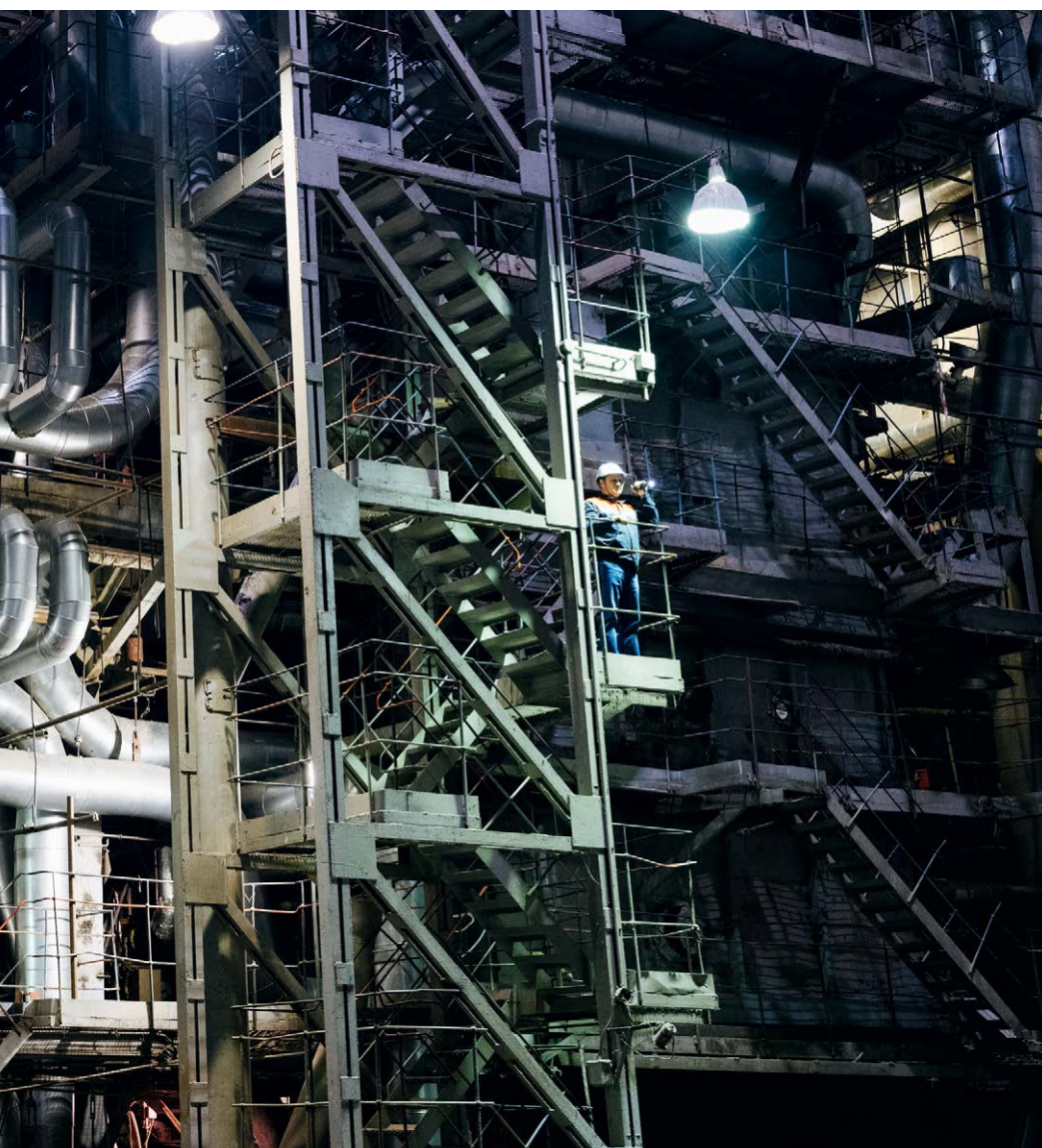
Капитальные затраты по тем проектам, которые были отобраны на конкурсах,

16%
на ниже, чем могло быть заявлено в отношении соответствующего набора мероприятий по модернизации. При этом заявленные капзатраты также были в три раза меньше, чем предполагала квота, – 420 млрд рублей отобранных против потенциально возможных более 1,2 трлн рублей

должна быть нацелена и какие могут быть ключевые условия?

– Помимо Новочеркасской ГРЭС проект, предусматривающий установку отечественной газовой турбины, до конца 2027 года будет реализован также на Нижнекамской ТЭЦ. Кроме того, отечественная газовая турбина будет введена в эксплуатацию уже в этом году на ТЭС «Ударная». Газовые турбины российского производства будут устанавливаться в рамках проектов модернизации на Дальнем Востоке и проектов нефтегазовой отрасли. Всё это в совокупности должно обеспечить достаточный уровень их «обкатки». Кстати, на отборе проектов инновационных ПГУ была достаточно высокая конкуренция, хотя в тот момент не было опыта использования отечественных газовых турбин большой мощности.

При обсуждении темы продления программы модернизации, которое уже



Завершение работы по актуализации калькулятора затрат на реализацию мероприятий по модернизации планируется во втором квартале этого года

ведётся в рамках дискуссии о совершенствовании механизма КОММод, необходимо прежде всего определиться с целями и задачами: сохраняем мы их, равно как и базовые принципы, в первоначальном виде или же будем уточнять. Так, например, обсуждается доработка механизма, которая позволит обеспечить приоритет отбора каких-то видов генерации (например, ПГУ) или непосредственное введение квот для гарантированного отбора проектов этих видов генерации. Такие изменения механизма могут быть продиктованы стратегическими планами государства по формированию целевой структуры генерации в разрезе технологий. Однако, на мой взгляд, такие преференции конкретным типам проектов следует применять крайне аккуратно, чтобы минимизировать возможное негативное влияние на уровень конкуренции на отборах.

– Вопрос об объёме резервирования генмощностей на конкурентном отборе мощности (КОМ) пока продолжает обсуждаться. Раньше больше претензий высказывали потребители, теперь – генераторы. Какова позиция Совета рынка?

– Предложения по внесению изменений модельного и технологического характера в порядок проведения КОМ обсуждаются на площадках Минэнерго и Совета рынка. Задача формирования достаточного объёма резервов относится к компетенции «Системного оператора». Совет рынка, в свою очередь, заинтересован в прозрачности и эффективности механизма КОМ, основанного на рыночных стимулах. Чтобы востребованное и эффективное оборудование получало достаточный объём денежных средств для обеспечения его дальнейшей эксплуатации и неглубокой – не подпадающей под критерии КОММод – модернизации.

– Продолжает ли обсуждаться с представителями отрасли механизм инвестдоговоров, которые крупные промпотребители могли бы заключать с генераторами для создания новых мощностей? На ваш взгляд, какая конфигурация таких договоров оптимальна?

– Механизм продолжает прорабатываться и является одним из ключевых проектов ассоциации в настоящий момент. Нашей целью является создание конструкции, максимально учитывающей интересы не только сторон таких договоров, но и всех участников энергорынка. Наиболее реально, по мнению Совета рынка, построить эту конструкцию для тех случаев, когда сторонами договора будут новый генерирующий объект и новый потребитель. Это позволит исключить формирование дополнительных объёмов перекрёстного субсидирования между участниками рынка.



По данным Федеральной антимонопольной службы (ФАС), в 2024 году число регионов РФ, в которых цена электроэнергии для населения будет разниться в зависимости от объёма месячного потребления, достигнет 73. Эта мера должна помочь в решении проблем чёрного майнинга и перекрёстного субсидирования. ЭБГ попросила экспертов оценить, насколько она будет эффективна.

Александр Григорьев, к. э. н., заместитель генерального директора АНО «Институт проблем естественных монополий»

Роман Перминов, старший консультант группы аналитики в электроэнергетике Керт

Олег Причко, генеральный директор Байкальской энергетической компании (входит в холдинг Эн+)

Сергей Сасим, директор Центра исследований в электроэнергетике НИУ ВШЭ

От редакции



фициально новый тарифный механизм называется дифференциацией тарифов на электроэнергию по объёмам потребления.

Власти каждого региона утверждают три диапазона потребления и стоимость энергии внутри каждого из них (например, первый диапазон – до 100 кВт•ч в месяц с тарифом в 5 рублей за 1 кВт•ч). Самые низкие цены и самый маленький объём потребления – в первом, начальном, диапазоне, самые высокие тарифы и наибольшие объёмы – в третьем. Предполагалось, что в третий диапазон попадут чёрные майнеры криптовалют, которые сейчас ведут свой бизнес, оплачивая энергию по низким тарифам для населения, а не по более высоким предпринимательским расценкам. Кроме того, теоретически даже частичный, при больших объёмах потребления, рост стоимости энергии для населения должен снизить масштабы перекрёстного субсидирования, при котором бизнес доплачивает за более низкие тарифы для физлиц (в этом году такие доплаты составят около 300 млрд рублей).

На практике решения региональных властей по дифференциации тарифов не всегда позволяют решить заявленные проблемы. Наряду с частью регионов, установивших первый диапазон потребления на уровне 70–130 кВт•ч в месяц, 36 субъектов РФ определили его на уровне более 10 тысяч кВт•ч, что сопоставимо или превышает пропускную способность стандартного подключения бытовых потребителей в 15 кВт. Минимальные объёмы потребления в рамках первого диапазона дифференцированных тарифов установлены в ЛНР и ДНР (по 70 кВт•ч в месяц), Калининградской области (130 кВт•ч), Крыму, Севастополе, Запорожской и Херсонской областях (по 150 кВт•ч); максимальные – в Башкирии и Хакасии (по 20 тысяч кВт•ч в месяц). Кроме того, 16 регионов установили тарифы во втором объёмном диапазоне лишь на одну копейку дороже, чем в первом; ещё в пяти субъектах РФ разница в цене энергии между первым и вторым диапазонами составляет от двух до десяти копеек.

На фоне таких решений регионов Сообщество потребителей энергии предложило ужесточить параметры дифференциации, установив максимальную планку потребления по льготным тарифам (суммарно первый и второй диапазоны) на уровне 10,8 тысячи кВт•ч в месяц – предельном уровне для бытового подключения на 15 кВт.



Александр Григорьев

Субсидирование социально значимых товаров и услуг всегда связано с риском злоупотреблений со стороны предприимчивых граждан. Кто застал времена СССР, могут вспомнить плакаты из журнала «Крокодил» про отдельных тружеников села, разводивших свиней и кормивших их дешёвым хлебом, или уж совсем эпические истории, про которые даже «Крокодил» не писал, – доставка мандаринов из Грузинской ССР пассажирскими самолётами к новогодним праздникам. А что, предновогодняя маржа такая, что можно выкупить билеты на весь самолёт и вернуться домой с хорошей прибылью. Были ли такие истории массовыми? Нет, но курочка по зёрнышку клюет, и подобные дисбалансы имеют свойство нарастать. В СССР с такими лайфхакерами с переменным успехом боролась вся правоохранительная вертикаль: от простых участковых до ОБХСС. Ну, и талоны, конечно: «не больше двух в одни руки на человека в месяц».

Времена меняются, а проблемы прежние, только теперь это «дешёвая» электроэнергия для населения и расхитители капиталистической собственности, чёрные майнеры, использующие электроэнергию не по назначению. Прошла кампания по борьбе с избыточным потреблением со стороны бытовых потребителей, как мы помним, прошла под лозунгом установления социальной нормы, то есть «талон на электроэнергию». Разрабатывались и утверждались требования к льготникам: количество проживающих, а есть ли пенсионеры, а если в домохозяйстве электрический бойлер и т. д. Но как-то не задалось, и по итогу решили искать иные источники повышения отраслевой эффективности: плата за резерв, отмена льготного присоединения. Дифференцированные тарифы – та же песня про

соцнорму, просто упрощённая донельзя: несколько уровней тарифа (как правило, два), и пусть там дальше «бог разберёт своих». На местах, как мы видим, новую инициативу уже оценили и в целом просаботировали в силу своей фантазии: где-то – смешная разница между тарифными уровнями, где-то произошло установление нижней планки потребления так высоко, что домашних чёрных майнеров нововведения никак не потревожат. Видимо, на местах проблема роста социальной напряжённости видится более актуальной, чем борьба с чёрным майнингом. Предположу, что судьба нынешней политики будет такой же, как и у соцнормы.

Проблема чёрного майнинга – это проблема, вызванная научно-техническим

Вычислить и поймать за руку тех, кто использует электроэнергию для нецелевых нужд, – задача по нынешним временам вполне подъёмная.

Александр Григорьев



прогрессом, и её решение, на мой взгляд, должно лежать в этой же сфере. У обычных домохозяйств – обычные графики электропотребления: чайник включаем утром, посудомоечную машину – поздно вечером и т. д. Есть периоды повышенного спроса в течение суток, есть повышенный сезонный спрос, а бывает, люди уезжают в отпуск на две недели, оставляя включённым только холодильник, и потребление электроэнергии сводится к минимуму. Чёрный майнер – совсем другое дело, его кредо – «всегда»: у такого потребителя почти 365 дней в году и 24 часа в сутки есть подозрительно высокий базовый уровень потребления. Вычислить и поймать за руку тех, кто использует электроэнергию для нецелевых нужд, – задача по нынешним временам вполне подъёмная, хотя и может потребовать некоторых вложений: в современные «умные» счётчики, сами проверочные мероприятия с последующим привлечением правоохранительных органов по аналогии с борьбой с хищениями электроэнергии.



Роман Перминов

Согласно оценке Росстата, одно среднее домохозяйство, насчитывающее 2,5 человека, в месяц потребляет около 250 кВт•ч электроэнергии. Следовательно, принятые регионами в тарифных решениях диапазоны потребления не окажут особого влияния на платёжки за электроэнергию.

Рассмотрим показатели домохозяйства, жильцы которого решили присоединиться к процессу добычи криптовалют. Средняя мощность так называемой бытовой майнинг-фермы, устанавливаемой в жилые помещения и обладающей допустимым уровнем шума и тепловыделения, обычно не превышает 2 кВт, что в пересчёте на месячное потребление (процесс майнинга криптовалют подразумевает бесперебойный режим работы

На текущий момент при стоимости биткоина около \$71 000 доля расходов на электроэнергию от выручки майнинга на асиках составляет около 20%, что в случае повышения тарифа в два раза позволяет сохранить устойчивую сверхмаржинальность.

Роман Перминов

вычислительных устройств. – Прим. автора) составляет около 1,5 тысячи кВт•ч потреблённой электроэнергии. В сумме с потреблением электроэнергии жильцами домохозяйства это не превышает верхнего значения первого диапазона потребления в большинстве субъектов Российской Федерации.

Далее рассмотрим категорию потребителей, обладающих выделенными сетевой организацией мощностями, не превышающими 15 кВт. Под данную категорию потребителей попадают как отдельно стоящие частные домохозяйства, так и вспомогательные хозяйственные постройки. При таком варианте размещения требования к шумовым и тепловым характеристикам вычислительных устройств могут быть снижены, что допускает уже установку «ферм», состоящих из более производительных по сравнению с видеокартами вычислительных устройств – так называемых асиков. Наиболее популярный и актуальный на сегодня асик-майнер имеет

РАСЧЕТ РАЗМЕРА ПЛАТ		
Виды услуг	Объем услуг	Единица измерения
1	2	3
НА КАП. РЕМОНТ	76.1000	кв. м
ЖАНИЕ Ж/Ф	76.1000	кв. м
НОЕ В/С ОДН	0.1556	куб. м
РОЭНЕРГИЯ ОДН	9.4895	кВт.ч
ТВЕДЕНИЕ	12.0000	кВт.ч
ЕНИЕ С ТКО	0.7229	кВт.ч
НОЕ В/С	12.0000	кВт.ч
ОСНАБЖЕНИЕ	41.4286	кВт.ч

а задолженности по пени на начало периода
 плено пени за:
 пени

дняя поступившая оплата в О

Сведения о перерасчете

Виды услуг	Перерасчет
ОСНАБЖЕНИЕ	

Виды услуг

2
ХОЛОДНОЕ В/С
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
ХОЛОДНОЕ В/С ОДН
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ ОДН

е клиенты МосОблЕИРЦ! Со
 ожно ознакомиться на сайте
 е жители! Информирuem F

МН
 100
 ПОДДЕЛКА
 БИЛЕТОВ
 БАНКА РОССИИ
 ПРЕСЛЕДУЕТСЯ
 ПО ЗАКОНУ

среднюю мощность около 3–3,5 кВт, что составляет 2,2–2,5 тысячи кВт•ч ежемесячного потребления. Для превышения же верхнего значения первого диапазона потребления необходимо как минимум иметь в работе не менее пяти устройств с эквивалентным потреблением 10–11 тысяч кВт•ч в месяц. В отдельных же регионах верхнее значение первого диапазона потребления эквивалентно не менее 10 установленным вычислительным устройствам.

На текущий момент при стоимости биткоина около \$71 000 доля расходов на электроэнергию от выручки майнинга на асиках составляет около 20%, что в случае повышения тарифа в два раза позволяет сохранить устойчивую сверхмаржинальность данного вида деятельности.

Таким образом, текущие уровни значений диапазонов потребления электроэнергии не оказывают существенной дополнительной тарифной нагрузки на массовый сегмент серых майнеров, что



(в основном) поддержку, так и противодействие. Но почему вообще возникла необходимость дифференцировать тариф?

Не секрет, что тариф для населения России находится ниже себестоимости. Чтобы покрыть разницу, устанавливаются повышенные платежи для всех остальных потребителей: социальных учреждений, промышленности, парикмахерских, хлебопекарен... То есть все, кто производит какую-то продукцию, оказывает услугу, учит детей, лечит больных, субсидируют тарифы для населения. Такой механизм называется перекрёстным субсидированием.

Данный механизм действует в России уже 20 лет, за это время совокупный платёж бизнеса в пользу льготного тарифа для населения возрос почти в 5 раз – с 60–65 млрд рублей до почти 300 млрд рублей в 2024 году. Более того, отсутствие должного контроля со стороны надзорных органов стало причиной множества злоупотреблений при использовании льгот. Например, не редкость, когда граждане используют субсидируемый тариф для извлечения прибыли от предпринимательской деятельности – обустроили в своих домовладениях мастерские, кустарные производства. Более того, более состоятельные граждане, у которых во владении находятся крупные объекты недвижимости с бассейнами и саунами, отопляемыми гаражами и дорожками, также не платили за это «полным рублём». При этом все остальные потребители вынуждены переплачивать «за того парня» всё больше – направлять на перекрёстное субсидирование всё больше средств.

Отдельным бичом стал серый майнинг криптовалют. Известно, что небольшая ферма способна потреблять электроэнергию в объёме, сопоставимом с небольшим предприятием. При этом для извлечения наибольшей выгоды граждане в ряде регионов России стали устанавливать такие фермы в квартирах, гаражах, иных объектах недвижимости, чтобы пользоваться льготным тарифообразованием. Это вызвало взрывообразный рост энергопотребления в бытовом секторе, который по государственным нормам проектирования изначально не рассчитывается для работы под промышленной нагрузкой. В свою очередь резкий скачок нагрузки привёл к авариям в бытовой электросети, массовым отключениям света, повысил риск возникновения пожаров в многоквартирных домах.

Необходимо также понимать, что перекрёстное субсидирование вызывает рост цен на товары и услуги, то есть прямо влияет на темпы инфляции. Из-за

подтверждает формальность принимаемых решений.

На мой взгляд, так называемый формальный подход субъектов РФ к решению задачи, поставленной регулятором, является первой итерацией в решении проблемы энергодефицита ряда регионов, возникшей вследствие работы серых майнеров. Дальнейшие же этапы по тонкой настройке механизма дифференцированных тарифов требуют, прежде всего, анализа структуры потребителей регионов и полученных первых эффектов от внедрения нового закона. Кроме того, по результатам проведённого анализа необходимо сформировать предложения текущим участникам майнинговой деятельности, выпадающим за рамки диапазонов потребления, альтернативных площадок для размещения уже существующих вычислительных мощностей с целью вывода участников рынка из серой зоны с понятными для всех правилами игры.



Олег Причко

Тема введения дифференцированного тарифа на электроэнергию в России обсуждается на протяжении нескольких лет, однако «прогрессивная» шкала тарифообразования начала широко применяться лишь с начала 2024 года. С 1 июля она, по данным ФАС, заработает уже в 73 регионах страны. При этом мера встречает как



В первый диапазон потребления, при котором действуют льготные тарифы, попадут 95% всех бытовых потребителей, то есть дифференциации тарифов они на себе не ощутят.

Олег Причко

растущей финансовой нагрузки бизнес вынужден перекладывать эти затраты в конечную цену. В итоге с учётом налогов цены на товары и услуги становятся выше, чем могли бы быть, соответственно, население суммарно по всем покупкам платит больше, чем могло бы. Возникший комплекс проблем потребовал введения эффективного инструмента, который, во-первых, позволил бы распределять льготы более адресно, во-вторых, привлекать средства в электросетевой комплекс для поддержания его надёжности и безопасности при возрастающих нагрузках. И Правительство России видит такой инструмент в дифференцированном тарифе на электроэнергию.

Несмотря на всю простоту механизма – если потреблять больше определённого диапазона, то плата увеличится, – гражданам в ряде регионов выразили беспокойство в связи с новой мерой, так как боялись кратного роста цен в своих платёжках.

Но установление диапазонов потребления тщательно прорабатывается тарифными органами региональной власти, а затем утверждается Правительством РФ. При расчёте учитываются все особенности потребления, например установка электроплит или электроотопление, поэтому в первый диапазон потребления, при котором действуют льготные тарифы, попадут 95% всех бытовых потребителей, то есть дифференциации тарифов они на себе не ощутят. Что касается серых майнеров, бытовых предпринимателей и людей с высоким уровнем достатка, то они станут платить за электроэнергию больше, так как их потребление значительно превышает средние значения.

При этом новый механизм требует конкретной регламентации в части установления диапазонов потребления. По действующим нормативам регион может установить заведомо завышенные границы потребления, что приведёт к тому, что мера в том или ином регионе не будет работать должным образом и жители будут продолжать платить за товары и услуги значительно дороже, чем могло бы быть.



Сергей Сасим

У механизма дифференциации тарифов две цели: борьба с серым майнингом и сокращение перекрёстного субсидирования. Для ограничения развития серого майнинга требуется чёткая статистика бытового потребления и эффективное разделение бытового потребления от небытового. Во многих субъектах РФ такую статистическую базу ещё предстоит сформировать. Да и проблематика серого майнинга актуальна сегодня для очень небольшого числа субъектов РФ.

Что касается перекрёстного субсидирования, то, судя по принятым в субъектах РФ решениям, регулирующие органы не преследовали задачу его снижения. В среднем по регионам, установившим дифференцированный тариф, пороговое значение первого диапазона потребления соответствует среднемесячному потреблению домохозяйства 10 000 кВт•ч в неотапливаемый период, второго диапазона – 17 000 кВт•ч. При этом тариф для второго диапазона относительно первого увеличивается в среднем на 16%, а для третьего диапазона относительно первого – на 75%. Есть одиозные случаи, когда тариф во втором диапазоне растёт не более чем на 1% относительно первого. Или когда пороговое значение первого диапазона очень высокое – 20 000 кВт•ч на домохозяйство в месяц. Такой подход

направлен, скорее, на расширение числа потребителей, для которых тариф будет определяться по привычным правилам, чем на борьбу с ценовыми искажениями. Единственной причиной введения дифференциации подобным образом является попытка избежать бюджетной ответственности за рост перекрёстного субсидирования. По итогам тарифных решений, принятых на 2024 год, общий объём «перекрёстки» превысил психологический рубеж в 300 млрд рублей. Это максимальное значение перекрёстного субсидирования за всю историю существования тарифного регулирования. Оно ровно в 6 раз выше его приемлемого уровня, указанного в (устаревшей, но единственной) Стратегии развития электросетевого комплекса. В 2024 году прирост величины перекрёстного субсидирования составил 6,4 млрд рублей, что более чем в три раза превышает его прирост в 2021 году, когда дифференциации не было. Мне кажется, что основной причиной такой динамики является отсутствие для региональных администраций очевидных негативных последствий роста перекрёстного субсидирования при изобилии явных политических рисков решения об увеличении расходов граждан на электроэнергию. И риски эти в ощущениях региональных властей настолько высоки, что даже там, где низкие тарифы приводят к злоупотреблению (как в Иркутской области), губернаторы отказываются вводить дифференцированный тариф. А там, где вводят, делают это формально лишь для того, чтобы иметь легальную возможность наращивать перекрёстное субсидирование.

Очевидно, что такая ситуация вряд ли устроит федеральное правительство и, думаю, стоит ожидать дальнейшего развития механизма дифференциации в направлении более чёткой регламентации порядка расчёта ценовых диапазонов и тарифной разницы между ними. При этом с учётом разности балансовых показателей в разных регионах единый диапазон для всей страны представляется мне неэффективным решением: нагрузка перекрёстного субсидирования в регионах различна, следовательно, и размеры ценовых диапазонов должны различаться. Нужно учитывать специфику региона: уровень перекрёстного субсидирования и уровень конечных цен. В целом логике расчёта ценовых диапазонов правильно привязывать к темпам



сокращения перекрёстного субсидирования, а не к сложившемуся уровню потребления бытовым сектором. Чем меньше бытового потребления попадает в первый диапазон и чем выше будет тарифная разница между диапазонами, тем более эффективным будет механизм дифференциации с точки зрения сокращения «перекрёстки». В среднем по стране для сокращения перекрёстного субсидирования на 1% тарифы для населения нужно дополнительно увеличивать ещё на 0,5–1% в зависимости от региона. Для снижения показателя до уровня предыдущего предельного ограничения (в 241 млрд рублей) дополнительный прирост должен составить от 9–45% в зависимости от субъекта РФ, а для полной ликвидации перекрёстного субсидирования – от 1,5 до 2 раз в зависимости от региона. Без синхронизации темпов роста дифференцированных тарифов для населения с графиком сокращения объёмов перекрёстного субсидирования новый подход будет неэффективен. При этом, вероятно, может потребоваться изменение подходов к расчёту социальной нормы потребления, имея в виду необходимость синхронизации методологических подходов соцнормы и дифференцированных тарифов. На мой взгляд, у ФАС России есть все инструменты, чтобы не допустить формального использования инструмента дифференциации.

Что касается перекрёстного субсидирования, то, судя по принятым в субъектах РФ решениям, регулирующие органы не преследовали задачу его снижения.

Сергей Сасим



Ходите в Африку

текст: Александра Белкина

Африка, где, по прогнозам экспертов, к 2060 году будет проживать четверть населения планеты, пока остаётся одной из самых экономически отсталых частей света. Неизбежное развитие континента потребует инфраструктуры, в том числе энергетической, что делает регион привлекательной точкой для инвестиций и источником роста для энергокомпаний, в том числе российских. Эксперты Kert изучили большой массив данных о ситуации в 21 стране Восточной и Южной Африки (ВЮА) и прогнозируют, что к 2060 году энергосистемы этих регионов должны вырасти в 9 раз – их суммарная мощность в 5 раз превысит показатели ЕЭС России. Ниже – наиболее интересные выводы из аналитического исследования Kert «Справедливый энергопереход: принципы построения доступных энергосистем в Восточной и Южной Африке».

Подавляющее большинство стран Африки сталкивается с проблемой энергетической бедности. В 21 стране восточной и южной частей континента проживает более 8% населения планеты, но спрос на энергию в макрорегионе не превышает 3% от общемирового потребления электричества. По данным Kert, среднее потребление в этих странах (без учёта ЮАР и Египта) в 2020 году составило 235 кВт•ч на человека с тенденцией к снижению на протяжении последних десятилетий и лишь в пяти превысило 1 тысячу кВт•ч в год. В ряде стран, таких как Бурунди, Конго, Эфиопия, Руанда, Южный Судан и Уганда, показатель составлял менее 100 кВт•ч на человека. Доступ к электричеству и «чистой кулинарии» (уровень развития, при котором все кухни электрифицированы, пища готовится по современным стандартам с использованием бытовой техники. – Прим. ред.) есть только у 48 и 23% жителей ВЮА. Остальная часть населения в качестве

основного источника энергии по-прежнему использует дрова и древесный уголь. Задача увеличения показателя электропотребления на человека осложняется быстрым ростом численности населения, которая, по прогнозам, к 2060 году вырастет с нынешних 740 млн до 1,6 млрд человек.

Согласно определению, используемому МЭА и некоторыми африканскими странами, доступ к электричеству считается предоставленным, если домохозяйство обеспечено 250 кВт•ч в год в сельской местности и 500 кВт•ч – в городах. Для семьи из пяти человек речь идёт о 50–100 кВт•ч в год на каждого: это предполагает использование четырёх лампочек (по четыре часа в день), вентилятора (три часа в день) и телевизора (два часа в день). Этот объём недостаточен для использования современных бытовых приборов и не учитывает энергию, необходимую для работы коммунальных служб (водоснабжение, уличное освещение и т. д.), коммерческих и промышленных объектов. Таким образом, уровень

жизни значительной части населения Африки, у которой номинально есть доступ к электроэнергии, на самом деле не соответствует современным стандартам. Современный энергетический минимум для стран на начальном этапе индустриализации оценивается в 1 тысячу кВт•ч на человека в год, из которых 70% приходится на бытовое потребление. На этапе полной электрификации и «чистой кулинарии» показатель увеличивается до 1,6–1,8 тысячи кВт•ч в год, в энергетиках стран со средним доходом, которыми государства ВЮА должны стать к 2060 году, он оценивается в 2,2 тысячи кВт•ч.

Таким образом, странам ВЮА предстоиткратно нарастить электропотребление. В 2020 году потребление в макрорегионе составляло около 510 млрд кВт•ч, при этом экономический спрос оценивается в 1,7 трлн кВт•ч. Учитывая продолжающийся здесь рост численности населения, к 2040 году экономический спрос увеличится до 2,850 трлн кВт•ч, а к 2060 году – до 4,7 трлн кВт•ч, когда показатель уравнивается с потреблением.



Для достижения странами среднего дохода по классификации Всемирного банка (ВВП более \$10 тысяч в год, пока этого уровня достигли только Египет, ЮАР и Ботсвана) выработка электроэнергии в регионе к 2060 году должна увеличиться в 9 раз относительно текущих значений – до 5,2 трлн кВт•ч, что сопоставимо с выработкой энергосистем России за пять лет. К 2060 году в регионе может появиться 10 крупных энергосистем, из которых три – в Демократической Республике Конго, Египте и Эфиопии – по размеру будут сопоставимы с энергорынком Германии (потребление – 600 млрд кВт•ч в год), а остальные семь – с рынком Великобритании (около 300 млрд кВт•ч в год). Пока в Восточной и Южной Африке есть только два крупных энергорынка: Египет (в 2020 году – 180 млрд кВт•ч) и ЮАР (210 млрд кВт•ч).

Программа электрификации и энергоперехода африканских стран – сложная, но реализуемая задача, полагают авторы исследования. Но эффективное преобразование станет возможным только при инклюзивном сочетании топливной и низкоуглеродной генерации. По оценкам Керт, 60% электроэнергии будет вырабатываться угольными и газовыми ТЭС, остальные 40% почти в равной степени разделят АЭС и ВИЭ. Это открывает значительный потенциал для международного сотрудничества в области энергетики на ископаемых видах ресурсов, атома и ВИЭ.

В странах ВЮА нужно будет построить более 930 ГВт генерации, включая более 320 ГВт газовых и более 245 ГВт угольных ТЭС, а также необходимой инфраструктуры. Атомная энергетика будет играть важную роль в стабилизации газового баланса и топлива. Технологии малых модульных реакторов (АСММ, разработкой которых занимается в том числе «Росатом») обеспечат значитель-



fivepointsix / Shutterstock.com

ные преимущества для стран без выхода к морю с энергосистемами небольшой мощности и слабыми межсистемными связями. Выработка ВИЭ может обеспечить до 1,1 трлн кВт•ч, формируя пятую часть энергобаланса.

Этап электрификации требует существенных инвестиций. Чтобы обеспечить доступность энергии, критически важно минимизировать её стоимость для ВВП путём развития местных цепочек поставки технологий, рабочей силы, финансирования и топлива. Результат оценки системной величины LCOE для стран ВЮА составляет \$105–114 за 1 МВт•ч, однако реальная конкурентоспособность регионов

60% электроэнергии в регионе будет вырабатываться угольными и газовыми ТЭС, остальные 40% почти в равной степени разделят АЭС и ВИЭ

отличается. Оцениваемая величина цены по ВВП (cost to GDP) составляет \$24–64, что в 2–5 раз ниже системной номинальной стоимости, и зависит от возможностей стран управлять цепочками поставок. Следовательно, на этапе планирования необходимо отдавать предпочтение технологиям, которые позволяют реализовать высокую долю локализации, поскольку они формируют импульс для социально-экономического развития региона.

Предстоящий энергопереход позволит сократить зависимость от биомассы, что даст возможность остановить вырубку лесов и уменьшить воздействие на окружающую среду. Даже с учётом роста доли ТЭС до 60% реальное изменение выбросов на душу населения по сравнению с обычной хозяйственной деятельностью будет незначительным. Эксперты Керт полагают, что международные финансовые организации должны внести изменения в ESG-политику и открывать финансирование строительства новой генерации на ископаемом топливе в странах с потреблением менее 1 тысячи кВт•ч на человека в год, даже для угольных ТЭС как де-факто климатически нейтральных.



Под искусственным светом

текст: Ольга Орлова

В последние годы выращивание растений в условиях городских квартир – не только цветов, но и, например, небольших овощей и микрозелени – переживает очередную волну популярности. Не последнюю роль в этом сыграли светодиодные лампы с красивыми пурпурными оттенками. Какие технологии искусственного освещения применяются сегодня – в материале «Энергии без границ».

Э

лектрические лампы для растений разработаны с учётом специфических требований: они предназначены для стимулирования процесса роста за счёт излучения волн, благоприятных для фотосинтеза. Искусственный свет должен обеспечивать такой спектр электромагнитного излучения, который растения в природе получают от солнца, или хотя бы тот спектр, который удовлетворял бы потребности выращиваемых растений. Уличные условия имитируются не только путём подбора цветовой температуры света и его спектральных характеристик, но и с помощью изменения интенсивности свечения ламп. В зависимости от вида растения, его стадии развития (прорастание, рост, цветение или созревание плодов), а также текущего фотопериода требуются особый спектр, световая отдача и цветовая температура источника света.

Лампы, которые работают в оптимальном для выращивания режиме, называются фитолампами. Особой





Фитолампа – это источник света, излучающий световые лучи нужной для растений длины. Благодаря направленному действию такие устройства не тратят энергию впустую, а воспроизводят только необходимые лучи



популярностью они пользуются, конечно, с осени по весну, но также они нашли применение и в плохо освещаемых теплицах. Главное отличие фитоламп от привычных светильников – спектр цвета. Для человеческого глаза приемлема стандартная белая гамма или желтовато-зелёная, а садовым культурам подходят красный и синий. С их помощью улучшается фотосинтез, что ускоряет рост листьев, развитие корневой системы. В фитолампах присутствуют именно эти цвета.

Человеческий глаз способен воспринимать узкий диапазон световых лучей, при этом оптимальным для восприятия является свет с длиной волны 550 нанометров – это зелёный спектр световых лучей. Для растений он наименее полезен. Для фотосинтеза и смежных процессов нужны по большей части волны красного и оранжевого диапазона с длиной 610–690 нанометров. Эти лучи стимулируют процессы фотосинтеза, правильный ход развития жизненных процессов, формирование цветов и плодов, общий окрас и развитие листьев, насыщенность плодов и время их созревания. Менее важны, но тоже необходимы лучи синего спектра, с длиной волны 420–460 нанометров, под их воздействием наращивается зелёная масса растений, формируется структура побега в начале жизни, происходят процессы фотосинтеза.

Итак, фитолампа – это источник света, излучающий световые лучи нужной для растений длины. Благодаря направленному действию такие устройства не тратят энергию впустую, а воспроизводят только необходимые лучи.

В зависимости от конструкции фитолампы делятся на несколько видов:

люминесцентные и энергосберегающие, ртутные, натриевые и светодиодные.

Энергосберегающие лампы – это усовершенствованная конструкция люминесцентных ламп. Отличие новой конструкции – во встроенном в корпус лампы пускорегулирующем устройстве и компактности. В результате лампа устанавливается в стандартные цоколи и не требует дополнительного оборудования. Плюсом этого типа ламп является широкий выбор цветовой температуры и минимальный нагрев даже при длительной работе.

Натриевые и ртутные системы основаны на газоразрядных технологиях. В свечении ртутной лампы преобладает синий свет, для работы дополнительные устройства не нужны. Это один из первых вариантов газоразрядных светильников, впоследствии потерявший популярность.

Натриевые лампы, напротив, выдают лучи красного диапазона и работают только с дополнительным дросселем и регулирующим устройством. Натриевые светильники являются одним из самых эффективных источников света. Процент КПД сравним только со светодиодными технологиями. Однако минусом всех газоразрядных осветительных приборов является нагрев в процессе работы.

Светодиодные, или LED-светильники, считаются самым современным и действенным источником света. Эта технология позволяет свести к минимуму потребляемую энергию. Каждый светодиод может иметь свой цвет, поэтому светодиодные фитолампы могут охватывать сразу весь диапазон лучей, который нужен.



Энергия в воздухе

текст: Николай Алейник на основе материалов РИА «Новости»

Как развиваются технологии беспроводной передачи электроэнергии.

Идею о передаче энергии по воздуху с помощью электромагнитных волн впервые высказал в конце XIX века Никола Тесла. В январе 1902 года он получил патент на аппарат для передачи электрической энергии. Главным элементом была передающая катушка-резонатор (катушка Тесла). Чтобы продемонстрировать возможности изобретения на практике, учёный построил на острове Лонг-Айленд телекоммуникационную установку – башню Ворденклиф.

Проект поддержали влиятельные промышленники и венчурные капиталисты, в том числе известный банкир и акционер первой в мире Ниагарской ГЭС Дж. П. Морган. Однако в 1903 году, когда башню почти постро-

или, Морган испугался, что изобретение может обрушить энергетический рынок. Он прекратил финансирование и призвал других инвесторов последовать его примеру. Установка так и не заработала.

Век спустя идеи Николы Теслы о беспроводной передаче энергии становятся всё более востребованными, в том числе благодаря развитию космической индустрии. Но сначала остановимся на уже привычных нам явлениях – беспроводных зарядных устройствах, спектр применения которых колеблется от телефонов до электротранспорта. В этом случае энергия передаётся за счёт различных видов индукции (например, магнитно-резонансной, электростатической).



Iulija Stepashova / Shutterstock.com

Самый большой минус такой передачи – небольшие расстояния. Вот как описывал бесконтактную зарядку телефона изданию «ПостНаука» кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник ФИАН, доцент факультета физики НИУ ВШЭ Александр Кунцевич: «На самом деле это не совсем беспроводное устройство: оно представляет собой трансформатор – прибор, в котором энергия передаётся по магнитопроводу. Такая зарядка работает только в том случае, если две поверхности – заряжающее и заряжаемое устройства, содержащие внутри элементы из феррита (магнитопроводящего материала), – почти касаются друг друга. Если вы отнесёте (на расстоянии. – Прим. ред.) заряжаемое, никакая беспроводная зарядка работать не будет, потому что магнитное поле очень быстро убывает с расстоянием».

Передача электроэнергии на большие расстояния возможна с помощью микроволновой энергии или лазеров. По сути, все разработки в этой сфере пока являются экспериментальными, хотя их авторы и спешат объявлять, что «то самое» решение найдено и вот-вот ошастливит весь мир.

Так, в начале этого десятилетия новозеландский стартап Emrod заявил, что исполнил мечту Теслы и запустил технологию бесконтактной передачи на большие расстояния. Установка Emrod состоит из двух антенн, передающей и принимающей, и реле. В передающей антенне электроэнергия преобразуется в электромагнитные волны, которые транслируются на принимающую антенну и затем снова преобразуются в электроэнергию. Дальность действия такой передачи была ограничена зоной видимости, мощность составляла 2 кВт – разработчики говорили, что оба параметра можно нарастить. Однако примерно за четыре года, прошедших с начала большой информационной кампании этого проекта, значимых новостей не последовало.

Наиболее интересные разработки в области бесконтактной энергопередачи сейчас связаны с космической сферой. О возможности сбора солнечной энергии в космосе писал ещё Константин Циолковский в 1920-х. Но датой рождения астроэнергетики традиционно считают 1968 год, когда американский инженер Питер Глейзер, автор концепции спутников на солнечных батареях, предложил технологию передачи собранной в космосе энергии на Землю с помощью сверхвысоких частот (СВЧ). Учёный

Передача электроэнергии на большие расстояния возможна с помощью микроволновой энергии или лазеров



считал, что микроволновое излучение, поступающее на приёмные антенны (ректенны), можно преобразовывать в электрическую энергию, передаваемую в энергосистему.

У космических солнечных станций, если сравнивать их с наземными, есть важные преимущества. Прежде всего, они способны работать непрерывно, ведь Солнце в космосе никогда не заходит. К тому же они могут собирать весь поток лучей целиком, тогда как на Земле значительная его часть поглощается или отражается, проходя через атмосферу. В этом ключе основная задача учёных – разработать эффективную технологию преобразования, доставки и распределения собранной в космосе энергии, что можно сделать, используя СВЧ-передатчики или лазеры. Первый способ позволяет передавать потоки энергии в промышленных масштабах и менее опасен для человека, второй больше подходит для точечного питания конкретных устройств.

Сложность в создании энергетического микроволнового луча заключается в его расхождении, что потребует создания приёмных антенн радиусом в несколько километров.

Как рассказывало РИА «Новости», в сентябре 2022 года европейский аэрокосмический гигант Airbus при поддержке сотрудников Европейского космического агентства (ЕКА) на специальном полигоне, построенном на фабрике X-Works в Мюнхене, продемонстрировал, как будет передаваться энергия из космоса. С помощью микроволнового излучения энергетический луч прошёл расстояние 36 метров между двумя точками, обозначенными как «Космос» и «Земля».

Технология, представленная на заводе Airbus, – одна из составляющих обширной программы Solaris Европейского космического агентства. Её главный элемент – огромная солнечная панель, которую разместят на геостационарной орбите на высоте около 36 тысяч километров над Землёй. Собранную энергию

направят вниз и будут использовать для питания межпланетных станций и космических телескопов.

По оценкам специалистов ЕКА, стоимость космической энергии будет не намного выше, чем в крупных наземных энергетических проектах – АЭС или энергопарках солнечной и ветровой генерации. А по мере строительства новых приёмных антенн она начнёт снижаться при достижении эффекта масштаба. Одна геостационарная солнечная ферма сможет генерировать около 2 ГВт.

ЕКА выступает за поэтапный ввод в эксплуатацию с середины 2030-х отдельных элементов программы Solaris с масштабированием от наземных к воздушным, а затем и к космическим системам беспроводной передачи энергии. Специалисты агентства отмечают: главная задача – найти способ снижения потерь в каждом из звеньев энергетической сети. Конкретных цифр потерь они не называли, но в похожих экспериментах они очень высоки и достигали 80%.

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН

апрель

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

1 апреля



Николаев Андрей Александрович
1973 г.
директор Костромской ГРЭС и Ивановских ПГУ – филиалов АО «Интер РАО – Электрогенерация»

2 апреля



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

3 апреля

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

4 апреля



Маслов Алексей Викторович
1981 г.
ПАО «Интер РАО»

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

5 апреля

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

6 апреля



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

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



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

7 апреля

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



Матвиенко Валентина Ивановна
1949 г.
председатель Совета Федерации РФ

9 апреля



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



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

Сазонов Сергей Михайлович

1956 г.
генеральный директор АО «Объединённая энергостроительная корпорация»

10 апреля



Жучков Александр Николаевич
1960 г.
директор Ириклинской ГРЭС

Китаев Владислав Николаевич
1978 г.
руководитель протокола Администрации Президента РФ

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

12 апреля
Дмитриев Кирилл Александрович
1975 г.
генеральный директор Российского фонда прямых инвестиций, член Совета директоров ПАО «Россети»



Силуанов Антон Германович
1963 г.
министр финансов РФ



13 апреля
Кодин Александр Викторович
1971 г.
генеральный директор АО «Томскэнерго-сбыт», ООО «Единый информационно-расчетный центр Томской области»

14 апреля



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

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

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

15 апреля



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

17 апреля

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

19 апреля

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

20 апреля

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

21 апреля

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

22 апреля

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

23 апреля

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

24 апреля



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



Петров Максим Георгиевич
1980 г.
директор ООО «БашРТС»

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

май

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

25 апреля

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

26 апреля



Андронов Михаил Сергеевич
1969 г.
президент
ООО «Русэнергосбыт»

27 апреля



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

29 апреля

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

30 апреля

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

4 мая



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

5 мая



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

6 мая

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

7 мая

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

8 мая



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

9 мая

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

Мамаев Геннадий Александрович
1953 г.
генеральный директор
АО «Электромашинно-
строительный завод
«Лепсе»

Середа Михаил Леонидович
1970 г.
первый заместитель
генерального дирек-
тора ООО «Газпром
экспорт», гене-
ральный директор
ООО «Газпром
трейдинг»

10 мая

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

13 мая

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

14 мая



Шабарин Денис Евгеньевич
1972 г.
генеральный дирек-
тор АО «Единый
информационно-
расчётный центр
Петроэлектросбыт»

18 мая



Шульгинов Николай Григорьевич
1951 г.
министр энергетики РФ

20 мая

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

22 мая

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

24 мая

Кузнецов Сергей Владимирович
1969 г.
директор ООО «Евро-
СибЭнерго –
Гидрогенерация»

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

25 мая

Мерзлякова Галина Витальевна
1958 г.
ректор Удмуртского
государственного
университета

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

26 мая



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

27 мая



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

28 мая



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



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

29 мая

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

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



35



<
За первые три месяца 2024 года Группа «Интер РАО» ввела в работу после модернизации пять энергоблоков на четырёх электростанциях: Гусиноозёрской, Ириклинской, Костромской и Пермской ГРЭС. Обновление оборудования позволило минимум на 30 лет продлить его ресурс и существенно снизить удельный расход топлива. Работы проводились в рамках программы модернизации тепловой электроэнергетики, которая утверждена Правительством РФ в январе 2019 года по поручению Президента Владимира Путина

коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

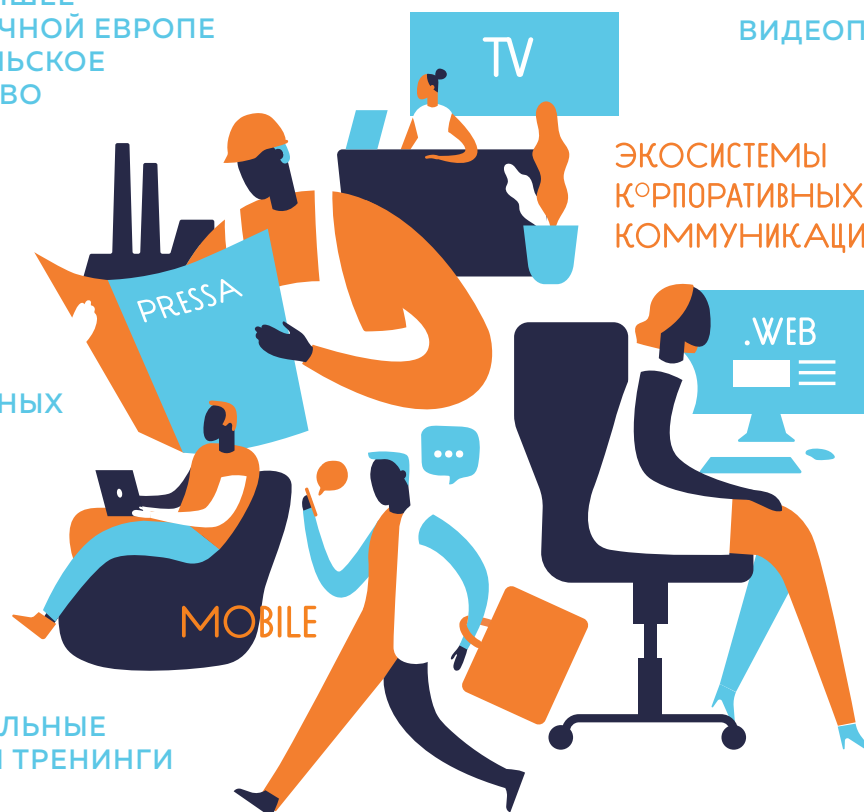
ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

ДИДЖИТАЛ-
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»
«ЭНЕРГОПРОМ»
СТНГ
«ГАЗПРОМ ПХГ»
«ЯМАЛ СПГ»
«ЭН+ ГРУП»

«РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ
РЕГИОН»

Видео

«РУСГИДРО»
СУЭК
«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»

Веб-издания

«РОССЕТИ»
«РУСГИДРО»
«АТОМЭНЕРГОМАШ»
«ПЕРЕТОК.РУ»

MLGR.RU

Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

MEDIALINE-PRESSA.RU

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

ML-DIGITAL.RU

Мобайл- и диджитал-проекты

INTERCOMM.SU

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