

# ЭБГ

**Интервью**

24

Александр Вилесов: «Мы за максимально широкое распространение альткотельной»

**Регионы**

28

Сибирь:  
крупнейшие ГЭС и привязка к углю

**НВ**

32

Сохранить тепло

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

## Баланс мощности

Корректировка КОМ стала одной из ключевых тем в отрасли этой осенью. Регуляторы пока не спешат принимать окончательные решения и не исключают переноса отбора

стр. 8



**ПЕРЕТОК.РУ**

**ПРЕДСТАВЛЯЕТ**

# **СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!**

1000  
энергичных  
человек  
ежедневно

Годовой  
абонемент  
на поиск  
лучших

Удержание  
в топе  
результатов  
поиска

Брендинг  
страниц

Портрет  
компаний  
и её  
вакансий

раздел  
**ВАКАНСИИ  
В ЭНЕРГЕТИКЕ**  
на сайте [peretok.ru](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!

**Т**

радиционно прошедшие осенью энергетические форумы позволили вынести в публичное пространство, пожалуй, главную отраслевую дискуссию этого года – о новой модели рынка мощности. В «Теме номера» рассказываем (и показываем в «Инфографике»), какие предложения озвучили регуляторы и чего в свою очередь хотят потребители и производители энергии. Спорные моменты пока остаются, и, скорее всего, стоит ждать переноса отборов на более поздний срок, что даст отрасли возможность оценить новые риски и условия работы.

В «Тенденциях» говорим об изменившихся условиях подключения к электросетям. В этом году были отменены многолетние льготы по оплате техприсоединения, что ожидаемо вызвало жалобы потребителей. Сетевики с удовлетворением отмечают, что их клиенты перестали заказывать ненужную мощность «с запасом» просто потому, что цена низкая.

Две рубрики этого номера журнала посвящены теплоснабжению. В «Эксперт-клубе» собрали позиции участников отрасли по поводу того, как проходят реформа отрасли и переход к целевой рыночной модели. В «Интервью» задали заместителю генерального директора по коммерции и развитию «Т Плюс» Александру Вилесову вопросы о потребностях сектора, работе механизма альткотельной и планах компании.

В «Технологиях» рассказываем о турбинах на сверхкритических параметрах пара, а в **НВ** мы подготовили обзор о том, как в мире пытаются создать большие системы хранения тепловой энергии.

И как всегда в нашем журнале – обзор основных российских и международных новостей, региональная рубрика (в центре её внимания в этом номере Сибирь) и календарь дней рождения ключевых персон топливно-энергетического комплекса.

Редакция журнала  
«Энергия без границ»



←  
04**04** главные события  
в России**06** главные события  
в мире**08** тема номера

Баланс мощности

*Корректировка КОМ стала одной из ключевых тем в отрасли этой осенью, регуляторы пока не спешат принимать окончательные решения и не исключают переноса отбора*

↓  
08**14** инфографика

Основные предложения по изменению рынка мощности

**16** эксперт-клуб

Отопительный сезон

*Собрали мнения экспертов о ходе реформирования рынка тепла в РФ и применении механизма альткотельной*

24

**20** тенденции

Безльготное подключение

*В этом году одной из самых жарких тем в отрасли стала отмена льготных платежей за техприсоединение (ТП) к электросетям*

**24** интервью

Александр Вилесов:  
«Мы за максимально широкое распространение альткотельной»

*В 2022 году ресурсоснабжающие компании получили возможность привлечь инвестиции из ФНБ. Около половины из 150 млрд рублей получил сектор теплоснабжения. О потребностях отрасли, работе механизма альткотельной и планах компании спросили заместителя генерального директора по коммерции и развитию «Т Плюс» Александра Вилесова*

↓  
28



↑ 32

## 28 регионы

Сибирский  
федеральный округ

*Крупнейшие ГЭС и привязка к углю*

## 30 технологии

Турбины  
на сверхкритических  
параметрах пара

→ 36

## 32 NB

Сохранить тепло

*Рассказываем о системах накопления  
тепловой энергии*

## 34 календарь дней рождения ключевых лиц ТЭК России в декабре

## 36 фото номера

Световое шоу  
на матче открытия  
чемпионата мира  
по футболу в Катаре



← 30



Учредитель и издатель:

ПАО «Интер РАО»

Энергия без границ,

№ 5 (76) НОЯБРЬ 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@interra.ru

### Главный редактор:

Владимир Александрович Князев

Шеф-редактор: Александр Кленин

коммуникационная группа  
**MEDIA LINE**

Адрес издателя: 105082, г. Москва,

Рубцовская наб., д. 3, стр. 1, оф. 903

Тел.: +7 (495) 640-08-38;

640-08-39

www.mlgr.ru

E-mail: info@mlgr.ru

### Генеральный директор:

Людмила Васильева

**Фото:** пресс-служба компаний

Группы «Интер РАО», РИА «Новости»,

Росконгресс, 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 типографии: 107145, Россия,

г. Москва, Б. Головин пер., д. 11

Подписано в печать: 06.12.2022

Дата выхода в свет: 16.12.2022

Тираж: 1500 экз.

Распространяется бесплатно

12+

→

03



# В РОССИИ

# 3

ГВт с ноября составляет мощность ПГУ, ресурс которых будет экономиться, рассказали в «Системном операторе» (в октябре показатель составлял 1 ГВт)

## Наиболее важные новости этой осенью в российской электроэнергетике связаны с покупками и продажами активов. В середине сентября

«Интер РАО» сообщило о закрытии сделки по покупке двух предприятий энергетического машиностроения в России. Под контроль Группы перешла доля в 65% в компании, владеющей 100% ООО «СТГТ», а также 100% ООО «Воронежский трансформатор». Ранее эти активы принадлежали немецкой Siemens Energy.

СТГТ («Современные технологии газовых турбин») осуществляют сервис и производство газовых турбин SGT5-2000E мощностью 187 МВт, а также сервисное обслуживание газовых турбин SGT5-4000F мощностью 329 МВт. На площадке СТГТ в Ленинградской области установлено уникальное высокотехнологичное производственное оборудование, использование которого может обеспечить дальнейший рост локализации компонентов газовых турбин в РФ, говорилось в сообщении «Интер РАО». После закрытия сделки вторым собственником СТГТ остаются «Силовые машины», у которых в этом совместном предприятии доля в 35%.

«Воронежский трансформатор» проектирует, производит и обслуживает силовые и тяговые трансформаторы мощностью до 250 МВА и классом напряжения до 330 кВ, используемые в энергетической и транспортной отраслях. Предприятие занимает лидирующие позиции по качеству среди трансформаторных заводов в РФ с долей рынка около 25%.

«Среди текущих целей приобретения – организация инспекций газовых турбин зарубежного производства, которые сейчас невозможны в связи с уходом специалистов и компаний, – прокомментировал сделку представитель «Интер РАО». – Бизнес по производству высококачественных трансформаторов добавляет синергию нашим инжиниринговым активам, приобретённым в 2021 году, так как они занимаются в том числе



строительством энергосетевых объектов: воронежские трансформаторы бывший собственник считал лучшими в мире среди тех, что он производил. Эффект от сделок мы увидим несколько позже, но необходимо подчеркнуть, что спрос на современные турбины и трансформаторы в ближайшее время будет огромный, а сервисные услуги необходимы всем энергокомпаниям, у которых установлено зарубежное генерирующее оборудование. Таким образом, мы обеспечим надёжность и устойчивость функционирования электроэнергетического оборудования в стране, и тем самым мы уже укрепили энергетическую безопасность РФ».

**Несколько дней спустя был опубликован указ президента Владимира Путина, разрешающий российской «Акрон Индустрия» купить у французской энергомашиностроительной компании Schneider Electric «СЭЦ Холдинг»** (управляющую компанию

Капзатраты по 15 проектам КОММод выросли более чем

на **50%**

из-за роста цен поставщиков, сообщил «Совет производителей энергии»

завода «ГК «Электроцит» – ТМ Самара», который производит электротехническое оборудование). В июле Schneider Electric продала практически весь свой бизнес в России местной команде управленцев. Для управления активами была создана новая компания Systeme Electric, к которой перешли заводы в Санкт-Петербурге и Ленинградской области, а также московский Инженерно-сервисный центр и казанский Центр инноваций, говорил РБК бывший президент Schneider Electric в России и СНГ Алексей Кашаев.

**12 октября** итальянский энергоконцерн Enel объявил о закрытии сделки по продаже своей доли в размере 56,43%

# 10%

вместо 12,5% может составить планируемая доля ВИЭ в энергобалансе РФ к 2050 году, сообщил глава Минэнерго Николай Шульгинов



в «Энел Россия» компании «ЛУКОЙЛ» и фонду «Газпромбанк – Фрезия». ЛУКОЙЛ получил 26,92% акций, фонд – 29,5%. Enel продала все генерирующие активы. Совокупная мощность традиционной генерации составила 5,6 ГВт, ветряной – 300 МВт. Сумма сделки – €137 млн. Как отметили в Enel, в целом сделка оказала положительное влияние на консолидированный чистый долг группы в размере около €610 млн и негативно повлияла на отчётную чистую прибыль группы в размере около €1,3 млрд.

**Ещё один иностранный инвестор в отечественной электроэнергетике – финский Fortum – в начале ноября** сообщил, что пока не может назвать точные сроки продажи своих активов в РФ. О планах выхода с российского рынка компания сообщила в мае. По словам участников энергорынка, с которыми общался «Интерфакс», компания собирала заявки на покупку

своих активов и планировала принять решение до начала июля. Но с тех пор никаких заявлений о сделках не было. В начале октября источники «Интерфакса» сообщали об интересе группы «Синара» к активам Fortum.

Между тем из-за ухода других иностранных компаний Fortum сворачивает проекты в РФ. Российское подразделение финского концерна – «Фортум» – **в конце октября** искало подрядчика для консервации трёх ВЭС в Самарской области и одной – в Волгоградской. Эти электростанции компания планировала ввести в эксплуатацию в технологическом партнёрстве с датской Vestas, но та в апреле решила уйти из России. Производство лопастей на заводе «Вестас Мэньюфекчуриг Рус» в Ульяновске планируется поэтапно остановить до конца года, завод законсервировать, сообщали «Интерфаксу» в Минпромторге. При этом в ведомстве отмечали, что остановка производства не должна повлиять на проекты «Ветропарков ФРВ» (структуры «Фортума»): обязательства перед ними по выпуску лопастей для четырёх ветростанций в этом году планируется выполнить, говорили в министерстве 7 октября. Сама Vestas весной сообщила датскому изданию Ekstra Bladet о приостановке в связи с уходом из России именно этих четырёх проектов (которые сейчас планируется законсервировать) «по соглашению с нашим финским заказчиком».



КАДРЫ



**В Минэнерго в октябре был создан департамент реализации специальных проектов, который будет курировать вопросы топливно-энергетического комплекса в ДНР, ЛНР, Херсонской и Запорожской областях. В том числе он будет координировать работу по восстановлению энергообъектов. Новый департамент находится в ведении замминистра Евгения Грабчака.**

Директором нового департамента назначен выходец из Минэка Вадим Павлов. Г-н Павлов родился в 1977 году, окончил Ростовский государственный экономический университет «РИНХ» в 1999 году. По 2010 год замещал должности гражданской службы в органах исполнительной власти Ростовской области в сфере энергетики и тарифов. С 2010 по 2017 год работал в компаниях «Донэнерго», «Корпорация развития Калужской области», «Холдинг МРСК», «ФСК ЕЭС», «МРСК Юга» и «МРСК Северо-Запада».

В 2017–2022 годах работал директором департамента реализации региональных инвестиционных программ и координации социально-экономического развития регионов, а затем директором департамента координации социально-экономического развития регионов в Минэкономразвития России.



05

# В МИРЕ



1. Ливия

## ТЭС в Ливии

**В Ливии завершено строительство первой очереди тепловой электростанции Tobruk мощностью 650 МВт, первые 185 МВт мощности уже выданы в национальную энергосистему, говорится в международном мониторинге «Системного оператора».**

ТЭС строится на восточном побережье Средиземного моря на границе с Египтом. Она будет работать на мазуте или природном газе и оснащена четырьмя газовыми турбинами GT13E2 производства General Electric. В рамках проекта также будет сооружена необходимая сетевая инфраструктура, включая трансформаторную ПС 220/66 кВ.

Ожидается, что после выхода на полную мощность электростанция обеспечит надёжное электроснабжение региона Тобрук, для которого характерны перебои в подаче электроэнергии. Стоимость проекта оценивается в \$400 млн. Разработчиками проекта ГДЭС стали греческий промышленный конгломерат Mytilineos и ливийская энергокомпания General Electricity Co.



Hussein Eddab / Shutterstock.com



2. Грузия

## Новые ГЭС на Кавказе

**Грузия разработала программу развития гидроэнергетики, в рамках которой в ближайшие три года планируется инвестировать \$2,2 млрд в строительство ГЭС в стране, передал «Интерфакс» со ссылкой на премьер-министра Грузии Ираклия Гарибашвили.**

По его словам, новая программа согласована с экспертами Международного валютного фонда (МВФ). В качестве максимальной задачи г-н Гарибашвили назвал инвестиции в размере \$3 млрд.

Как пояснил премьер, в ближайшие три года поставлена цель начать строительство нескольких объектов мощностью 1,5 ГВт



и 800 МВт, в их числе – Намахвани ГЭС и Худони ГЭС. Ираклий Гарибашвили отметил, что все пункты новой схемы привлечения инвесторов для строительства гидроэлектростанций чётко прописаны и предусматривают их полную поддержку. Премьер назвал программу развития генерации важнейшей задачей для экономического блока с учётом того, что в стране растёт потребление электроэнергии и без ввода новых объектов в ближайшие годы возникнут проблемы.



3. Катар



## Солнце Катара

**Консорциум французской TotalEnergies, японской Marubeni и катарской QatarEnergy запустил крупнейшую в Катаре солнечную электростанцию Al Kharsaah на 800 МВт, сообщила TotalEnergies.**

Как передал «Интерфакс», станция, расположенная в 80 км к западу от Дохи, построена на территории площадью 1 тысяча га и включает 2 млн высокоэффективных двусторонних модулей, установленных на одноосных трекерах.

«Эти панели, оснащённые спереди и сзади фотогальваническими элементами, улавливают прямые солнечные лучи с одной стороны и лучи, отражённые от земли, с другой, тем

самым оптимизируя производство электроэнергии. Al Kharsaah может обеспечить 10% пикового энергопотребления страны и предотвратит выбросы 26 млн тонн CO<sub>2</sub> в течение всего срока службы», – говорится в пресс-релизе.

Электростанция была разработана и эксплуатируется компанией Siraj 1, которая на 40% принадлежит консорциуму, образованному TotalEnergies (49%) и Marubeni (51%), а на 60% – Siraj Energy (100% во владении QatarEnergy). Проект включает в себя 25-летнее соглашение о покупке электроэнергии между Siraj 1 и оператором электросетей Kahramaa.







5. Китай

## Китай улавливает CO<sub>2</sub>

Китайские Sinopec (энергетический и нефтехимический холдинг) и China Baowu (сталелитейная компания), британская нефтегазовая корпорация Shell и немецкий нефтехимический концерн BASF подписали меморандум о проведении ТЭО проекта по улавливанию, хранению и утилизации углекислого газа (CCUS) мощностью 10 млн т в год в Восточном Китае, говорится в материалах ассоциации «Глобальная энергия».

Ранее Sinopec уже зарекомендовала себя в качестве лидера по темпам внедрения технологий CCUS в Китае. Компания в 2012 году впервые в истории КНР начала использовать их при выработке электроэнергии из угля, а в 2022 году ввела в строй крупнейший в стране CCUS-комплекс Qilu-Shengli, мощность которого (1 млн т в год) сопоставима с высадкой 9 млн деревьев.

Проект Sinopec, China Baowu, Shell и BASF станет вторым по величине среди проектов в сфере CCUS, объявленных к сегодняшнему дню по всему миру (крупнейшим пока является проект строительства CCUS-хаба в Хьюстоне).



4. Индия

## Угольные перспективы

**Уголь будет играть важную роль в энергобалансе Индии как минимум до 2040 года, заявил министр угольной промышленности страны Пралхад Джоши. По его словам, спрос на твёрдое топливо в Индии ещё не достиг своего пика.**

В ассоциации «Глобальная энергия» отмечают, что слова министра созвучны с прогнозом Междуна-

родного энергетического агентства (МЭА), опубликованным в последнем выпуске World Energy Outlook в октябре 2022 года. Спрос на уголь в Индии с 2010 по 2021 год вырос на 54% (до 614 млн т). Согласно базовому сценарию МЭА, к 2030 году потребление угля в стране увеличится ещё на 26%, а в последующие десять лет снизится лишь на 5%. Ключевым драйвером спроса будет ввод новых угольных электростанций. По данным Global Energy Monitor,

к июлю 2022 года в Индии на стадии строительства находилось 17,3 ГВт угольных генерирующих мощностей (18% от общемирового объёма), а на предынвестиционной стадии – ещё 25,7 ГВт (9%). Индия по этим двум показателям уступала только Китаю.

Доля угля в структуре выработки электроэнергии в Индии в 2021 году составила 74%, а в первичном потреблении энергоресурсов – 57%, следует из данных Обзора мировой энергетики ВР.



# Баланс мощности

текст: Александра Белкина

Обсуждения корректировок работы основных механизмов энергорынка осенью вышли в публичную плоскость. Совокупно имеющиеся предложения, по озвученным пока расчётам, ведут к небольшому снижению платежей в рамках конкурентного отбора мощности (КОМ). Но предлагаемые решения вызывают вопросы и у производителей, и у потребителей энергии. Неофициально многие участники рынка говорят, что нет необходимости спешить с проведением КОМ и связанного с ним отбора проектов модернизации ТЭС – гораздо важнее точно оценить складывающуюся на рынке ситуацию, а конкурсы можно и перенести. Регуляторы, судя по публичным заявлениям, тоже с этим согласны.

**К**орректировку модели КОМ в прошлом году инициировало Минэнерго. После предыдущих масштабных изменений рынка мощности не прошло и трёх лет, но очередные корректировки в механизм отбора спровоцировала ситуация, начавшаяся в 2017 году. Тогда в ходе КОМ на 2021 год сложился высокий уровень спроса в Сибири, и цена на мощность, которая росла на 0,1–2,4% в отборах на три предыдущих года, в этот раз увеличилась сразу на 18,3%. Однако РУСАЛ, обеспечивший значи-

тельную часть прироста спроса, перенёс сроки реализации некоторых своих проектов, и в итоге фактический уровень потребления оказался меньше запланированного. При этом, согласно действующим правилам, цены пересмотру не подлежат.

Как пояснил на старте новой дискуссии замминистра энергетики Павел Сниккарс, было необходимо «в будущем исключить подобные проблемы с заявленными объёмами перспективного потребления». Участники рынка также много говорили об учёте климатической

повестки при проработке корректировок, хотя было непонятно, как именно, кроме разве что участия в КОМ зелёной генерации. Экономическая ситуация с тех пор сильно изменилась, и сейчас на первый план вышли другие параметры.

На сегодняшний день ключевые пункты в дискуссии о новой модели КОМ – это объём резервов, дифференциация оплаты мощности в зависимости от востребованности станции, пересмотр ценовых параметров ключевых точек и участие потребителей в КОМ через управление своим спросом.





# 28,3

ГВт мощностей с парогазовыми и газотурбинными установками работают в ЕЭС России

Михаил Терещенко / фотохост-агентство ТАСС



Николай Шульгинов:



«Минимальный необходимый резерв мощности, рассчитанный по новой методологии, может уменьшиться гигавайт на 14»



Первый анонс поправок, связанных с резервом, в июне на Петербургском форуме сделал глава Минэнерго Николай Шульгинов, сразу предсказавший и будущую дискуссию по этому вопросу. «Мы начали разрабатывать новый подход к проведению конкурентных отборов мощности, который заключается в переходе от нормативного определения параметров спроса и предложения, резерва мощности к их расчёту на основании вероятностных характеристик работы энергосистемы... Будет изменена методика определения спроса. Есть предложения в том числе по учёту мощности ГЭС, фактической мощности солнечных и ветровых электростанций, – сообщил г-н Шульгинов. – Мы провели предварительные расчёты. Они показывают, что минимальный необходимый резерв мощности, рассчитанный по новой методологии, может уменьшиться гигавайт на 14. Это приведёт к снижению стоимости мощности примерно на 10%. Мы ещё подумаем, что делать с кривой спроса, которая участвует в этом расчёте. Это впереди, это будет жёсткая полемика, наверное, в отрасли».

В «Системном операторе ЕЭС», который разрабатывает новую методику, поясняли, что она поможет точнее прогнозировать спрос на мощность и требующийся для его покрытия объём генерации, как следствие, это позволит «более корректно формировать ценовые параметры конкурентного отбора».

Как говорил г-н Шульгинов «Энергии без границ», Минэнерго исходило из оценки резерва мощности в КОМ в 35 ГВт (то есть эта цифра может снизиться до 21 ГВт). Сокращение объёма резерва не означает, что энергоблоки автоматически будут выводиться из эксплуатации. «Вывод должен быть мотивированным, мы не можем приказывать вывести, мы должны создавать условия, мотивацию. Собственник должен принять решение», – указывал глава Минэнерго.

Новый подход к расчёту резервов действительно вызвал большую дискуссию. В «Сообществе потребителей энергии» заявляли, что более сильной считают методику расчёта резервов, «которую ранее по заказу «Совета рынка» разработали в ИСЭМ им. Л. А. Мелентьева». «При оценке резервов недостаточно руководствоваться только факторами погоды и аварийности. Необходимо учитывать затраты на содержание резервов, которые могут превосходить издержки на перерывы энергоснабжения. Методика учёных из ИСЭМ технологически и экономически выверена, была верифицирована на модели энергосистемы в различных сценариях и режимах её работы, прошла согласования с участниками в «Совете рынка» и имеет высокую результативность, позволяя экономике избавиться от содержания почти 30 ГВт лишней мощности», – говорили в сообществе, отмечая, что причина отказа от этой методики не пояснялась.

Однако к сентябрю потребители изменили свою точку зрения. «Нам кажется разумным, чтобы спрос формировался по новой методике «Системного оператора», – заявил председатель набсовета «Сообщества потребителей энергии», директор по энергетике и ресурсообеспечению «Сибура» Владимир Тупикин на конференции «Совета рынка».

У генераторов предложения Минэнерго и СО ЕЭС вызвали множество вопросов. В кулуарах того же Петербургского форума представители компаний спрашивали, как сокращение резерва будет соотноситься с необходимостью экономии ресурса энергоблоков с иностранными газовыми турбинами. На них приходится 17% выработки в ЕЭС, а из-за санкций зарубежные компании не могут провести ремонт или сервисное обслуживание турбин. Чтобы сэкономить их ресурс, регуляторы изменили правила ОРЭМ, разрешив по заявке генкомпаний включать такие блоки в последнюю очередь (или не включать вообще, если не





будет потребности рынка), снижая при этом оплату мощности на 3 или 10%, в зависимости от того, закончился ли период окупаемости блока по ДПМ.

По оценкам «Системного оператора», в ЕЭС России насчитывается 28,3 ГВт мощностей с парогазовыми (ПГУ) и газотурбинными (ГТУ) установками. В России нет серийного производства такого оборудования, проекты пока находятся в стадии реализации и их результатов ещё предстоит дожидаться. Альтернативным, хотя и менее эффективным, вариантом называют возможность заменить иностранные ПГУ на отечественные паросиловые установки (ПСУ).

Спустя три месяца после заявления Минэнерго о готовящемся сокращении резервов генераторы продолжали задавать всё те же вопросы.

«Наверное, надо было бы снижать резервы, если бы не ситуация с ПГУ. Мы пока даже не можем сказать, смогут ли машиностроители обеспечить необходимый объём производства ПСУ – нужно сначала от них получить информацию», – говорила глава набсовета «Совета производителей энергии» Александра Панина на конференции «Совета рынка» в конце сентября.

В Минэнерго при этом не считали, что ситуацию с иностранными ПГУ надо учитывать в вероятностном подходе.

«В этой части по технике нужно, конечно, посмотреть саму методологию. В ней учитывается статистика, поэтому наперёд сказать, что какие-то генераторы на тех или других турбинах не будут работать или ещё что-то, нам кажется не очень правильным, потому что мы тогда вместо нормальной оценки вероятности на основе статистики падаем в какие-то сильно прогнозные вещи – раз. Поэтому скорее не надо это увязывать. Второе – нужно не забывать, что кроме резерва, который учитывается по статистике оборудования, есть стратегический резерв, и он как раз, его величина, в том числе позволяет покрывать такого рода неработу оборудования, поэтому мы не видим необходимости их между собой как-то увязывать», – комментировал ситуацию директор департамента развития электроэнергетики Минэнерго Андрей Максимов на той же конференции «Совета рынка».

В октябре на Российской энергонеделе предправления «Системного оператора» Фёдор Опадчий пояснил «Энергии без границ», что сложившаяся ситуация с иностранными газовыми турбинами всё же может быть учтена при пересчёте резерва мощности в КОМ.



«В методике (расчёта резерва. – *Прим. ред.*), которую мы предложили, есть статистически подтверждённые цифры аварийности, а есть отдельные компоненты, то, что называется стратегический резерв. Этот фактор (рисков газовых турбин. – *Прим. ред.*) можно будет учесть. Нужно или нет – сейчас неизвестно пока, будет понятно позже, но механизмы, безусловно, у страны должны быть не только на текущую аварийность, но и стратегические», – сказал г-н Опадчий. Говоря о предварительной оценке сокращения резерва на 14 ГВт, он отметил, что «стратегический резерв может чуть-чуть поправить эту цифру, если будет необходимо».

**В**торая часть вопросов генераторов касалась влияния новой методики на цену КОМ. Действующая модель конкурентных отборов предусматривает снижение цены на мощность при сокращении резервов. По июньским

оценкам СО ЕЭС, которые приводил «Коммерсантъ», ожидаемое снижение стоимости мощности для первой ценовой зоны составляло 17%, до 183,52 тысячи рублей за 1 МВт в месяц, для второй – 21%, до 298,8 тысячи рублей. «Системный оператор» рассчитывал экономический эффект при текущем ценовом потолке, но регуляторы уже обсуждали повышение price-cap, из-за чего снижение цены окажется не таким резким либо его не произойдёт вовсе.

«Вопрос, менять ли цену при снижении резервов. Мы в идеале хотим хотя бы плюс-минус сохранить её, чтобы она не сильно снизилась при том росте затрат, который сейчас есть», – пояснила Александра Панина.

Важный аспект состоит в том, что с этого года вопрос стоимости мощности в рамках КОМ – это не только цена содержания генерации, но и её обновления, поэтому снижение цены КОМ влечёт риски для проектов неглубокой модернизации.



**Ключевые пункты в дискуссии о новой модели КОМ – объём резервов, дифференциация оплаты в зависимости от востребованности станции, пересмотр ценовых параметров и участие потребителей**

В 2019 году вместе с запуском программы КОММод было принято решение о повышенной индексации цены КОМ для более мелких проектов, не проходящих в программу. Объём финансирования по этому механизму для продления «надёжного функционирования» 100 ГВт мощности оценивался в 786 млрд рублей с 2022 до 2035 года (в ценах 2021 года). Согласно оценкам «Совета производителей энергии», представленным в ноябре, генераторы запланировали 1295 проектов по модернизации, реконструкции, техпервооружению и замене оборудования в рамках КОМ на 2019–2028 годы, которые предусматривают 330 млрд рублей инвестиций. Как пояснила Александра Панина, часть проектов в рамках индексации уже запущена, но при снижении цены КОМ в 2027 году эти проекты опять станут некупаемыми.

«Конечно, в ситуации, когда у нас растут затраты и снижаются доходы, снижение цены КОМ для нас очень болезненно, и снижение цены КОМ может как раз сделать неэффективной работу даже парогазовых установок. ПГУ, которая из ДПМ перешла в КОМ, становится убыточной, и выручка от РСВ может не покрыть этих убытков», – рассказала Александра Панина.

**С**ейчас на оптовом энергорынке действует модель КОМ с эластичным спросом, когда по более низкой цене покупатели приобретают большее количество мощности, а по более высокой цене – меньшее. Параметры, определяющие спрос на мощность, задаются двумя точками спроса. «Точка 1» определяет максимальную цену («ценовой потолок») при минимально необходимом объёме мощности (этот базовый уровень спроса считает СО). «Точка 2» – это минимальная цена («ценовой пол»). Объём спроса в «точке 2» соответствует увеличенному на 12% объёму в первой точке. Если спрос и предложение равны, то на отборе сложится самая высокая цена, равная «точке 1». Если предложение выше спроса, то цена снижается, приближаясь к «точке 2».

По словам зампредправления «Совета рынка» Олега Баркина, в регуляторе считают принципиально важным при корректировке КОМ сохранить основу – эластичный спрос. Его параметры при этом можно изменить. Второй важный момент – это дифференциация оплаты мощности.

«Этот принцип нам кажется важным, именно он позволит создавать стимул



Александра Панина:

**v** «Конечно, в ситуации, когда у нас растут затраты и снижаются доходы, снижение цены КОМ для нас очень болезненно, и снижение цены КОМ может как раз сделать неэффективной работу даже парогазовых установок. ПГУ, которая из ДПМ перешла в КОМ, становится убыточной, и выручка от РСВ может не покрыть этих убытков»

к повышению эффективности загрузки генерации, её использования. В целом для себя мы приняли такой критерий – введение этой системы должно интегрально, то есть по совокупности платежа, приводить к экономии для потребителей как при переходе, так и в перспективе», – отметил г-н Баркин.

«Совет рынка» давно выступает за введение дифференциации, когда мощность более востребованных блоков оплачивается в полном объёме, а платежи для менее востребованных сокращаются. В начале октября в интервью «Коммерсанту» предправления регулятора Максим Быстров говорил, что «даже невостребованным станциям надо сохранять около 80% платежа». По его словам, в «Системном операторе» согласны с этой позицией, но потребители считают справедливым уровень 50–60%.

Александра Панина на конференции «Совета рынка» пояснила, что генераторы считают дифференциацию логичной, но аналогичный механизм уже существует – в виде штрафов за неготовность оборудования к работе.

«Я не могу сейчас сформировать позицию, мы против дифференциации или за. Теоретически это выглядит разумно. Но говорится о зависимости дифференциации от КИУМ. Понятно, что 100%-го КИУМ ни у кого нет. Для тепловой генерации получается такая ситуация: например, ты включён в «вынужденные», в основном сидишь на Pmin и у тебя КИУМ 30%, соответственно, плата за мощность снижается. С другой стороны, мы не обнаружили зависимость, когда мы при КИУМ в 30% ремонтируемся





реже, чем при КИУМ в 50%. Поэтому относительно дифференциации мы не занимаем позицию за или против, а предлагаем нанять консультанта, который проведёт анализ и скажет, есть ли такая зависимость. Мы готовы признать ту зависимость, которую подтвердят технические специалисты», – прокомментировала г-жа Панина.

Топ-менеджер одной из генкомпаний в беседе с «Энергией без границ» отметил, что более логичным выглядело бы предложение перераспределить имеющиеся штрафы за неготовность оборудования. Сейчас их получают потребители, но при этом они обеспечиваются и необходимой электроэнергией, так как при неготовности одного генератора включается другой. По словам нашего собеседника, выплаченные штрафы логично направлять в адрес тех компаний, которые закрывали дефицит.

**С**огласно предложениям «Совета рынка», дополнительно на снижение цены КОМ будет влиять участие в нём потребителей, так как это приведёт к уменьшению спроса на мощность. Потребители, названные квалифицированными, будут по сути заключать договор take or pay на мощность: они смогут заявить плановый пик своего годового спроса, а при его превышении будут платить более высокую цену за мощность. Собеседник в одном из регуляторов поясняет, что имеющиеся резервы позволят реализовать подобный механизм, хотя он, конечно, будет иметь определённые ограничения по совокупному объёму.

В «Сообществе потребителей» «Энергии без границ» сказали, что идея управления спросом «по инициативе ряда коллег дискутируется в ассоциации, но окончательная консолидированная позиция пока не выработана». Как говорил в конце сентября Владимир Тупикин, потребители выступают за дифференциацию оплаты мощности в зависимости от загрузки на рынке электроэнергии (РСВ) и предлагают разрешить нештрафуемый вывод отобранных в КОМ неэффективных энергоблоков (с низким коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ) за 12 месяцев).

«Нам кажется разумным, чтобы цена (формировалась. – Прим. ред.) на уровне прошлого отбора, скорректированная на инфляцию. Наклон линии спроса должен мотивировать к выводу неустребованной генерации», – отмечал г-н Тупикин.

**В** целом похоже, что генераторам всё же не стоит опасаться существенного снижения платежей за мощность. Как сообщил в октябре «Коммерсантъ», который ознакомился с предложениями «Совета рынка», регулятор предлагает поднять верхний уровень цены на отборе до уровня затрат на модернизацию турбинного оборудования ТЭС. Показатель будет рассчитываться в том числе с учётом CAPEX, OPEX и доходности проекта (по примеру программы модернизации старых ТЭС). При таком подходе цена мощности для первой ценовой зоны составит около 220 тысяч рублей, а для второй – 360–370 тысяч рублей. Без изменения «потолка» цен и при снижении резервов на 14 ГВт цена мощности в европейской части РФ и на Урале упала бы до 183,52 тысячи рублей за 1 МВт, а в Сибири – до 298,8 тысячи рублей. Но и при увеличении «потолка» годовой платёж за мощность для обеих ценовых зон в 2027 году составит около 297 млрд рублей в ценах 2022 года (–9,3 млрд в 1ЦЗ, до 175,7 млрд; +2,3 млрд в 2ЦЗ, до 121,7 млрд рублей). Суммарно это на 7 млрд меньше платежа за 2026 год, индексированного по инфляции.

Потребители ожидаемо выступили против таких параметров. «Повышенная индексация ценовых параметров КОМ до уровня затрат на модернизацию дублирует функцию отборов проектов модернизации ТЭС, необоснованно задвигает соответствующие платежи потребителей,

попутно наращивая сверхдоходы АЭС и ГЭС и фактически обнуляя эффект дифференцированного платежа незагруженным ТЭС», – комментировали газете в «Сообществе потребителей».

Принять новые правила и провести очередной отбор (на 2027 год) участники рынка пока не спешат. В кулуарах РЭН-2022 почти все говорили о том, что надо точнее оценить ситуацию, понять возможности российских машиностроителей по изготовлению нового оборудования и сервису имеющегося, дать хотя бы среднесрочный прогноз работы

**Часть проектов неглубокой модернизации в рамках индексации КОМ уже запущена, но при снижении цены в 2027 году они станут некупаемыми**





Так называемым  
квалифицированным  
потребителям по  
сути предлагается  
заключать договор  
take or pay  
на мощность

иностраных газовых турбин. Кроме того, КОМ проводится после отбора проектов КОММод, а эту программу тоже собирались корректировать. Самым важным стал вопрос актуализации «калькулятора Ламайера», который задаёт предельный CAPEX мероприятий по модернизации. На фоне резко выросших в этом году цен «Совет производителей» предложил сделать пересчёт стоимостных параметров для новых отборов. Регуляторы согласны с этим предложением. Актуализация «калькулятора» может занять несколько месяцев, и, судя по публичным заявле-

ниям, отборы могут быть перенесены, хотя и не только этой причине.

«И генераторы, и потребители думают над этим, они заявили, что необходимо перенести с весны на осень 2023 года (КОММод. – Прим. ред.). Поэтому мы такую возможность рассматриваем, мне кажется, что позиция генераторов и потребителей разумна, и мы склонны согласиться, мы этот вопрос прорабатываем. Это связано и с проблемами с поставкой оборудования, и с финансированием», – сообщил агентству ТАСС Павел Сниккарс.





## Основные предложения по корректировке

### «СОВЕТ РЫНКА»: ИЗМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ КОМ

### ПРОИЗВОДИТЕЛИ

Сохранение текущей модели «наклонного» спроса: отбор большего объема мощности без роста общей стоимости

Новая модель рынка КОМ:

#### 1.

#### ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ ПЛАТЕЖА ОТ ВОСТРЕБОВАННОСТИ

- Перераспределение оплаты мощности от менее в пользу более востребованных
- Повышение эффективности использования генерации и снижение платежа для потребителей

#### 2.

#### ОТВЕТСТВЕННОЕ ДОЛГОСРОЧНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

- Квалифицированным потребителям предоставляется право заявить плановый пик потребления
- Исходя из заявленного пика рассчитывается фиксированная доля покупки мощности на год
- В случае превышения заявленного пика – покупка с увеличенным штрафным коэффициентом
- Объем заявок квалифицированных потребителей может быть учтен в КОМ в спросе на мощность

ВЕРЯТНОСТНЫЙ ПОДХОД

+

ПЕРЕСМОТР ЦЕНОВЫХ ПАРАМЕТРОВ КЛЮЧЕВЫХ ТОЧЕК

КОММод:

₽181

млрд –

рост CAPEX для 51 проекта

+36%



₽280

млрд –  
выручка КОМ  
в 2022 году





# рынка мощности

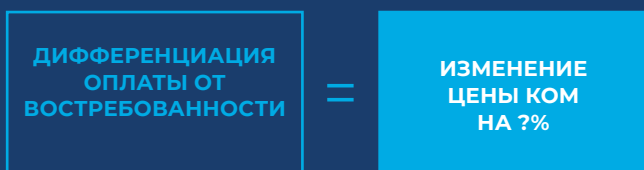
## ЭНЕРГИИ

## ПОТРЕБИТЕЛИ ЭНЕРГИИ



15

### Предложения по оптимизации КОМ



13

проектов – перенесена дата начала поставки мощности  
**+ 6 проектов** – перенос даты на рассмотрении Правкомиссии



Необходимо актуализировать «калькулятор Ламайера» – изменения в параметры КОММод должны основываться на актуальных CAPEX и реальных возможностях поставки оборудования

### ДОПОЛНИТЕЛЬНО:

- Дифференциация оплаты в зависимости от загрузки на РСВ
- Ответственное потребление квалифицированных потребителей
- Нештрафуемый вывод неэффективных энергоблоков

**₽330**

млрд инвестиций – модернизация, реконструкция, техперевооружение в 1295 проектах в рамках КОМ на 2019–2028 годы



ОТОПИТЕЛЬНЫЙ СЕЗОН

# Около четырёх лет назад первый город в РФ перешёл на рыночную модель тарифообразования (метод альтернативной котельной). Реализацию механизма эксперты обсудили на Российской энергонеделе.

## ЭКСПЕРТЫ:

Виталий Королёв, заместитель руководителя  
Федеральной антимонопольной службы

Степан Солженицын, генеральный директор  
Сибирской генерирующей компании

Ксения Сухотина, генеральный директор компаний  
«Русатом Инфраструктурные решения», «Квадра»

Павел Шацкий, первый заместитель генерального  
директора «Газпром энергохолдинга»



## Виталий Королёв

**М**ы много лет с коллегами обсуждали необходимость внедрения альткотельной, практика показала, что мы не зря сделали этот выбор. На целевую модель уже перешли 33 муниципалитета (в том числе четыре города-миллионника) в 17 регионах, ожидаемый объём инвестиций – около 270 млрд рублей.

Альткотельная нравится нам наличием предельного уровня, от которого есть определённая скидка, позволяющая формировать договорную конструкцию так, чтобы местные регуляторы и теплоснабжающие организации могли найти компромисс в размере тарифа. Тем более что ранее мы довольно строго это регулировали, так что инвестиций хватало не на все объекты, нуждающиеся в реновации. В рамках альткотельной мы проделали огромную предварительную работу. Но после этого мы с открытыми глазами идём в этот тип регулирования и поддерживаем те решения, которые были приняты. Имеющуюся практику я бы оценил как положительную, уверен, что этот метод и дальше будет развиваться.

Механизм альткотельной точно рабочий, и он точно не единственный. Могу привести пример крупного субъекта (Федерации. – Прим. ред.), который говорит, что не будет переходить на альткотельную нигде, потому что им кажется, что после перехода они полностью теряют рычаги управления и никак не могут влиять на работу ресурсоснабжающей компании. Нам кажется, что это очень однобокий взгляд, потому что, во-первых, есть ежегодный контроль. Во-вторых, параметры заложены и известны, так что мы считаем такой подход очень утрированным.

Надо отметить, что в секторе есть не только альткотельная, но и другие механизмы привлечения инвестиций. В прошлом году было принято

постановление правительства (№ 1700), которое позволяет увеличивать индекс платы граждан под конкретные инвестпроекты. Здесь есть уже три пилота – Тюмень и Казань в сфере водоснабжения, а также Московская область (Клин, Сергиев Посад, Солнечногорск и Воскресенск). Только Подмосковье привлекает 11,7 млрд рублей сверх индекса платы граждан. Из других новелл отмечу постановление, принятое 10 октября (№ 1800). Оно позволяет сохранять инвестиционную экономию регулируемой организации в сфере теплоснабжения. Если проект реализован дешевле, чем планировалось, 70% экономии должно возвращаться в инвестпрограмму, а 30% остаётся в распоряжении организации и не исключается из НВВ, что позволяет более гибко проходить текущий период. Ещё одно важное обновление, внесённое 6 октября (№ 1771), – снятие имевшихся ограничений для РСО при доступе к средствам ФНБ. Это означает, что теперь можно получить достаточно существенные средства на 25 лет под 3% годовых, расширив перечень реконструируемых объектов.

При контроле инвестпрограмм мы отмечаем, что они выполняются не в полном объёме, причём наблюдается разброс по секторам. По итогам 2021 года в сегменте теплоснабжения инвестиции составили 86% от плана, в водоотведении – 74%, в водоснабжении – 68%. Но в разрезе субъектов Федерации разброс ещё более драматический – по отдельным регионам показатель составляет 5%. Это означает, что во многих субъектах средства направляются не на те цели, на которые было заявлено.

**Мы много лет с коллегами обсуждали необходимость внедрения альткотельной, практика показала, что мы не зря сделали этот выбор**



## Степан Солженицын

**Д**ля нас программа идёт штатно, общий промежуточный вывод – механизм подходит для реальных ситуаций и работает в населённых пунктах с разным количеством населения. Сейчас у СГК на целевую модель рынка теплоснабжения переведены 12 городов, в том числе два миллионника, два полумиллионника, а остальное, по нашей классификации, малые города. Здесь зачастую потеряны якорный потребитель тепла, и система нуждается в оптимизации для снижения убыточности. Примерно та же ситуация в райцентрах, где обычно проживает до 50 тысяч человек, а по факту может быть и 20 тысяч. Типичная ситуация здесь, когда система выстроена вокруг котельных, и, по сути, это уже не совсем тепловая энергетика, скорее ЖКХ. Решить проблемы в лоб с помощью альткотельной тут нельзя. Но мы полагаем, что выходом из ситуации должны стать иные формы частного-государственного партнёрства, прежде

всего с предоставлением доступных кредитных ресурсов. Сейчас губернаторы видят примерно один путь решения проблем: каждой крупной компании выдаётся по «болячке», с которой она должна работать. Но в стране таких «болячек» скоро будет существенно больше, компаний не хватит.

Выделю один момент из нашего сибирского опыта, который применим ко всей стране. Наши системы чаще всего завязаны не только на тепло, но и на горячее водоснабжение (ГВС). Считается, что эффективный радиус ГВС и радиус теплоснабжения совпадают. Наш опыт показывает, что это не всегда так. Например, с такой ситуацией мы столкнулись в Рубцовске, где эффективно подавать тепло, но неэффективно – горячую воду, так как людям приходится сливать остывшую воду по 15 минут вместо секунд. Проблема распространённая, просто в Рубцовске она проявилась наиболее ярко. В этом направлении, мне кажется, нужно двигаться – более грамотно отрегулировать методы подачи воды: является ли это прописанными обязательствами, может быть, есть смысл оплачивать «энергию в воде», изменив систему тарификации, и прочее. У нас нет готовых рецептов, но нам кажется, что эти темы надо обсуждать.

Другой пример, который касается не только Сибири, но отчасти и Урала, и Дальнего Востока, – это экология. Как я говорю, она является непристроенной государственной целью. В Сибири проблема экологии – это не только чистый воздух, но и почва, и вода (проблема отходов, золошлаков и т. д.). Здесь нет отдельной программы с гарантией возврата







Stockmachine / Shutterstock.com

экологических инвестиций. Часть мероприятий энергетики могут реализовать в рамках имеющихся механизмов, той же альткотельной. Но нам всё время приходится балансировать – например, между экологичностью и надёжностью. При этом мы понимаем, что все вопросы экологии только за счёт обновления крупных объектов с большими выбросами не решатся. Грязный воздух – это зачастую проблема выбросов малых источников: котельных, кочеварок, угольного отопления частных домов. Альткотельная помогает – она позволяет заместить, но только котельные, так как система не рассчитана на работу в секторе автономного теплоснабжения, которое остаётся значимой проблемой на угольном востоке страны. Поэтому нам есть куда двигаться. Согласен, что методы могут быть самые разные. В тех проблемах, которые я обозначил, альткотельная не может быть единым ответом на все вызовы.

**Выходом из ситуации должны стать иные формы частно-государственного партнёрства, прежде всего с предоставлением доступных кредитных ресурсов**



## Ксения Сухотина

**Г**оворя о рынке тепла, мы хотели бы обсудить критерии и параметры инвестпроектов. Мы уверены, что в них должна входить не только замена теплосетей и источников тепловой энергии, но и полноценная трансформация. Как неатомный дивизион Госкорпорации «Росатом» мы работаем в 17 регионах и имеем ряд концессионных соглашений как в секторе теплоснабжения, так и в сферах водоснабжения и водоотведения. Комплексный подход в модернизации плюс организационная и цифровая трансформации дают наибольшую отдачу от вложения и, что немаловажно, прозрачность процесса. «Железо» плюс «цифра» и оптимизация всех процессов операционной деятельности являются реально необходимой трансформацией. Мы оценили результативность такого подхода и получили космические, но совершенно реальные цифры: сокращение теплопотерь в объёме до 25%, затрат на электро-



## «Железо» плюс «цифра» и оптимизация всех процессов операционной деятельности являются реально необходимой трансформацией

энергию – до 20%, кратное снижение сроков устранения нарушений. При этом производительность труда может вырасти на величину до 45%, а потребитель получает более качественное и надёжное теплоснабжение.

Всё, что я рассказываю, сделано для себя и испытано на себе. Внутри «Росатома» в рамках повышения эффективности и снижения затрат мы начали с самой проблемной сферы водоснабжения и создали программно-аппаратный комплекс «Цифровое водоснабжение», а затем и «Цифровое теплоснабжение». Разработки продиктованы необходимостью снижать затраты и повышать эффективность вложенных инвестиций. Проекты уже реализуются в Воронеже, Тамбове, Липецке, Белгороде и Глазове. В последнем случае опробуются решения для малых и средних городов, где коммунальные проблемы более концентрированы.



### Павел Шацкий

**М**ы никогда не были противниками метода альткотельной, мы были против перехода к этому методу как к единственному методу регулирования, который в перспективе должен вытеснить остальные. С такой точки зрения механизм «трёх ключей», когда с переходом на этот метод должны согласиться и регулируемые организации, и регулятор, и регион, является некой «защитой от дурака». Пока эта защита работает, мы рады тем победам, которые альткотельная одерживает в ряде регионов, перешедших на этот метод. Полагаю, наше отношение к методу альткотельной будет меняться по мере повышения его эластичности, то есть его применимости к реальным условиям. Наш подход в этом вопросе остаётся неизменным на протяжении уже 15 лет: мы не можем делать необдуманные эксперименты на колоссальной и уникальной, единственной в мире системе централизованного теплоснабжения. В России есть ряд факторов – не только климатических, но и технологических, урбанистических, которые не позволяют проводить прямые аналогии, ссылаясь на опыт других систем.

Мы создали и отчасти можем гордиться системой регулирования, которую построили под эту уникальную систему теплоснабжения. Да, она может быть неидеальна, громоздка, требует делать много телодвижений и от регулятора, и от регулируемых, в ней есть определённые дыры, которыми кто-то может пытаться пользоваться. Но она позволяет поддерживать систему на плаву, учитывая её специфику и особенности.

Мы внимательно смотрим, как этот механизм у коллег заработал, примеряли на себя эти «эталонные штанишки» в паре регионов, где-то, по мере изменения модели, «штанишки» стали нам резко малы. Потому что кому-то эти

изменения идут на пользу, кому-то нет – это лишь подтверждает, что схема работает. Но унификация невозможна. Это всё равно что сказать: «Давайте вместо обуви разных размеров будем выпускать только 41–42-й как самые массовые. У кого размер поменьше – газету подложат, у кого больше – мысок отстригут, и нормально, ходить можно».

Но какие-то плюсы по мере применения альткотельной появились. Например, с точки зрения объёмов производства. Приветствуем то, что финансовая часть модели стала более адекватно учитывать сигналы, связанные с инфляцией и прочим, с этажностью. Но в общем эта модель не является эталоном или весами, на которых можно взвесить любой случай. Ближайшие примеры систем теплоснабжения городов, с которыми мы пытались сравнивать свою конкретную ситуацию, дают совпадение по технологическим параметрам от 17 до 25%. Можно было бы смириться, что у нас на несколько сотен рублей отличается стоимость гигакалории. Но через пару-тройку лет, когда мы забудем о колоссальной базе, перестанем её поддерживать, возникнет необходимость изменить какой-то подход, и он не будет укладываться в эти «штанишки». Восстановить это будет невозможно. Мы опять будем придумывать какую-то гигантскую заплатку? Без доли иронии: мы с большим уважением относимся к достижениям коллег. У нас есть один-два проекта, где мы сами, наверное, попробуем в эту воду войти. Большой пользы там не получим ни мы, ни регион, но мы попробуем.

**Мы против  
перехода к методу  
альткотельной как  
к единственному  
методу  
регулирования,  
который  
в перспективе  
должен вытеснить  
остальные**





# Безльготное подключение

текст: Юрий Юдин

В этом году одной из самых жарких тем в отрасли стала отмена льготных платежей за техприсоединение (ТП) к электросетям. Потребители почти сразу после начала действия новых цен стали заявлять о чересчур больших расходах, в «Совете рынка» рассказывают о вале поступающих обращений. В крупнейшем электросетевом холдинге страны – «Россетях» – при этом указывают, что расценки по-прежнему остаются льготными, а при более высокой стоимости клиенты не заказывают ненужную мощность. Кроме того, сетевой холдинг даже готов помочь потребителям получить кредит для оплаты подключения к сетям.

---

**В**

середине февраля Президент РФ Владимир Путин подписал закон, постепенно отменяющий льготы

в отношении техприсоединения к электросетям. Изменения вступили в силу 1 июля. До принятия этих поправок в платёж за подключение к электросетям заявителей с энергопринимающими устройствами мощностью до 150 кВт не включались траты сетевых компаний на строительство инфраструктуры. Часть затрат компенсировалась сетям через тариф на передачу, но остаются выпадающие доходы, которые, как отмечалось в пояснительной записке к законопроекту об отмене льгот, с 2009 года составили 54,7 млрд рублей при общем объёме затрат на присоединение льготников в размере 166 млрд рублей. Если законопроект не принять, выпадающие доходы в дальнейшем могут достигать 10 млрд рублей ежегодно на фоне ограничения роста тарифов на передачу, отмечалось в документе. Нарекания вызывали также объёмы техприсоединения. Согласно данным Минэнерго, которые приводил «Коммерсантъ», каждый год сети получали заявки на льготное ТП суммарно на 7 ГВт, хотя фактически клиенты потребляют лишь 20% мощности.

«Действительно, с 2010 года очень много денег вложили (в ТП. – Прим.

**Региональные власти могут сами определять дополнительные льготы для потребителей до 150 кВт, но им придётся компенсировать эти затраты сетям из своего бюджета**



Алексей Мольский, заместитель генерального директора по инвестициям, капитальному строительству и реализации услуг «Россетей»

**v**

«Когда ввели оплату за киловатт, мы посмотрели оплату с 1 июля, уже 10 кВт средняя мощность, которую заявляют, и количество заключаемых договоров снизилось в три раза»

ред.) и привели к тому, что все деньги уходили на технологическое присоединение, а не на развитие и поддержание состояния сетей. По льготному технологическому присоединению за это время 42 ГВт мощности присоединили, а используются 10 ГВт – такая реальная нагрузка. Эти сети построены, они обслуживаются», – сетовал в выступлении на РЭН-2022 заместитель генерального директора по инвестициям, капитальному строительству и реализации услуг «Россетей» Алексей Мольский.

Переход на полную оплату ТП для энергопринимающих устройств до 150 кВт (малый и средний бизнес) сделали постепенным. С 2017 года для привлечения инвестиций в регионы бизнес освободили от оплаты затрат на строительство новых сетевых объектов от существующей инфраструктуры. Согласно принятым изменениям, с 1 июля и до конца 2022 года в плату за ТП включается до 50% расходов на новые сети для подключения потребителя, а с января 2023 года – 100%. Прежние льготные условия сохраняются только для объектов, которые находятся в пределах 200 м от существующей сети в городах и 300 м – в сельской местности. Региональные власти могут сами определять дополнительные льготы для потребителей до 150 кВт, но им придётся компенсировать эти затраты сетям из своего бюджета.

В будущем изменения в стоимости ТП коснутся и крупного бизнеса: с июля 2024 года сетевые компании смогут включать в состав платы за техприсоединение устройств свыше 150 кВт инвестсоставляющую, которая поможет им покрыть расходы на развитие существующей инфраструктуры. Порядок расчёта расценок для этой категории потребителей планируется разработать в 2023 году.

**л**

летом Правительство РФ отменило льготное технологическое присоединение к электросетям для населения – постановление от 30 июня было опубликовано поздно вечером 1 июля, и с этой же даты начали действовать новые расценки. Теперь минимальная стоимость ТП составляет 3 тысячи рублей за 1 кВт присоединяемой мощности, с 1 июля 2023 года она вырастет до 4 тысяч рублей, а с 1 июля 2024 года – до 5 тысяч рублей. Максимальная ставка – 10 тысяч рублей за 1 кВт, но региональные власти могут установить и более высокую по согласованию с федеральным регулятором. Для льготных категорий граждан правительство установило сниженную ставку – 1 тысячу рублей за 1 кВт.

Население получило льготы на подключение к электросетям в 2009 году: ставка для ТП объектов до 15 кВт была зафиксирована на уровне 550 рублей. При новых параметрах в этом году стоимость техприсоединения для граждан выросла почти в 82 раза – до 45 тысяч рублей за 15 кВт, с июля 2024 года произойдёт увеличение в 136 раз от первоначального уровня – до 75 тысяч рублей. При этом оплачиваться будет каждый подключаемый киловатт, поэтому потребителю не обязательно заказывать те же 15 кВт, объём может быть меньшим, что снизит и суммарный платёж. С 2023 года ставка платы за ТП будет индексироваться по промышленной инфляции (в 2021 году она составила 28,5%). Для домов, которые расположены не далее 300 м от существующих сетей в городе и 500 м в сельской местности, определён уровень минимальных и максимальных ставок. Если расстояние больше, то придётся оплатить также строительство «последней мили» по стандартизированным тарифным ставкам, пояснили в Минэнерго «Коммерсанту». «Региональные власти, ориентируясь на эти параметры и в зависимости от затрат сетевых компаний, могут окончательно определить плату за подключение», – уточняли в министерстве.

→

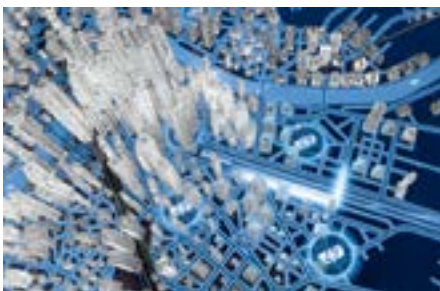
**21**



Рост платы за ТП окажет негативное влияние на бизнес, говорил газете президент «Опоры России» Александр Калинин. Конечная цена будет зависеть от того, насколько развиты сети в конкретном регионе: в местах с развитой сетью плата может не измениться. «Мы считаем, что процедура расчёта цены непрозрачная: бизнес опасается, что сетевые компании будут необоснованно включать расходы на строительство сетевых объектов. Учитывая непростую экономическую ситуацию, нужно возвращаться к мерам поддержки бизнеса: например, компенсировать часть стоимости ТП за счёт регионального бюджета», – подчёркивал г-н Калинин.

По сути, льготное ТП – один из видов перекрёстного субсидирования, и практические шаги, направленные на борьбу с ним, не могут не радовать, комментировал изданию директор Центра исследований в электроэнергетике Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ Сергей Сасим. По его мнению, льготное ТП не смогло стать ощутимым драйвером ни экономического развития, ни повышения эффективности электросетевого комплекса: «Сложившаяся регуляторная практика приводит к ежегодному наращиванию некомпенсируемых расходов на ТП (в среднем по крупным сетевым компаниям доля некомпенсированных расходов превышала 30%) и отвлечению средств из тарифных источников, предназначенных, в частности, для ремонтов». Г-н Сасим не ожидал «драматических последствий» для бизнеса: возможность дёшево присоединиться сохраняется, а развитие бизнеса определяет доступ к рынкам сбыта, капиталу и технологиям, а не стоимость ТП.

**О**днако летом после начала действия новых расценок профильные информресурсы по электроэнергетике заполнились многочисленными, иногда анонимными, иногда авторизованными, жалобами на стоимость подключения к сетям в размере сотен тысяч и миллионов рублей. В октябре на Российской энергонеделе председатель правления «Совета рынка» Максим Быстров рассказал, что регулятор тоже получает подобные жалобы. «Мы сейчас тоже испытываем вал посетителей «Совета рынка» потребителями, которые говорят: «Нам выкатили за ТП 20 млн (рублей). – Прим. ред.) для какого-то маленького молокозавода». У крупных заводов вообще какие-то там миллиардные



# 54,7

млрд рублей с 2009 года составили выпадающие доходы сетевых компаний из-за льготного ТП

(затраты на ТП. – Прим. ред.). Как мы будем находить новый баланс?» – задавался вопросом г-н Быстров.

Алексей Мольский в ответ напомнил, что льготный механизм формирования расценок за ТП всё равно действовал за счёт потребителей, так как сниженные платежи компенсировались в тарифе на передачу электроэнергии. Таким образом, за более дешёвое подключение к сетям одним потребителем платили все остальные.

«Наша позиция в том, что каждый должен платить реальную цену за ту услугу, которую он потребляет. Мы считаем, что все, кто хотел воспользоваться (льготным ТП. – Прим. ред.), воспользовался, присоединился, а дальше, конечно, каждый должен платить за себя и за ту мощность, которая ему нужна», – заявил г-н Мольский.

По его словам, с повышением стоимости подключения стандартный ранее объём



присоединяемой мощности в 15 кВт «уже никто не берёт». «Когда ввели оплату за киловатт, мы посмотрели оплату с 1 июля, уже 10 кВт средняя мощность, которую заявляют, и количество заключаемых договоров снизилось в три раза. Вот там, где надо (например, – Прим. ред.), Московская область, там осталось. А те, кто просто подавал наперёд 30–40 ГВт, которыми не пользовались, они сразу все рассеялись, поэтому я считаю, что это правильный механизм – введение платы», – рассказал топ-менеджер.

«Это правильная мысль, что льгота для кого-то льгота, а для кого-то нагрузка. Это правда, что за льготное ТП платили все те, кто платит сетевой тариф, потому что им поднимали цену на сетевой тариф ровно на ту сумму, которую тратили на льготное техприсоединение. Было бы честнее со стороны государства тогда субсидировать эту



льготу, уж если это льгота, и она, кстати, для населения носит социальный характер», – отметил Максим Быстров.

**В** «Россетях» при этом настаивают на том, что от льготного техприсоединения энергетики всё же не ушли. «Сегодня для населения минимальная ставка, за исключением льготных групп, – 3000 рублей. То есть было 550 рублей, сейчас, если (подключать. – Прим. ред.) 15 кВт, то это 45 тысяч рублей. Мы не считаем, что это много. То есть если строится жилой дом, мы посмотрели практику, это 1%, максимум 1,5% от стоимости строительства всего дома. Это не такие большие деньги для населения, чтобы брать для этого ипотеку или кредиты в банках. (Уровень оплаты. – Прим. ред.) всё равно остаётся льготным, потому что средняя ставка –

### С июля 2024 года сетевые компании смогут включать в состав платы за ТП для крупного бизнеса инвестсоставляющую

мы показывали правительству по разным регионам – начинается за 1 кВт примерно от 7 тысяч рублей и выше, в Московской области вообще порядка 20 тысяч рублей за кВт», – пояснил позицию сетевого госхолдинга Алексей Мольский.

По его словам, для малого и среднего бизнеса (подключаемая мощность до 150 кВт) в среднем по стране стоимость подключения к сетям составляет 50 тысяч рублей и, когда речь идёт об открытии бизнеса, то «это, наверное, не такие большие деньги». Он отметил, что более крупному бизнесу, который с 2024 года будет оплачивать инвестсоставляющую для покрытия расходов сетевиков на развитие инфраструктуры, потребуются уже «существенные вложения, и там, наверное, без привлечения потребителями заёмного капитала осуществлять технологическое присоединение будет трудно». Но «Россети» не против помочь клиентам в привлечении кредитов – у компании уже есть совместный проект в сфере ТП со Сбером, и она планирует его дальнейшее развитие.

«Мы вообще уходим в электронное общение сегодня, и договоры (на ТП. – Прим. ред.) заключаются путём подачи заявки в электронном виде. Мы с одним крупнейшим банком России достаточно успешно работаем в этом проекте. В прошлом году, когда мы запустили эту тему, взяли его экосистемы общения с потребителями, запустили эквайринг у нас на портале ТП. Сегодня он полностью синхронизирован с ЕПГУ (Единый портал госуслуг. – Прим. ред.), можно оттуда перейти, и через SberPay на портале тут же оплачивать технологическое присоединение. Оплата через приложение действует по всей стране. По нашему соглашению со Сбербанком считается, что после оплаты договор автоматически заключён, не надо ходить и подписывать его», – рассказал Алексей Мольский.

В следующем году, по его словам, «Россети» хотят запустить на своём портале возможность онлайн-получения кредита для оплаты подключения к электросетям: «Понятно, что население, как я уже говорил, 45 тысяч рублей, наверное, брать не будет, но малый бизнес, на который льготы не распространяются, сможет воспользоваться этой услугой. Сейчас мы это проговариваем... со Сбербанком работаем. Надеюсь, в следующем году мы это внедрим, и все желающие будут иметь возможность получить (кредит. – Прим. ред.) онлайн».

Первый зампредаправления Сбербанка Александр Ведяхин подтвердил эти планы.

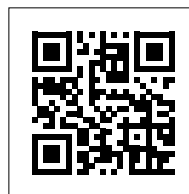




## Александр Вилесов: «Мы за максимально широкое распространение альткотельной»



В 2022 году ресурсоснабжающие компании получили возможность привлечь инвестиции из Фонда национального благосостояния (ФНБ): на ближайшие два года для проектов модернизации выделено 150 млрд рублей. Около половины средств получил сектор теплоснабжения. О потребностях отрасли, работе механизма альткотельной и планах компании в интервью «Энергии без границ» рассказал заместитель генерального директора по коммерции и развитию «Т Плюс» Александр Вилесов.



*Интервью на сайте  
Peretok.ru*

– Начнём с последней дискуссии об ограничении роста тарифов в регионах, перешедших на механизм альткотельной. 20 октября «Коммерсантъ» сообщил, что в правительстве обсуждают «потолок» роста тарифов в регионах, перешедших на альткотельную (индекс потребительских цен +4%), что может затормозить переход к рыночным принципам. В секторе ещё помнят печальную судьбу RAB в сетях, когда похожий инвестмеханизм был фактически свёрнут из-за тарифных ограничений. На следующий день Минэнерго сообщило, что вопрос снят с рассмотрения, так как «в законодательстве

**предусмотрены другие инструменты сглаживания ценовых последствий в ценовых зонах теплоснабжения». Чем, на ваш взгляд, была вызвана эта дискуссия, есть ли сейчас какие-то тарифно-финансовые проблемы у механизма альткотельной?**

– Никаких проблем у альткотельной в этом смысле нет, всё идёт по плану, механизм работает. Полагаю, предложение было вызвано дополнительной заботой о социальном климате в регионах со стороны одного из ФОИВ. Но, на наш взгляд, эти опасения, что рост тарифов выше какой-то величины может создать напряжённость, избыточны и не имеют под собой оснований. Система взаимоотношений энергетиков и регионов в ценовой зоне выстроена и имеет два рычага влияния на ситуацию, которых достаточно. Это инвестиции и фактор, связанный с прогрессивным ростом ИПЦ, влиянием инфляции на цены. Никто не заинтересован в негативных социальных последствиях и превышать согласованные тарифные темпы не собирался.

**– Вместе с тем обсуждаются и другие корректировки в механизм альткотельной, в частности использование при расчётах стоимостных параметров 2019 года вместо цен 2015-го. Какие изменения возможны и с чем они связаны?**

– Речь в основном идёт о двух типах изменений. Во-первых, инфляцию никто не отменял, её надо учитывать. При этом важно понимать, что реальные тарифы на тепло и цена альткотельной – это две разные вещи. Цена альткотельной – это предельная цена, которая может колебаться в зависимости от макроэкономических факторов. Да, с учётом инфляции она будет выше, она учтёт накопленный рост цен, но на этом – всё. У нас равномерный переход, так что ситуации, когда учли 20%-ную инфляцию и все тарифы подпрыгнули на 20%, не будет.

Вопрос инфляции касается не только более актуальных стоимостных параметров в расчётах, но и ставки ЦБ, которая в этом году колеблется. И сделать вид, что ничего не происходит, невозможно. Если мы хотим иметь нормальный механизм, который как-то гарантирует возврат инвестиций, то должны быть более-менее адекватные экономические вводные. Энергетики несут инвестобязательства, нужно договариваться с банками или

фондами, демонстрировать адекватную финмодель, в том числе с точки зрения инфляции. Поэтому логично внедрение схемы, схожей с применяемой в ДПМ, когда доходность привязана к ставке ОФЗ.

Вторая часть изменений – это приближение модели альткотельной к реальности, учёт критики, которая формируется из практики. Это и опыт энергетиков от применения механизма «на земле», и учёт критики со стороны федеральных властей. В частности, снижение единичной мощности теплоисточников, применяемых при расчётах, этажности домов. По этим изменениям есть общественный консенсус, надеемся, они будут утверждены до конца этого или в самом начале следующего года.

**– «Т Плюс» работает в 41 городе, в 16 уже действует альткотельная, компания хотела бы перевести на этот механизм ещё 16 муниципалитетов. При этом у «Т Плюс» есть ещё 24 концессионных соглашения. В чём разница между этими механизмами, какой из них для вас предпочтительнее?**

– Концессия – это работа только с муниципальным имуществом, кусочком всей сети, объединяющей генерацию, магистральные, распределительные сети и т. д. Муниципальные активы – это всегда часть от целого, их можно взять в концессию. А остальное? Только накрывать более общим механизмом – альткотельной. Так что это не конкурирующие инструменты, а дополняющие друг друга. Если мы приходим с альткотельной туда, где есть концессия, то все концессионные обязательства сохраняются. Всё, что написано в концессии, мы должны сделать при переходе к альткотельной, это закреплено в законодательстве.

**– Как альткотельная меняет взаимоотношения энергетиков и региональных чиновников?**

– Возникают совершенно новые отношения с теми муниципальными и региональными чиновниками, с кем мы проходим путь альткотельной вместе. Мы можем в чём-то не соглашаться, временами не любить друг друга, спорить. Но мы выходим на совершенно иной уровень отношений по сравнению с теми, кто не способен договориться и из-за ерунды закидывают друг друга кляузами. Ещё один принципиальный момент – важность разработки

качественных схем теплоснабжения. У нас на дворе цифровой век – подобные проекты позволяют повысить прозрачность модернизации сектора, делают его наблюдаемым не только для регуляторов, но и для инвесторов, банков. Работа есть везде – и в больших городах, и в малых, поэтому мы за максимально широкое распространение альткотельной.

**– В каких случаях городу «прямо показано» внедрение альткотельной?**

– В моём понимании критерий быстрого перехода на альткотельную очень простой: если действующий тариф ниже тарифа альтернативы. И второй фактор – дефицит инвестиций. Если разница между потребностями, прописанными в схеме (теплоснабжения. – *Прим. ред.*), и принятыми тарифными решениями составляет 30%, то это уже много. Но реальное соотношение, как правило, составляет 3:1, то есть 300%.

**Энергетики несут инвестобязательства, нужно договариваться с банками или фондами, демонстрировать адекватную финмодель, в том числе с точки зрения инфляции. Поэтому логично внедрение схемы, схожей с применяемой в ДПМ, когда доходность «привязана» к ставке ОФЗ**

→



Изменить ситуацию, когда тарифы на теплоснабжение растут на 4% при инфляции в 12%, невозможно. На мой взгляд, это однозначный показатель – надо переходить на альткотельную. Тогда у муниципалитета есть возможность разорвать порочный круг недофинансирования и постепенно, на длинном горизонте, навёрстывать отставание, финансово не перегружая потребителей. Для этого нужно подписывать долгосрочные соглашения: это позволяет привлекать длинные инвестиции, сдерживая рост тарифов на уровне чуть выше инфляции. Безусловно, если у нас есть незащищённые категории граждан, в бюджетах городов надо предусматривать социальные субсидии.

**– Какие ещё изменения в механизм альткотельной, на ваш взгляд, необходимы?**

– В концессионных соглашениях есть такие показатели, как улучшение качества и надёжности, снижение потерь при теплоснабжении. Нас как клиентов интересует конечный результат и цена, а не подробности процесса. При покупке колбасы никто не интересуется маркой машины и размером шин, на которой её привезли в магазин. Но в теплоснабжении

логика начисто куда-то улетает, люди начинают контролировать всё и вся. Давайте узнаем, сколько метров трубы переложили энергетики... После этого и государственные, и корпоративные деньги начинают лететь в чёрную дыру. Потому что к вам обязательно придут люди, которые расскажут, что надо вместо сломанной котельной поставить новую, точно такую же, которая будет так же не востребована, оставляя проблемы во всей схеме теплоснабжения муниципалитета. Зачастую нет смысла повторять прежние ошибки, но мы продолжаем их повторять, строя такие же теплоисточники в тех же местах, переключая сети того же диаметра. Такой подход ничего не меняет – затраты понесены, ничего не изменилось, все по-прежнему недовольны качеством. Бесконечный мелочный контроль инвестпрограмм не приносит результата, но создаёт огромный объём бессмысленной работы для всех.

Альткотельная в этом смысле пока остаётся двояким механизмом. Тотальный контроль есть и здесь, но вместе с ним есть оценка и по более объективным, качественным показателям. Большую часть работы удалось структурировать за счёт отсылки к схеме теплоснабжения.

**Никто не заинтересован в негативных социальных последствиях и превышать согласованные тарифные темпы не собирался**

Это утверждаемый и регулируемый постановлением правительства документ, который проходит общественное обсуждение и экспертизу, так что качество этих схем более-менее нормальное, что позволяет исключать глупые решения.

**– Как вы оцениваете обобщённые потребности сектора теплоснабжения в инвестициях?**

– У нас в этом году произошла революция в сознании, за что мы благодарны Минстрою. Впервые в новейшей истории прозвучала денежная оценка инвестпотребностей сектора в 4,5 трлн рублей. Вероятно, это данные Минстроя, которые, по мнению отрасли, недооценены и могут составлять 7–7,5 трлн рублей. Но само признание проблемы уже является значимым шагом для изменения ситуации.

**– В этом году ресурсоснабжающие организации получили доступ к деньгам ФНБ для реализации проектов модернизации. Сколько проектов сможет реализовать «Т Плюс» за счёт этих ресурсов?**

– Действительно, только обозначением проблемы дело не ограничилось. Фонду развития ЖКХ из ФНБ выделили 150 млрд рублей на 2022–2023 годы. Сейчас эти средства уже распределены, примерно половина из





**Сейчас мы теряем в сетях примерно 14%. Каждый процент обходится примерно в 1 млрд рублей, так что сокращение потерь – значимая статья экономии**

них досталась теплоснабжению. Причём фонд не просто раздал деньги, а в кратчайшие сроки проанализировал проекты, провёл их государственную и финансовую экспертизы с привлечением банков. В результате «Т Плюс» получит 10,4 млрд рублей для финансирования около полутора десятков проектов суммарной стоимостью 14,5 млрд рублей. Начиная с 2024 года Фонд развития ЖКХ по плану будет ежегодно распределять ещё по 150 млрд рублей. Таким образом, суммарный объём финансирования секторов тепло- и водоснабжения за шесть лет составит 750 млрд рублей, или примерно 10% от реальных потребностей только по теплу, так что сумму надо делить ещё примерно пополам. Эти деньги работают в реальном секторе экономики и будут возвращены с доходностью на уровне гособлигаций.

**– Каков текущий уровень потерь в тепловых сетях у «Т Плюс» и насколько компания могла бы их сократить за счёт обновления и модернизации?**

– Сейчас мы теряем в сетях примерно 14%. Каждый процент обходится примерно в 1 млрд рублей, так что сокращение потерь – значимая статья экономии.

Минстрой ранее говорил о необходимости выхода на целевой показатель замены 5% сетей ежегодно. На самом деле и этого недостаточно, так как при таких темпах полное обновление будет занимать 20 лет, а учитывая текущий уровень износа, необходимо менять 7–8%, то есть фактически нужен четырёхкратный рост инвестиций. И здесь мы говорим только про сети, а модернизация необходима по всей системе.



# Крупнейшие ГЭС и привязка к углю

текст: Ирина Молчанова

Отличительной особенностью энергетики Сибирского федерального округа (СФО) является большая доля гидроэлектростанций и угольных ТЭС. Регион также формирует вторую ценовую зону оптового энергорынка, поэтому особенности генерации сказываются не только на техническом регулировании, но и на сильном колебании цен на фоне высокой или низкой водности рек и скачков стоимости угля.

**В** Сибирский федеральный округ (СФО) входят 10 регионов России, которые вместе с двумя регионами Дальневосточного округа (Бурятия и Забайкалье) формируют объединённую энергосистему (ОЭС) Сибири. По данным «Системного оператора Единой энергосистемы» (СО ЕЭС), в СФО работают 99 электростанций суммарной мощностью 49,1 ГВт. Электросетевой комплекс насчитывает 1965 линий электропередачи класса напряжения 110–500 кВ и 1650 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций соответствующего уровня напряжения.

ОЭС Сибири граничит с энергосистемами Урала, Востока, Китая, Казахстана и Монголии. Одновременно энергосистема является самостоятельной (второй) ценовой зоной оптового рынка

электроэнергии и мощности: здесь продаётся около четверти всей энергии, реализуемой на свободном рынке.

Генерация Сибирского федерального округа имеет две определяющие особенности. Несмотря на незначительную долю освоения гидропотенциала региона, здесь сосредоточено много крупных ГЭС – прежде всего, на Ангаре и Енисее. Крупнейшая в стране Саяно-Шушенская ГЭС (6,4 ГВт), а также Новосибирская ГЭС (490 МВт) принадлежат «РусГидро». Станции Ангарского каскада (9 ГВт) и Красноярская ГЭС (6 ГВт) подконтрольны En+ Group. В неё также входит РУСАЛ, на алюминиевые заводы которого приходится более трети промпотребления электроэнергии в СФО. К 2018 году РУСАЛ и «РусГидро» совместно достроили четвертую ГЭС на Ангаре – Богучанскую (3 ГВт, Красноярский край), в рамках энергометаллур-

гического объединения был построен одноимённый алюминиевый завод. От мощностей ГЭС также запитан ещё один новый завод РУСАЛа в Тайшетте (Иркутская область), который сейчас выводится на проектную мощность. В этом году, по данным «Системного оператора ЕЭС», завод обеспечил пятую часть из 10,2% прироста потребления (без учёта температурного фактора) в Иркутской энергосистеме. При этом 71% прироста дали майнеры, продолжающие разворачивать мощности на самой дешёвой (за счёт значительной доли ГЭС) электроэнергии в стране. Текущая ставка тарифа для бытовых потребителей без учёта льгот здесь составляет 1,3 рубля за 1 кВт•ч.

Запасы водохранилищ ГЭС многолетнего регулирования составляют около 30 млрд кВт•ч на период длительного маловодья. ГЭС Сибири производят





почти 10% объёма выработки всех электростанций ЕЭС. Управление режима здесь осложняют естественные колебания годового стока рек Ангаро-Енисейского бассейна, энергетический потенциал которого составляет от 70 до 120 млрд кВт•ч, а также тот факт, что водность рек – стихийное природное явление, которое не прогнозируется даже в краткосрочном цикле.

В многоводном 2020 году выработка сибирских ГЭС выросла на 9%, гидростанции произвели 56,8% электроэнергии ОЭС при доле по установленной мощности 48,4%. В прошлом году рост продолжился: объём выработки увеличился ещё на 8,5% (до 127,8 млрд кВт•ч), а доля достигла 59,1%. В этом году цикл начал меняться – на Енисейском каскаде фиксируется рекордное маловодье (приточность составляет 55–71% от нормы), хранилища накануне зимы сработаны, так что в ОЗП здесь планируются минимальные попуски воды для экономии гидроресурса. Выработку ГЭС на Енисее смогут компенсировать мощности на Ангаре, где приточность близка к нормативной (78–93%), а в водохранилищах накоплены значительные запасы.

Нормальный режим работы ОЭС Сибири в составе ЕЭС России достигается за счёт перетоков мощности в размере до 2 ГВт по транзиту Сибирь – Урал – Центр. Это обеспечивает компенсацию годовой неравномерности энергоотдачи ГЭС за счёт резервов Единой энергосистемы, а также делает возможным использование регулировочного диапазона гидроэлек-

тростанций ОЭС Сибири для регулирования нагрузки в ЕЭС России.

Большая доля погодозависимой гидрогенерации также вынуждает поддерживать значительный объём резервов в Сибири – показатель превышает 20%, но сейчас регуляторы и сектор обсуждают возможность его переоценки и снижения.

Доминирование угля в тепловой генерации – вторая отличительная особенность региона, одновременно являющаяся проблемой из-за влияния на экологию (режим «чёрного неба» из-за выбросов в атмосферу в сибирских городах – нередкое явление). Несмотря на огромные разведанные и осваиваемые запасы газа, этот вид топлива фактически недоступен для энергетиков Восточной

**Запасы водохранилищ ГЭС многолетнего регулирования составляют около 30 млрд кВт•ч на период длительного маловодья. ГЭС Сибири производят почти 10% объёма выработки всех электростанций ЕЭС.**

Сибири из-за отсутствия газотранспортной инфраструктуры. Кроме того, отказ от угля в энергетике чреват иными проблемами, так как многие сибирские ТЭС построены под конкретные марки местных углей. Унификация топливопотребления – одна из задач, которую можно решать в процессе модернизации угольных ТЭС. Сейчас на долю угольной генерации в России приходится 12,6% выработки. По прогнозу «Системного оператора ЕЭС», к 2040 году показатель снизится до 8%, к 2050 году – до 4,7%, но очевидно, что центром сохранения угольной генерации пока будут оставаться Сибирь и Дальний Восток, где переход на газ в тепловом сегменте возможен только после газификации регионов.

Впрочем, снижение доли угля за счёт увеличения объёма газовой генерации будет происходить в макрорегионе уже в ближайшее время. В этом году правительство приняло решение поручить «Интер РАО» построить газовую ТЭС на 500 МВт к лету 2028 года. Станция, которую разместят на стыке Сибири и Дальнего Востока, необходима для энергоснабжения БАМа и Транссиба в рамках их расширения. Помимо строительства самой станции, проект предполагает расширение сетевых связей и должен стать важным шагом на пути к объединению энергозон Сибири и Востока. По планам Минэнерго, сначала на Дальнем Востоке будет сформирована отдельная – третья – ценовая зона энергорынка, которая затем будет включена в состав второй зоны (Сибирь).



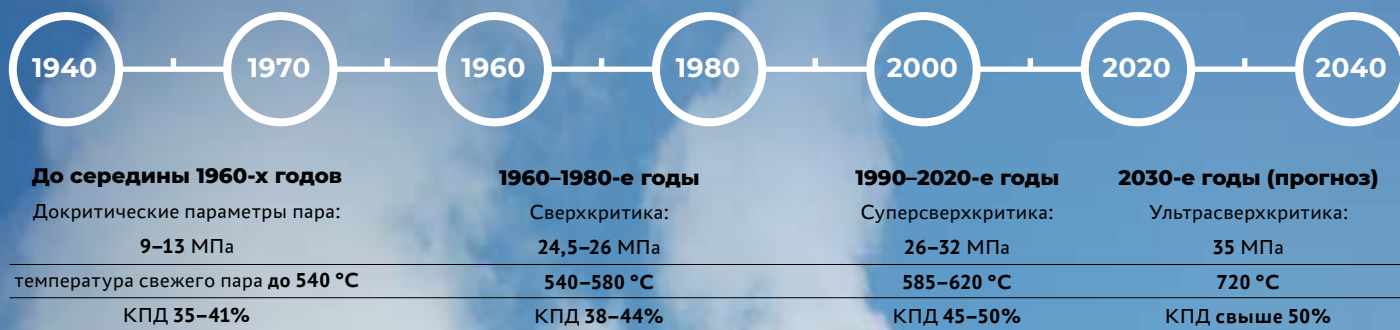


# Генерация на суперсверхкритических параметрах пара

Сейчас на долю угольной генерации в России приходится 12,6% выработки электроэнергии (16,2% по установленной мощности). К середине века, по прогнозу «Системного оператора ЕЭС», объём угольных киловатт-часов сократится до 4,7% с промежуточной отметкой в 8% в 2040 году. Но, несмотря на общемировую тенденцию сокращения доли угля в энергобалансе, для ряда регионов, в том числе Сибири и Дальнего Востока, энергоёмких Китая и Индии, твёрдое топливо пока остаётся единственным широкодоступным источником энергии. Именно поэтому развитие технологий угольной выработки продолжает совершенствоваться: ключевое направление – генерация на суперсверхкритических параметрах пара (ССКП).

## Сверхкритические параметры пара соответствуют давлению выше 22,1 МПа.

При этом давлении вода в точке фазового перехода при нагреве непосредственно переходит в перегретый пар, минуя стадию кипения, и скрытая теплота парообразования равна нулю.



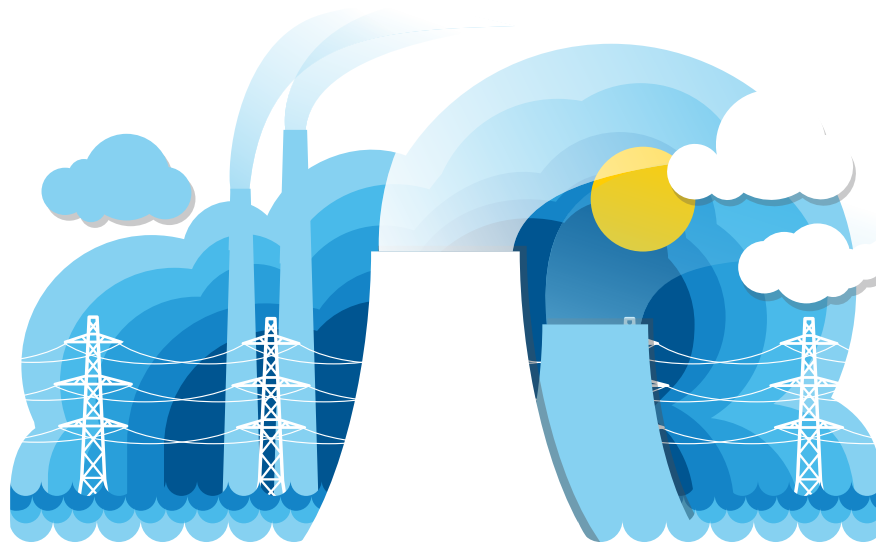
**е**

динственно возможным типом парогенератора при параметрах пара выше критических является

прямоточный котёл. Система позволяет сокращать расход топлива (выбросов), увеличивая КПД – при ССКП пар более эффективно преобразуется в механическую энергию в турбине. Главные конструктивные отличия от барабанных котлов докритического давления – отсутствие барабана, отвечающего за разделение испарений, которых нет при давлении свыше 22,1 МПа, и особенности экранирования топочной камеры. Клёпанные барабаны долгое время оставались самым проблемным узлом и часто взрывались. Первый патент на сверхкритический парогенератор был выдан Марку Бренсону в 1922 году, но первый опыт коммерческой эксплуатации появился лишь через 35 лет: энергоблок электростанции Philo в США мог работать при сверхкритических температурах лишь кратковременно.

В 1966 году на Каширской ГРЭС началась опытно-промышленная эксплуатация паровой турбины СКР-100-300 (29,4 МПа, 650 °С). К 1972 году было проведено 60 обкаток длительностью до 50 суток непрерывной работы. Но в серию образец не пошёл – ССКП была признана в СССР неперспективным направлением из-за дешевизны выработки электроэнергии при использовании других технологий. На старте развития ключевой проблемой сверхкритики было отсутствие достаточно прочных материалов для работы в экстремальных условиях, но по мере технологического развития вопрос вписался в экономическую плоскость. Лопатки современных ПГУ выдерживают температуры свыше 1000 °С, изготовить из тех же материалов блок на ССКП можно, но его цена при этом окажется астрономической, что никогда не позволит сделать проект рентабельным. Таким образом, вопрос повышения температуры пара и давления упирается в исключительно экономическую плоскость: дальнейшее развитие технологии в сторону ультрасверхкритики возможно при появлении доступной по цене линейки материалов с необходимыми характеристиками длительной прочности и малоциклового усталости.

Создание отечественного угольного энергоблока ССКП – одно из заявленных направлений работы технологической платформы «Экологически



### Аргументы в пользу перехода на ССКП

- ✓ Один из наиболее эффективных способов увеличения КПД ТЭС
- ✓ Экологизация и сокращение выбросов в атмосферу
- ✓ Наиболее рациональный способ использования запасов энергетического угля

чистая тепловая энергетика высокой эффективности». В 2005 году Всероссийский теплотехнический институт (ВТИ) провёл работу по обоснованию и выбору мощности, параметров и технико-экономических показателей головного замещающего энергоблока ССКП для реконструкции первой очереди Рязанской ГРЭС. Позднее был разработан концептуальный проект угольного энергоблока мощностью 550 МВт на суперсверхкритические параметры пара (30 МПа, 600 °С) для Рефтинской ГРЭС. В 2007–2008 годах ВТИ, ЦКТИ, ЦНИИТМАШ совместно с «ЭМАльянсом» и «Силовыми маши-

нами» выполнили предпроектную проработку энергоблока мощностью 660 МВт на параметры пара 29,4 МПа, 600/620 °С. В прошлом году «Силовые машины» просили власти найти денег на обкатку этого оборудования, эксперты оценивали стоимость блока в 100–120 млрд рублей. Сейчас разработки существуют только на бумаге, но они могут быть востребованы в Азии, где строительство угольной генерации продолжается. Однако без референтного решения выход на зарубежный рынок для новой технологии закрыт, отмечали машиностроители.

**По данным 2021 года, более чем в 10 странах мира функционировало свыше 350 энергоблоков ССКП, около 80% – в Китае, 25 энергоблоков – в Японии. Доля ультрасверхкритики в мире составляет 13%, в Японии – 35%. В России такие блоки отсутствуют, доля ТЭС на ССКП – 2%, треть работает на докритическом давлении 9 МПа.**





# Сохранить тепло

текст: Николай Алейник

Человечество пользуется технологией накопления тепла уже много столетий. К первым «технологическим образцам» можно отнести, например, грелки с горячей водой в постелях и жаровни с камнями в спальнях, которые традиционно использовали для обогрева зимой в некоторых регионах Европы. Долгое время промышленное развитие технологий накопления тепла было экономически нерациональным – дешевле было снова подогреть воду, чем строить промышленный термос. Однако всё изменилось по мере увеличения внимания к вопросам экологии и борьбы за снижение выбросов, прежде всего парниковых газов.

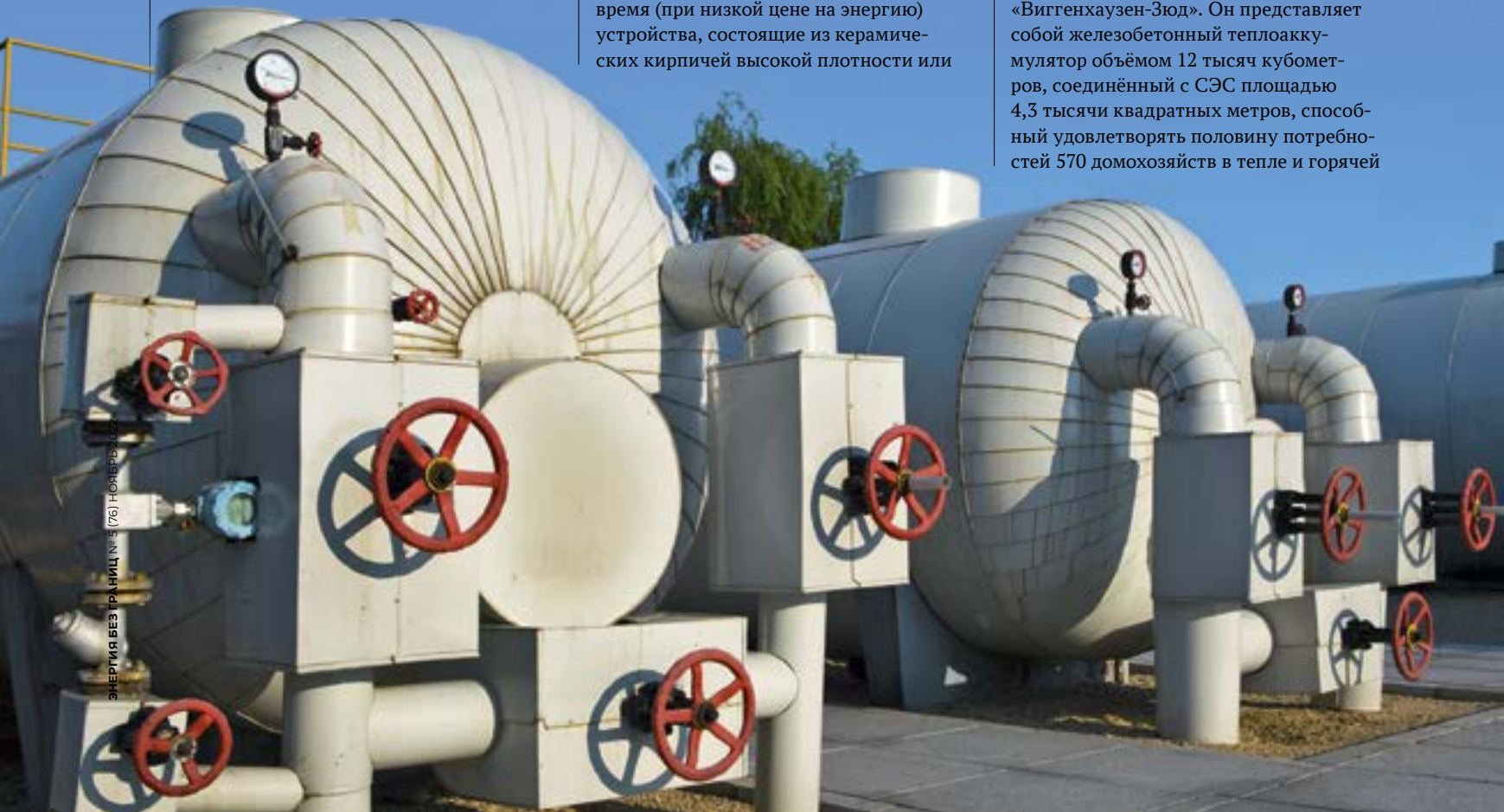
**П**ервые принципиальные решения удалось довести до промышленных образцов достаточно просто. Способ, считающийся сейчас традиционным, предполагает использование в качестве теплохранилища бака с водой; в более сложных системах – пара под давлением. Крупнейшая подобная установка в Германии действует в Берлине. «Термос» высотой 45 метров и диаметром 43 метра вмещает 56 тысяч тонн воды температурой 98 °С. При тепловой мощности 200 МВт аккумулятор способен отдавать тепло в течение 13 часов. Система с баком-накопителем позволяет сглаживать пики потребления

тепла, более эффективно загружать энергоблоки и, соответственно, сокращать топливные расходы при работе в теплофикационном цикле. Ключевой недостаток технологии – краткосрочность хранения: у наиболее продвинутых скандинавских образцов он составляет несколько суток. Кроме того, вода имеет достаточно низкую теплоёмкость и для хранения значимого количества тепловой энергии её требуется очень много, а транспортировка возможна только по трубам, что увеличивает риски потерь.

Более причудлив путь «жаровен с камнями». Накопительные обогреватели до сих пор остаются обычным явлением во многих странах с дифференцированными тарифами на электроэнергию. В ночное время (при низкой цене на энергию) устройства, состоящие из керамических кирпичей высокой плотности или

блоков из феолита, нагреваются до сотен градусов, в течение дня они отдают тепло. Ключевой недостаток «жаровен» с веками преодолеть не удалось – они по-прежнему остаются предметом повышенной пожарной опасности.

Однако опасность снижается, если системой управляют не домовладельцы, а профессионалы. При этом меньшей, чем у воды, теплоёмкостью общедоступных твёрдых материалов можно пренебречь за счёт их способности нагреваться до более высоких температур. Система может получиться низкоуглеродной, если нагревать, например, бетон (свыше 1000 °С) за счёт электроэнергии от зелёной генерации, решили в немецком Фридрихсхафене и реализовали проект «Виггенхаузен-Зюд». Он представляет собой железобетонный теплоаккумулятор объёмом 12 тысяч кубометров, соединённый с СЭС площадью 4,3 тысячи квадратных метров, способный удовлетворять половину потребностей 570 домохозяйств в тепле и горячей





воде. Проект хранилища тепла под Гамбургом ёмкостью 36 МВт•ч предполагает разогрев базальта до 600 °С.

Широкое распространение в мире получила технология тепловых насосов, когда выработка тепла осуществляется за счёт разницы температур в двух средах (чаще всего, воздуха, воды и грунта в разных комбинациях) при пониженных энергозатратах. В ЕС подобными системами оборудованы миллионы домохозяйств, что позволяет кратно сократить топливные расходы на отопление. В тёплом Турине применение промышленных тепловых насосов в комбинации с водным баком-аккумулятором ёмкостью 5 тысяч кубометров полностью покрывает всплески потребления без использования пиковых водогрейных котлов.

Впрочем, уже сейчас в мире есть успешные примеры использования тепловых хранилищ, способных работать не сутками, а годами. Одна из наиболее известных и сложных систем подобного типа – сезонное хранилище в Канаде, реализованное сообществом Drake Landing. Проект, разработанный для обкатки методов борьбы с глобальным потеплением и отказа от ископаемого топлива, обошёлся в \$7 млн (\$3 млн ушли на исследования), из них около \$5,5 млн предоставили местные власти и экофонды. Каждый из 52 домов сообщества был оборудован сложнейшей системой: солнечными тепловыми коллекторами (суммарно 2,3 тысячи квадратных метров, способных выдавать 1,5 МВт тепловой энергии), которые летом нагревают раствор гликоля, а он – воду в резервуаре временного хранения. По системе труб вода отдаёт энергию в 144 скважинных накопителя глубиной 31 метр, которые соединены в кусты по шесть штук и закрыты слоем изоляции, поверх которой разбит парк. Система была запущена ещё в 2007 году, но смогла полностью зарядиться теплом в летнее время лишь на пятый год работы, когда полученные результаты стали громким прорывом: в 2012 году доля солнечной энергии, использованной для отопления домов Drake Landing, достигла 97%. Отопительный сезон 2015–2016 годов канадский посёлок прошёл с 100%-ным результатом, после чего несколько подобных проектов реализовали в нескольких точках мира.

Но сейчас наиболее перспективными считаются термохимические технологии накопления тепла. Упрощённо схема выглядит так: тепло от источника направляется в реактор, где два химических вещества вступают в эндотерми-



## Уже сейчас в мире есть успешные примеры использования тепловых хранилищ, способных работать не сутками, а годами

ческую (с поглощением тепла) реакцию и образуют третье. Оно отправляется поближе к потребителю и там, в подобном реакторе, подвергается обратному преобразованию – разложению на исходные составляющие в условиях экзотермической реакции, то есть с выделением тепла. Последнее поставляется потребителю, а исходные вещества-носители вновь возвращаются в цикл. В числе безусловных плюсов идеи использования подобных систем на ТЭС – повышение эффективности использования топлива – на 10 и более п. п.; отсутствие потерь при транспортировке и масштабное сокращение расходов на инфраструктуру. При этом экономика транспорта тепла будет определяться только экономикой транспортных перевозок, а радиус формально централизованной системы теплоснабжения оказывается ничем не ограничен: достаточно установить обратный реактор и организовать поставку носителя.

Одним из примеров хранения тепла, базирующихся на химических реакциях,

является технология расплава веществ, абсорбирующих тепло при переходе из твёрдой формы в жидкую. С помощью внешнего источника (это может быть СЭС или ВЭС) происходит обезвоживание, например, гидроксида натрия. При обратной реакции – добавлении воды – происходит выделение энергии в объёме 320 МДж на кубометр. Эффективность экспериментальных установок в мире уже достигает 60%, но промышленное развитие пока сдерживают технологические факторы. Проект MERI, реализованный в середине прошлого десятилетия, показал, что при повышении теплоотдачи подобных реакций до 1 ГДж на кубометр автономная отопительная система каждого домохозяйства должна иметь резервуар на 4–8 кубометров, тогда как водный аналог хранилища потребует изолированного бассейна на 23 кубометра.

Ключевое направление исследований в области химического хранения тепла сейчас сосредоточено в сфере поиска новых материалов для теплоносителя. Эти вещества и промежуточный продукт должны быть устойчивы к многократным обратимым реакциям, иметь минимальную разницу между поглощением и теплоотдачей, быть безопасными и стабильными. Одновременно они должны быть физически доступными в товарных количествах и недорогими, как и обратная реакция, запускаемая в специальных, но легко создаваемых условиях. Учёные рассчитывают, что работа в этом направлении позволит существенно повысить экологичность и определить будущее теплогенерации в мире.

→

# КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН

декабрь

| пн | вт | ср | чт | пт | сб | вс | пн | вт | ср | чт | пт | сб | вс | пн | вт | ср |
|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
|    |    |    | 1  | 2  | 3  | 4  | 5  | 6  | 7  | 8  | 9  | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |

**1 декабря**



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

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

**3 декабря**

**Кульбачевский Антон Олегович**  
1967 г.  
руководитель департамента природопользования и охраны окружающей среды города Москвы

**4 декабря**

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

**5 декабря**

**Багаутдинов Радий Равильевич**  
1969 г.  
генеральный директор ПАО «Колымаэнерго»

**Исламов Дмитрий Викторович**  
1977 г.  
заместитель председателя Комитета Государственной Думы РФ по энергетике

**Павлов Вадим Алексеевич**  
1977 г.  
директор департамента реализации специальных проектов Минэнерго РФ



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



**Юрьев Юрий Николаевич**  
1961 г.  
генеральный директор ООО «Орловский энергосбыт»

**7 декабря**

**Ворошилов Олег Анатольевич**  
1971 г.  
директор Назаровской ГРЭС Красноярского филиала ООО «СГК»

**Таукенова Карина Маратовна**  
1985 г.  
заместитель руководителя ФАС России

**8 декабря**

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

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



**Трубчанин Валентин Анатольевич**  
1972 г.  
генеральный директор ЗАО «Молдавская ГРЭС»



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

**9 декабря**



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

**Оверчук Алексей Логвинович**  
1964 г.  
заместитель председателя Правительства РФ

**11 декабря**

**Конев Иван Викторович**  
1959 г.  
председатель правления – генеральный директор ОАО «Холдингвая компания «Энергомаш-Строй»



**Панушкин Сергей Семёнович**  
1976 г.  
директор Харанорской ГРЭС – филиала АО «Интер РАО – Электрогенерация»

**13 декабря**

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

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

# ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

чт пт **сб** **вс** пн вт ср чт пт **сб** **вс** пн вт ср чт пт **сб**  
 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31

16 декабря



**Невмержицкая Наталья Викторовна**  
1974 г.  
председатель правления Ассоциации гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний

**Пузыревский Сергей Анатольевич**  
1976 г.

статс-секретарь – заместитель руководителя ФАС России

17 декабря



**Кобцев Сергей Николаевич**  
1972 г.  
генеральный директор АО «Теласи»



**Шевнин Александр Сергеевич**  
1980 г.  
генеральный директор ОАО «Сангудинская ГЭС-1»



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

20 декабря



**Пикин Сергей Сергеевич**  
1979 г.  
директор Фонда энергетического развития



**Токарев Николай Петрович**  
1950 г.  
председатель правления, президент ПАО «Транснефть»

21 декабря

**Ерохин Владимир Петрович**  
1949 г.  
председатель Совета директоров ОАО «Сургутнефтегаз»

22 декабря

**Назарова Наталья Васильевна**  
1963 г.  
заместитель председателя Комитета Государственной Думы РФ по энергетике

23 декабря



**Лихачёв Алексей Евгеньевич**  
1962 г.  
генеральный директор Госкорпорации «Росатом»

24 декабря



**Сниккарс Павел Николаевич**  
1978 г.  
заместитель министра энергетики РФ

25 декабря

**Шульженко Виталий Иванович**  
1971 г.  
директор филиала ПАО «РусГидро» – «Каскад Кубанских ГЭС»

26 декабря



**Ворожеев Дмитрий Викторович**  
1978 г.  
директор Каширской ГРЭС, Черепетской ГРЭС имени Д. Г. Жимерина – филиалов АО «Интер РАО – Электрогенерация»

29 декабря

**Комаров Кирилл Борисович**  
1973 г.  
первый заместитель генерального директора – директор блока по развитию и международному бизнесу Госкорпорации «Росатом», директор ОАО «Атомэнергопром»



**Кульгин Николай Владимирович**  
1974 г.  
генеральный директор ООО «РН-Энерго»

30 декабря



**Пономаренко Сергей Николаевич**  
1973 г.  
директор Джубгинской ТЭС и Сочинской ТЭС – филиалов АО «Интер РАО – Электрогенерация»

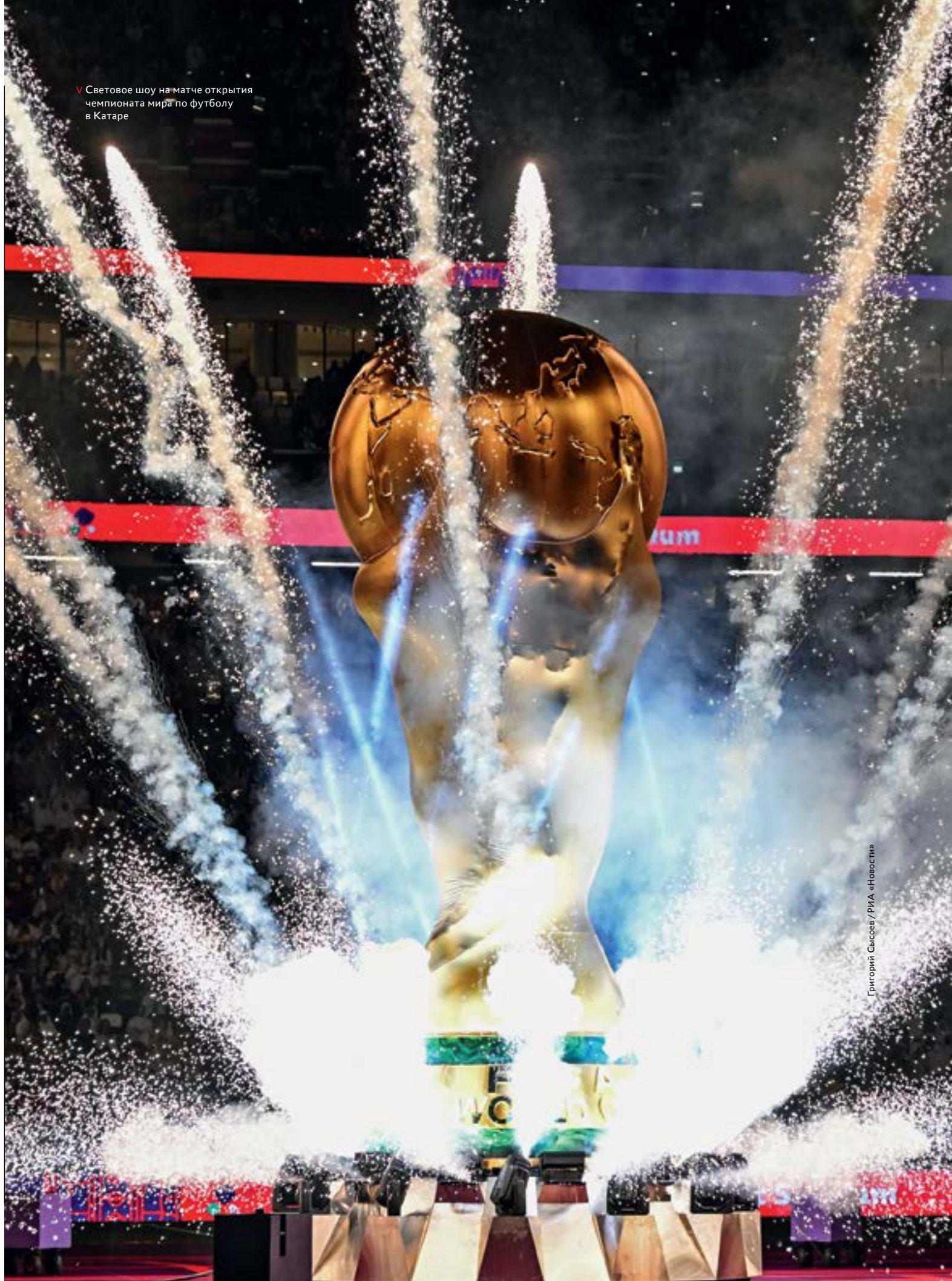
**Ферапонтов Алексей Викторович**  
1963 г.

заместитель руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору





✓ Световое шоу на матче открытия  
чемпионата мира по футболу  
в Катаре



коммуникационная группа

# MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ  
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ  
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ  
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

ЭКОСИСТЕМЫ  
КОРПОРАТИВНЫХ  
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА  
КОММУНИКАЦИОННЫХ  
СТРАТЕГИЙ

DIGITAL-АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ  
И ПРЕМИЯ  
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ  
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

#### Журналы и газеты

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

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

РОССЕТИ  
МОСКОВСКИЙ  
РЕГИОН

#### Видео

РУСГИДРО  
СУЭК  
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

#### Веб-издания

РОССЕТИ  
РУСГИДРО  
АТОМЭНЕРГОМАШ  
ПЕРЕТОК.РУ

## MLGR.RU

Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

### MEDIALINE-PRESSA.RU

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

### ML-DIGITAL.RU

Мобайл- и диджитал-проекты

### INTERCOMM.SU



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