



**Тенденции**

*Новая система планирования  
в отрасли*

14

**Инфографика**

*Спрос и предложение*

18

**Регионы**

*Уральский  
федеральный округ*

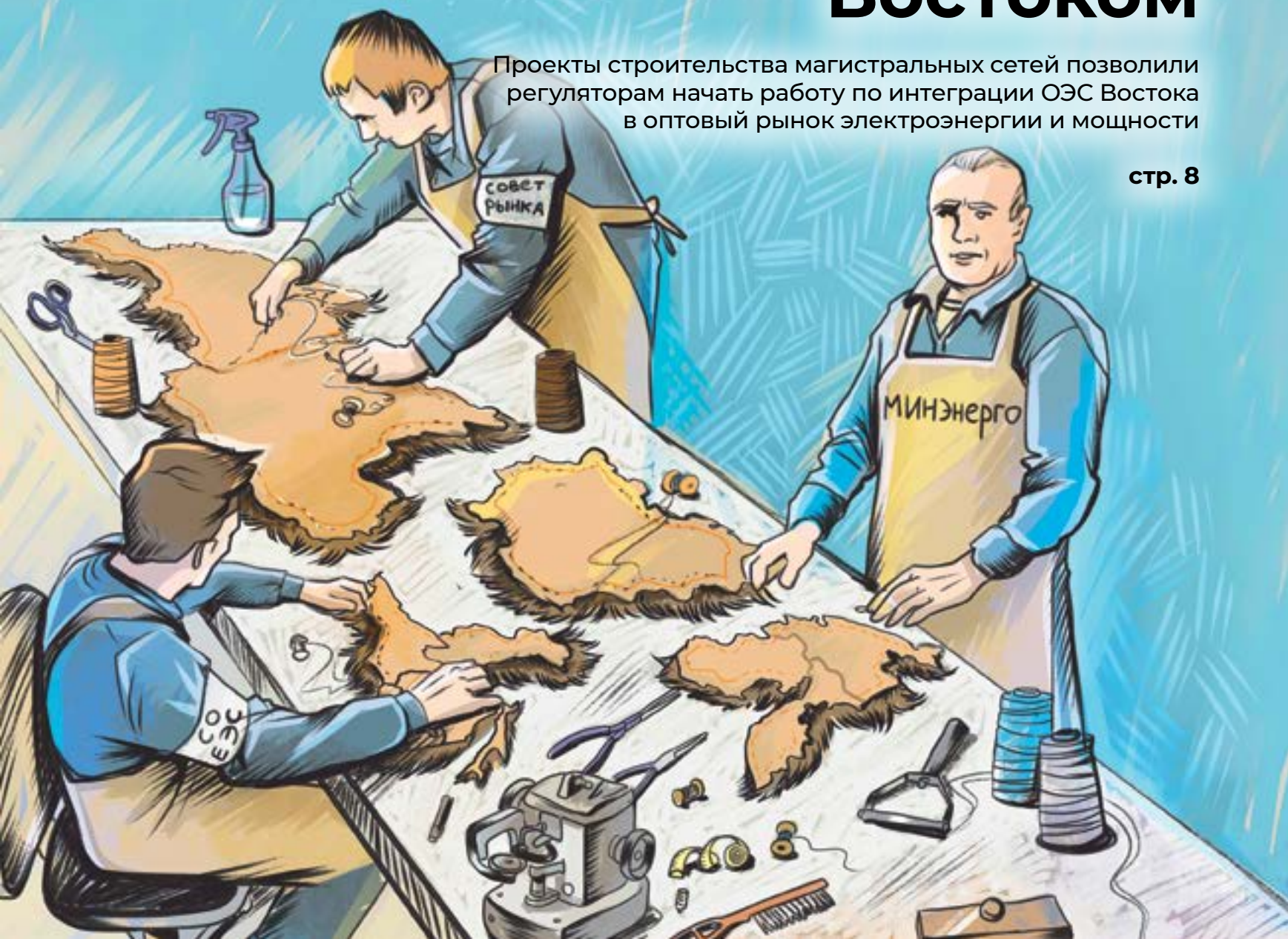
28

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

# Рынок прирастёт Востоком

Проекты строительства магистральных сетей позволили регуляторам начать работу по интеграции ОЭС Востока в оптовый рынок электроэнергии и мощности

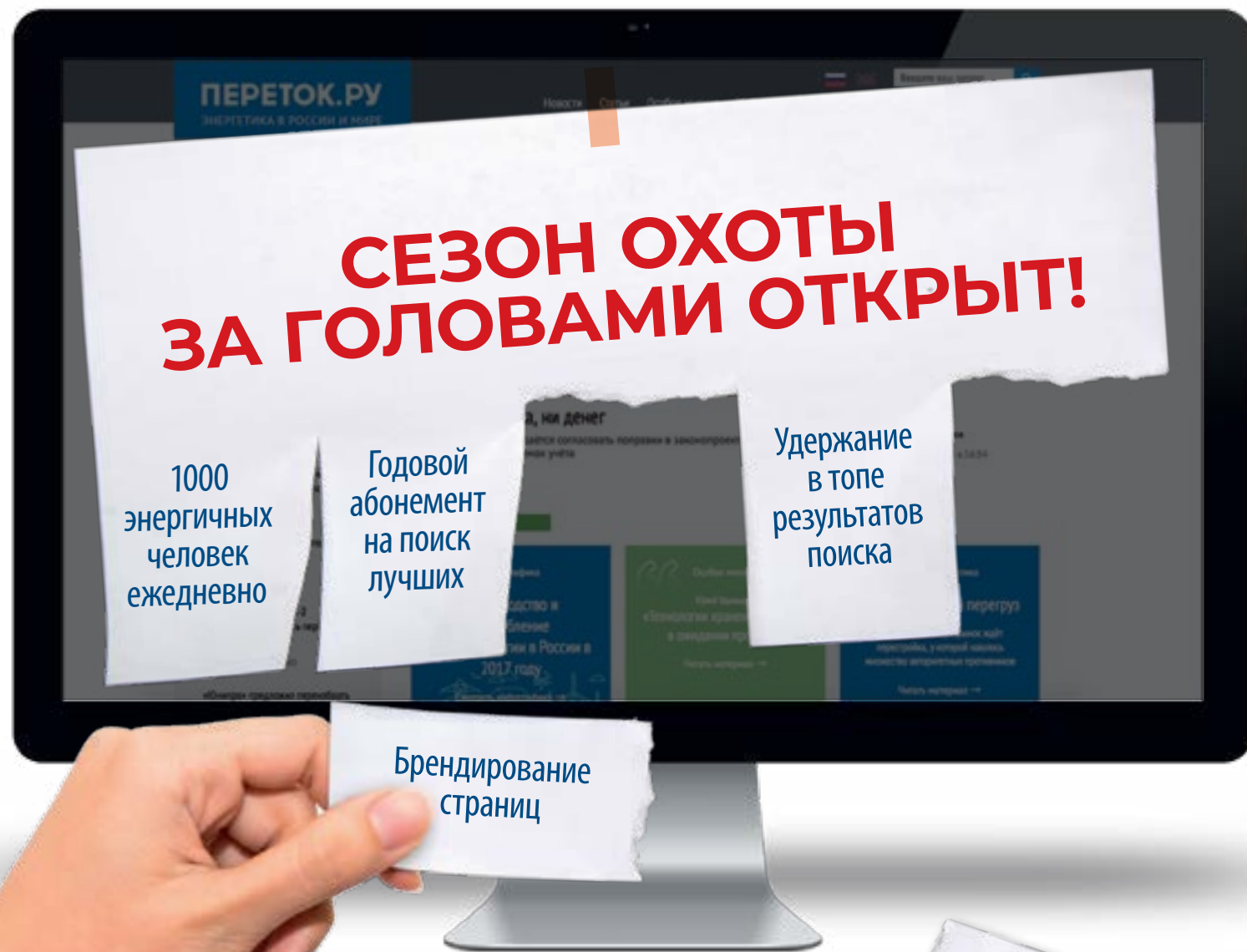
стр. 8





PERETOK.RU

ПРЕДСТАВЛЯЕТ



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

**ПОДРОБНОСТИ:**

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

Уважаемые читатели!

**Р**

ешение всевозможных неотложных вопросов, которые принёс энергетикам 2022 год, в отрасли шло параллельно с определением важных стратегических шагов. В номере, который вы держите в руках, мы рассказываем об этой работе.

Летом Минэнерго вновь вынесло в публичную плоскость вопрос о функционировании энергорынка на территории Дальнего Востока. Сейчас расчёты за электроэнергию здесь ведутся в рамках тарифного регулирования.

Переход к рыночным отношениям всегда тормозила нехватка электросетевых связей как внутри региона, так и с соседней Сибирью. Однако реализация крупных инвестпроектов, прежде всего расширение Восточного полигона РЖД, в ближайшем будущем расширит энергетическую инфраструктуру, поэтому начало работы рынка вновь стало актуальным. В **«Теме номера»** рассказываем, какие вопросы ещё предстоит решить и каким регуляторы видят переход от тотального регулирования.

Другая важная стратегическая тема – изменение системы перспективного планирования в электроэнергетике. О ней мы говорим в рубрике **«Тенденции»**. Отрасль давно не устраивала ситуация, когда регионы разрабатывали собственные разрозненные планы, в которых нередко были завышены необходимые объёмы генерации и сетей. В результате теперь схемы и программы развития как региональных энергосистем, так и Единой энергосистемы страны поручено разрабатывать «Системному оператору».

В сентябре на ежегодной конференции «Совета производителей энергии» участники отрасли обсуждали, насколько сбылись весенние прогнозы, каково текущее положение дел в отрасли и какие вопросы сейчас наиболее актуальны. Не обошлось и без стратегических тем корректировки механизмов КОМ и КОММод. В рубрике **«Интервью»** собрали для вас ключевые выступления конференции.

Также в этом номере журнала – самые актуальные новости российской и мировой энергетики, рассказ о микрогенерации и актуальная **«Инфографика»** о динамике энергоспроса и выработки. В рубрике **«Регионы»** рассказываем об энергетике Уральского федерального округа.

Редакция журнала  
«Энергия без границ»

→

01

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

Рынок прирастёт Востоком

Проекты строительства магистральных сетей позволили регуляторам начать работу по интеграции ОЭС Востока в оптовый рынок электроэнергии и мощности.

↓  
08↑  
1414 **тенденции**

Новое планирование

В 2022 году после многолетних споров и обсуждений регуляторы смогли приступить к перестройке системы перспективного планирования в отрасли.

18 **инфографика**

Спрос и предложение: ключевые данные о состоянии электроэнергетики

20 **эксперт-клуб**

Электромобили и инфраструктура

Продажи электромобилей в РФ в январе – августе выросли на 30,5%, а для владельцев зарядных станций были введены меры господдержки. «Энергия без границ» попросила экспертов поделиться прогнозами развития сектора.

24 **интервью**

«Мы выступаем за сохранение рынка как приоритетной модели»

«Совет производителей энергии» в сентябре на своей ежегодной конференции обсудил вопросы адаптации российской энергетики к работе в новых условиях. В этом номере «Энергии без границ» вместо традиционного интервью собрали основные высказывания участников прошедшей дискуссии.

↓  
24↑  
3228 **регионы**

Уральский федеральный округ: высокоманёвренная генерация и крупные промпотребители

30 **технологии**

Плавающий атомный энергоблок

Новейшие российские технологии для энергосбережения труднодоступных территорий.

→  
3632 **НВ**

Самые маленькие

Рассказываем о микрогенерации.

35 **календарь дней рождения ключевых лиц ТЭК России в ноябре**36 **фото номера**

Выработка ветряных электростанций в России в августе выросла на 139,2%

↑  
30

Учредитель и издатель:  
ПАО «Интер РАО»  
№ 4 (75) ОКТЯБРЬ 2022

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

Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-54414 от 10.06.2013

**Адрес редакции:**

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

**Главный редактор:**

Владимир Александрович Князев

**Шеф-редактор:** Александр Кленин

коммуникационная группа  
**MEDIALINE**

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», РИА «Новости», ТАСС, Shutterstock

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

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

Цена свободная

12+

→  
03



## В РОССИИ

**Пожалуй, самым долгожданным решением осени можно назвать выход нормативных документов, позволивших начать экономию ресурса ПГУ.** В связи с введенными международными санкциями энергетическая отрасль РФ столкнулась с проблемой сохранения ресурса газотурбинного оборудования иностранного производства из-за проблем сервисного обслуживания и обеспечения комплектующими. Речь идет о примерно 23 ГВт мощности тепловых станций РФ. Сроки действия механизма экономии ресурса – с 1 октября до конца 2023 года. Генкомпании будут сообщать «Системному оператору ЕЭС» (СО ЕЭС) о необходимости или об отсутствии необходимости экономии ресурса оборудования. Если экономия нужна, то такие блоки будут включаться в последнюю очередь. При этом для них будет снижена оплата мощности: на 10% – для объектов, окупившихся по ДПМ, и на 3% – для остальных. На октябрь компании подали в СО ЕЭС заявки на экономию ресурса 21 турбины общей установленной мощностью 2406 МВт.

Из долгожданных регуляторных событий надо отметить внесение правительством в Госдуму законопроекта, который создаст базу для разворачивания российской системы зеленых сертификатов в электроэнергетике, – документ обсуждался и корректировался несколько лет, и в отрасли давно ждали перехода работы на следующую стадию. Ещё одна новость от регуляторов – одобрение кабмином выплаты компенсаций электростанциям за прерывание статуса «вынужденных». Как отмечали разработчики соответствующего постановления правительства, несмотря на лишение статуса «вынужденных», отдельные электростанции не прекращают работу и делают это без «компенсации расходов на содержание генерирующего оборудования в цене на мощность, что приводит к убыткам компаний». Теперь эта проблема решена.



Андреев Владимир/URA.RU/TACC

**В третьей декаде сентября** комитет Госдумы по энергетике рекомендовал нижней палате парламента принять в первом чтении законопроект, закрепляющий возможность принудительной продажи акций компаний, нарушающих запрет на совмещение деятельности по передаче электроэнергии и/или диспетчерскому управлению с деятельностью по производству и/или сбыту. Запрет действует давно, и ФАС даже может вынести решение о принудительной реорганизации предприятий при его нарушении. Однако зачастую применять такие меры не получается при наличии аффилированных лиц в потенциальных компаниях-нарушителях, поэтому ФАС разработала проект, дающий ей право требовать в суде принудительной продажи акций. В качестве примеров нарушителей приводятся две госкомпании: «Россети» и РЖД. Профильный комитет ГД в целом поддержал проект, но внёс ряд смягчающих замечаний и предложений. Рассмотрение документа в первом чтении планируется в октябре.

составил уровень расчётов Северного Кавказа на ОРЭМ в январе – августе, по данным «Совета рынка»; долги сократились до 3,2 млрд рублей

124%

5,2

млрд кВт·ч может составить энергоэкспорт из РФ в Китай и Монголию в 2022 году, увеличившись на 19–20%, сообщил глава Минэнерго Николай Шульгинов



г-н Рюмин, процесс реорганизации планируется завершить в первом квартале 2023 года.

После выхода президентского указа, запретившего без специального разрешения до конца года сделки с долями иностранцев из недружественных стран в стратегических предприятиях, слухи о покупателях и продавцах энергоактивов несколько поутихли. Единственная официально анонсированная сделка почти два месяца была в категории ожидаемых – это покупка ЛУКОЙЛом и инвестиционным фондом «Газпромбанк – Фрезия» у итальянской Enel 56,43% акций «Энел Россия» примерно за €137 млн (при этом убытки от сделки оцениваются в €527 млн). 30 сентября было опубликовано распоряжение президента РФ, разрешившее продажу акций, – сделка станет первой в отрасли. Хотя корпоративные мероприятия компании пришлось сдвинуть. Назначенное на

**13 сентября** внеочередное собрание акционеров «Энел Россия», на котором планировалось избрать новый Совет директоров, а также переименовать компанию, не состоялось из-за отсутствия кворума.

Покупатель на российские активы финского Fortum пока не найден, но обширный список претендентов уже сократился. НОВАТЭК, в июне говоривший, что может рассмотреть покупку этих активов, в сентябре заявил об отсутствии заинтересованности в них. Между тем Fortum оценил свой бизнес в России в €5 млрд и сообщил, что не планирует продавать его дешевле. Fortum в России принадлежит 98,23% в ПАО «Фортум» и около 30% – в ПАО «ТГК-1», компания участвует в ряде проектов в возобновляемой энергетике. Помимо этого, Fortum пока является владельцем 73,4% акций немецкой Uniper, которой в России принадлежит 83,73% ПАО «Юнипро». Однако в сентябре было достигнуто соглашение о выкупе правительством Германии доли Fortum в Uniper, поэтому вполне возможно, что судьбу «Юнипро» будет решать уже новый бенефициар.

Отметим, что финский энергоконцерн начал деловой сезон с кадровых решений, сообщив, что исполнительный вице-президент Fortum Александр Чуваев покидает свой пост 1 сентября, но при этом остаётся главой российского дивизиона. Обе должности г-н Чуваев занимал с октября 2009 года.



Петр Ковалев/TACC



**«Сахалинэнерго» (входит в группу «РусГидро») приобретёт для Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 две газотурбинные установки (ГТУ) мощностью по 25 МВт каждая производства «ОДК-Авиадвигатель», чтобы заменить действующее оборудование General Electric, сообщило Минэнерго Сахалинской области.**

Доля ТЭЦ-1 в общем объёме производства электроэнергии в области составляет 46%. Региональное министерство подчёркивает, что, несмотря на наличие действующих договоров, «Сахалинэнерго» не в состоянии обеспечивать ремонты газотурбинных установок, поскольку таможенные органы США и Евросоюза отказывают в пропуске деталей ГТУ в Россию. «При существующем режиме работы оборудования дефицит в энергосистеме возникнет уже начиная с максимумов нагрузки в четвёртом квартале 2024 года. То есть за 2,5 года необходимо обеспечить замещение выбывающих газотурбинных мощностей Южно-Сахалинской ТЭЦ-1», – заявили в Минэнерго (цитата по «Интерфаксу»).

Согласно договору с ОДК, первую ГТУ должны поставить на Южно-Сахалинскую ТЭЦ-1 до 31 августа 2023 года и ввести в эксплуатацию до 31 января 2024 года. Срок поставки второй ГТУ – до 31 января 2024 года, ввод в эксплуатацию – до 31 июля 2024 года.



# В МИРЕ



2. ЕС

## Энергокризис в Европе

**Европейская комиссия (ЕК) предложила ввести лимит доходов для производителей электроэнергии, перенаправив часть этих средств на меры, которые позволили бы смягчить последствия энергетического кризиса, сообщил «Интерфакс».**

«Страны ЕС уже потратили миллиарды евро на помощь страдающим домохозяйствам. Однако мы знаем, что этого недостаточно», – заявила глава ЕК Урсула фон дер Ляйен. Комиссия предложила временно

ограничить доходы части генераторов (ВИЭ, АЭС, угольные ТЭС) с более низкой себестоимостью электроэнергии. «Эти инфрамаржинальные производители получают исключительные доходы при относительно стабильных эксплуатационных расходах, поскольку дорогие газовые электростанции повышают оптовую цену на электроэнергию», – отметили в ЕК, предлагая установить верхний предел «инфрамаржинальных доходов» на уровне €180 за 1 МВт•ч. Доходы сверх этого государства соберут и направят на снижение трат потребителей.

Среди других антикризисных мер – сокращение энергопотребления в часы пик в ближайшие месяцы, а также снижение общего энергоспроса как минимум на 10%.



1. Египет

## Суэцкий канал «озеленят» водородом

**Производитель возобновляемой энергии Globelec подписал с правительством Египта меморандум о создании производства зелёного водорода в Экономической зоне Суэцкого канала, передала ассоциация «Глобальная энергия».** Проект предполагает строительство 3,6 ГВт электролизных мощностей и 9 ГВт ветрогенераторов и солнечных панелей.

Это не первая инициатива в области зелёного водорода, заявленная в Экономической зоне Суэцкого канала. Ранее компания Masdar, принадлежащая государственному инвестиционному фонду ОАЭ Mubadala, подписала два меморандума с правительством Египта о строительстве электролизных установок общей мощностью 4 ГВт.

Одним из последствий роста интереса к зелёному водороду в Египте станет рост строительства ветровых и солнечных генераторов. По данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии, суммарная мощность ВЭС и ГЭС в стране по итогам 2021 года составила 3,3 ГВт. Проект Globelec увеличит этот показатель до более чем 12 ГВт.



3. Азербайджан

## Энергоэкспорт из Азербайджана

**Венгрия готова присоединиться к реализации проекта экспорта электроэнергии из Азербайджана через Грузию в Европу по подводному кабелю через Чёрное море.** Об этом, как передал «Интерфакс», сообщил глава МИД Венгрии Петер Сиярто в конце августа.

«Азербайджан будет производить большое количество зелёной электроэнергии, которая будет поставляться по подводному кабелю сначала в Грузию, затем в Румынию. И сегодня мы договорились, что Венгрия присоединится к этому масштабному плану», – отметил г-н Сиярто.

Он уточнил, что часть этой зелёной энергии Венгрия сможет использовать для обеспечения собственных потребностей, а часть направлять транзитом



Alexandros Michailidis / Shutterstock.com, Yayan Prasetyo / Shutterstock.com



5. Китай

## Прибрежные ВЭС в Китае

**Китай в первой половине 2022 года обеспечил 75% глобального ввода прибрежных ветрогенераторов: в КНР их установленная мощность увеличилась на 5,1 ГВт, в мире в целом – на 6,8 ГВт, свидетельствуют данные World Forum Offshore Wind (WFO).**

Схожее соотношение было характерно и для количества реализованных проектов, констатируют в ассоциации «Глобальная энергия»: в Китае

с января по июнь 2022 года было введено 25 надводных ветрокомплексов, состоящих из двух и более турбин, тогда как во всём остальном мире – восемь, в том числе пять во Вьетнаме и по одному в Великобритании, Италии и Южной Корее. Общая мощность действующих прибрежных ветрогенераторов увеличилась с 48,2 до 54,9 ГВт, из которых 45% приходится на КНР.

Данные WFO в целом подтвердили тенденции прошлого года, когда Китай благодаря вводу 17,4 ГВт вышел на первое общемировое место по мощности действующих прибрежных ВЭС, опередив Великобританию.



6. Таиланд

## Газовая ТЭС взамен угольной

**В Таиланде введена в эксплуатацию парогазовая электростанция (ПГЭС) Bang Pakong, состоящая из двух энергоблоков по 700 МВт каждый.**

За разработку проекта, строительство и последующую эксплуатацию ПГЭС отвечают GE и таиландский независимый производитель электроэнергии Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). ПГЭС построена для замещения мощности выведенной из эксплуатации угольной ТЭС Bang Pakong, построенной в 1977 году. Проект строительства реализован в рамках правительственной программы, направленной на замену угольных станций новыми высокоэффективными ПГЭС для сокращения выбросов CO<sub>2</sub>, повышения надёжности и обеспечения гибкости энергосистемы Таиланда.



4. Индонезия

## Крупнейшая в Юго-Восточной Азии угольная ТЭС

**На индонезийском острове Ява введена в эксплуатацию крупнейшая в Юго-Восточной Азии угольная ТЭС Batang мощностью 2 ГВт, говорится в международном мониторинге «Системного оператора».**

ТЭС состоит из двух угольных блоков по 1 ГВт каждый (котёл на сверхкритические параметры пара, паровая турбина и генератор производства Mitsubishi Hitachi). Это первый проект в Индонезии,



реализуемый государственно-частным партнёрством. В него вошли японская энергокомпания J-Power, Министерство финансов Индонезии и подконтрольный ему Индонезийский гарантийный фонд инфраструктуры. Стоимость проекта составила \$4,2 млрд.

В 2021 году в структуре выработки электроэнергии в Индонезии преобладала угольная генерация. Суммарная установленная мощность угольных станций в стране составила 39,5 ГВт (50%), выработка – 190 ТВт•ч (62%). Страна также является первым в мире экспортёром и третьим по величине производителем угля (592 млн т в 2021 году).



# Рынок прирастёт Востоком

текст: Александра Белкина

Третья ценовая зона (3 ЦЗ) российского энергорынка, создание которой на территории дальневосточных регионов обсуждается отраслью и регуляторами несколько лет, может начать формироваться уже в следующем году, но просуществовать недолго. По завершении переходного периода в 2026–2027 годах она фактически вольётся во вторую ценовую (2 ЦЗ, Сибирь), объём потребления в которой в шесть раз выше, чем на Дальнем Востоке. При этом традиционные сторонники либерализации энергорынка – потребители – предлагают на этот раз не спешить: развитию конкуренции в регионе мешает безальтернативность поставщика для потребителя из-за линейности сетевых связей.

Объединённая энергосистема (ОЭС) Востока, включающая дальневосточные территории, много лет остаётся единственной из семи ОЭС России, где не работает оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ), а продолжает действовать тарифное регулирование. В 2017 году Минэнерго заявляло, что изучит вопрос о создании третьей

ценовой зоны в Дальневосточном федеральном округе (ДФО). Осенью 2018 года Николай Шульгинов, руководитель на тот момент «РусГидро» (почти монопольным поставщиком энергии в ДФО), говорил, что создание 3 ЦЗ возможно после строительства новых электростанций и электросетей. Специалисты в свою очередь указывали на многолетнее хроническое недоинве-

стирование в энергетике региона, так что к реальности появления 3 ЦЗ в секторе долгое время относились скептически.

Активизация процесса подготовки к распространению энергорынка на Дальний Восток произошла в конце прошлого года. В декабре

В ОЭС Востока на притоках реки Амур расположены такие крупные ГЭС, как Бурейская и Зейская (на фото), суммарной мощностью 3,34 ГВт



Николай Шульгинов, министр энергетики РФ

Дальний Восток будет играть в российской энергетике ключевую роль – через него пойдёт «Сила Сибири – 2», здесь будут происходить расширение Восточного полигона, развитие угледобычи, освоение газового потенциала Восточной Сибири, а также газификация Забайкальского, Иркутского края, Еврейской автономной области, Бурятии

Президент РФ Владимир Путин поручил правительству актуализировать Энергетическую стратегию, продлив горизонт её действия до 2050 года. В тексте поручений, который цитировал «Интерфакс», также шла речь об утверждении к июлю планов по строительству электросетей для объединения энергосистем Востока и Сибири. В июне на ПМЭФ-2022 Николай Шульгинов (в 2020 году возглавивший Минэнерго РФ) сообщил, что министерство уже передало в правительство план-график строительства магистральных линий электропередачи для соединения и обеспечения синхронной работы энергосистем Сибири и Востока – он уже в работе и учтён в схеме и программе развития Единой энергосистемы страны (СИПР ЕЭС).

Замглавы Минэнерго Павел Сниккарс уточнял, что планируется два этапа сетевого строительства: три линии 220 кВ, потом линия 500 кВ. «Это позволит нам более оптимально использовать генерационные резервы Сибири и Востока, снизить объём резервирования генерации в ОЭС Востока, плюс строительство линии 500 кВ со стороны юга Приморья, что уже заложено в СИПР. Это улучшает

перспективы осуществления планов по созданию 3 ЦЗ в силу экономической и технической инфраструктуры», – пояснил замминистра. По его словам, первый этап строительства ЛЭП планируется завершить в 2027–2028 годах.

«Объединение Востока с основной – единой – энергосистемой, безусловно, создаёт предпосылки к распространению рыночных правил. Собственно, это можно делать даже с опережением темпа фактического строительства, чтобы правила рынка распространить на всю синхронную часть будущей энергосистемы», – отмечал председатель правления «Системного оператора» ЕЭС Фёдор Опадчий.

«Мы считаем, что нужно создавать третью ценовую зону. Вопросы, создавать или не создавать, нет, вопрос лишь когда и в подходах. У нас на площадке министерства создана рабочая группа, мы эту тему отработываем с начала года. У нас уже есть чёткое понимание, как мы это будем делать. Мы будем основываться на заключённых контрактах на основе регулируемых договоров. Мы будем приводить в соответствие основные принципы ценообразования. У нас появляется там и генерация – не только у одного собственника, есть и другие собственники. Поэтому здесь решение о создании третьей ценовой зоны будет», – обещал в начале лета г-н Сниккарс.

В сентябре на Восточном экономическом форуме (ВЭФ-2022) тема создания третьей ценовой зоны оказалась ключевой для энергетиков, причём регуляторы перешли к обсуждению конкретных планов и шагов. Переход к конкурентному рынку электроэнергии на Дальнем Востоке будет реализован поэтапно, завершится в 2025 году и позволит в том числе повысить эффективность производства электроэнергии, заявил Николай Шульгинов на панельной сессии «Электроэнергетика Дальнего Востока: расширение зоны конкурентного ценообразования и интеграция с ЕЭС России». Министр напомнил, что руководство страны уделяет большое внимание развитию Дальнего Востока; Владимир Путин назвал это направление «долгосрочным и абсолютным приоритетом для России».

«Дальний Восток будет играть в российской энергетике ключевую роль – через него пойдёт «Сила Сибири – 2», здесь будут происходить расширение



Восточного полигона, развитие угледобычи, освоение газового потенциала Восточной Сибири, а также газификация Забайкальского, Иркутского края, Еврейской автономной области, Бурятии», – пояснил министр. По его словам, одно лишь только соединение системы газоснабжения с «Силой Сибири» и газопроводом Сахалин – Хабаровск – Владивосток кардинально изменит картину экономики ДФО.

Способствовать развитию региона должен поэтапный переход к конкурентному рынку электроэнергии. Сейчас Объединённая энергосистема Востока – единственная из семи, где отсутствуют конкурентные отношения и рыночное ценообразование. Пользу от либерализации видят все участники и регуляторы сектора.

«В результате ожидаются существенное повышение эффективности производства электроэнергии и снижение её стоимости, рост эффективности загрузки станций и долгосрочного планирования объёмов генерирующих мощностей, необходимых энергосистеме, возможность использования в дальнейшем конкурентных механизмов отборов новых инвестиционных проектов», – сказал Николай Шульгинов, подчеркнув, что население эти преобразования не затронут: поставка электроэнергии сохранится по тарифам.

«В отношении иных потребителей мы не ожидаем и не допустим резкого скачка цен, но ожидаем существенного изменения их структуры. Цены на электроэнергию будут определяться на почасовой основе. Мы ожидаем их снижения в часы минимального спроса и понятного увеличения в часы пиковой нагрузки», – добавил он.

По словам главы Минэнерго, ещё одной важной задачей является обновление основных фондов в изолированных энергосистемах. Регионы и компании сейчас активно реализуют программы модернизации. Важно при этом внедрять решения на базе сочетания традиционной дизельной генерации с возобновляемыми источниками энергии и местными видами топлива.

«Мы не должны забывать о социальных факторах, должны не допускать всплесков цен, постоянно иметь в виду необходимость сохранения надёжности энергоснабжения потребителей. Нам всем стоит объединить усилия по достижению стратегических целей, что создаст предпосылки для ускоренного экономического развития Дальнего Востока», – заключил Николай Шульгинов.



Юрий Снитков/ТАСС

**С** таким подходом согласны и в «Совете рынка» – регулятор последовательно выступает за усиление конкуренции и расширение сферы рыночных отношений в электроэнергетике. Применяемое в неценовых зонах тарифное регулирование имеет хорошо известные минусы. Так, фактическая стоимость топлива зачастую не соответствует учитываемой при установлении тарифов, что приводит к выпадающим доходам генерирующих компаний, рассказывал глава «Совета рынка» Максим Быстров. Кроме того, тарифное регулирование не создаёт стимулов к снижению затрат для поставщиков и рациональному планированию потребления электроэнергии покупателями. Как следствие – повышенный расход топлива, высокие показатели затрат электроэнергии на собственные нужды электростанций. Фактически отсутствуют и стимулы к инвестиционной активности, за ис-

**А** в структуре генемощностей ОЭС Востока 59% приходится на долю ТЭС

ключением выполнения государственных программ.

При этом в части дальневосточных регионов тарифы снижены до среднероссийского уровня за счёт повышенных платежей потребителей оптового энергорынка (европейская часть РФ, Урал и Сибирь). Они уже заплатили более 142,7 млрд рублей за четыре года действия этого механизма (запущен в 2017 году). Кроме того, согласно действующим нормам, потребителям ценовых зон придётся оплатить 90% стоимости шести проектов «РусГидро» по модернизации ТЭС на Дальнем Востоке, капекс которых предварительно оценивался в 337 млрд рублей, а доходность составит до 12,5%.

## Отсутствие конкуренции на фоне линейности сетевых соединений генерации и потребителей – ключевая проблема в будущей 3 ЦЗ, полагают промышленники

Для запуска энергорынка в ДФО необходимо выполнить ряд условий. Первое из них – наличие конкуренции: сейчас здесь работают всего два крупных игрока, этого недостаточно, говорил г-н Быстров. Долгое время на Дальнем Востоке работал только один крупный генератор – «РусГидро». В 2020 году СГК после обмена активами с «РусГидро» стала собственником Приморской ГРЭС (мощность – 1,47 ГВт).

«Необходимо ограничить влияние крупных поставщиков на рынок. Это может быть реализовано на первоначальном этапе особыми условиями функционирования ОРЭМ на территории Дальнего Востока, а впоследствии за счёт разукрупнения активов генерации и особенно усиления системных связей со второй ценовой зоной», – считает глава «Совета рынка». Под последующим разукрупнением активов генерации может подразумеваться, например, будущая распродажа тепловой генерации «РусГидро» в ДФО. Ранее такой сценарий уже обсуждался в секторе.

**О**тсутствие конкуренции на фоне линейности сетевых соединений генерации и потребителей – ключевая проблема, которую невозможно решить распродажей ТЭС для механического увеличения числа игроков в будущей 3 ЦЗ, полагают промышленники.

«Просто сменить вывеску недостаточно. Для появления полноценного энергорынка наряду с усилением связи между ОЭС Сибири и ОЭС Востока необходимы значительные ресурсы и время на развитие топологии электрической сети в дальневосточных регионах, – говорит заместитель директора «Сообщества потребителей энергии» Валерий Дзюбенко. – Иначе даже увеличение числа генерирующих компаний не позволит развить конкуренцию, поскольку альтернативных вариантов энергоснабжения потребителей, кроме как от данной конкретной станции по данной конкретной линии, не будет. Никакой необходимости спешить с присоединением ОЭС Востока к энергорынку в отсутствие ощутимых эффектов для потребителей в виде снижения стоимости энергоснабжения нет. Было бы неправильно использовать энергорынок исключительно для упрощения доступа дальневосточным энергокомпаниям к нерыночным надбавкам и наращивания тарифно-ценовой нагрузки на экономику».



Павел Сниккарс,  
замминистра энергетики РФ

**В** Мы считаем, что нужно создавать третью ценовую зону. Вопроса, создавать или не создавать, нет, вопрос лишь когда и в подходе

Потребители имеют в виду доступ к таким общероссийским программам, как модернизация ТЭС и строительство зелёной генерации (ДПМ ВИЭ) за счёт ОРЭМ. Запуск рынка откроет эти инвестиционные инструменты для энергетики Дальнего Востока, подтверждают регуляторы. Здесь возникает вторая задача, которую ставит перед собой «Совет рынка» при либерализации энергетики ДФО, – не допустить резких всплесков цен для потребителей.

«Одномоментный перевод региона на условия работы, принятые в ценовых зонах, неизбежно вызовет определённый рост цен. Поэтому необходимо по возможности смягчить последствия, в том числе за счёт постепенного перехода к полностью конкурентным отношениям, с особенностями функционирования в указанный переходный период. Это важно ещё и для того, чтобы, как справедливо заметил замглавы ФАС России Виталий Королёв, привлекая инвесторов в электроэнергетику, не спугнуть инвесторов в другие отрасли экономики региона», – отметил Максим Быстров по итогам дискуссии на ВЭФ.

Реализация планов по развитию энергосистемы позволит оптимизировать



состав включённого геноборудования, его загрузку, обеспечит возможности дополнительной передачи энергии и мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока и в её дефицитные энергорайоны, а также снизит совокупный объём резервов генерации, отмечают в «Системном операторе». Присоединение ОЭС Востока к ЕЭС создаст технические условия для перераспределения выработки электростанций и возможность выбора мест для размещения новых объектов. Таким образом, будут созданы условия для конкуренции между поставщиками, что открывает перспективы включения ОЭС Востока в ценовую зону оптового рынка.

«Справедливые цены на рынке и конкуренция между поставщиками – оптимальный способ обеспечить эффективное использование оборудования и привлечь в энергетику инвестиции, необходимые для дальнейшего промышленного развития Восточного региона», – пояснял Фёдор Опадчий.

**3** авершение процесса либерализации должно быть связано с технологической синхронизацией функционирования ОЭС Востока и Сибири, которая сейчас ожидается в горизонте 2026–2027 годов,

а после этого можно будет уже и принимать решение об объединении второй и третьей ценовых зон, считают в «Совете рынка».

«Согласованный проект дорожной карты, составленной в соответствии с поручением президента, на наш взгляд, представляет собой адекватный ответ на поставленные выше вопросы. В соответствии с дорожной картой, уже в следующем году запланировано начало выполнения мероприятий по переводу электроэнергетики Дальнего Востока на рыночные рельсы, с постепенным расширением долей электроэнергии и мощности, реализуемых по нерегулируемым ценам», – пояснил Максим Быстров.

Как предлагают в «Совете рынка», в течение переходного периода на территории ДФО торговля мощностью в либерализованной части должна осуществляться по цене конкурентного отбора (КОМ), определённой для 2 ЦЗ. По завершении переходного периода – по цене КОМ, определённой по результатам единого отбора мощности для 2 и 3 ЦЗ. Торговля электроэнергией в пределах либерализованной части должна вестись по общим правилам ОРЭМ. Механизм трансляции цены

## Сейчас Объединённая энергосистема Востока – единственная из семи, где отсутствуют конкурентные отношения и рыночное ценообразование

Тепловая генерация в ДФО в ближайшие годы продолжит обновляться в рамках общероссийской программы модернизации ТЭС, а также за счёт строительства мощностей для Восточного полигона РЖД



Виталий Аньков / РИА «Новости»

ОРЭМ на розничные рынки также может применяться в соответствии с обычными действующими правилами. Проект целевой модели оптового рынка на территории ДФО планируется представить правительству в течение осени, говорит собеседник в одном из регуляторов.

Переходный период может продлиться четыре года (2023–2026), после чего макрорегион станет частью ОРЭМ, фактически влившись в 2 ЦЗ, следует из пояснений «Совета рынка» и «Системного оператора» ЕЭС. Нецелесообразность долгосрочного самостоятельного существования 3 ЦЗ объясняется прежде всего не очень значительным объёмом потребления на Дальнем Востоке. Ранее он составлял одну шестую сибирского потребления, сейчас возрос до одной пятой: по итогам первых восьми месяцев 2022 года потребление в ОЭС Востока составило 28,8 млрд кВт•ч против 146,4 млрд кВт•ч в ОЭС Сибири и 547,5 млрд в остальных ОЭС (европейская часть РФ и Урал).

Надо заметить, что спрос на электроэнергию в ДФО в последние годы показывает стабильно большой прирост. В 2021 году увеличение по сравнению с 2020 годом составило 5,3% (до 42,85 млрд кВт•ч), а без учёта 29 февраля високосного 2020 года – 5,6%. В ковидном 2020 году ОЭС Востока стала единственной энергосистемой, в которой произошёл рост потребления – он составил 1%. В 2019 году спрос в регионе вырос на 17,9% к уровню 2018 года. До 2028 года в ОЭС Востока ожидается рост потребления электроэнергии на 25,3%, заявил на ВЭФ Фёдор Опадчий.

В теории процесс либерализации может пойти ещё быстрее. Поэтапный переход к конкурентному рынку в ДФО может быть осуществлён уже к середине 2025 года, сообщил на ВЭФ Николай Шульгинов. Для этого необходимо значительно усилить связи между ОЭС Сибири и Востока, осуществить запланированное развитие сетевой инфраструктуры внутри макрорегиона, обновить и увеличить генерирующие мощности, решить проблемы с обеспечением электростанций надёжным и доступным топливом, отметил глава Минэнерго. При этом, комментируя сроки, министр оговорился, что переход к рынку будет происходить в темпе, зависящем от экономической ситуации в стране и в регионе.



Евгений Переверзев / РИА «Новости»

### Новые сети

В СиПР ЕЭС на 2022–2028 годы отдельный раздел посвящён организации параллельной работы ОЭС Востока и Сибири. В нём перечислены проекты строительства электросетей, которые рекомендуется построить в дополнение к тем, что будут созданы в рамках расширения БАМа и Транссиба. Это воздушная линия (ВЛ) 220 кВ «Даурия – Могоча» ориентировочной протяжённостью 324 км и стоимостью в 6,1 млрд рублей, а также ВЛ 220 кВ «Таксимо – Чара» (возможен перевод существующей ВЛ 110 кВ на напряжение 220 кВ) ориентировочной протяжённостью 239 км и стоимостью в 4,4 млрд рублей. Кроме того, будет необходима установка дополнительных устройств противоаварийной автоматики и перенастройка действующих устройств РЗА, параметры которых должны уточняться при конкретном проектировании.

После реализации этих мер параллельная синхронная работа ОЭС Сибири и ОЭС Востока будет осуществляться по электрическим связям, входящим во вновь образуемое контролируемое сечение «Восток – Сибирь» в составе семи ЛЭП 220 кВ. В СиПР отмечается, что предложенные технические решения вместе с развитием системы противоаварийного управления обеспечат следующие величины обмена мощностью в нормальной схеме по сечению «Восток – Сибирь»: 350 МВт из ОЭС Сибири в ОЭС Востока и 450 МВт из ОЭС Востока в ОЭС Сибири.

Для дополнительного усиления связей между энергосистемами после 2028 года в СиПР рекомендуется строительство ещё трёх ВЛ 500 кВ: «Таксимо – Чара», «Тында – Чара» и «Даурия – Тында». Окончательные параметры этих линий ещё предстоит определить. При реализации перечисленных проектов, как прогнозируется в документе, переток мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока возрастёт до 620 МВт, а из ОЭС Востока в ОЭС Сибири – до 690 МВт.





## Новое планирование

текст: Юрий Юдин

**В 2022 году, после многолетних споров и обсуждений, регуляторы смогли приступить к перестройке системы перспективного планирования в отрасли. Признав неэффективность региональных прогнозов, энергетики возвращаются к централизации функций. Главным ответственным стал «Системный оператор» (СО), в ведении которого раньше было планирование развития Единой энергосистемы (ЕЭС).**

**В** июне Президент РФ Владимир Путин подписал поправки в федеральный закон «Об электроэнергетике», вносящие изменения в систему прогнозирования в отрасли. Согласно принятым корректировкам, с 1 января 2023 года «Системный оператор» будет отвечать за разработку программных документов в сфере перспективного развития электроэнергетики.

«Принятие нового закона логично продолжает процесс совершенствования действующей с 2009 года системы перспективного планирования развития

электроэнергетики. За эти годы в отрасли созданы необходимые компетенции и технологии, позволяющие в новой модели принятия решений синхронизировать региональные планы развития электроэнергетики с общенациональными и скоординировать вводы генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры, с одной стороны, и развитие магистрального сетевого комплекса и распределительных сетей – с другой», – отметил председатель правления СО ЕЭС Фёдор Опадчий.

Действовавшая до этого система была двухуровневой: региональные власти

разрабатывали схемы и программы развития энергосистем (СиПР) регионов, а затем эта информация использовалась в работе по формированию СиПР ЕЭС. Система не раз вызвала нарекания и регуляторов, и потребителей, и участников энергосектора. Основные вопросы вызывали завышенные планы властей на местах по строительству энергообъектов, прежде всего электросетей.

«Зачастую складывается ситуация, когда регионы говорят: «Мы энергодефицитный регион, который включён в единую энергосистему». Мы говорим: «Как это возможно? Вы же в единой энергосистеме». – «Ну вот смотрите, у нас своей генерации мало, мы потребляем электроэнергию, которая производится на станциях, расположенных в других регионах». Мы отвечаем: «Мы же всей страной строили большие станции, у которых установленная мощность, например, более 4 ГВт, а потребление региона, в котором эта станция находится, меньше гигаватта. Конечно, надо будет выдавать электроэнергию вовне». Нам важно найти рациональный баланс между излишним сетевым строительством, строительством генерации и формированием прогноза спроса,



В 2022 году из 85 региональных схем утверждено только

# 70

Нынешние корректировки системы планирования – это продолжение работы, начатой ещё в 2009 году, напомнил Фёдор Опадчий



Анатолий Стрелев/Росконгресс

чтобы экономика была обеспечена необходимыми ресурсами», – рассказывал в интервью «Интерфаксу» замглавы Минэнерго РФ Павел Сниккарс.

Кроме того, претензии возникали к качеству разработки региональных программ, отсутствию единых подходов и срокам утверждения. По словам г-на Сниккарса, в 2022 году из 85 региональных схем утверждено только 70. При этом в срок до 1 мая, в который они должны были быть утверждены, чтобы их можно было использовать в дальнейшем в инвестиционном планировании, утверждено только 65. «Исходя из этой статистики, можно сказать, что уже 20 регионов не имеют документа перспективного планирования, на который можно опираться при формировании и рассмотрении инвестиционных программ. Очевидно, нужны изменения», – указывал замминистра.

Федеральные регуляторы подчёркивают, что после корректировки системы планирования регионы не будут исключены из процесса разработки, они будут предоставлять исходную информацию, в том числе об инвестпроектах, которым потребуется организовать энергообеспечение. Наряду с обязательным общественным обсуждением СиПР для региональных органов власти предусмотрена процедура рассмотрения проекта документа в части технических решений по развитию электроэнергетики регионов. Также с регионами будет вестись работа по координации планов развития со схемами теплоснабжения.

Отвечая на вопрос о росте тарифа СО ЕЭС из-за появления новых функций, Павел Сниккарс сообщил, что увеличе-

ние будет незначительным. «Почему мы выбрали «Системный оператор»? Если создавать эту функцию заново, допустим, отдельные проектные институты, то получилось бы в три раза дороже. То есть прирост затрат в «Системном операторе» минимален из-за оптимальности обеспечения доступа к информации, ответственности за принятые решения и возможностей его разветвлённой оргструктуры. Поэтому да, изменения в тарифно-балансовой сфере произойдут, но они будут незаметными», – прокомментировал замминистра «Интерфаксу».

**В** рамках новых полномочий «Системный оператор» будет отвечать за два ключевых направления – разработку долгосрочной Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и среднесрочных схем и программ развития электроэнергетических систем (ЭЭС) России, включая решения по развитию ЕЭС и электроэнергетики регионов.

«Уходящая» система планирования предполагает разработку раз в три года 15-летней Генсхемы, ежегодное формирование 7-летней СиПР ЕЭС, а также ежегодное формирование 5-летних СиПР регионов страны. В новой системе Генсхема будет разрабатываться на 18-летний срок раз в шесть лет (с корректировкой раз в три года); СиПР ЭЭС, включающая решения для ЕЭС и регионов, будет формироваться ежегодно сроком на шесть лет. Оба документа будут проходить обязательное публичное обсуждение, после чего СиПР ЭЭС будет утверждаться Министерством энергетики РФ,



**Генсхему размещения энергообъектов, последний вариант которой утверждён в 2017 году, планируется обновить к концу 2024 года**



а Генеральная схема – правительством. Как говорится в материалах «Системного оператора», СиПР на 2023–2028 годы планируется утвердить до 1 марта 2023 года, СиПР на 2024–2029 годы – до 1 декабря 2023 года, и в дальнейшем эти документы должны утверждаться ежегодно до начала декабря. Генеральную схему предполагается разработать и утвердить до 1 декабря 2024 года.

Действующая Схема и программа развития ЕЭС России принята в феврале и рассчитана на 2022–2028 годы, так что в следующем году, по сути, сначала пройдёт её корректировка, а затем уже будет разработан документ на последующий год. Председатель правления «Системного оператора» Фёдор Опадчий в конце сентября на конференции «Новая Россия – новая энергетика» «Совета производителей энергии» рассказал о текущих параметрах СиПР и об актуализации и уточнении её параметров в процессе подготовки схемы на 2023–2028 годы. В соответствии с утверждённой СиПР, в Единой энергосистеме России ожидается рост годового электропотребления с 1,112 трлн кВт•ч в 2022 году до 1,177 трлн кВт•ч в 2028-м (+5,8%), увеличение максимума потребления мощности с 164 до 175 ГВт (+7,2%) и увеличение установленной мощности электростанций с 247 до 253 ГВт (+2%).

За эти годы планируется ввести почти 15 ГВт генерирующих мощностей. Из них 8 ГВт – тепловой генерации, 4,2 ГВт – ветровой и солнечной, 2,4 ГВт – атомной и 0,3 ГВт ГЭС. Прирост мощности на электростанциях в результате модернизации существующего оборудования прогнозируется в объёме около 1,6 ГВт. В 2022–2028 годах ожидается вывод из эксплуатации 9,9 ГВт генерации. Кроме того, важным фактором развития энергосистемы является запущенная в 2019 году программа модернизации ТЭС, предполагающая обновление оборудования генерирующих объектов совокупной установленной мощностью 47 ГВт в ценовых зонах и 3,4 ГВт – в неценовых. В настоящее время по итогам конкурсов уже сформированы планы в отношении 26,8 ГВт, что составляет 57% от планового объёма программы. При этом г-н Опадчий отметил, что планы в рамках программы модернизации, скорее всего, будут скорректированы, в том числе с учётом последствий введённых в этом году санкций. Он напомнил, что уже подано несколько заявок на перенос сроков проектов.

Как следует из презентации г-на Опадчего, пока прежним остаётся



перечень территорий, в которых для покрытия прогнозируемого спроса необходимо строительство новой генерации или сетей. Это Бодайбинский энергорайон в Иркутской области, Юго-Западный район энергосистемы Краснодарского края и Адыгеи, южная часть Иркутской области, Бурятия, юго-западные районы Забайкальского края (в районе Читы), ОЭС Востока в целом, в которой выделяется юг Приморского края.

Говоря о новых тенденциях, которые нужно учитывать при планировании, г-н Опадчий отметил изменения в структуре энергопотребления и рост спроса на электроэнергию в связи с развитием дата-центров и майнинга криптовалют. По мнению главы «Системного оператора», учитывая высокую мобильность и короткие сроки возникновения и исчезновения такой нагрузки, надо разработать механизмы, стимулирующие размещение соответствующего оборудования там, где имеются свободные сетевые

**«Системный оператор» будет отвечать за два ключевых направления – разработку долгосрочной Генсхемы размещения объектов электроэнергетики и среднесрочных схем и программ развития электроэнергетических систем России**

▲ Действующая СиПР предполагает ввод до 2029 года 15 ГВт генерации, в том числе 0,3 ГВт ГЭС

и генерирующие мощности. «Покрытие нового спроса традиционным способом – учитывать рост в перспективных планах, выявлять дефицитный район, строить сети или новую генерацию – не является оптимальным. В энергосистеме есть регионы с резервами генерирующих и сетевых мощностей, позволяющими подключать новых потребителей без дополнительного системного строительства, притом что, в отличие от других типов потребления, центры обработки данных и майнинг значительно более мобильны и свободны в выборе мест своего размещения», – прокомментировал Фёдор Опадчий.

То, что нагрузку от майнеров не стоит учитывать при перспективном планировании, косвенно следует и из предложений, обсуждающихся в Госдуме. Банк России и Минфин договорились по ключевым параметрам регулирования этого вида бизнеса, соответствующий законопроект ждут в нижней палате парламента и предлагают запретить добычу криптовалют в энергодефицитных регионах.

«Там, где есть дефицит энергии, с моей точки зрения, надо запретить, а в энергоизбыточных регионах пусть зарабатывают», – сказал 21 сентября глава думского Комитета по финансовому рынку Анатолий Аксаков.

В Минэнерго ещё в июне говорили, что готовы определить регионы со свободными мощностями для развития майнинга, – соответствующее заявление в рамках ПМЭФ-2022 сделал Павел Сниккарс. Но тогда же выяснилась завышенность текущих оценок значимости доли майнинга в энергоспросе: Минпромторг оценивал показатель в 2%, однако в реальности, по данным Минэнерго, он составил лишь 0,64%.

ещё один пласт работы, который получил «Системный оператор» в рамках расширения своих полномочий, – это оперативно-диспетчерское управление с 1 января 2024 года в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах: Норильской, Чукотского автономного округа, Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей.

«Для всех регионов будут применяться единые принципы планирования и управления работой энергосистем и их перспективного развития вне зависимости от географического расположения. Двигаясь по этому пути, важно сохранить стабильность функционирования электроэнергетики», – говорил министр энергетики РФ Николай Шульгинов.

**С 1 января 2024 года в ведение СО ЕЭС перейдёт диспетчерское управление в технологически изолированных энергосистемах: Норильской, Чукотского автономного округа, Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей**

Сейчас в изолированных энергосистемах работают региональные операторы, но уже в 2023 году СО ЕЭС будет принимать участие в оперативно-диспетчерском управлении, согласовании графиков ремонта и технического обслуживания. В сентябре СО ЕЭС и входящие в «РусГидро» компании «Камчатскэнерго», «Магаданэнерго», «Сахалинэнерго» и «Чукотэнерго» утвердили планы мероприятий по подготовке и принятию «Системным оператором» новых функций.

Планы разработаны на переходный период до 1 января 2024 года и предусматривают совместную реализацию организационных и технических мероприятий по передаче диспетчерского управления от структур «РусГидро» филиалу СО ЕЭС – Хабаровскому РДУ (удалённые подразделения будут созданы в Магадане, Южно-Сахалинске и Петропавловске-Камчатском). Так, предусмотрены увеличение численности персонала Хабаровского РДУ, организация обмена технологической информацией между Хабаровским РДУ, структурами «РусГидро» и энергообъектами, а также синхронизация используемых для этого информационно-управляющих систем (ИУС). Среди важнейших мероприятий подготовительного периода в СО ЕЭС называют установление перечней объектов диспетчеризации, определение структуры оперативно-диспетчерского управления, внесение изменений в технологические ИУС и применяемую «Системным оператором» Единую информационную модель электроэнергетических систем.

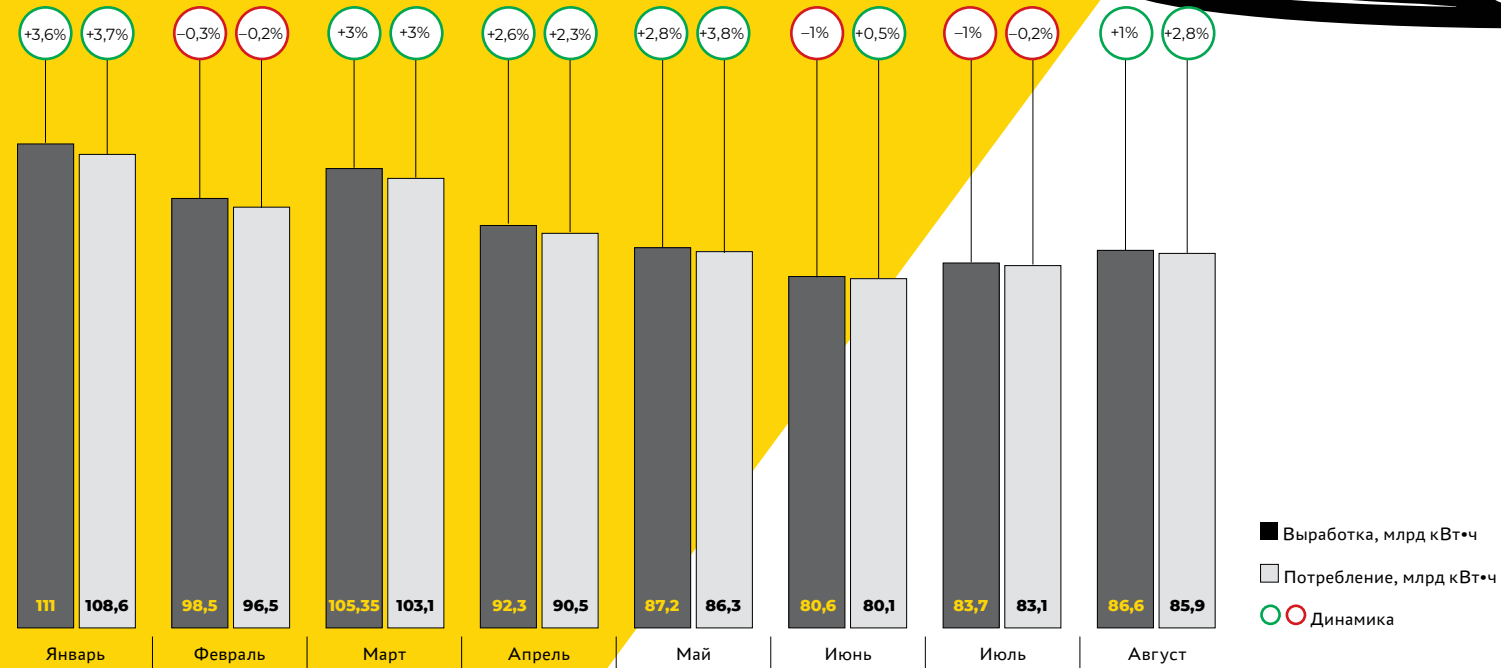


# Спрос и предложение: ключевые данные о состоянии электроэнергетики

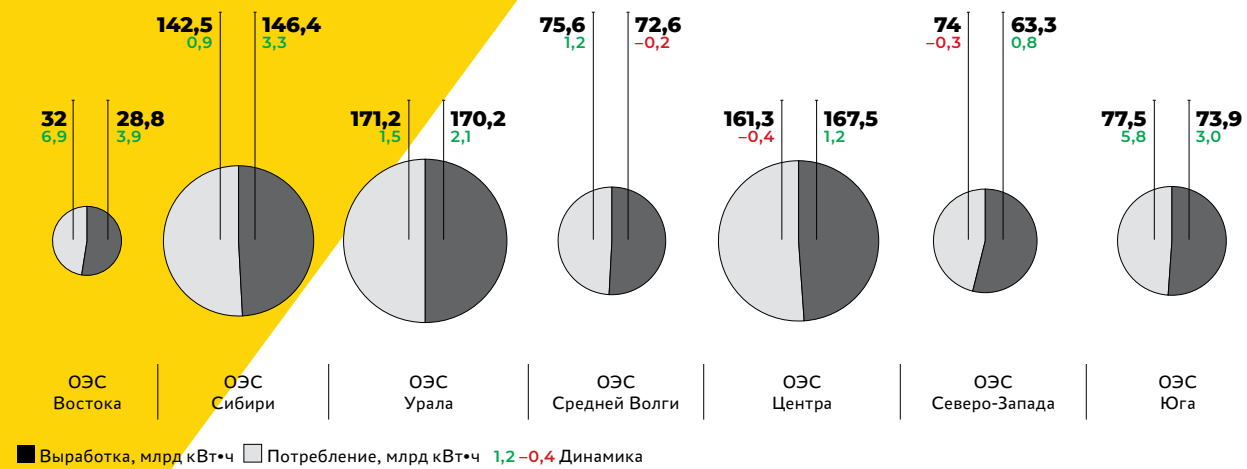
Источник: СО ЕЭС

При любых крупных изменениях в экономике одним из факторов, привлекающих внимание, становится спрос на электроэнергию, динамика которого свидетельствует о спаде или подъеме производства. В России в 2022 году, вопреки прогнозам о снижении потребления, в целом фиксируется его рост. Исключением стали только февраль и июль, показавшие небольшое снижение. Подробнее об основных оперативных показателях электроэнергетики – в нашей инфографике.

## Потребление и выработка электроэнергии в 2022 году



## Потребление и выработка в ОЭС за восемь месяцев 2022 года (динамика год к году)



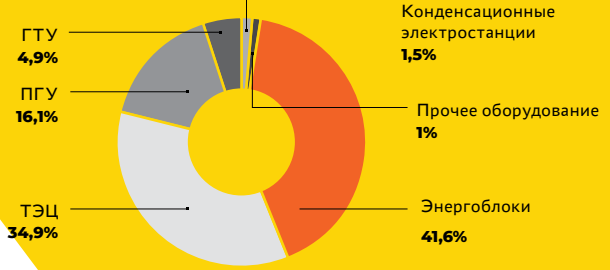
# 734

млрд кВт·ч составил спрос на энергию в РФ в январе – августе, увеличившись на 2% в годовом выражении

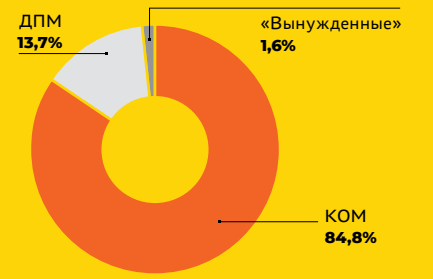
# 745,2

млрд кВт·ч достигла выработка в РФ в январе – августе, рост составил 1,4%

## Структура установленной мощности тепловых электростанций ЕЭС России по типам генерирующего оборудования (на 01.09.2022)



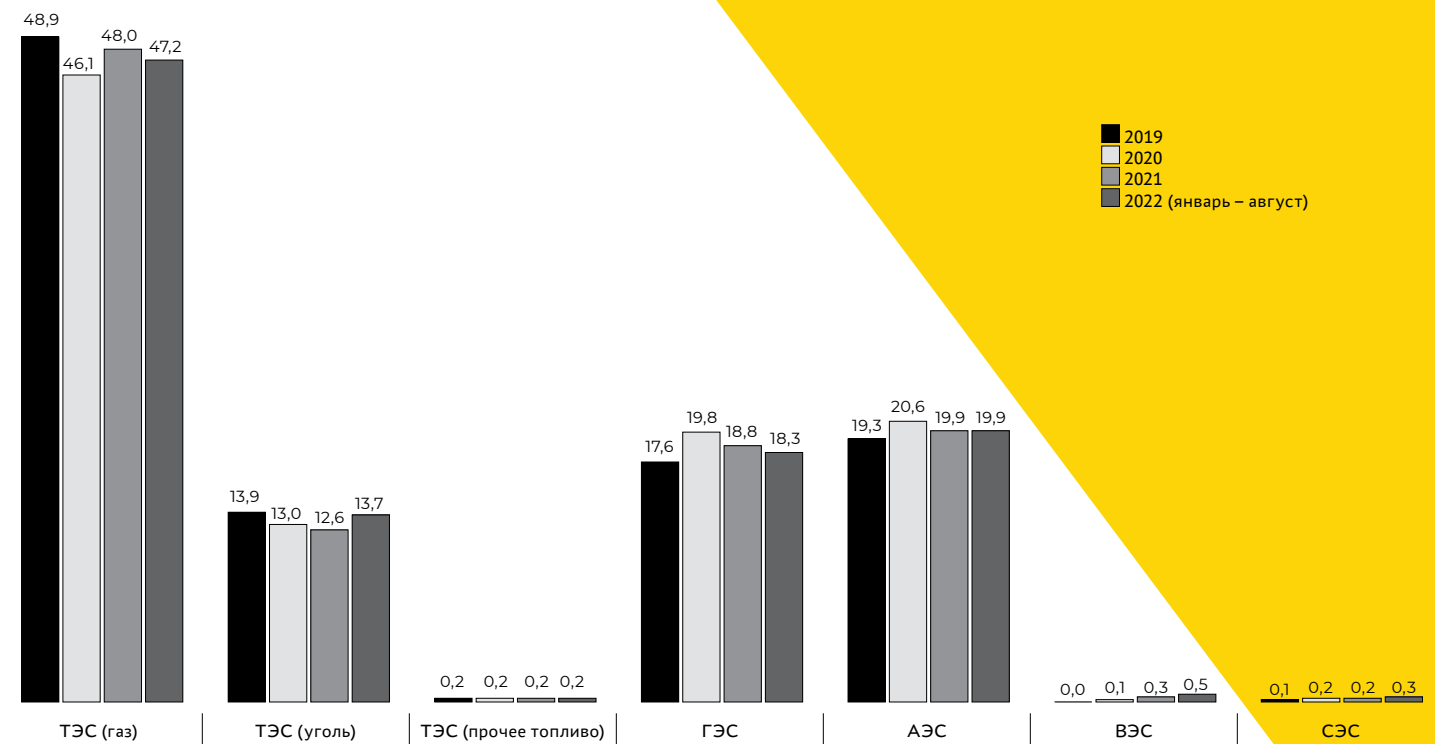
## Структура поставки мощности на ОРЭМ в августе 2022 года



## «Очищенная» от температурного фактора динамика потребления ЕЭС России и ОЭС в январе – августе 2022 года (% к 2021 году)



## Структура выработки электроэнергии в ЕЭС России в 2019–2022 годах





**В 2021 году продажи новых электромобилей в РФ выросли более чем втрое, в январе – августе этого года – на 30,5%, подсчитал «Автостат». Параллельно в стране развивается зарядная инфраструктура – в 2022 году были введены налоговые льготы и субсидии для производителей и владельцев зарядных станций. «Энергия без границ» попросила экспертов рассказать о работе компаний в этом секторе и поделиться своими прогнозами.**

**ЭКСПЕРТЫ:**

Дмитрий Беляев, директор департамента стратегических сделок ПАО «РусГидро», генеральный директор АО «ЭЭС РусГидро»

Евгений Одинцов, исполнительный директор компании «СИГМА»



**Дмитрий Беляев**

**К**омпания «РусГидро» одной из первых серьёзно занялась развитием сети зарядных станций для электромобилей (ЭЭС). Первые 10 ЭЭС были открыты в Приморье ещё в 2019 году. Спустя три года в сети ЭЭС «РусГидро» уже 88 станций в 18 регионах страны. Ежемесячно «РусГидро» заряжает 10 тысяч машин, объём отпуска электроэнергии на данный момент составляет более 1,1 млн кВт•ч, что эквивалентно 5,5 млн км пробега.

«РусГидро» реализует амбициозный проект «Шёлковый путь» – оснащение трассы Москва – Владивосток зарядными станциями с шагом не более 150 км, что позволит перемещаться между соседними регионами, например, на «народном» электромобиле Nissan Leaf, пробег которого на одном заряде сравним с этим расстоянием. В этом году количество ЭЭС превысит 100, в следующем году их будет более 150. В нашей долгосрочной стратегии – наращивание парка ЭЭС до нескольких тысяч единиц в зависимости от различных сценариев.

Какими характерными чертами отличается сеть ЭЭС «РусГидро»? Во-первых, речь идёт именно о быстрых станциях, которые способны зарядить электромобиль за полчаса. Во-вторых, с самого начала работы «РусГидро» подходило к зарядным станциям как к высококачественному коммерческому продукту, в то время как многие компании по сей день заряжают электромобили бесплатно, поскольку не могут обеспечить работу программного обеспечения для биллинга и удалённого управления ЭЭС, надёжного и удобного взимания оплаты за услугу. Со всеми этими проблемами мы тоже столкнулись, но с самого начала были настроены на их преодоление и считаем, что успешно справились с ними.

Зарядная услуга является высокотехнологичной – она связана



Виталий Аньков / РИА «Новости»

с необходимостью эксплуатации сложного оборудования и современного программного обеспечения, а также с необходимостью тонкой настройки всех процессов и обработки большого массива данных. Оборудование и работы по его монтажу являются весьма дорогими. Электроэнергия, которая поступает на ЭЭС, отпускается по цене для промышленных потребителей (в среднем это 6–7 руб/кВт•ч), поэтому себестоимость у ЭЭС является весьма существенной. В этом году мы планируем выйти на операционную безубыточность и считаем, что сеть ЭЭС способна приносить доходы и обеспечивать окупаемость вложенных инвестиций.

Какое оборудование мы используем? В данный момент «РусГидро» работает с 12 производителями оборудования, в этом году уже более 50% ЭЭС у нас будут российского производства. Мы устанавливаем ЭЭС таким образом, чтобы при выходе из строя одной станции не страдала вся сеть и другие ЭЭС могли подхватить нагрузку.

Для зарядки клиенту необходимо установить мобильное приложение ЭЭС «РусГидро», выбрать зарядную станцию и начать сессию, после её окончания программа спишет оплату за потреблённое количество кВт•ч с банковской карты, которую клиент привязал в приложении.

Наши операторы через специальный программный комплекс удалённо обеспечивают мониторинг зарядной сети,

перезагрузку станций, если возникают ошибки, могут помочь с дистанционным запуском станции, контролируют правильность сбора платежей, при необходимости вызывают ремонтный персонал и контролируют приведение ЭЭС в рабочее состояние, собирают обратную связь от клиентов. Кстати, хотел бы отметить важность обратной связи с клиентами – от людей поступает действительно много дельных предложений, которые мы берём на вооружение.

Дополнительным сервисом стал электрокаршеринг (бренд Green Crab), который в июне этого года начал работу во Владивостоке. Идея создания каршеринга окончательно материализовалась, когда мы поняли, что этот шаг позволит дозагрузить сеть наших зарядных станций. Это создаёт синергию и возможность получить дополнительную прибыль за счёт эффективного использования электроэнергии. Объём отпуска электроэнергии каршерингу сейчас составляет примерно 10%, каждый наш «краб» в сутки пробегает 80 км.

Рынок электромобилей в России развивается хорошими темпами, пусть не так быстро, как в других странах и как было описано в аналитических исследованиях, которые мы изучали в начале нашего пути. Наряду с мерами поддержки, которые существуют для владельцев машин в ряде регионов (нулевой транспортный налог, бесплатные парковки), электромобиль – это возможность



Людмила Попова / РИА «Новости»



Объём отпуска электроэнергии каршерингу сейчас составляет примерно

**10%**



заметно экономить: вам больше не нужно посещать заправку и оставлять там от 3000 рублей в неделю, затраты на авто-сервис падают в разы.

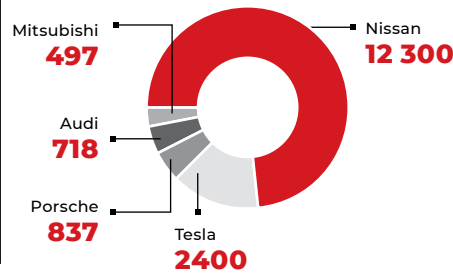
Домохозяйства традиционно получают электроэнергию по льготному тарифу, а многие общественные зарядные станции работают и будут работать бесплатно, поэтому эффективная стоимость пробега на электромобиле в ближайшие годы сохранится на уровне 1–2 руб/км, в то время как для бензиновых машин эта цифра составляет от 5–6 рублей и выше. Развитие ЭЭС также вносит свой вклад в желание людей пересесть на электромобиль, так как риск остаться с «пустым баком» становится всё ниже.

**Эффективная стоимость пробега на электромобиле в ближайшие годы сохранится на уровне 1–2 руб/км, для бензиновых машин – от 5–6 рублей и выше**



**18 700**  
электромобилей зарегистрировано в РФ на 1 июля 2022 года –  
**0,04%**  
от общего числа легковых авто

**Топ-5 марок – 90% электромобильного парка**  
(штук машин)



**Топ-5 регионов** (тысяч машин)



**Целевые показатели концепции развития электротранспорта в РФ** (штук)

Показатель	Сегмент	2022	2024	2026	2028	2030
Объем производства	Электротранспортные средства	2500	17 500	71 000	115 000	217 000
Зарядная инфраструктура	Медленные ЭЭС	1178	3206	5031	6703	8573
	Быстрые ЭЭС	528	1437	3354	4469	5715
Водородная заправочная инфраструктура	Водородные заправочные станции	–	–	100	300	200

Источники: агентство «Автомат», Концепция по развитию производства и использования электротранспорта в РФ до 2030 года



Евгений Биятов / РИА «Новости»

Важно отметить правительственные меры поддержки для операторов зарядных станций, которые существенно ускорят развитие отрасли. Государство субсидирует до 60% затрат на установку станций мощностью 150 кВт и часть затрат на технологическое присоединение. Очевидно, многие участники рынка воспользуются данным механизмом, что даст дополнительные стимулы для развития парка электромобилей. Однако стоит отметить, что механизм включает в себя и возможность изъятия субсидии за невыполнение условий по требованиям к местам размещения ЭЭС и срокам ремонта при выходе ЭЭС из строя. Эти условия требуют от операторов очень тонкой настройки всех процессов. Кроме того, мощность 150 кВт является весьма существенной, и часто она отсутствует в планируемых местах установки ЭЭС.

Что ждёт отрасль? Она пока только формируется. Предполагаю, что в ближайшем будущем определятся основные лидеры, это будут 3–5 крупных игроков (в т. ч. энергетические и нефтяные компании), которые заберут основной сегмент рынка, и ряд компаний, чьи позиции будут сильны в отдельных регионах. Также скоро мы увидим первые сделки поглощения сетей ЭЭС: частные компании из-за не самой невысокой маржинальности этого бизнеса будут искать покупателей на своё оборудование.



**Евгений Одинцов**

Согласно концепции развития электромобильного транспорта до 2030 года, принятой Правительством РФ в прошлом году, уже в 2024 году по российским дорогам должны колесить 25 тысяч электромобилей, а 9,4 тысячи зарядных станций по всей стране должны быть готовы их «подкормить». При этом данные Ассоциации развития электромобильного, беспилотного и подключённого транспорта и инфраструктуры на начало 2022 года говорят о том, что в России установлено только около 1500 зарядок для электрокаров, и большинство их сконцентрировано в Московском регионе.

Даже если начать стремительно открывать новые зарядные станции, пользователю (водителю) легче не станет. Чтобы сегодня зарядить электромобиль, нужно скачать несколько приложений (у каждого оператора своё программное обеспечение), сопоставить карты зарядных станций каждого игрока рынка со своим маршрутом и надеяться, что временной слот на ближайшей станции будет



**9400**

ЭЭС должны работать в России в 2024 году, согласно концепции развития электромобильного транспорта до 2030 года

свободен. Именно с этими сложностями столкнулся автор этих строк при поездке на электромобиле из Москвы в Санкт-Петербург, по платной трассе М-11 – то есть в достаточно «стерильных» условиях. Что же говорить о других дорогах и регионах? А если у электромобильного транспорта нет инфраструктуры, потребители его не выберут.

Именно эту проблему отсутствия единого подхода к развитию инновационного вида транспорта компания «СИГМА» стремится решить



собственным новым продуктом «СИГМА.ЭЭС». Он включает в себя мобильное приложение и сайт для водителей, а также веб-портал для операторов ЭЭС. Системы интегрируются с оборудованием станций, банками-эквайерами, «Яндекс.Картами» и сервисом фискализации. То есть уже сейчас водитель через мобильное приложение сможет найти на карте подходящую ЭЭС, забронировать слот для зарядки, контролировать сессии зарядок и просматривать историю, а также оплачивать зарядку электромобиля банковской картой. В свою очередь, операторы могут просматривать статистику по ЭЭС и клиентам (статусы, платежи и прочее), вести реестр ЭЭС и их технических параметров, мониторить доступность, управлять сервисом текущих зарядок и бронированием ЭЭС.

Функционал первой версии «СИГМА.ЭЭС» уже закрывает огромную часть потребностей водителей электрокаров и собственников зарядных станций. Впереди – расширение опций бронирования ЭЭС, поиска ближайших зарядных станций, электронного счёта клиентов и техподдержки. То, что задачи поставщика и потребителя решаются в рамках одной платформы, – весомое преимущество: не нужно дополнительно тратить на интеграцию со сторонними решениями и нести дополнительные риски при передаче данных. С развитой инфраструктурой пользоваться электромобилем станет комфортнее, а принимать решение о переходе на более экологичный транспорт – проще.

Если развитие отрасли электротранспорта в России будет идти такими же темпами, то унификация и цифровизация процесса станут неизбежными. И это именно то, что готова развивать «СИГМА», тем более что первый продукт в этой области нами уже разработан и успешно прошёл первые испытания.

**В России установлено около 1500 зарядок для электрокаров, и большинство сконцентрировано в Московском регионе**





## «Мы выступаем за сохранение рынка как приоритетной модели»

«Совет производителей энергии» в сентябре на своей ежегодной конференции обсудил вопросы адаптации российской энергетики к работе в новых условиях. В этом номере «Энергии без границ» вместо традиционного интервью мы собрали основные высказывания участников прошедшей дискуссии.

**Александра Панина,**  
председатель Наблюдательного совета  
ассоциации «Совет производителей  
энергии»:

**З**а минувший год стоящие перед нами задачи поменялись очень сильно. Год назад мы обсуждали энергопереход, «чистый ноль» к 2050 или к 2060 году, внедрение ВИЭ и их адаптацию в ЕЭС, торговлю

квотами и в целом адаптацию российской энергетики к зелёной повестке. Сейчас наши интересы изменились – это в первую очередь импортозамещение и локализация, по сути, технологическая независимость.

Сейчас выработка ПГУ и ГТУ обеспечивает 17% потребностей России в электроэнергии. Понятно, что их можно заменить с помощью ПСУ, в том числе модернизируя действующие. Но мне кажется, что

мы должны вкладывать в отечественные ПГУ. В первую очередь из-за более низких топливных расходов: когда УРУТ сильно ниже, это гораздо более эффективный способ производства. Второй момент – однаставочная цена. Если мы будем смотреть этот показатель, то увидим, что глубокая модернизация будет существенно дешевле проектов отечественных инновационных ПГУ. Но капзатраты на ПСУ и ПГУ

«в чистом поле» сопоставимы, а по одной ставке ПСУ может обойтись потребителю дороже, чем парогазовая установка.

Поэтому у нас запрос к промышленному комплексу – локализовать ПГУ и сделать дешёвый сервис. Необходима локализация жизненного цикла ПГУ: от проектирования до замены ресурсопределяющих элементов. В целом на данном этапе важно не допустить технологического отставания и обеспечить суверенитет в энергомашиностроении: речь идёт не только о ПГУ, но и, например, о технологиях суперсверхкритики.

Также важен вопрос реализации уже запущенных инвестпрограмм генераторов, так как при контрактации сильно изменились и сроки, и цены, так что реализация планов стала настоящим вызовом для энергетиков. Нам также нужно определяться с зелёной повесткой в обновившихся усло-



С учётом 5-процентной индексации цен на газ с 1 июля при цене РСВ на

# 2%

ниже, чем в 2021 году, генераторы за год недополучат в первой ценовой зоне 60 млрд рублей

виях. Несмотря на случившийся «ренессанс» угольной генерации в мире, общий тренд сохраняется, в обсуждающиеся регуляторные нормы вовлекаются новые отрасли, из почти 320 ГВт новых ВИЭ-станций почти половина вводов в 2022 году приходится на Китай.

В начале года у нас были опасения по существенному снижению объёмов потребления и цен на РСВ, но на самом деле этого пока не произошло. В прошлом году на фоне постковидного восстановления экономики рост потребления составил 5%, текущий прирост в ЕС составляет около 2%, таким образом, в 2021–2022 годах мы видим суммарный прирост в 7%. С другой стороны, мы входим в четвёртый квартал, где мы, по официальным прогнозам, ждём более существенного снижения ВВП, что не может не отразиться на производстве электроэнергии. Плюс традиционно значимым фактором станут зимние температуры. Так что по итогам года позитивная динамика может быть несколько сглажена.

Сейчас у поставщиков ОРЭМ существуют риски попадания в «ценовые ножицы», когда затраты генераторов растут быстрее, чем их выручка. Думаю, что это одна из основных опасностей, которая есть у электроэнергетиков. В среднем по двум ценовым зонам цены растут относительно прошлогодних на 5%, но официальная инфляция в этом году составляет 14,4%. Особое беспокойство вызывает ситуация на РСВ в первой ценовой зоне. В центре и на Урале цена РСВ сейчас и вовсе ниже прошлогодней. С учётом 5-процентной индексации цен на газ с 1 июля при цене РСВ на 2% ниже, чем в 2021 году, генераторы за год недополучат в первой ценовой зоне 60 млрд рублей.

В условиях мобилизации экономики существует развилка – сохранение рынка как приоритетный вариант функционирования сектора или переход к госрегулированию. Последнее проще для государства,

имеет ряд преимуществ, но, на наш взгляд, одним из ключевых его недостатков является проблематичность инвестирования в таких условиях, особенно в частных компаниях. Поэтому мы выступаем за сохранение рынка как приоритетной модели.

**Максим Быстров,** председатель  
правления «Совета рынка»:

**П**равок в отраслевое законодательство и нормы рынка у нас действительно очень много. Когда я приходил на эту работу, мне казалось, что я смогу уменьшить количество таких правок. Но нет, это не получается. Во многом потому, что вы (участники рынка. – Прим. ред.) – это мы (члены «Совета рынка». – Прим. ред.), и вы их сами зачастую инициируете. Правок, которые инициируются АТС, «Советом рынка» или «Системным оператором», в общей массе относительно немного.

В вопросе потребления мы видим пессимизм со всех сторон. Говорят, что падают автопром, металлургия, авиационные перевозки; сложности логистики... Но при этом в целом мы видим рост потребления, и платёжная дисциплина в общем неплохая: на опте – 99,6%, в рознице – 98,5–98,6%. В генерации говорят, что инвестиции стагнируют или будут стагнировать, сложности с обслуживанием и сервисом, уход производителей... Но при этом проекты по ВИЭ и КОММод 2022 года пока реализуются и никто не воспользовался правом отказа от инвестдоговоров модернизации и ВИЭ, хотя отсрочки и есть.

В сегменте генерации мы выделяем риски приостановки реализации инвестпрограмм и проблем с ремонтами. В сегменте потребления существует вероятность роста (финансовой. – Прим. ред.) нагрузки по мощности, просто потому, что наш двухставочный рынок так устроен: при снижении потребления цены на РСВ падают, но расходы на оплату мощности растут. Вместе с тем возможный рост спроса при сокращении паркового ресурса создаёт угрозу локальных энергодефицитов, чего мы как энергетики позволить себе не можем.

Но любой кризис порождает новые возможности. Мы видим, что генерация будет создавать спрос на отечественное оборудование, это очевидно. В связи с этим есть предпосылки для роста сервисных компетенций. Ещё одна возможность – перспективы открытия государственного финансирования: сейчас мы слышим о промышленной ипотеке, хотелось бы услышать об энергетической ипотеке. Государство могло бы снизить нагрузку на потребителей, дать льготные кредиты,



профинансировать, например, проекты Восточного полигона, а не перегружать сектор.

В части потребления. С одной стороны, оно должно сжиматься, с другой – спрос должны стимулировать импортозамещенные и низкие цены на электроэнергию. Наконец-то, возможно, услышат, что промышленности нужно держать низкую цену, и часть нагрузки по перекрестному субсидированию снимут за счёт дифференциации тарифов для населения. Ну чего ж мы богатых-то субсидируем за счёт промышленности?

Одна из угроз – возможное изменение регулирования, отказ от рыночных инструментов для краткосрочного антикризисного управления. Дорога кажется очень логичной и лёгкой, но, по нашему мнению, она ведёт в ад. Несмотря на происходящее на европейских энергорынках, в ЕС не отказались от маргинального ценообразования и от рынка, хотя самое простое, казалось бы, – это ввести регулирование цен. Но они пошли по другому пути: дать заработать на маржиналке, но отобрать деньги через налоги. И это, наверное, правильно, ведь убить рынок очень легко, а вернуть его почти невозможно, потому что государству всегда хочется управлять как можно большим количеством процессов.

Один из путей ответа на имеющиеся вызовы – изменение модели КОМ. Честно говоря, нам нравится наклонная кривая спроса (как модель. – Прим. ред.), которая позволяет отобрать больше мощности без роста общей стоимости. Это перераспределение оплаты мощности в пользу более востребованных генераторов – мы с Минэнерго считаем, что нужно двигаться в эту сторону, и потребители, думаю, нас поддерживают. Плюс нужны дополнительные стимулы к модернизации и выводу неэффективной генерации, здесь наверняка что-то можно придумать и докручивать систему.

**Павел Завальный, председатель Комитета по энергетике Госдумы РФ:**

**Я** бы выделил сейчас производственные риски и экономические, финансовые. Мы в принципе всем себя обеспечиваем, всеми энергоресурсами, всеми необходимыми для работы промышленности компонентами, кроме одного. Когда были санкции 2014 года, об этом шёл разговор, но мы, видимо, ситуацию недооценили, риски не просчитали и всё-таки в рамках наших инвестиционных проектов в генерации продолжали использование иностранных газовых

турбин большой мощности. Поставили задачу локализации сервиса и производства их элементов, в то же время этой цели не всегда достигали. В итоге в программу КОММод попали инвестиционные проекты, которые частично или полностью опирались на зарубежное парогазовое оборудование, и мы сейчас видим последствия этих решений. В частности, ситуацию по «Татэнерго» (компания планировала использовать турбину General Electric при модернизации Заинской ГРЭС. – Прим. ред.).

Нам эти проблемы надо преодолевать и в моменте, и на перспективу. В моменте понятно, что делать, это экономия ресурса ПГУ. Но как экономить ресурс, когда это самые эффективные машины и снижение их выработки приведёт к ухудшению экономики компаний и снижению маржинальности бизнеса? При этом если ничего не предпринимать, не переходить на эксплуатацию по техническому состоянию, то мы можем остаться вообще без этой генерации. Поэтому решения такие сейчас приняты, и мы их поддерживаем, но ответственность между потребителями и производителями, в том числе финансовую, надо делить пополам – понятно, что будет удорожание стоимости энергии из-за большей нагрузки неэффективной генерации.

Сейчас на повестку дня также вышли вопросы импортозамещения, глубокой локализации своими силами, а также разработки газовых турбин большой мощности. Те проекты, которые есть, надо ускорять, усиливать меры господдержки.

**Михаил Иванов, заместитель главы Минпромторга:**

**М**ы совместно с коллегами из Минэнерго провели большую работу по оценке спроса: до 2030 года потребуется около 180 газовых турбин большой мощности, паротурбинных установок – более 57 ГВт, силовых трансформаторов – более 1,5 тысячи штук и более 5,5 тысячи км кабельных линий. Сейчас возможности наших производителей позволяют ежегодно выпускать более 4,5 ГВт паросилового оборудования, и здесь мы будем наши мощности расширять, рассчитывая выйти к 2030 году на показатель 7,5 ГВт в год. При этом собственное производство уже полностью перекрывает потребности в трансформаторах и кабельной продукции.

По газовым турбинам (большой мощности. – Прим. ред.) ситуация несколько иная, здесь мы находимся на стадии реализации проектов (разработки. – Прим. ред.). Много сделано, мы планомерно движемся

## Мы стоим перед выбором: разрешать ли дальше идти конденсационным станциям в КОММод или оставлять только теплофикационные и комбинированную выработку

к выпуску серийных образцов. В четвертом квартале этого года «ОДК-Сатурн» должен поставить серийный двигатель ГТД-110М для ТЭС «Ударная». Опытно-промышленная эксплуатация этой турбины продолжается, отработано свыше 12 тысяч часов, нареканий и замечаний к работе ГТД-110М не зафиксировано. В конце 2023 года «Силовые машины» должны поставить первый образец турбины на 170 МВт (ГТЭ-170) для модернизации Нижнекамской ТЭЦ. Сейчас «Силмаш» продолжает работы по изготовлению головного образца этой турбины, готовность оценивается на уровне 75%. Из опытной партии заготовок лопаток уже изготовляется комплект для проведения испытаний на конструктивную выносливость. В 2024 году тот же «Силмаш» выходит с головным образцом турбины на 65 МВт (ГТЭ-65): сейчас произведён опытный комплект лопаток этой турбины для проверки систем охлаждения, ведётся изготовление опытного компрессора и камеры сгорания.

В сфере энергомашиностроения перед нами стоят две глобальные задачи. Первая – углубление локализации оборудования, которое мы уже выпускаем до уровня сырья и материалов. Один из путей – обратный инжиниринг. Это новый инструмент, который мы запустили в этом году (в частности, в нефтегазовом машиностроении уже поддержан ряд проектов на 300 млн рублей). Суть его заключается в том, что мы предоставляем гранты коллективам, которые с использованием



технологий обратного инжиниринга разрабатывают конструкторскую документацию и вместе с партнёрами начинают выпуск оборудования или необходимых для него запчастей. Вторая задача – сервис и ремонт иностранного энергетического оборудования. Совместно с Минэнерго и компаниями мы инвентаризировали номенклатуру и компетенции российских предприятий в части обслуживания импортных турбин и составили карту сервисного обслуживания, где отражены эти компетенции. К концу года мы планируем завершить второй этап и отразить перспективы эксплуатации имеющегося оборудования. Это будет или полное замещение определённого ряда турбин, или обеспечение их полноценного сервиса либо вывоза в дружественные страны для ремонта. После этого и у генераторов, и у производителей будет полная картина будущего – кому куда бежать и какими вопросами заниматься.

**Виталий Королёв, заместитель руководителя главы Федеральной антимонопольной службы:**

**В**есной были смягчены жёсткие требования, касающиеся своевременности и полноты исполнения инвестпрограмм и в электрическом сегменте, и в теплоснабжении. Правительство разрешило перенести затраты с одного титула на другой,

продлило срок корректировки инвестпрограмм до 30 ноября. Это, безусловно, позволит более гибко подходить к вложению средств и оценкам таких действий со стороны тарифных регуляторов. Оценка будет проводиться при тарифном регулировании в 2024 году, и мы видим, что у коллег есть время пользоваться этими инструментами. Майский отказ от применения укрупнённых нормативов при реализации проектов – послабление, вызванное теми самыми «ножницами цен» у энергетиков, о которых говорила Александра Геннадьевна (Панина. – Прим. ред.). Мы понимаем, что где-то рост цен опережает (официальную инфляцию. – Прим. ред.), где-то его останавливаем, где-то есть и обратная динамика, хотя и не такая значительная. Эти вопросы будут учтены при дальнейшем тарифном регулировании.

Регулирование или развитие рынка? В начале года у нас были серьёзные сомнения, что мы удержим рыночные механизмы от регулирования. Это было не наше желание, мы просто видели, к чему всё идёт, и нам казалось, что мы можем перейти к полному регулированию значительной части направлений, которые сейчас являются нерегулируемыми. Однако и середина года, и третий квартал показывают, что мы совершенно замечательно идём в рыночной регуляторике. На РСВ нам ничего не угрожает. Есть

вопросы, связанные с ростом цен на уголь; здесь, возможно, нужно будет продумать дополнительные механизмы сдерживания роста цен. Но это тоже не будет в логике тарифного регулирования, это будет скорее более мягкое регулирование по аналогии с секторами, имеющими высокие экспортные цены. Важно увязать все аспекты, с тем чтобы мы не получали мировые цены на отличном от внешнего внутреннем рынке. При этом экспортная маржинальность может быть любой.

**Павел Сниккарс, заместитель министра энергетики РФ:**

**О**становилось на проектах, которые мы считаем важными. Во-первых, это внесение изменений в КОМ и КОММод.

Бесспорно, для нас первый вопрос – на что делать акценты? Сейчас с точки зрения газового оборудования мнения разделились на «верю, появится» и «не верю, не появится» отечественная ГТУ. Но конкурс разыгран, и мы ждём результатов, тем более мы смотрим на результаты этого года в Казани, где должна появиться надстройка ПГУ, которая прошла классический КОММод.

Мы стоим сейчас перед выбором при модерировании правил, разрешать ли дальше идти конденсационным станциям в КОММод или оставлять только теплофикационные и комбинированную выработку, каким-то образом эти моменты распределять. Нам с «Системным оператором» нужно принять это решение. Второй вопрос – паросила или только ПГУ? Ограничивать ли технологию или не ограничивать при проведении отбора?

С точки зрения КОМ, его технологий очень хотим докрутить проект участия потребителей в отборе с их заявками, и, мне кажется, это будет правильно. Мы понимаем, что будут ещё определённые изменения, в первую очередь вероятностная оценка спроса, аварийности, отключений, другое отношение к резервам, которые на сегодняшний момент учитываются и оплачиваются в КОМ.

Следующий вопрос, который тоже связан с КОМ, – это дифференциация оплаты мощности. Принятое в рамках антисанкционных мер постановление об экономии ресурса ПГУ – это первый подход к станку в части возможной недоплаты мощности в связи с тем, что ты получаешь приоритет и приоритетно не грузишься, не работаешь, хотя станция высокоэффективная, с низкими «предельниками» и т. д. На наш взгляд, возможно посмотреть на применимость этого подхода для всех видов генерации.



# Промышленный округ

Ирина Молчанова

Особенности энергетики Уральского федерального округа, с одной стороны, продиктованы его географическим положением, с другой – традиционно сильным развитием промышленности и нефтегазодобычи. Вследствие этого в регионе расположены крупные современные и высокоманевренные электростанции, а также сетевые транзиты.

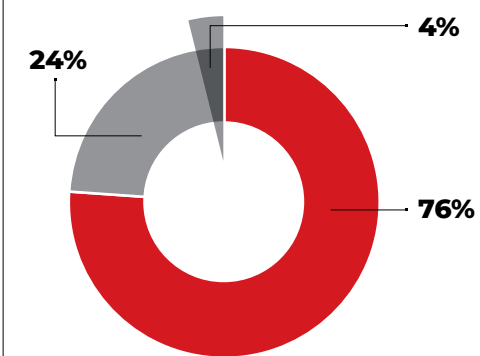


Донат Сорокин/ТАСС

**В** Уральский федеральный округ входят шесть регионов России, которые вместе с пятью регионами Приволжского округа формируют Объединённую энергосистему (ОЭС) Урала. Суммарная мощность электростанций региона составляет почти 35 ГВт. Среди крупнейших объектов генерации в округе – Сургутская ГРЭС-2 компании «Юнипро» (установленная мощность – 5,6 ГВт), Сургутская ГРЭС-1 компании ОГК-2 (3,27 ГВт), а также самая большая угольная электростанция в России – Рефтинская ГРЭС Сибирской генкомпании (3,8 ГВт). Электросетевой комплекс в Уральском округе насчитывает 1815 линий электропередачи класса напряжения 110–500 кВ и почти 1500 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций соответствующего уровня напряжения.

Как отмечается в материалах «Системного оператора» Единой энергосистемы (ЕЭС России), структура установленной мощности ОЭС Урала отличается большой долей высокоманевренного блочного оборудования (на его долю приходится 69%), которое позволяет ежедневно изменять суммарную нагрузку электростанций ОЭС в диапазоне от 5000 до 7000 МВт, а также отключать в резерв на субботу, воскресенье и праздники от двух до десяти энергоблоков суммарной мощностью от 500 до 2000 МВт. Эти уникальные возможности по регулированию частоты используются не только в интересах ЕЭС России, но и позволяют обойтись без каких-либо системных нарушений при вечернем спаде (скорость до 1200 МВт/час) и утреннем росте (скорость до 1400 МВт/час) электропотребления, вызванных одной из самых высоких в России долей промышленности в потреблении Урала.

## Структура установленной мощности на начало 2022 года



- Другие виды турбин (25 339,0 МВт)
- Парогазовые установки с иностранным оборудованием (7809,4 МВт)
- В т. ч. с запланированными техработами, влияющими на ресурс (1207,3 МВт)

## Структура потребления электроэнергии в УФО по видам экономической деятельности

	Динамика 2022/2021	Доля от общего потребления
Чёрная и цветная металлургия	- 1,7% ▼	17,0%
Предприятия химической промышленности, нефтепереработка	- 2,7% ▼	4,5%
ОАО «РЖД»	+ 1,6% ▲	2,8%
Машиностроение	+ 14,8% ▲	0,3%
Добывающая промышленность	+ 6,6% ▲	35,0%
Магистральные нефтегазопроводы	+ 2,1% ▲	2,8%
Обеспечение электроэнергией, газом и паром; водоснабжение и водоотведение	- 0,6% ▼	21,2%
Население, мелкомоторная нагрузка и приравненные к ним группы потребителей	+ 0,2% ▲	14,9%

Источник: СО ЕЭС.

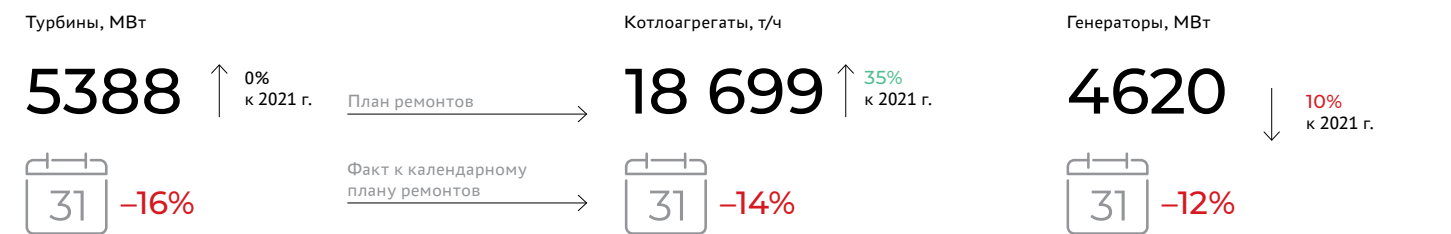
В конце августа на совещании по подготовке Уральского округа к отопительному сезону первый зампред правления «Системного оператора» Сергей Павлушко отметил рост потребления электроэнергии с начала 2022 года, обусловленный ростом спроса со стороны предприятий добывающей промышленности, в основном – нефтедобычи. Так, при сопоставимых температурных условиях потребление по энергосистемам УФО с начала января по 25 августа увеличилось на 2,7% по сравнению с аналогичным периодом 2021 года. «В предстоящий отопительный сезон прогнозируется рост выработки и потребления электроэнергии в целом по округу на 4% и 1,5% соответственно. Основной прирост ожидается в Челябинской области – 12,1% по выработке и 1,7% по потреблению», – сообщил на совещании замминистра энергетики РФ Евгений Грабчак.

Он добавил, что количество аварий на объектах электроэнергетики в Уральском федеральном округе по итогам прошедшего отопительного сезона снизилось в сравнении с отопительным сезоном 2020–2021 годов на 10,6%. В то же время работу энергообъектов нарушали лесные пожары на Урале: всего зафиксировано 39 таких случаев с начала года, 34 из них привели к нарушению электроснабжения потребителей, указал Евгений Грабчак. В числе регионов, наиболее пострадавших от лесных пожаров, – Свердловская, Челябинская и Тюменская области. Как и в России в целом, на Урале идёт процесс консолидации территориальных сетевых компаний (ТСО). «Исходя из информации по протяжённости ЛЭП и по суммарной трансформаторной мощности, представленной нам региональными штабами, тариф на услуги по передаче электроэнергии по предва-

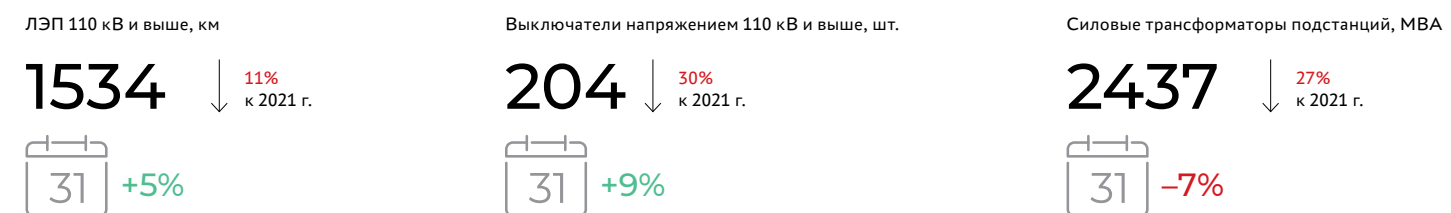
рительным оценкам будет устанавливаться следующим образом по годам: в 2023 году тариф получат 126 ТСО из 147 ТСО, осуществляющих сегодня деятельность в УФО, в 2024 году – 91 ТСО, а в 2025 году – 45 ТСО», – сообщил г-н Грабчак. В материалах по подготовке отопительного сезона на Урале Минэнерго отмечает незначительные риски при невыполнении ремонтов оборудования. «При самых неблагоприятных условиях на период отопительного сезона максимальное снижение установленной электрической мощности из-за невыполнения технических воздействий на иностранном оборудовании блоков ПГУ может составить не более 422,4 (1,3% от установленной мощности по УФО) и не окажет существенного влияния на прохождение отопительного сезона», – говорится в презентации министерства.

## Отклонения в ремонтах из-за переноса сроков после введения санкций

### Генерирующие компании



### Электросетевые компании





# Плавучий атомный энергоблок

Одним из самых молодых направлений в электроэнергетике является строительство плавучих атомных энергоблоков (ПЭБ). Первую плавучую атомную теплоэлектростанцию (ПАТЭС) «Академик Ломоносов», расположенную на Чукотке, концерн «Росэнергоатом» ввёл в промышленную эксплуатацию в мае 2020 года, а менее чем через год проект в составе четырёх ПЭБ был выбран для энергоснабжения строящегося горно-обогатительного комбината на Баимском месторождении (входит в число крупнейших в мире неосвоенных месторождений меди).

**П**лавучий энергетический блок «Академик Ломоносов» – это головной проект серии мобильных транспортабельных энергоблоков малой мощности, говорится в материалах «Росатома». Он предназначен для работы в составе ПАТЭС и представляет собой новый класс энергоисточников на базе российских технологий атомного судостроения.

ПЭБ предлагается использовать для энергообеспечения крупных промышленных предприятий, портовых городов, комплексов по добыче и переработке нефти и газа на шельфе морей. Он создаётся на основе серийной энергетической установки атомных ледоколов, проверенной в течение их длительной эксплуатации в Арктике, поясняют в «Росэнергоатоме».

В составе ПАТЭС «Академик Ломоносов» работают два энергоблока, оснащённых реакторными установками КЛТ-40С. Вместе они способны обеспечивать в номинальном режиме выдачу в береговые сети 70 МВт электроэнергии и до 50 Гкал/ч тепловой энергии для нагрева теплофикационной воды. Электрическая мощность, выдаваемая в береговую сеть без потребления берегом тепловой энергии, составляет около 76 МВт. В режиме выдачи максимальной тепловой мощности около 146 Гкал/ч электрическая мощность, выдаваемая в береговую сеть, составляет около 44 МВт. ПЭБ сможет обеспечивать электроэнергией населённый пункт с численностью населения около 100 000 человек.

Выдачу первой электроэнергии с ПЭБ в 2019 году журнал Power признал одним из шести ключевых событий года в мировой атомной энергетике, передавал ТАСС

Проект «Академик Ломоносов» предназначен для надёжного круглогодичного тепло- и электроснабжения удалённых районов Арктики и Дальнего Востока. ПАТЭС решила две задачи. Во-первых, это замещение выбывающих мощностей Билибинской АЭС, действующей с 1974 года, и Чаунской ТЭЦ возрастом свыше 70 лет. Во-вторых, это обеспечение энергией основных горнодобывающих компаний, расположенных на западной Чукотке в Чаун-Билибинском энергоузле. В «Росэнергоатоме» подчёркивают, что к этому проекту, не имеющему аналогов в мире, приковано особое внимание. К ПАТЭС проявляют интерес множество стран по всему миру, включая страны Юго-Восточной Азии и Ближнего Востока.

В декабре 2020 года «Атомэнергомаш» представил проект оптимизированного плавучего атомного энергоблока (ОПЭБ) с более низкой себестоимостью, высокой мощностью и более короткими сроками строительства, передавало РИА «Новости». ОПЭБ конструктивно проще, оптимизирован состав вспомогательного оборудования и судовых устройств. Вместо ядерных реакторов КЛТ-40С, как на «Академике Ломоносове», на новом блоке спроектированы два модернизированных реактора РИТМ-200М, что увеличивает мощность до 100 МВт, а срок работы на одной загрузке ядерного топлива — до 10 лет. Последнее позволяет исключить из состава плавучего энергоблока перегрузочный комплекс, хранилище отработавшего ядерного топлива и ряд других помещений, в том числе жилых: в отличие от «Академика Ломоносова» экипаж ОПЭБ будет размещаться на берегу. Всё это позволяет снизить водоизмещение ОПЭБ.



## > 175

млн кВт·ч электроэнергии выработала ПАТЭС в 2021 году, что позволило не допустить выброс в атмосферу более 80 тысяч тонн CO<sub>2</sub>-экв.

**Основные проектные характеристики реакторной установки РИТМ-200М**



Электрическая мощность генератора

**2 × 50** МВт



Паропроизводительность

**280** т/ч



Обогащение по урану-235

не более **20%**



Период работы до перегрузки активной зоны

**10–12** лет

**Основные проектные характеристики ОПЭБ**



Длина  
**112** м

Ширина  
**25** м

Осадка  
**4,5** м

Водоизмещение  
**12 000** т



## Самые маленькие

В энергетике отдельное место занимает сегмент микрогенерации – малых электростанций мощностью в несколько ватт, которые применяются для энергоснабжения, например, частных домов, магазинов, ферм. Такие источники энергии востребованы, если централизованные электросети расположены слишком далеко или в них часто бывают сбои в работе. Причиной перехода к микрогенерации может быть также желание сэкономить на оплате энергосчетов или использовать зеленую энергию.

**К**огда сейчас мы говорим об электростанциях для частных домов, то зачастую вспоминаем про солнечные панели на крышах или про небольшие ветроустановки, однако микрогенерация не ограничивается только зелеными электростанциями. До того как начался бум в развитии ВИЭ и эти технологии стали более дешёвыми и доступными для населения, широкое распространение получили генераторы, работающие на традиционном ископаемом топливе – бензине или дизеле, гораздо реже – на газе. Такие микроэлектростанции могут быть переносными или стационарными. Основные элементы микроэлектростанций – двигатель внутреннего сгорания, генератор и топливный бак. Запускаться станции могут вручную, с помощью электричества или иметь полностью автоматическую систему запуска. Бензиновые генераторы – менее мощные по сравнению с дизельными, их советуют применять, если нагрузка не будет

долгой – например, при поездке на природу или на случай непродолжительных отключений электричества. Если же требуется постоянный автономный источник электроэнергии – например, для дачного дома или при длительных перебоях в централизованном энергоснабжении, то эксперты рекомендуют использовать дизельные электростанции. Для дачи зачастую достаточно мощности в 2–3 Вт, генератора на 6 Вт хватит для строительных работ, когда надо подключить, например, дрели и перфораторы. Микроэлектростанции, работающие на дизтопливе, также часто применяются для различных объектов торговли, в медучреждениях.

С развитием зеленых технологий в энергетике для частного использования бензиновые и дизель-генераторы пока остаются востребованными. Идёт ли речь о промышленном производстве электроэнергии или о микрогенерации, для ВИЭ остаётся актуальной проблема высокой зависимости от погоды.

С развитием зеленых технологий в энергетике бензиновые и дизель-генераторы пока остаются востребованными, потому что для ВИЭ остаётся актуальной проблема высокой зависимости от погоды

В настоящее время во многих странах, в том числе в России, созданы механизмы, позволяющие гражданам продавать излишки энергии со своих микроэлектростанций в централизованную сеть. Однако одна из причин установки автономных генераторов – желание получить надёжное энергоснабжение при сбоях в общей сети, и в таком случае ВИЭ хотя и могут быть более дешёвым решением, основную задачу они всё же не способны выполнять. Поэтому появились предложения, например, солнечно-дизельных электростанций, когда солнечные панели дополняются дизель-генератором.

Автономным источником электроэнергии для частного дома или нескольких домов может быть и гидроэлектростанция. МикроГЭС – далеко не новшество, они применяются ещё с середины

прошлого века. Основные элементы ГЭС – турбина, генератор и водозаборное устройство. Такие ГЭС используют либо существующие перепады в уровне воды в реке, либо энергию течения. Если говорить о самом доступном варианте для энергоснабжения дома, то это погружные ГЭС, не требующие для работы сильного напора воды или перепада высот – они подходят для небольших потоков. В Интернете есть множество инструкций о том, как сделать микроГЭС, например для ручья, своими руками – особых профессиональных навыков для этого не требуется. Но на рынке представлено и много готовых вариантов, которые учитывают особенности водоёмов и в зависимости от этого предлагают технические решения, их мощность при этом может быть в разы выше. Микрогидростанции, как и большие ГЭС, зависят от сезонных перепадов уровня воды в течение года или больших климатических явлений (например, длительное отсутствие дождей), что в целом делает их более стабильным источником энергоснабжения по сравнению с солнечными панелями или ветроустановками, которым в ежедневной работе не нужна подстраховка в виде дизель-генератора. Здесь надо отметить, что ГЭС работают практически бесшумно в отличие от громких дизельных микроэлектростанций.

Солнечные панели, пожалуй, сегодня наиболее распространены для автономного энергоснабжения. Их устанавливают не только на крышах домов, но и на электромобилях, автобусных оста-



Инсоляция, или удельная выработка 1 кВт, в России варьируется от 800 кВт·ч в год в Мурманске и до

# 1500

кВт·ч в год в Забайкальском крае

новках и знаках дорожного движения. Солнечная электростанция для частного использования может быть сетевой или автономной. Первая требует, чтобы объекты энергоснабжения (например, дом) были подключены к централизованной электросети, в комплекте со второй есть аккумуляторная батарея. Третий вариант – гибридные станции, о которых мы упоминали выше – например, солнечно-дизельные. Несомненное преимущество всех зеленых электростанций в том, что они не требуют затрат на покупку топлива, а это основная статья расходов для тех же дизель-генераторов.

Ветроустановки, как и солнечные панели, могут быть автономными или сетевыми, существуют также гибридные. Если при размещении солнечных станций важна площадь (чем больше, тем лучше), то ветрякам нужна достаточная высота, на которой скорость ветра не ограничивается, например, стоящими рядом зданиями. По типу конструкции ветроэлектростанции (ВЭС) могут быть с вертикальной или горизонтальной осью вращения. Последние получили более широкое распространение, в том числе в большой энергетике, поэтому знакомы большому числу людей. Внешне они похожи на флюгеры, турбины в них установлены по оси вращения, то есть параллельно поверхности земли. Количество лопастей в ветряке может различаться, но чаще всего встречаются конструкции с тремя лопастями. В вертикальных ветроустановках турбина перпендикулярна земле. Они более компактны и начинают работать при более слабой скорости ветра, чем горизонтальные, но их КПД ниже, а стоимость, как правило, выше.

### Вопрос экономии

Журналисты ТАСС в этом году провели исследование о том, где в России можно





использовать солнечные панели и при каких условиях это будет выгодно. В рамках энергосистемы страны наибольшая доля выработки солнечной энергии приходится на южные регионы России. Среди них первые позиции занимают Оренбургская и Астраханская области, Калмыкия, Бурятия и Башкирия. Однако это не означает, что в более северных регионах солнечные панели не пользуются спросом. Агентство приводит оценку Минэнерго РФ, согласно которой сейчас окупаются все установленные станции, в том числе в регионах, где сравнительно мало солнечных дней: «Окупаемость в большей степени зависит от стоимости электроэнергии, нежели от уровня инсоляции. Инсоляция, или удельная выработка 1 кВт, в России варьируется от 800 кВт•ч в год в Мурманске и до 1500 кВт•ч в год в Забайкальском крае». В министерстве уточнили, что если в регионе тариф на покупку электроэнергии превышает 5–7 рублей с НДС за 1 кВт•ч, то эффект от экономии будет хорошо заметен. Если ниже, то экономия будет, но уже не так ощутима (одинаковый объём сэкономленных кВт•ч будет стоить больше в регионах с дорогим тарифом, поэтому и экономия здесь окажется выше). Агентство приводит такие расчёты: установка мощностью 5 кВт выработает в год около 5 тысяч кВт•ч в условиях Московской области или около 7 тысяч кВт•ч в условиях Краснодарского

края. Исходя из этих показателей и своего тарифа, можно посчитать ежегодную экономию от установки СЭС. Пока что в России доля частных домов не превышает 0,5% (это порядка 8–10 МВт) от общей мощности установленных солнечных электростанций.

По данным газеты «Коммерсант», владельцы малых солнечных электростанций неохотно пользуются новым механизмом подключения своих объектов к общей электросети. С марта прошлого года, когда появилась возможность подключаться к сети и продавать излишки микрогенерации, и до конца июня этого года электросетевой холдинг «Россети» получил 118 заявок на технологическое присоединение объектов микрогенерации суммарной мощностью 1,23 МВт. Реальные объёмы микрогенерации в стране в разы выше. Ежегодно в России, по разным оценкам, реализуются проекты общим объёмом около 30 МВт, рассказал изданию Максим Дякин из Vygon Consulting. Владельцы микростанций предпочитают использовать их для собственных нужд, поскольку не заинтересованы в продаже своей выработки по низкой цене: сбытовые компании покупают излишки примерно по 2,5 рубля за 1 кВт•ч, в то время как конечная цена электроэнергии для потребителей находится на уровне 6–8 рублей, отметил г-н Дякин.

**В Интернете есть множество инструкций о том, как сделать микроГЭС, например для ручья, своими руками – особых профессиональных навыков для этого не требуется**

# КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

ноябрь

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

**1 ноября**

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



Дубровский Тимофей Анатольевич  
**1971 г.**  
директор ООО «БашРТС»

**2 ноября**

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

**6 ноября**

Новиков Сергей Геннадьевич  
**1977 г.**  
начальник Управления общественных проектов Администрации Президента РФ

**7 ноября**

Жизневский Виктор Викторович  
**1977 г.**  
директор Загорской ГАЭС – филиала ПАО «РусГидро»

Козак Дмитрий Николаевич  
**1958 г.**  
заместитель руководителя Администрации Президента РФ



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

**8 ноября**

Аширов Станислав Олегович  
**1973 г.**  
генеральный директор АО «Газпром энергосбыт»

**10 ноября**

Башун Вячеслав Иванович  
**1977 г.**  
заместитель управляющего директора ПАО «ТГК-1» – директор филиала «Кольский»

генеральный директор ООО «РТ-Энерготрейдинг»



Шаров Юрий Владимирович  
**1959 г.**  
генеральный директор ООО «Интер РАО – Инжиниринг»

**11 ноября**



Шадаев Максют Игоревич  
**1969 г.**  
министр цифрового развития, связи и массовых коммуникаций РФ

**12 ноября**

Кухмистров Сергей Дмитриевич  
**1965 г.**  
директор Новочеркасской ГРЭС – филиала ПАО «ОГК-2»

**13 ноября**

Назаров Станислав Валентинович  
**1970 г.**  
заместитель управляющего директора ПАО «ТГК-1» – директор филиала «Кольский»

**13 ноября**

Амирханов Амирхан Магомедович  
**1952 г.**  
заместитель руководителя

Федеральной службы по надзору в сфере природопользования



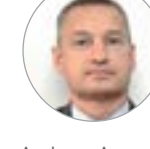
Оленин Юрий Александрович  
**1953 г.**  
заместитель генерального директора по науке и стратегии ГК «Росатом»

**15 ноября**



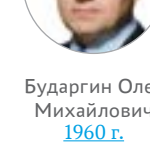
Бортников Александр Васильевич  
**1951 г.**  
директор Федеральной службы безопасности России

**16 ноября**



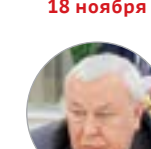
Алфеев Андрей Альбертович  
**1962 г.**  
генеральный директор ООО «Русские газовые турбины»

**21 ноября**



Бударгин Олег Михайлович  
**1960 г.**

vice-президент по региональному развитию Мирового энергетического совета (МИРЭС), член Высшего совета «Единой России»



Муров Евгений Алексеевич  
**1945 г.**  
председатель Совета директоров АО «Зарубежнефть»

**19 ноября**

Ведерчик Вадим Евгеньевич  
**1979 г.**  
управляющий директор ПАО «ТГК-1»

**20 ноября**

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

**21 ноября**



Халиков Ильдар Шафкатович  
**1967 г.**

председатель Совета директоров АО «Татэнерго»

**23 ноября**

Вахруков Дмитрий Сергеевич  
**1983 г.**  
заместитель министра экономического развития РФ

**26 ноября**



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

**30 ноября**

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



Александр Астафьев / РООЛ/ТАСС





Производство электроэнергии на ветряных электростанциях в России в августе выросло на

# 139,2%

в годовом выражении, за первые восемь месяцев 2022 года – на 85%, сообщили в «Системном операторе». ВИЭ в целом увеличили выработку в январе – августе на 51,2%, однако в структуре всей выработки в Единой энергосистеме страны на их долю приходится только 0,75%

коммуникационная группа

# MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ  
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ  
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ  
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

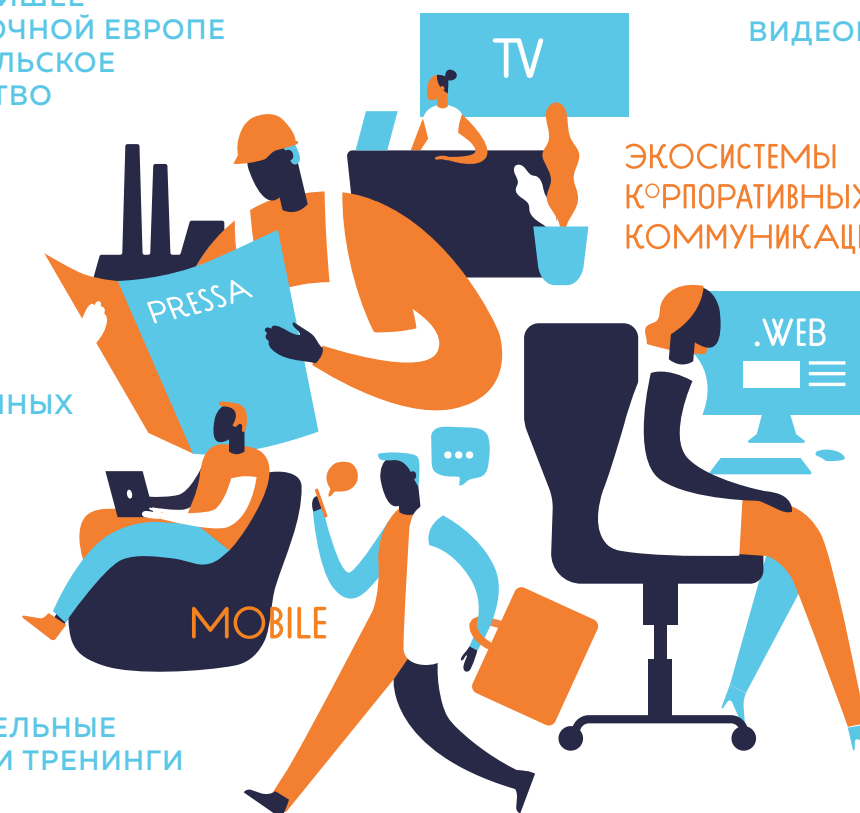
ЭКОСИСТЕМЫ  
КОРПОРАТИВНЫХ  
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА  
КОММУНИКАЦИОННЫХ  
СТРАТЕГИЙ

DIGITAL-АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ  
И ПРЕМИЯ  
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ  
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

**Журналы и газеты**

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

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

РОССЕТИ  
МОСКОВСКИЙ  
РЕГИОН

**Видео**

РУСГИДРО  
СУЭК  
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

**Веб-издания**

РОССЕТИ  
РУСГИДРО  
АТОМЭНЕРГОМАШ  
PERETOK.RU

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