Эксперт-клуб: прогноз финсостояния энергосектора в 2020 году **14**

Александра ПАНИНА – о перспективах восстановления энергорынка **18**

Микрогрид по-русски. Знакомимся с новым цифровым пилотным проектом **24**

журнал об энергетике России

Энергия без границ

№ 3 (62) август – сентябрь 2020

ИНТЕР РАОЕЭС

Новая генерация в ЕЭС и вне её

Дискуссия о дальнейших путях развития российской энергетики возродила споры об источниках финансирования перспективных проектов

Стр. 8

ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ

СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!

1000 энергичных человек ежедневно

Годовой абонемент на поиск лучших

Удержание в топе результатов поиска

Брендирование страниц

Портрет компании и её вакансий

новый раздел
ВАКАНСИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ
на сайт peretok.ru

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

Уважаемые читатели!

У вас в руках свежий номер журнала «Энергия без границ» – третий по счёту в этом непростом 2020 году. По традиции в середине года, после проведения годовых собраний акционеров и утверждения дивидендов, мы подводим финансовые итоги года прошедшего – подробная финансовая сводка сектора в нашей рубрике «Инфографика». Но тема пандемии, остававшаяся главной в новостной повестке весной, по-прежнему одна из ключевых в российском энергосекторе. О финансовой ситуации в генерирующем сегменте в первом полугодии и перспективах восстановления рынков после пандемии ведущие банковские аналитики рассуждают в рубрике «Эксперт-клуб».

Коронавирусные ограничения в очередной раз подстегнули дискуссию о дальнейших путях развития энергорынка. Регуляторы вернулись к обсуждению крупных генпроектов на востоке страны, при этом они обеспокоены ситуацией с достаточностью инвестиционных ресурсов рынка на фоне снижения потребления. Спад спроса оказался в России существенно меньшим, чем в ряде европейских стран, эксперты рынка рассчитывают на быстрый возврат к положительной динамике. Но проблема перегрузки ОРЭМ новыми надбавками к цене мощности остаётся. Главный текст номера посвящён запутанному клубку планов властей, желаний потребителей и финансовых возможностей энергорынка, взаимовыгодный способ увязки которых предстоит в ближайшее время найти регуляторам.

Сокращение спроса вывело из зоны рентабельности значительную часть отечественной генерации, при этом двухфакторная модель рынка, хеджирующая волатильность для потребителей, позволяет генераторам с оптимизмом смотреть в будущее. Подробнее о текущей ситуации в энергокомпаниях и стратегическом взгляде на перспективу мы поговорили с главой «Совета производителей энергии», членом правления «Интер РАО» Александрой ПАНИНОЙ. Кроме того, в этом номере вы найдёте большой разбор пилотного проекта агрегации спроса, свежие новости и другую интересную и актуальную информацию.

Приятного чтения!

СОДЕРЖАНИЕ

4 Новости

6 Энергетика в мире

8 Тема номера

Новая генерация в ЕЭС и вне её

Аномально тёплая зима, перипетии на нефтяном рынке и пандемия COVID-19 вновь актуализировали дискуссию о дальнейших путях развития российской энергетики. Власти наметили перспективные проекты, но споры об источниках финансирования продолжаются.

12 Инфографика

Российская энергетика: финансовые результаты 2019 года и динамика спроса на электроэнергию.

14 Эксперт-клуб

Коронавирус, ОПЕК+ и другие неприятности

О ситуации в энергетике в первом полугодии, возможных среднесрочных последствиях и прогнозах восстановления сектора рассуждают эксперты ведущих банков – Sberbank CIB и «ВТБ Капитал».

16 Нормативная база

Обновление энергосистемы: планы и реальность

Обзор значимых изменений в нормативную базу электроэнергетического сектора.

18 Интервью

«В России потребители застрахованы от волатильности цен на электроэнергию»

О результатах первого полугодия и перспективах восстановления российского энергорынка мы побеседовали с главой Наблюдательного совета «Совета производителей энергии», членом правления «Интер РАО» Александрой ПАНИНОЙ.

24 Энергосистема

Микрогрид по-русски

Активные энергетические комплексы – цифровой пилотный проект по созданию новой системы взаимоотношений потребителей розничного рынка электроэнергии с розничными генераторами и оптимизации их затрат.

31 NB

Музыка прогресса

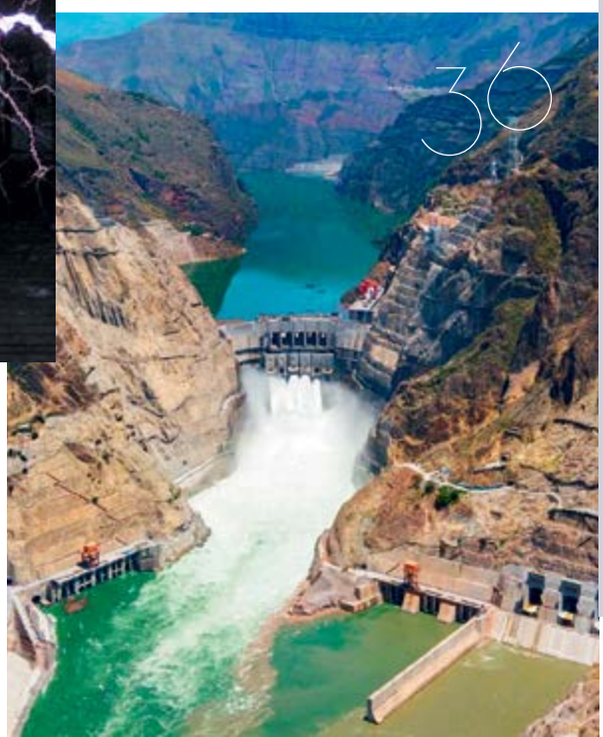
Самые популярные и самые необычные электронные музыкальные инструменты.

34 Календарь дней рождения

ключевых лиц ТЭК России в августе – сентябре.

36 Фото номера

В Китае введена в эксплуатацию гидроэлектростанция «Удондэ» (Wudongde) установленной мощностью 10 200 МВт.



28 История

«В буднях великих строек...»

Продолжаем цикл публикаций об истории российской энергетики, посвящённый 100-летию плана ГОЭЛРО.

Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
№ 3 (62) август – сентябрь 2020

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

Свидетельство о регистрации
ПИ № ФС77–54414 от 10.06.2013
Адрес редакции:
119435, Россия, г. Москва,
ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 2
Тел.: +7 (495) 664-88-40
Факс: +7 (495) 664-88-41
editor@interrao.ru

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

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

коммуникационная группа MEDIALINE

12+

105082, г. Москва, Большая Почтовая ул., д. 43–45, стр. 3
Тел.: +7 (495) 640-08-38; 640-08-39
www.mlgr.ru
E-mail: info@mlgr.ru
Генеральный директор: Лариса РУДАКОВА

Фото: пресс-служба компаний Группы «Интер РАО», «Лори», ТАСС, Shutterstock, Alamy/Legion-Media

Материалы, набранные курсивом, публикуются на правах рекламы

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 типографии «Известия»
Адрес типографии:
127254, г. Москва, улица Добролюбова, д. 6, стр. 1
Цена свободная

ДО **70** **тыс. рублей за 1 кВт** увеличило Правительство РФ удельную стоимость экспериментальных энергоблоков на пилотных российских газовых турбинах

ОКОЛО **7** **млн приборов учёта электроэнергии** установят российские энергокомпании во второй половине 2020 года

Тёплое сотрудничество

«Интер РАО» увеличит тепловую загрузку Северо-Западной ТЭЦ при закрытии котельных в Санкт-Петербурге.

Генератор и власти города заключили соглашение о сотрудничестве на 2020–2025 годы. Стороны разработают программу закрытия неэффективных источников теплоснабжения в Приморском районе Петербурга и увеличения использования теплоэнергии Северо-Западной ТЭЦ.

Это позволит городу получить как финансовый эффект от оптимизации затрат на теплоснабжение, так и социальный – не допустить заметного роста тарифов на тепло для населения. Кроме того, проект предусматривает проработку вопроса по обеспечению надёжным теплоснабжением перспективных зон застройки Приморского района, а также по улучшению экологической среды северо-западной части Санкт-Петербурга – в результате его реализации существенно сократится объём выбросов в атмосферу.

Первая из пяти

«Русгидро» в Кабардино-Балкарии ввело в эксплуатацию Верхнебалкарскую малую ГЭС мощностью 10 МВт, которая стала первым завершённым инвестпроектом по строительству объекта генерации на основе возобновляемых источников энергии, с заключением договора о предоставлении мощности на оптовый рынок (ДПМ ВИЭ).

Работа станции оказывает минимальное воздействие на окружающую среду. Она возведена по деривационной схеме в русле реки, имеющей большой уклон: вода забирается выше по течению и по водоводам с большим напором подаётся на турбины. Среднегодовая выработка электроэнергии МГЭС составит 60 млн кВт•ч.

Это первая из пяти малых гидроэлектростанций, которые возводятся на территории Северо-Кавказского федерального округа. Здесь существуют наиболее благоприятные природные условия для малой гидроэнергетики.

Деньги за экономию

«Системный оператор» отобрал агрегаторов спроса, которые займутся снижением потребления электроэнергии своих клиентов в 3-м квартале 2020 года.

Объём разгрузки составит 336 МВт. Структуры ЕСН Григория БЕРЁЗКИНА «Русэнергосбыт», «Русэнергоресурс» и «Энергосбытхолдинг» вновь стали лидерами рынка, выиграв около трети объёма мощности. Заметные доли также у «Транснефти», «Интер РАО» и УГМК. За снижение энергопотребления агрегаторы получат с энергорынка, по оценкам аналитиков, до 380 млн рублей.

В пиковые часы загрузки энергосистемы агрегаторы по команде СО ЕЭС снижают потребление своих клиентов: заводов, нефтеперекачивающих станций, торговых центров или предприятий пищевой промышленности. Механизм ценозависимого снижения потребления (demand response) должен приводить к сокращению цен на электроэнергию на рынке «на сутки вперёд» (РСВ). Агрегаторы спроса получают плату с энергорынка за успешное снижение потребления клиентов, часть вознаграждения отдают потребителям.

Как сообщили в СО ЕЭС, за 1-й квартал выручка агрегаторов составила 139,88 млн рублей. Пилотный проект управления спросом на розничном рынке завершится через полгода – сейчас идёт обсуждение возможных изменений механизма.

В **148** **млрд рублей оценил Росприроднадзор ущерб экологии** от разлива топлива на ТЭЦ-3 в Норильске

Новая высота

Ленинградская АЭС сдала в эксплуатацию самую высокую градирню на Северо-Западе России.

На площадке 6-го энергоблока ЛАЭС с реактором типа ВВЭР-1200 сдана в эксплуатацию башенная испарительная градирня.

Высота уникального гидротехнического сооружения – 167 метров. Это один из самых высоких промышленных объектов в Ленинградской области, который будет обеспечивать охлаждение воды в системах оборотного водоснабжения Ленинградской АЭС в течение 60 лет.

Впервые – по полной

Арбитражный суд Москвы удовлетворил заявление АО «Мосэнергосбыт» и арестовал имущество двух бизнесменов из-за долгов подконтрольного ООО «УК ГрадСервис».

Впервые в качестве обеспечительных мер удалось арестовать имущество предпринимателей – в объёме, полностью возмещающем пострадавшим кредиторам убытки. К слову, общая задолженность УК составила 30 млн рублей, из них 700 тыс. рублей – долг перед АО «Мосэнергосбыт» за потреблённую электроэнергию.

Под арестом оказалось всё движимое и недвижимое имущество ответчиков, среди которого 3 суперкара, порядка 48 банковских счетов, доля в 10 компаниях, 4 квартиры, 3 жилых дома и 65 земельных участков. До рассмотрения дела судом им запрещено пользоваться арестованными счетами, а также совершать сделки по отчуждению имущества.

© Ксения Крылова / Фотобанк «Лори»

Итоговое снижение

«Одноставочная цена на ОРЭМ в марте – мае снизилась на 0,3–2%», – сообщил на онлайн-конференции «Российская электроэнергетика. Преодоление последствий пандемии» глава «Совета рынка» Максим БЫСТРОВ.

По его данным, в марте цена на РСВ упала на 12,4%, в апреле – на 15,1%, в мае – на 18,6%. Причём на этот раз «нулевые цены» в отдельные часы фиксировались не только в Сибири, но и в центральной части страны, что намного более нехарактерно для рынка. «Такого давно не было, мы обновили пятилетний минимум цен на РСВ», – подчеркнул глава регулятора.

На рынке мощности в целом наблюдалась обратная динамика, потому что с падением спроса удельная стоимость выросла – прежняя сумма обязательств стала «размазываться» на меньший объём потребления. При этом «рыночная» часть цены мощности падала: цена КОМ и мощности генерации в вынужденном режиме (ВР) в марте составила 17,5 млрд рублей (–2,7% к марту 2019 года), в апреле – 16,4 млрд (–4,7%), в мае – 15 млрд (–4%). Но все составляющие неконкурентной части цены мощности в период пандемии росли. Вслед за этим увеличилась и цена мощности в целом (с учётом рыночной и нерыночной частей): в марте рост составил почти 14%, в апреле – 12,3%, в мае – 18%. Но несмотря на рост цены мощности, эффект от падения цен на РСВ привёл к сокращению одноставочной цены на оптовом рынке. В марте снижение «одноставки» оказалось на уровне 0,3%, в апреле – 2%, в мае – 1,6%, сообщил Максим БЫСТРОВ.

ИТАЛИЯ

1 Enel взяли на карандаш

Итальянский энергетический концерн Enel SpA планирует закрыть свои оставшиеся угольные электростанции по всему миру быстрее, чем ожидалось. Об этом сообщает S&P Global Market Intelligence.

Норвежский суверенный фонд, управляющий активами на 1 трлн долларов, поместил компанию в особый список за несоблюдение новых экологических норм фонда, поскольку её угольные мощности превышают установленный фондом максимальный объём в 10 ГВт. Сегодня угольные генерирующие активы Enel составляют 11,7 ГВт.

В ответ Антонио КАММИСКЕРА, глава отдела генерации в Enel, заявил, что компания достигнет этого контрольного рубежа уже к концу текущего года, что, вероятно, также ускорит окончательный выход Enel «из угля», предварительно запланированный на 2030 год.

ГЕРМАНИЯ

2 Несмотря на протесты

Энергетическая компания Uniper ввела в промышленную эксплуатацию новую электростанцию Datteln 4, работающую на каменном угле, в германской федеральной земле Северная Рейн-Вестфалия. Её электрическая мощность составляет 1,1 ГВт.

Ранее правительство ФРГ приняло решение закрыть все угольные электростанции страны до конца 2038 года. Тем не менее новая электростанция была введена в строй, несмотря на протесты многочисленных экологических организаций и активистов. В правительстве подчёркивают, что ввод новой станции позволит закрыть старые объекты. Datteln 4 является одной из самых эффективных угольных электростанций в мире. Её электрический КПД превышает 45%, а в режиме когенерации достигает 60%. Тепловая мощность объекта составляет 380 МВт. Кроме того, станция отличается повышенной гибкостью и может оперативно реагировать на изменения нагрузки, что делает её, по словам Uniper, «надёжным партнёром возобновляемых источников энергии».

Fabian Steffens / Shutterstock.com

ВЕНГРИЯ

3 К строительству готовы

Полный пакет документов для получения лицензии на строительство АЭС «Пакш-2» передан в Венгерское атомное ведомство.

Проект АЭС «Пакш-2» реализуется на основе российско-венгерского межправительственного соглашения от 14 января 2014 года. Генеральным подрядчиком является инжиниринговая компания Росатома АО ИК «АСЭ».

Документы на получение строительной лицензии для двух новых энергоблоков ВВЭР-1200 поколения «3+» АЭС «Пакш» поданы в соответствии с графиком работ по проекту.

Подготовленная документация подтверждает, что новые энергоблоки полностью соответствуют венгерским и европейским нормам в области мирного использования атома.

ЛИТВА

4 Призыв к бойкоту БелАЭС

Президент Литвы Гитанас НАУСЕДА попросил председателя Еврокомиссии Урсулу фон дер ЛЯЙЕН стать посредником в переговорах с другими странами Балтии, чтобы найти совместный способ бойкота электроэнергии с БелАЭС.

Литва считает строящуюся станцию БелАЭС небезопасной, так как Минск якобы не придерживается международных требований в сфере ядерной энергетики. Парламент Литвы объявил БелАЭС угрозой национальной безопасности, а также законодательно запретил покупку и экспортный пропуск её электроэнергии через свои электросети. В Белоруссии заявляют, что претензии Литвы лежат в политической плоскости. В Минске не раз подчёркивали, что безопасность станции будет обеспечена в соответствии с самыми высокими стандартами. Первый блок БелАЭС планируется запустить в этом году.

horydyury / Shutterstock.com

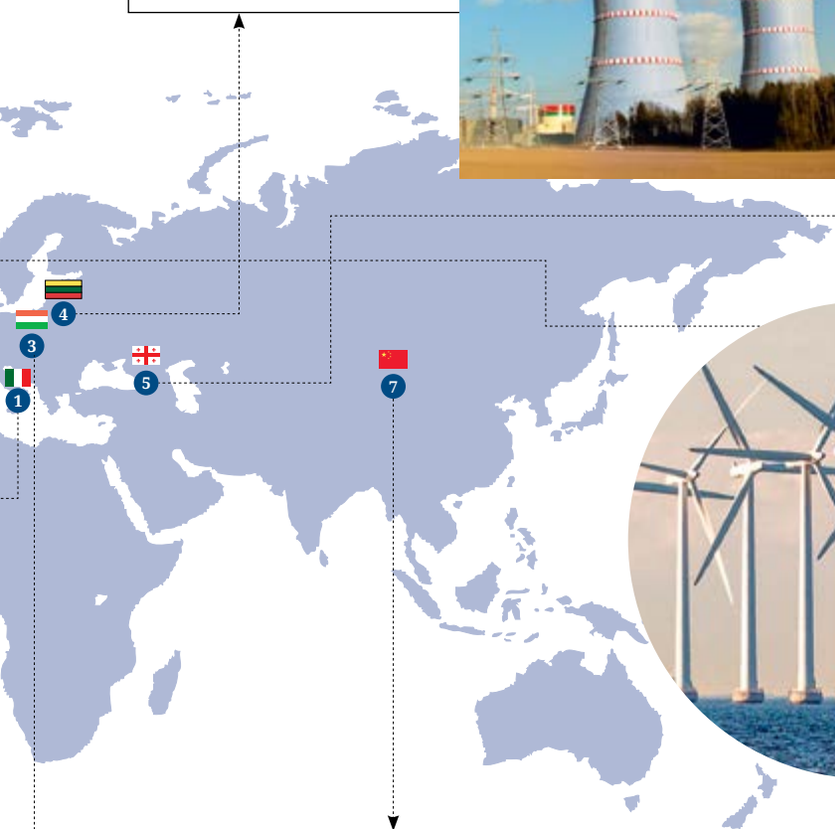
ГРУЗИЯ

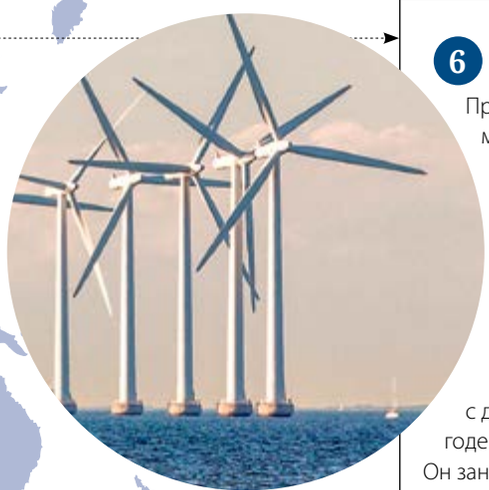
5 Японские инвестиции

Акционером Дарьяльской ГЭС стала крупнейшая японская энергокорпорация Tokyo Electric Power Co (TEPCO).

Японская компания приобрела 31,4% акций Дарьяльской ГЭС, расположенной в Казбегском муниципалитете Грузии. Компания планирует направить в Грузию команду менеджеров и высококвалифицированных сотрудников, чтобы поделиться своим опытом с грузинскими коллегами и тем самым увеличить эффективность проекта.

Дарьяльская ГЭС введена в коммерческую эксплуатацию в 2016 году. Мощность станции – 108 МВт, ежегодная выработка – 510 млн кВт•ч.





НОРВЕГИЯ

6 Территории на ветер

Правительство Норвегии выделило два морских участка для развития офшорной ветроэнергетики.

Utsira Nord – участок площадью 1010 км^2, расположен недалеко от берега к западу от города Хёугесунн. Он подходит для плавучих ветроэнергетических проектов, соответствующий опыт уже наработан норвежскими компаниями.

Второй район – Sorlige Nordsjo II, граничит с датским сектором в Северном море и пригоден для прямого экспорта электроэнергии. Он занимает площадь в 2591 км^2. В совокупности эти две области позволяют установить 4500 МВт офшорных ветровых электростанций.

Заявки на использование участков начнут принимать с 1 января 2021 года.

КИТАЙ

7 Атомный энергопотенциал

Китай будет вводить в эксплуатацию от 6 до 8 ядерных реакторов в год в период с 2020 по 2025 год и увеличит мощность атомной энергетики до 70 ГВт, сообщает газета China Daily.

Согласно данным Национального энергетического управления, атомные мощности Китая составляют 48,8 ГВт, то есть примерно 2,5% от общей установленной мощности электроэнергетики КНР. Ещё 17 реакторов общей мощностью 19 ГВт находятся в стадии строительства. К концу 2020 года установленная мощность атомной энергетики страны должна составить 52 ГВт (51 реактор), что ниже целевого показателя в 58 ГВт.

Однако, как отмечает Китайская ассоциация атомной энергии, в скором времени темп развития отрасли вернётся в нормальное русло, что позволит довести общую мощность, находящуюся в эксплуатации и в процессе строительства, до 200 ГВт к 2035 году.

8 | Новая генерация в ЕЭС и вне её

Александра БЕЛКИНА

Несмотря на пандемию, власти наметили перспективные проекты, но споры об источниках финансирования продолжаются.

Аномально тёплая зима, перипетии на нефтяном рынке и пандемия COVID-19 вновь актуализировали дискуссию о дальнейших путях развития российской энергетики. Пока потребители, ссылаясь на возникшие из-за коронавируса проблемы, требуют скидок от поставщиков энергорынка, власти ревизируют глобальные проекты создания новых точек генерации на востоке страны. Но дополнительных денег внутри сектора нет, предупреждают регуляторы.

НОВЫЕ ПРОЕКТЫ: В ПОИСКАХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И РЕСУРСОВ

Дальний Восток в первом полугодии оставался единственной энергосистемой в России, где спрос на электроэнергию продолжал расти, несмотря на погодные аномалии и пандемию. За шесть месяцев потребление в целом по России снизилось на 2,7%, в ОЭС Востока оно выросло на 3,4% относительно января – июня 2019 года. Причина аномалии в том числе в относительно активном развитии горнодобывающей отрасли. Один из таких проектов – Баимский ГОК – стал причиной обсуждения на федеральном уровне первой из двух крупных энергостроек, которые теоретически могут быть реализованы за счёт средств ОРЭМ.

Баимский ГОК – медно-золотой проект, реализуемый казахстанской KAZ Minerals (в 2018 году за $900 млн выкуплен у Романа АБРАМОВИЧА и партнёров, среди действующих миноритариев – Роман АБРАМОВИЧ) на Чукотке, потребует около 350 МВт энергомощностей. ГОК должен выпускать 9,5 млн тонн меди и 16,5 млн унций золота, его пуск запланирован на 2024 год. Инвестиции в проект оценивались в 240 млрд рублей без внешней инфраструктуры.

Схема энергоснабжения нового предприятия обсуждается с середины 2010-х годов. В марте на совещании у вице-премьеров Юрия БОРИСОВА и Юрия ТРУТНЕВА власти решили остановиться на варианте строительства «Новатэком» плавучей СПГ-станции мощностью 356 МВт в порту мыса Наглёйнын. Её стоимость – 38 млрд рублей, срок ввода – 2023 год. Глава «Новатэка» Леонид МИХЕЛЬСОН заявил, что управлять станцией после запуска должна «РусГидро». По информации «Коммерсанта», власти решили оплатить расходы на создание СПГ-электростанции через надбавку к цене мощности на оптовом рынке для Чукотки. С учётом стандартной для ДПМ-доходности в 12–14% суммарный объём возврата для потребителей приблизится к 100 млрд рублей. При этом тарифы на Дальнем Востоке и так уже субсидируются покупателями ОРЭМ через спецнадбавку с 2017 года. В этом году на выравнивание цен в ДФО до общероссийского уровня соберут 37,6 млрд рублей, из которых 8,85 млрд перечислят на Чукотку.

Второй крупный проект, на который могут потребоваться деньги ОРЭМ, – расширение инфраструктуры в рамках второго этапа развития Восточного полигона РЖД. Речь идёт о расширении пропускной способности БАМа и Транссиба со 120 млн тонн до 180 млн к 2024 году. Сейчас основная проблема проекта в неопределённости экономической ситуации в целом. Обвал спроса на мировых рынках на фоне пандемии ставит под вопрос способность российских поставщиков обеспечить 50%-ный рост грузопотоков в восточном направлении, значительную часть которых дают добывающие предприятия, в частности угольщики. В рамках развития Восточного полигона РЖД для энергоснабжения тяговых подстанций на БАМе в ОЭС

Сибири и Востока потребуется дополнительно 2,4 ГВт мощностей, заявил глава Минэнерго Александр НОВАК. Помимо «запитки» железной дороги ГЭС позволит решить и чисто энергетические задачи: повысить надёжность энергоснабжения прилегающих территорий и укрепить связи между двумя энергосистемами.

Для развития Восточного полигона РЖД в ОЭС Сибири и Востока потребуется дополнительно 2,4 ГВт мощностей

В качестве базового варианта решения вопроса энергоснабжения Восточного полигона в правительстве выбрали ещё советский проект Мокской ГЭС – створ расположен на реке Витим на севере Бурятии. Построенная здесь ГЭС обеспечит снабжение предприятий Бодайбинского энергорайона в Иркутской области. Стоимость крупной ГЭС пока не называется, ТЭО проекта нуждается в серьёзной актуализации. В 1970-е годы Мокская ГЭС проектировалась с мощностью 2 ГВт, в 1990-е проект перерабатывался – расчётную мощность ГЭС снизили до 1,2 ГВт (с контррегулятором – Ивановской ГЭС (210 МВт)). В кабмине также обсуждались три других сценария, предполагающие строительство угольной и газовой генерации в различных конфигурациях, но ГЭС в итоге была признана базовым.

Вместе с тем источники в секторе говорят, что самой РЖД, ради которой проект и затевается, дополнительные генмощности могут и не понадобиться, энергия необходима предприятиям, которые планируется открывать вдоль БАМа. Так что строительство генерации на стыке ОЭС Сибири и Востока без гарантированного спроса со стороны крупных промпотребителей вряд ли будет целесообразно.

Сейчас на рынке складывается двойственная ситуация. С одной стороны, рост доли нерыночной составляющей (сейчас на различные надбавки и «особые» механизмы приходится 80% цены мощности и лишь 20% – на цену конкурентного отбора) подталкивает потребителей к строительству собственной генерации. Как и в случае падения потребления, уходя с ОРЭМ на собственные мощности, крупные потребители увеличивают финнагрузку на остающихся, что по цепочке повышает рентабельность «выхода» из рынка. С другой стороны, к увеличению расходов на энергорынке приводят действия не только энергетиков, но и самих потребителей, отмечают несколько экспертов сектора. Глава «Совета рынка» Максим БЫСТРОВ в июньском интервью «Ведомостям» в качестве примера в первом случае приводит проект «Россетей» по дифференциации тарифа ФСК, а во втором – Восточный полигон, где «строительство допгенерации в интересах одного потребителя – РЖД – предлагается финансировать за счёт других». Тут, правда, стоит уточнить: собеседники на рынке фактическим бенефициаром проекта полагают всё-таки угольщиков, которые по планам правительства должны наращивать экспорт на восток по железной дороге.

«Россети» тоже призывают потребителей к ответственности при проектировании своих проектов – избыточное сетевое строительство ведёт к лишним расходам, именно поэтому нужно вводить оплату сетевых резервов, эмоционально рассказал на онлайн-конференции «Российская электроэнергетика. Преодоление последствий пандемии» замгендиректора по инвестициям, капстроительству и реализации услуг «Россетей» Андрей МОЛЬСКИЙ. В ходе первого этапа расширения Восточного полигона РЖД заявленная дополнительно мощность составила 1 ГВт, второго этапа – 2,5 ГВт.

«Мы все смеёмся, не верим… Это 3,5 ГВт. Мы говорим: «Готовы за резерв заплатить?» Не готовы. Написали отрицательное заключение. И потому что нет закона об оплате резерва, кто будет оплачивать? Все потребители, Василий Николаевич. Это не против кого-то, а за справедливость ради вас, уважаемые потребители», – пояснил позицию «Россетей» по вопросу оплаты резервов г-н МОЛЬСКИЙ, адресуясь к главе «Сообщества потребителей энергии» Василию КИСЕЛЁВУ.

Новый механизм, в теории высвобождающий неиспользуемые сетевые мощности, Минэнерго планирует запустить с 2021 года, когда под оплату будут попадать 10% «резервов», определяемых как разница между подключённой и фактически используемой мощностью. С 2022 года будут оплачиваться 15%, с 2023 года – 20%, с 2024 года – 60%. О переходе к оплате 100% речи пока не идёт, рассказал ЭБГ заместитель директора департамента развития электроэнергетики Минэнерго Андрей МАКСИМОВ.

ДЕНЕГ НА НОВЫЕ НАДБАВКИ НЕТ, ХВАТИЛО БЫ НА СТАРЫЕ…

Как и в случае с СПГ-электростанцией, наиболее очевидным способом финансирования строительства Мокской ГЭС выглядит введение очередной надбавки к цене мощности на ОРЭМ. Один из участников обсуждений в правительстве полагает, что вариант строительства СПГ-электростанции и ГЭС (в случае реализации проекта) за счёт новой надбавки чрезвычайно вероятен. Но большинство участников энергорынка считают сценарий дальнейшего повышения финнагрузки на ОРЭМ негативным. Дело в том, что на фоне коронавирусного снижения потребления объём доступных в секторе инвестсредств (деньги, высвобождающиеся в секторе по мере завершения первой программы ДПМ) может оказаться меньшим, чем рассчитывали регуляторы.

Первым о возникающей финансовой коллизии с «пирогом» ОРЭМ в мае рассказал зампредправления «Совета рынка» Олег БАРКИН. Расчёты доступного инвестресурса проводились исходя из запрета на повышение цен выше уровня инфляции и роста потребления электроэнергии на 0,5% в год. Снижение спроса в течение хотя бы одного года на 1% изымает 150 млрд рублей, стагнация (фиксация на текущем уровне) в горизонте до 2035 года уменьшает инвестиционную базу на 0,5 трлн рублей.

«Если у нас потребление начнёт стагнировать, объём доступных средств для инвестиций снизится. Это очень неприятная картина. На мой взгляд, надо считать вариант роста потребления «на ноль» и закладывать с запасом. Но опять же никто не знает, сколько продлится вся эта история. Возможно, спрос быстро восстановится и не нужно будет ничего корректировать», – заявил г-н БЫСТРОВ.

«Консервативно» в отношении алармистских прогнозов настроены и генераторы. Объём инвестресурса зависит не только от спроса, но и от инфляции, этот показатель находится «в норме». Коронавирусный спад потребления вряд ли станет долгосрочным трендом, полагает глава набсовета «Совета производителей энергии» Александра ПАНИНА, ссылаясь на опыт других стран, раньше вошедших в карантинные ограничения. По итогам мая спрос на электроэнергию в Китае оказался на 4,3% выше, чем годом ранее, говорит она. После прохождения коронавирусного провала не слишком амбициозный рост потребления на 0,5% в год в горизонте до 2035 года наверняка может быть обеспечен.

В случае долгосрочной стагнации (спада) потребления властям для удержания энергоцен в пределах инфляции придётся пересматривать нарезку инвестпирога. Из 4,2 трлн рублей на модернизацию ТЭС сейчас заложено 1,9 трлн рублей (с учётом проведённых отборов с вводами в 2022–2025 годах сумма скорректирована до 1,3 трлн). Претендентов на остающиеся деньги уже достаточно: 400 млрд рублей получат ВИЭ-генераторы, как минимум на 880 млрд претендует «Росатом», средства необходимы на модернизацию дальневосточной энергетики и субсидирование потребителей ДФО и т. д. Пока суммарные претензии оцениваются в сумму примерно 1,9 трлн из 2,4 трлн рублей, остающихся вне рамок программы модернизации. Но борьба за ресурсы продолжается. Весной в числе претендентов вновь обозначился «РТ-Инвест», строящий за 56 млрд рублей 335 МВт мусоросжигательных ТЭС. Теперь «Ростех», ВЭБ и «Росатом» хотят построить по той же схеме ещё 25 МТЭС по всей стране, что даже с учётом предложенной 50%-ной скидки обойдётся потребителям ещё в 750 млрд рублей. Теперь к ним добавляется СПГ-электростанция «Новатэка» и Мокская ГЭС.

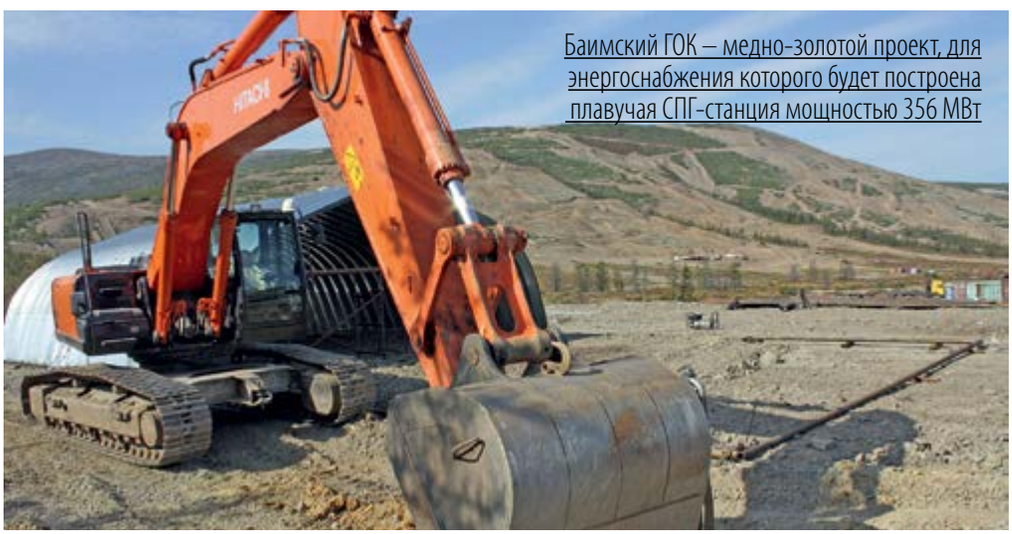
В ПОИСКАХ ОПТИМИЗАЦИИ

В этих условиях удовлетворить желания всех претендентов регуляторам вряд ли удастся, даже при совпадении расчётных и реальных параметров инфляции и роста спроса. В начале года вице-премьер Юрий БОРИСОВ поручил министерствам проанализировать ситуацию с надбавками на ОРЭМ и представить предложения по их оптимизации, в том числе за счёт бюджетных средств. Впрочем, в секторе не слишком верят в то, что казна, испытывающая сейчас проблемы с пополнением доходной части, возьмёт на себя дополнительные обязательства. Но тема обсуждается, в числе основных кандидатов на отказ или сокращение финансирования за счёт ОРЭМ пока значатся мусорные ТЭС и проекты ВИЭ-генерации. Кроме того, власти прорабатывают вопросы перспективного сокращения трат на систему регулируемых договоров (РД) и повышения с 2021 года адресности при начислении «дальневосточных» субсидий, что также должно сократить издержки потребителей.

Так, Госдума намерена принять поправки в федеральное законодательство, закрывающие список из девяти регионов на РД, на осенней сессии, заявил в середине июля глава комитета по энергетике ГД Павел ЗАВАЛЬНЫЙ. «Мы ограничим и по срокам (действия льготного режима. – *Прим. ред.*), и по количеству (регионов. – *Прим. ред.*)», – отметил он. В прошлом году десятым в число льготников пытался попасть Забайкальский край, за преференции для региона боролся врио губернатора региона Александр ОСИПОВ. Но, как следует из слов Максима БЫСТРОВА, эти попытки в итоге удалось отбить, кабмин согласовал закрытие списка из девяти регионов на РД.

Г-н ЗАВАЛЬНЫЙ пояснил, что принятие этого законопроекта будет увязано с принятием поправок в механизм выравнивания энерготарифов на Дальнем Востоке до 2028 года. Эти корректировки, предполагающие сокращение числа льготников на Дальнем Востоке за счёт повышения адресности субсидирования, Минэнерго планировало внедрить уже с 2020 года. Но из-за разногласий с «региональным» вице-премьером Юрием ТРУТНЕВЫМ, ратовавшим за сохранение механизма в нынешнем виде, процесс затянулся, на этот год он был продлён без изменений. Сейчас Минэнерго внесло в правительство доработанный вариант. Из перечня получателей дальневосточной субсидии исключат потребителей, относящихся к бюджетной системе, организации ТЭК и ЖКХ, а также предприятия, занимающиеся добычей драгметаллов и драгоценных камней. В списке льготников останутся потребители на низком уровне напряжения; малый и средний бизнес, подключённый на среднем напряжении; организации, работающие в рамках ТОР и свободного порта Владивосток; а также потребители на сетях среднего и высокого

Передача Приморской ГРЭС в СУЭК – первый шаг в реализации идеи присоединения ДФО к ценовым зонам ОРЭМ



Баимский ГОК – медно-золотой проект, для энергоснабжения которого будет построена плавучая СПГ-станция мощностью 356 МВт

© Алёна Кухтина / Фотобанк «Лори»

напряжения, реализующие инвестпроекты с ростом спроса на энергию не менее чем на 10% от уровня 2020 года. До 2028 года указанные категории потребителей смогут рассчитывать на субсидирование тарифов на электроэнергию до среднероссийского уровня (в 2020 году – 5 рублей за 1 кВт•ч). Ранее «Сообщество потребителей энергии» предлагало обрезать список ещё более радикально и оставить в нём только инвестпроекты, одобренные на региональном уровне и гарантирующие рост потребления энергии. Такое решение могло бы сократить расходы ОРЭМ на поддержку дальневосточных коллег с 37,6 млрд рублей в 2020 году более чем в трое, примерно до 10 млрд. В компромиссном для разных блоков кабмина варианте расходы сократить столь радикально, очевидно, не удастся. Минэнерго подсчитало сумму, в которую эта надбавка будет обходиться рынку после корректировки механизма, но пока не раскрывает её.

У ЭНЕРГЕТИКИ ОБНАРУЖИВАЕТСЯ «ВНЕРЫНОЧНЫЙ» ПОТЕНЦИАЛ

На фоне обсуждения инвестиционных лимитов энергорынка у потребителей стали появляться всё более крупные проекты. Причём если раньше при строительстве промгенерации речь всегда шла о сокращения потребления из ЕЭС, то в ситуации с «Роснефтью» и «Интер РАО» проект фактически предусматривает создание параллельной структуры в изолированной зоне, которая в перспективе может стать частью ЕЭС. Весной компании подписали соглашение, которое предусматривает электрификацию полуострова Таймыр для энергоснабжения гигантского нефтегазового проекта «Восток Ойл». Фактически генератор должен будет построить изолированный энергорайон с суммарной мощностью генерации около 2,5 ГВт, что составляет чуть менее половины установленной мощности электростанций во всех изолированных территориях. Но в отличие от строящейся промгенерации для действующих предприятий, создание мощностей под нужды нового проекта на Таймыре не приведёт к существенному сокращению потребления из ЕЭС.

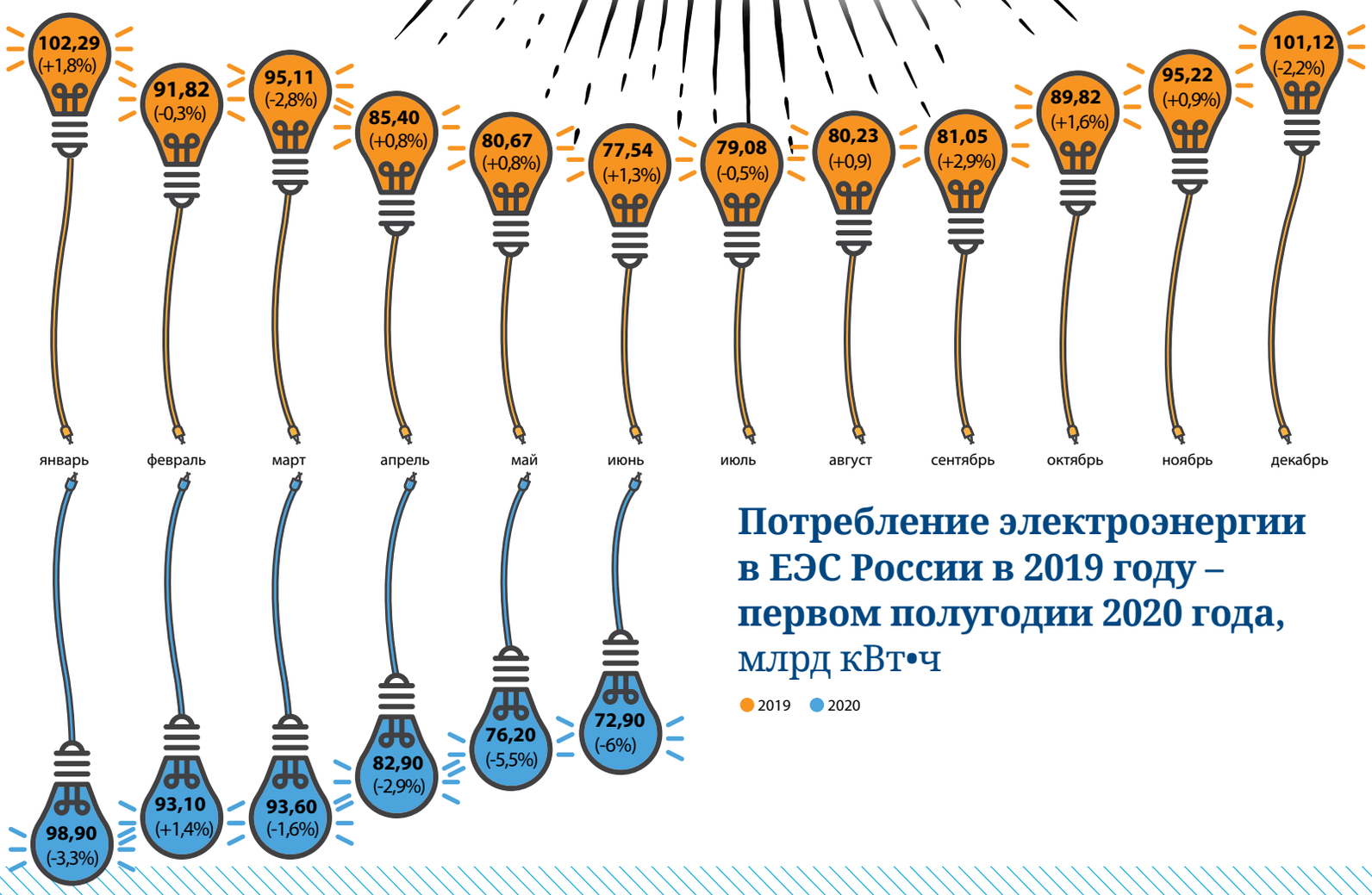
В течение ближайшего года «Интер РАО» рассчитывает завершить подготовку схемы энергоснабжения проекта «Восток Ойл»

В течение ближайшего года «Интер РАО» рассчитывает завершить подготовку схемы энергоснабжения, после чего стороны определятся с техпараметрами и схемой финансирования проекта. Эксперты рынка оценивают стоимость создания 2,5 ГВт генерации на попутном газе примерно в 175–200 млрд рублей, которые будут изыскиваться инициаторами проекта самостоятельно. Денег с ОРЭМ целевой проект не получит, финансовые возможности «Интер РАО», которая скопила на счетах более 200 млрд рублей, и «Роснефти» выглядят вполне достаточными.

«Внерыночный» генпроект «Интер РАО» в Арктике параллельно способен решить и ещё одну актуальную для сектора задачу – создания в России производства современных и эффективных газовых турбин. Планируемые на Таймыре мощности могут оказаться достаточными для выхода в зону рентабельности проекта локализации газотурбинных установок GE, являющегося давним партнёром «Интер РАО». Локализация уже разработанных иностранными специалистами образцов ГТУ пока выглядит более перспективным путём, чем собственно российские разработки. «Силовые машины» Алексея МОРДАШОВА обещают представить свои варианты этого оборудования мощностью 65 МВт и 170 МВт к 2023–2024 годам. Проект ГТД-110М, в котором наряду с «Интер РАО» участвовали «Роснано» и «Ростех», фактически завершён. «Ростех» заявил о готовности развернуть серийное производство уже в этом году. Но на пути ГТД-110М к покупателю пока есть два препятствия: технико-коммерческое предложение «Ростеха» даёт отрицательный финансовый результат использования этой турбины, а гарантийные сроки существенно хуже, чем у импортных ГТУ.

Обсуждающиеся крупные генпроекты в Сибири и на Дальнем Востоке в теории приближают исполнение давней идеи сектора о присоединении ДФО к ценовым зонам ОРЭМ. Разговоры об этом активизировались после сделки по обмену активами между «РусГидро» и СУЭК. В результате размена долей в дальневосточных энергокомпаниях структуры Андрея МЕЛЬНИЧЕНКО получили Приморскую ГРЭС и Лучегорский угольный разрез, обеспечивающий её топливом. СУЭК стал вторым игроком в регионе, где «РусГидро» до сих пор являлось монополистом. Но вокруг одной ГРЭС невозможно построить рынок, сделка лишь создаёт теоретические предпосылки для развития ситуации, отмечают наблюдатели. Следующим шагом на пути к интеграции могло бы стать укрепление сетевых связей, подкреплённое новыми генмощностями в рамках развития Восточного полигона РЖД. Но для этого властям необходимо определить перечень промпроектов, которые могут быть реализованы в зоне БАМа, и утвердить источники финансирования новых строек. ■

Российская энергетика: итоги 2019 года



Потребление электроэнергии в ЕЭС России в 2019 году – первом полугодии 2020 года, млрд кВт•ч

2019 2020

Российская энергетика: финансовые результаты 2019 года и динамика спроса на электроэнергию

ДИНАМИКА ▲ ПОЛОЖИТЕЛЬНАЯ ▼ ОТРИЦАТЕЛЬНАЯ

	ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, МЛРД РУБ.		ВЫРУЧКА, МЛРД РУБ.		EBITDA, МЛРД РУБ.		ВЫРАБОТКА, МЛРД КВТ•Ч		ДИВИДЕНДЫ, МЛРД РУБ.	
ИНТЕР РАО ЕЭС	81,9	▲14,3%	1032,1	▲7,2%	141,5	▲16,7%	130,2	▼1,7%	20,5	▲14,3%
En+ GROUP	20,13 (1) (ПО СРЕДНЕМУ КУРСУ ЦБ РФ ЗА 2019 ГОД – 64,73) **$311** МЛН	▲47,4%	**$ 2,989** МЛРД	▼5%	**$1,127** МЛРД	▼4%	77,8	▼6,3%	–	–
ЮНИПРО	18,9	▲13,85%	80,28	▲3,2%	29,3	▲5,4%	46,4	▼0,5%	**14** (7 – ПО ИТОГАМ ГОДА, 7 – ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ЗА ТРИ КВАРТАЛА 2019 ГОДА)	0%
ФОРТУМ	17,06	▲15,9%	78,01	▼0,7%	469 (2) МЛН ЕВРО	▲12%	29,3 (3)	▼0,2%	16,137	▼43%
ОГК-2	12	▲44,8%	134,6	▼6%	31,2	▲15,3%	54,7	▼7%	6	▲53,8%
t+ group	11,4	Годом ранее убыток в 4,8 млрд руб.	383,96	▲3%	60,2	▲24,3%	53,987	▼2%	**10** (4 – ПО ИТОГАМ ГОДА, 6 – ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ЗА ТРИ КВАРТАЛА 2019 ГОДА)	▼4,76%
МОСЭНЕРГО	9,6	▼55,2%	189,8	▼4,6%	21,97	▼46,5%	60,1	▲3,1%	4,8	▼42,3%
ТГК-1	8	▼23,3%	97,25	▲5,2%	22,5	▲7,7%	28,275	▼3,6%	4	▲61%
ТГК-2	2,171	▼13,6%	41,6	▲10%	6,93	▲19%	8,11 (3)	▼4,9%	–	–
enel	0,896 (4)	▼88,4%	65,83	▼10,1%	15,32	▼11,1%	34,2	▲17,2%	3	▼40%
КВАДРА	0,754	Годом ранее убыток в 2,57 млрд руб.	53,86	▲5,3%	7,37	▲187%	10,3	▲6%	–	–
	0,643 (5)	▼98%	366,6	▲2,2%	97,5	▼11,1%	142,8 (6)	▼1%	НЕ МЕНЕЕ **15,7** (7)	▼2,3%
	0,297	▲920,6%	12,85	▼1,85%	1,68	▲23,7%	2,78	▼2,5%	–	–
СУЭК	–	–	$2,132	▲4%	–	–	55,2	▲10% (8)	–	–
РОССЕТИ	105,3	▼15,5%	1 030	▲0,8%	300	▼2%	–	–	**23** (18 – ПО ИТОГАМ ГОДА, 5 – ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ЗА ПЕРВЫЙ КВАРТАЛ 2019 ГОДА)	▲920% (9)
РОССЕТИ ФСК ЕЭС	86,6	▼6,7%	249,6	▼1,7%	136,2 (10)	▲1,9%	–	–	**23,3** (12,1 – ПО ИТОГАМ ГОДА, 11,2 – ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ЗА ТРИ КВАРТАЛА 2019 ГОДА)	▲13,7%

Источники: данные компаний и «Системного оператора ЕЭС»

1. ОТЧЁТНОСТЬ EN+ ОТРАЖЕНА В ДОЛЛАРОВОМ ЭКВИВАЛЕНТЕ
2. EBITDA РОССИЙСКОГО ДИВИЗИОНА FORTUM, ВКЛЮЧАЕТ «ФОРТУМ» И ДОЛЮ В ТГК-1 (29,45%)
3. ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
4. «ЭНЕЛ РОССИЯ» В 2019 ГОДУ ПРОДАЛА РЕФТИНСКУЮ ГРЭС, КОТОРАЯ ПЕРЕСТАЛА УЧИТЫВАТЬСЯ В ПОКАЗАТЕЛЯХ КОМПАНИИ С 1 ОКТЯБРЯ
5. ПРИЧИНА – СПИСАНИЕ КАПЗАТРАТ ПО ПРОЕКТАМ НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ
6. С УЧЁТОМ ДОЛИ БОГУЧАНСКОЙ ГЭС
7. ГОСА ПОКА НЕ НАЗНАЧЕНО, ДИВИДЕНДНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ НЕ УТВЕРЖДЕНЫ, ПОКАЗАТЕЛЬ ОБНАРОДОВАН КАК МИНИМАЛЬНЫЙ СРЕДНИЙ ЗА ТРИ ГОДА И МОЖЕТ ОКАЗАТЬСЯ ВЫШЕ
8. НА ФОНЕ ПОКУПКИ РЕФТИНСКОЙ ГРЭС
9. В 2018 ГОДУ «РОССЕТИ» ВЫПЛАЧИВАЛИ ТОЛЬКО ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ДИВИДЕНДЫ ЗА ПЕРВЫЙ КВАРТАЛ В РАЗМЕРЕ 2,5 МЛРД РУБЛЕЙ
10. СКОРРЕКТИРОВАННЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ

Коронавирус, ОПЕК+ и другие неприятности –

прогноз финсостояния энергосектора в 2020 году

Только начавшись, 2020 год сразу же стал оправдывать статус високосного. К аномально тёплой зиме и такой же многоводности на реках, обернувшейся стремительным ростом генерации на ГЭС и снижением выработки на ТЭС, прибавился новый значимый фактор – пандемия коронавируса. По итогам шести месяцев потребление в ЕЭС снизилось на 2,8%, в июне сокращение оказалось максимальным и достигло 6%. О ситуации в энергетике в первом полугодии, о возможных среднесрочных последствиях и прогнозах восстановления сектора спросили специалистов ведущих банков – Sberbank CIB и «ВТБ Капитал».

ФЁДОР КОРНАЧЁВ,
АНАЛИТИК SBERBANK CIB

В апреле Центр энергетики Московской школы управления «Сколково» выпустил исследование «Коронакризис: влияние COVID-19 на ТЭК в мире и в России». Работа посвящена анализу текущей ситуации, сложившейся на международных и российских энергетических рынках, а также оценке влияния коронавируса на каждую из энергоотраслей.

Первое полугодие 2020 года преподнесло российским электроэнергетическим компаниям целый ряд сюрпризов. Это и снижение энергопотребления на фоне тёплой зимы, и последствия пандемии коронавируса, и существенное снижение цен на рынке РСВ год к году, и принятие постановления правительства № 424, запрещающего начисление и истребование штрафов и пеней за несвоевременную оплату услуг ЖКХ. В то же время сегмент генерации оказался достаточно устойчив, и мы не ожидаем, что вызовы, с которыми генераторы столкнулись в первом полугодии, приведут к существенным корректировкам их долгосрочных стратегий.

В идеальных рыночных условиях при одноставочной цене на электроэнергию снижение потребления должно было бы привести к снижению цен на электроэнергию, а снижение платёжной дисциплины могло бы ещё сильнее ударить по генерирующим компаниям. Однако особенности регулирования (наличие рынка мощности и правила расчётов) предполагают, что снижение энергопотребления не приводит к снижению платежей за мощность для генерирующих компаний, в то время как для многих генераторов именно рынок мощности является основным источником прибыли.

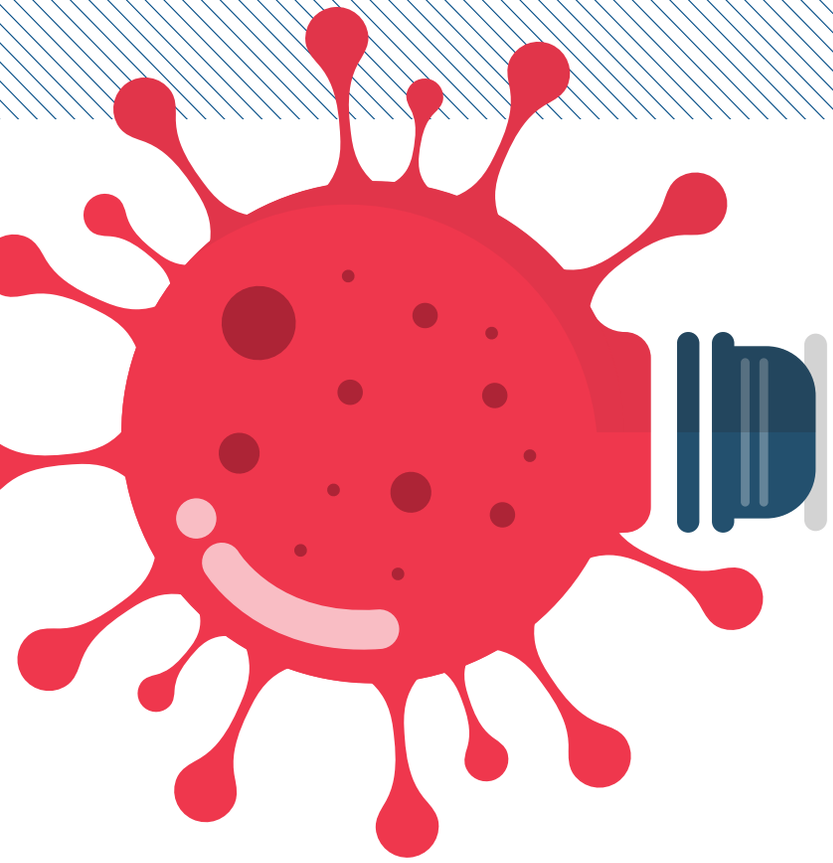
Влияние на генерирующие компании главным образом связано с нижеследующими факторами.

1. Снижение потребления электроэнергии. В мае спад энергопотребления в ЕЭС России составил 5,5% к маю 2019 года. За пять месяцев потребление снизилось на 2,3%. По оценкам Минэнерго, по году потребление может снизиться на 2,2%. Значимым фактором влияния (порядка 1 п. п. по подсчётам Минэнерго) на общее энергопотребление оказала сделка ОПЕК+.

2. Снижение потребления тепла. Высокая температура стала значимым фактором снижения производства тепла, что уже заметно в результатах первого квартала 2020 года. Так, к примеру, «Мосэнерго» по итогам трёх месяцев снизило производство тепла на 13,6% год к году, ТГК-1 – на 10,3%.

3. Снижение цен на рынке на сутки вперёд. С начала года цены на рынке РСВ снизились примерно на 10% по сравнению с уровнем января – июня 2019 года. С одной стороны, снижение энергопотребления должно было оказать влияние на динамику цен на рынке электроэнергии. В то же время ещё большим фактором влияния, по нашим подсчётам, сейчас являлся рост доли ГЭС в производстве электроэнергии. Высокий уровень водности обусловил рост производства электроэнергии на ГЭС, в результате чего по итогам каждого месяца с января по май 2020 года доля ГЭС в производстве электроэнергии в первой ценовой зоне (Центр и Урал) была максимальной для этих месяцев с 2010 года, а в феврале – мае производство электроэнергии на ГЭС было также максимальным для этих месяцев с 2010 года в абсолютных значениях. Дополнительным фактором давления на цену была также высокая доля АЭС в производстве электроэнергии. Так, в первой ценовой зоне в январе, апреле и мае 2020 года доля АЭС также была максимальной для этих месяцев с 2010 года, а в апреле и мае выработка АЭС была также максимальной для этих месяцев с 2010 года в абсолютных значениях.

4. Снижение платёжной дисциплины. Несмотря на существенные опасения, связанные с ухудшением платёжной дисциплины на фоне вируса и введённого для поддержки населения постановления № 424, запретившего начисление штрафов и пеней за несвоевременную оплату услуг ЖКХ, влияние на генерирующие компании в первом полугодии было ограниченным. Механизмы расчётов на оптовом рынке существенным образом защищают генераторов, не позволяя сбытовым компаниям накапливать значительный уровень задолженности перед ними. Уровень расчётов на оптовом рынке электроэнергии составил по итогам января – июня 99% против 99,9% в январе – июне 2019 года. ■



ВЛАДИМИР СКЛЯР,
АНАЛИТИК «ВТБ КАПИТАЛ»

2019-й стал первым годом инвестиционной паузы в секторе. ДПМ-проекты закончились; ДПМ-2 (программа модернизации) – находятся в стадии предТЭО; ВИЭ – участь только отдельных участников в секторе, как и прочие проекты «с добавками» (ДПМ ДВ, КОМ НГ, мусорные ДПМ и т. д.). В результате компании в целом показали за прошлый год один из самых сильных денежных потоков в своей истории.

Как использовался этот свободный поток? Сначала стоит отметить, что в традициях регулируемого сектора с существенной долей государственного владения это не привело к росту дивидендов в секторе. Рост дивидендов был отмечен в «Интер РАО» (на 7%) и ОГК-2 (на 30%). Все остальные генераторы заплатили тот же объём средств, что и в 2018 году, а «Мосэнерго» даже снизило дивиденды на 17%. Во-вторых, отмечаем вектор использования FCF на продолжение снижения долговой нагрузки и увеличение запасов ликвидности в преддверии второго инвестиционного цикла – так, на конец 2019 года средний уровень показателя «чистый долг» / EBITDA в генерации составил всего 0,1 против 2–3, стандартных для сектора. Некоторые компании начали наращивать усилия по горизонтальной диверсификации (покупка «РЭП-Холдинга» группой ГЭХ, увеличение сбытового бизнеса «Интер РАО»), другие – серьёзно форматировать и перетасовывать активы («Энел Россия», «Русгидро», СГК).

На удивление, такая динамика денежного потока диктовалась в первую очередь снижением инвестиций и не совпала с изменениями чистой прибыли в секторе – по нашим расчётам, номинальная чистая прибыль для компаний под нашим покрытием в 2019 году снизилась примерно на 20%. Причин тому две: продолжающееся списание основных средств и резервы под обесценение дебиторской задолженности (так, в прошлом году списания «съели» 98% чистой прибыли «Русгидро» и 88% – «Энел Россия») и ускорение окончания платежей по ДПМ-1 – этот фактор давил на результаты «Мосэнерго» (–55% чистой прибыли в 2019 году), но в ближайшие годы список пострадавших будет только расширяться.

2020 год будет в целом другим. Существенное снижение спроса (не столько из-за коронавируса, сколько из-за сделки ОПЕК+, которая привела к снижению спроса более чем на 5% в июне), а также существенное падение цен РСВ в первом полугодии (эффект высокой базы 2019 года и значительный рост выработки гидроэлектростанций) – вот два основных драйвера снижения прибыльности компаний на операционном уровне в 2020 году. И если в прошлом году только три компании снизили EBITDA («Энел Россия», «Мосэнерго» и «Русгидро»), в этом году снижение EBITDA ждёт в разной степени всех генераторов (от «околонуля» у «Интер РАО» и ОГК-2 до 30% у «Энел Россия»), и только «Русгидро» с 30%-ным ростом производства на гидромощностях может ждать сильных результатов от основной деятельности за год.

Тем не менее мы с уверенностью утверждаем, что в 2020 году электроэнергетики станут только сильнее финансово и привлекательней для инвесторов. Причин тому несколько:

1. Продолжающееся снижение инвестиций даёт возможность компаниям наращивать силу своего баланса, снижать долговую нагрузку, рассматривать крупные проекты для реализации и даже задумываться о крупных M&A. Так, мы ждём увеличения свободного денежного потока в секторе на 8%, несмотря на происходящие кризисные явления.

2. Различные бумажные эффекты 2019 года дадут возможность компаниям показать рост номинальной прибыли даже с учётом ухудшения результатов операционной деятельности. Снижение списаний в «Энел Россия», ОГК-2 и «Русгидро», увеличение нетарифных доходов в «Интер РАО» и «Россетях» – факторы, которые в результате приведут к росту номинальной чистой прибыли сектора на 30% в 2020 году, несмотря на снижение EBITDA на 2%.

3. Меньший по размеру и более сглаженный всплеск неплатежей не привёл к существенному росту оборотного капитала в секторе, а значит, не отвлёк финансовых ресурсов на покрытие дебиторской задолженности. Роста кредитной нагрузки, отказа от дивидендов и даже каких-то значимых секвестров утверждённых инвестпрограмм не произошло, а инвесторы нашли в электроэнергетике один из самых защитных секторов в условиях пандемии.

4. По мере снижения ставки рефинансирования ЦБ РФ (уже до 4,5%) существенно снижаются как ставки заимствований (последние размещения облигаций электроэнергетиков проходят по ставке около 6–6,5% против 10–11% всего три года назад), так и требования инвесторов к размеру дивидендов. Если в 2019 году средняя дивидендная доходность в секторе (6,5%) соперничала с депозитами (6–7%), то сейчас, при средней депозитной ставке в банках РФ на уровне 5%, инвестиции в стабильные дивидендные истории российской энергетики со средней дивидендной доходностью 7–7,5% привлекают всё больший круг инвесторов. Компании же, при использовании более дешёвого кредитного плеча, могут получать больший возврат на акционерный капитал, а значит, растить прибыль и дивиденды. ■

16 | Обновление энергосистемы: планы и реальность

Вот уже несколько лет 1 июля является датой внесения значимых изменений в нормативную базу энергетического сектора. Не должен был стать исключением и 2020 год. Но аномальное первое полугодие и другие (в ряде случаев так и не названные) причины вынудили власти на ходу пересматривать уже принятые регуляторные решения. О том, какие значимые новации всё же произошли в российской энергетике, а какие как минимум отложены, – в обзоре «Энергии без границ».

ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ СБЫТОВ

Многие участники и регуляторы сектора полагали, что 1 июля стартует финальный этап многолетней борьбы за финансовую дисциплину на энергорынке. В предыдущие годы с ОРЭМ был изгнан ряд крупных неплательщиков, проблема долгов становилась всё менее острой. Закрепить и углубить достигнутые успехи должен был переход к лицензированию энергосбытовой деятельности, направленный прежде всего на окончательное решение проблемы неплатежей в секторе. Соответствующий федеральный закон был подписан президентом Владимиром ПУТИНЫМ ещё в конце 2017 года. С тех пор Минэнерго вело подготовку к лицензированию сбытов: в 2019 году в министерстве был создан специальный департамент, участники сектора и регуляторы ожесточённо спорили о конкретных параметрах и условиях выдачи разрешительных документов. В конце прошлого года казалось, что, несмотря на накал, ключевые разногласия удалось преодолеть. Ещё в марте Минэнерго было уверено, что процедура выдачи лицензий сбытам будет запущена в плановый срок – 1 июля.

Но ситуация перевернулась в последний момент. Решение премьер-министра Михаила МИШУСТИНА отказаться от лицензирования, принятое за три месяца до старта процедуры, оказалось неожиданностью не только для участников рынка, но и для регуляторов. В середине марта «Коммерсантъ» сообщил, что глава кабмина Михаил МИШУСТИН поручил Минэнерго и Минюсту «внести в правительство проекты нормативных правовых актов в части отмены введения лицензирования энергосбытовой деятельности». Официальных разъяснений со стороны кабмина не последовало: источники лишь предполагали, что отказ мог быть связан с тем, что процедура выдачи разрешений и постоянный контроль финансовых показателей энергосбытов не вписывались в «регуляторную гильотину».

Для отмены лицензирования требовалось внести поправки в федеральные законы – сделать это в течение трёх «коронавирусных» месяцев было технически сложно. Власти приняли промежуточное решение: в последний день июня кабмин опубликовал постановление, разрешающее энергосбытам работать без лицензии до июля 2021 года. Окончательной ясности в этом вопросе нет. С одной стороны, у правительства есть год, чтобы поправить федеральное законодательство и забыть о лицензировании навсегда. С другой – формально кабмин не закрыл вопрос и ситуацию можно будет отыграть назад.

КОММОД-2026 И ОТБОР ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗОВЫХ ТУРБИН

К 1 июля должен был состояться конкурентный отбор проектов модернизации ТЭС со сроками ввода в 2026 году, а также связанный с ним конкурс проектов обновления с использованием парогазовых турбин, выпуск которых в России машиностроители только налаживают. Первоначально сроки этих отборов были сдвинуты с 1 апреля на три месяца из-за неготовности нормативной базы конкурса по газовым турбинам. Но на фоне пандемии властям пришлось объявлять ещё одну отсрочку. Как и в случае с лицензированием, кабмин сообщил о повторном переносе за сутки до истечения срока – 30 июня. Впрочем, постановление правительства на этот раз содержало всю необходимую для «газотурбинного» конкурса информацию. Как и предполагалось, объём отбора ПГУ-проектов (со сроками вводов в 2026–2028 годах) ограничен 2 ГВт. Потолок цен (CAPEX) для таких проектов

установлен на уровне 70 тыс. рублей за 1 кВт. Это на порядок выше цен КОММод (7,2 тыс. рублей за 1 кВт в 2022–2024 годах), но ожидаемо и логично: ранее потенциальные поставщики российских ПГУ указывали, что реализовать проекты с инновационным для России типом оборудования дешевле, чем $1000, будет невозможно. Аналитик «ВТБ Капитал» Владимир СКЛЯР называет установленный полоток «вполне рыночным».

Одновременно были изменены и условия проведения КОММод. Минэнерго услышало претензии потребителей, обвинявших механизм в отборе на предыдущих конкурсах (основной критерий – LCOE) самых дешёвых проектов обновления, не слишком отличающихся от капремонтов, и «утяжелило» модернизацию. Теперь в качестве основных мероприятий в программе остаются только комплексные замены турбин / котельного оборудования; все мероприятия по замене основных частей турбин/котлов относятся к дополнительным, а проекты без комплексных замен не рассматриваются. Кроме того, власти, как и обещали, отказались от «квоты правкомиссии» (15% от годового объёма программы; на 2025 год была разово увеличена более чем на 2 ГВт, до 2,8 ГВт). Отныне 100% квот будут распределяться в рамках рыночного механизма (отбор по одноставочной цене).

«Системный оператор» ЕЭС пообещал опубликовать актуализированную информацию, необходимую для проведения КОММод на 2026 год, не позднее 11 августа. В начале июля, ссылаясь на пандемию, потребители ОРЭМ предложили властям отказаться от дальнейшего отбора КОММод, но согласование этой инициативы представляется крайне маловероятным, так как разрушит всю действующую на энергорынке финансовую модель. Кроме того, «пересмотр утверждённых инвестпрограмм, по сути, станет обманом системных инвесторов в энергетику России, в том числе иностранных», добавляют генераторы.

ПЕРЕХОД ОТВЕТСТВЕННОСТИ ЗА СЧЁТЧИКИ

С 1 июля ответственность за приборы учёта переходит от граждан к сбытовым и сетевым компаниям: первые отныне отвечают за счётчики в многоквартирных жилых домах, вторые – за прочих потребителей. Как отмечают в Минэнерго, граждане смогут сэкономить 5–20 тыс. рублей, в которые обходятся покупка и установка счётчика. Теперь население отвечает лишь за сохранность прибора – его приобретение и обслуживание переходит в ведение сбытов и сетей.

По данным Минэнерго, во втором полугодии этого года будет установлено 2–2,5 млн приборов учёта. Замена приборов учёта на интеллектуальные будет происходить поэтапно. Новые счётчики установят новым потребителям в рамках техприсоединения, действующие будут менять по мере выхода из строя, поломки или истечения межповерочного интервала.

Первоначально предполагалось, что новые собственники сразу же начнут устанавливать умные счётчики в рамках создания интеллектуальной системы учёта (ИСУ). Но в принятой версии нормативных актов идея пока стала добровольной опцией: компании сами решают, ставить аналоговые приборы или внедрять «умные», – в ближайшие полтора года обязательные требования к счётчикам не изменятся. До 2022 года решение об установке ИСУ компании будут принимать совместно с региональными властями и учитывать при формировании тарифов.

Введение минимальных требований к функционалу ИСУ приведёт к сокращению линейки приборов, говорят в профильном министерстве. Розничная продажа счётчиков прекратится, что приведёт к удешевлению оборудования. При этом все участники рынка смогут самостоятельно выбирать поставщиков ИСУ – это сектор свободного рынка, подчёркивают в Минэнерго.

Самым очевидным и подтверждённым сегодня на практике эффектом от внедрения ИСУ является сокращение коммерческих потерь электроэнергии, при этом на 20% от объёма сокращения потерь у компаний растёт полезный отпуск. Потенциал снижения потерь в текущих ценах их покупки в Минэнерго оценивают в 70–80 млрд рублей в год.

ИНДЕКСАЦИЯ ТАРИФОВ ЖКХ

Уже несколько лет тарифы ЖКХ в России индексируются не с начала, а с середины года. Но в этом году привычная уже схема повышения цен в рамках инфляционного роста оказалась под вопросом. На фоне коронавирусного спада экономики в Госдуме высказали идею о возможном отказе от индексации для поддержки населения. Предложение вызвало резкую критику со стороны профильных министерств и регуляторов – против высказались все профильные министерства и ведомства. Выпадающие доходы от такого шага только у предприятий водоснабжения Минстрой оценил в 300 млрд рублей, доходы сектора за три месяца пандемии и так просядут на 70–80 млрд рублей. В ФАС идею сочли прямо противоречащей поручению президента о моратории на ухудшение условий работы ресурсоснабжающих организаций. Поддержка граждан должна быть более адресной, полагают в секторе. Так, в правительство направлено предложение о снижении (при расчёте субсидий) максимального значения доли расходов граждан на оплату ЖКХ в свободном доходе семьи с 22 до 15%.

В итоге плановое повышение тарифов в рамках инфляции с 1 июля всё же произошло – в среднем на 4%. Услуги ЖКХ в Москве подорожали максимум на 5%, в Подмосковье – на 4,1%. Наибольший рост тарифов случился в Чечне (+6,5%), минимальный – в Ненецком автономном округе (+2,4%). ■

Александра ПАНИНА: «В России потребители застрахованы от волатильности цен на электроэнергию»

Первая половина 2020 года оказалась чрезвычайно сложной для российской экономики. В энергетике кризис сильнее других задел тепловых энергетиков: коронавирусные проблемы усугубили аномально тёплая зима и падение выработки традиционной генерации на фоне высокого уровня производства электроэнергии на ГЭС и АЭС. О результатах первого полугодия и перспективах восстановления российского энергорынка «Энергия без границ» поговорила с главой Наблюдательного совета «Совета производителей энергии», членом правления «Интер РАО» Александрой ПАНИНОЙ.

Как вы в целом оцениваете текущую ситуацию в секторе, насколько важным оказалось влияние различных факторов, случившихся в первом полугодии?

На мой взгляд, ситуацию необходимо разделить на два периода: до коронавируса и после его появления. В России снижение потребления было зафиксировано уже по итогам первого квартала: в январе оно составило 3,2%, в феврале был рост, но лишь благодаря дополнительному дню 29 февраля в марте сокращение спроса составило 1,5% – это исключительно влияние фактора тёплой зимы. Во втором квартале появилось влияние коронавируса, при этом снижение потребления в апреле составило 2,9%, то есть меньше, чем в январе, а в мае и июне – 5 и 6%, что соответствует динамике снижения спроса по другим странам. При этом в июле наблюдается улучшение динамики потребления – например, 6 июля зафиксирован исторический максимум потребления для этого дня.

Зарубежный опыт стран, которые раньше России уходили в ограничительные меры, показывает следующее: Грузия и Украина замедляют темпы снижения потребления по сравнению с апрелем – июнем, а в странах Прибалтики и Финляндии, наоборот, фиксируется ускорение спада потребления. Позитивные новости приходят из Китая, где в первые месяцы года спрос на электроэнергию снизился на 10%, а уже в мае ситуация кардинально изменилась: было зафиксировано превышение прошлогодних показателей на 4,5%. По какому сценарию восстановления спроса пойдёт наша страна, сказать пока сложно, однако темпы снятия ограничений позволяют с оптимизмом смотреть в будущее и надеяться на скорейшее восстановление объёма потребления.

Насколько ощутимым оказалось падение спроса для экономики энергокомпаний?

Безусловно, текущий год является тяжёлым не только для энергетики, но и для всей экономики. Снижение потребления в первом квартале, спровоцированное аномально тёплой зимой, оказалось немногим меньше снижения потребления во втором квартале. Казалось, зима закончится – и всё вернётся на круги своя, денежный поток в энергетике восстановится. Но дальше случился коронавирус, и сейчас мы не можем спрогнозировать, когда спад потребления остановится.

При этом самый тяжёлый фактор для генераторов – снижение цен на рынке на сутки вперёд (РСВ). В первом полугодии по сравнению с аналогичным периодом 2019 года в первой ценовой зоне оно составило 10%, во второй – 14%. Более сильное снижение произошло именно во втором квартале – 15 и 14% соответственно.

Кроме того, снижение цен РСВ усугубляется снижением выработки. Основное сокращение пришлось на тепловую генерацию – ввиду высокой водности и необходимости загрузки ГЭС и технологической невозможности ограничения выработки АЭС. В первом квартале, когда ещё сохранялась теплофикация, больше разгружались ГРЭС, их выработка сократилась на 15%, однако летом ситуация изменилась: разгружаются ТЭЦ, а ГРЭС страдают в меньшей степени. Но так или иначе, под ударом оказалась именно тепловая генерация.

Особое внимание необходимо обратить на то, что при снижении цен РСВ на 15% генерация может быть рентабельна только в том случае, если её маржинальность была выше 15%. Но к сожалению, бОльшая часть генерации в стране не может похвастаться такими показателями, поэтому во втором квартале и сейчас работает себе в убыток. Рентабельными остаются станции, которые имеют очень хорошие показатели удельного расхода топлива, например, с установленными ПГУ – по таким блокам маржа ещё сохраняется.

То есть те, кого отключал «Системный оператор» и кто снижал выработку, финансово оказывались в более выигрышном положении?

В ряде случаев, если генератор работал в убыток и его отключили, то он был рад. Оборудование для отключения определяет «Системный оператор», чаще всего первыми выключаются ГРЭС, ТЭЦ – последними. При этом в каждом энергорайоне 2–3 блока должны работать, поэтому регулятор зачастую отключает ПГУ, так как здесь нет теплофикации, а ПСУ имеют минимальную тепловую нагрузку. Соответственно, снижается выработка не только неэффективного, но и очень эффективного оборудования: снижается потребление – останавливаются ПГУ. При этом, согласно порядку расчёта цены по ДПМ, значительная часть капзатрат должна окупаться за счёт рынка электроэнергии – например, блок 400 МВт должен возвращать с рынка электроэнергии 30% капзатрат, или почти 3,5 млрд рублей. Следовательно, если оборудование стоит, генератор этих денег никогда не получит.

Все генераторы способны пережить случившееся падение рентабельности?

Если бы у нас на ОРЭМ не было доплаты по мощности, то я бы ответила, что не все. У кого-то сейчас убыточная выработка, у кого-то нулевая или отрицательная рентабельность, но при этом обязательные платежи остаются – нужно платить зарплату, налоги, делать ремонты, привлекать кредиты для покрытия финансирования текущей деятельности. В нашей модели рынка, хеджирующей волатильность цен, именно плата за мощность позволяет осуществлять все эти платежи. Но прибыльность по итогам года у всех игроков сектора, безусловно, скорректируется, реализовать бизнес-планы не удастся, похоже, никому. Вопрос лишь в масштабе потерь.

На этом фоне стоит ожидать ощутимого сокращения инвестпрограмм энергокомпаний?

Для генерации инвестпрограммы – это ремонты. Они – последнее, что будет сокращаться. Если мы что-то откладываем, то переносим на год. При этом спрос может быстро вернуться (эту картину мы видим в Китае). Поэтому отсрочка вложений – угроза надёжности. Так что мы будем стараться выполнять свои планы – искать дописточники, занимать деньги, потому что у нас длинный инвестцикл. Мы вкладываем средства и надеемся получить окупаемость инвестиций.

Вы разделяете оценки Минэнерго о сокращении потребления по году на уровне 2,2%?

Изначально в конце апреля 2020 года Минэнерго давало несколько сценариев снижения – от 3,6 до 11,2%. Сейчас спад потребления зафиксирован на уровне 2,9% с учётом високосного дня и 3,4% без него. Но ситуация постоянно меняется, так, жаркое лето способствует более высокому потреблению. Далее многое будет зависеть от зимы, но даже если она будет холодной, не думаю, что сможем существенно улучшить цифры. Поэтому я бы ориентировалась на снижение по итогам года от 2 до 5%.

ПРИБЫЛЬНОСТЬ ПО ИТОГАМ ГОДА У ВСЕХ ИГРОКОВ СЕКТОРА, БЕЗУСЛОВНО, СКОРРЕКТИРУЕТСЯ, РЕАЛИЗОВАТЬ БИЗНЕС-ПЛАНЫ НЕ УДАСТСЯ, ПОХОЖЕ, НИКОМУ

Как вы оцениваете ситуацию с долгами на оптовом и розничном рынках?
Ситуация с платежами развивалась волнообразно. Сначала была достаточно крупная просадка и в электрике, и в тепловом сегменте. Сейчас недобор по гарантирующим поставщикам составляет от 2–4 до 5%. Это меньше, чем предполагали пессимистичные прогнозы, но всё равно тяжело для сбытов, особенно с учётом того, что выручка у них снижается более существенно – накладывается фактор падения потребления. НВВ рынка электроэнергии составляет около 4 трлн рублей, из них на долю ГП приходится примерно 50%. А потеря 5% от 2 трлн – это 100 млрд рублей. По теплу первоначальная просадка платежей была сильнее – 10–12%, отдельные компании говорили даже о 15%. Сейчас ситуация серьёзно улучшилась, но чем это вызвано – добросовестностью граждан или действующей во многих регионах системой оплаты (по 1/12 в течение года, когда летом платят «за зиму»), пока достоверно сказать нельзя.

Правительство разрешило включать в тарифы 2021 года расходы, понесённые в этом году на антикоронавирусные мероприятия. О каких суммах идёт речь, насколько заметно будет влияние форс-мажорных трат на тариф?
«Совет производителей энергии» обращался в ФАС и Минэнерго с просьбой учесть наши коронавирусные расходы. Прежде всего надо определить, что к ним будет относиться: например, войдут ли в список расходы на пополнение оборотных средств и обеспечение непрерывной работы и т. д. Здесь ещё предстоит корректировать законодательство. Пока официальной классификации нет, но по результатам опроса, проведённого среди генераторов, они сами оценивают вклад коронавирусных расходов в тариф от 0,1 до 1,2%. В среднем по крупным генераторам речь может идти о 200–300 млн рублей на компанию. В масштабах тарифа доля не выглядит критичной, но эти расходы справедливо учесть: если компания находится в зоне тарифного регулирования, она никак иначе не сможет компенсировать эти траты.

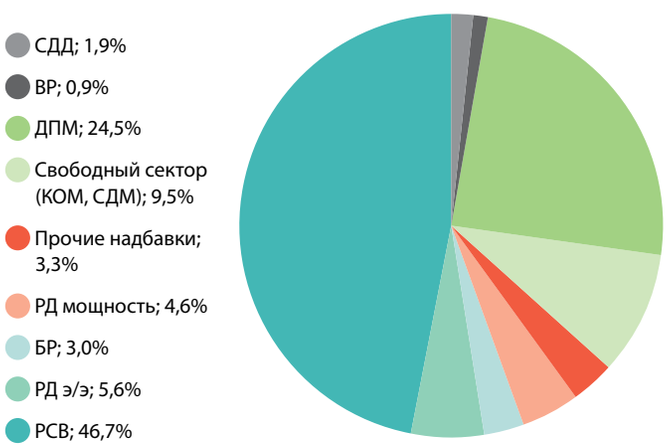
Когда, по вашим оценкам, российский энергорынок сможет вернутся к показателям 2019 года?
По моему оптимистичному мнению, в следующем году большой проблемы уже не будет. Скорее всего, показатель 2021 года будет ниже, чем в 2019-м, но незначительно. Многое будет зависеть от ситуации в ключевых отраслях потребления электроэнергии, например в нефтегазовой отрасли, которая сейчас ограничивает производство в рамках сделки ОПЕК+. Мы желаем всем нашим потребителям, чтобы в следующем году у них произошло восстановление производства и цен. В этом случае в следующем году мы вернёмся на уровень 2019 года.

«Совет рынка» уже высказывал опасения о сокращении объёма инвестресурса на энергорынке из-за сокращения спроса. По подсчётам регулятора, при стагнации потребления сектор недосчитается к 2035 году 0,5 трлн рублей. Вы разделяете эти опасения?
Расчётный размер средств, о которых идёт речь, формируется поручением Президента РФ: рост тарифов на электроэнергию не должен превышать уровень инфляции. Основные факторы, влияющие на сумму, – это инфляция и потребление. Инфляция, которая была в прогнозе, – 4%, что вполне похоже на правду даже по итогам кризисного 2020 года, так что эта составляющая инвестресурса выглядит просчитанной вполне реалистично. Если среднегодовая инфляция до 2035 года окажется больше, сумма инвестресурса будет выше расчётной. Поэтому признаков того, что она будет ниже, пока нет.

Второй фактор – потребление. В расчёты заложены всего 0,5% в год: когда прогнозировали, были уверены, что ниже 0,5% не может быть. Произошла пандемия, но это временная история. Если мы верим, что потребление в ближайшие год-два восстановится, то 0,5% в год на горизонте до 2035 года тоже выглядят очень реалистично – достаточно потреблению один-два раза вырасти на 1%, и мы войдём в график. Мы же не верим, что коронавирус будет до 2035 года, поэтому в долгосрочном прогнозе не вижу повода для пересмотра прогноза по инвестресурсу. Корректировать можно расчёты по 2020 и 2021 годам, но дальше – оснований нет.

В целом долгосрочное прогнозирование потребления – это сложный процесс. К «кресту Чубайса» относились все по-разному, было много скептических мнений, но посмотрим на цифры. Сейчас в России около 240 ГВт генерирующих мощностей, которые

Структуры выручки на ОРЭМ (2019 год)



По данным ассоциации НП «Совет рынка»

в полном объёме одномоментно не могут находиться в состоянии готовности. С учётом ремонтов сетей и энергоблоков, «запертых» мощностей остаётся 190 ГВт. Пик потребления в 2019 году был на уровне 153–155 ГВт. Без «креста Чубайса» у нас не было бы примерно 50 новых ГВт – 30 ГВт по ДПМ ТЭС, 10 ГВт атомных блоков, Калининградской генерации, ВИЭ. То есть сейчас было бы 140 ГВт, которых уже не хватило бы для покрытия потребления. Так что, действительно, в расчётные сроки, в 2012–2013 годах, «крест Чубайса» не случился, но сейчас построенные мощности уже нужны системе.

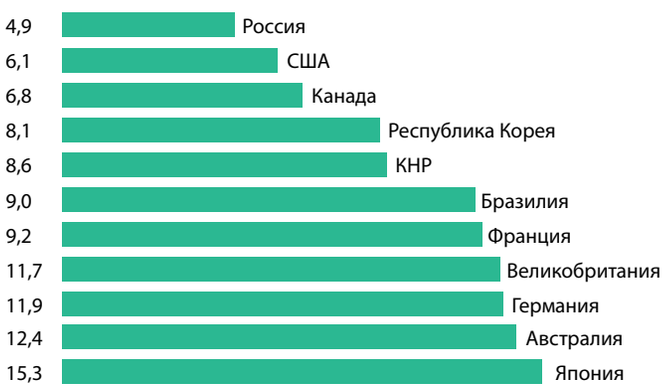
В этом году в секторе вновь начал обсуждаться вопрос о реформировании рынка. При этом потребители говорят о необходимости снижения цен на ОРЭМ. Насколько действующие цены комфортны для воспроизводства сектора и достаточно ли цен РСВ, балансирующего рынка и КОМ без учёта ДПМ-надбавок для нормального функционирования генерации?

На текущий момент выручка от реализации электроэнергии составляет чуть более 50% (с учётом регулируемых договоров – более 55%) от всей выручки на ОРЭМ, в то время как на нерегулируемый сектор рынка мощности (договоры КОМ и СДМ) приходится менее 10%. При этом выручка от реализации мощности по ДПМ составляет почти 25%, от прочих надбавок – чуть более 3%. Одноставочная нерегулируемая цена на электроэнергию с учётом мощности сейчас составляет около 2,4 рубля за кВт•ч. Без учёта доплат по ДПМ она составит всего 1,5–1,6 рубля за 1 кВт•ч, или около 20 евро за 1 МВт•ч.

Что это значит? Волатильность цен в нерегулируемых секторах сдерживается искусственным образом: свободные цены на электроэнергию в первую очередь определяются динамикой цены на газ, а цены конкурентного отбора мощности, позволяющие осуществлять ремонты, – инфляцией. То есть ценовые параметры действующих конкурентных механизмов никоим образом не отражают в себе инвестиционной составляющей, необходимой для развития и обновления производственных фондов страны. По нашим оценкам, учёт инвестиционной составляющей приведёт к росту текущей, очищенной от различного рода надбавок, одноставочной цены не менее чем на 30%. Если такой рост произойдёт, отрасли не потребуются «профильные» надбавки, а инвестиции будут осуществляться за счёт рыночных цен.

Цена на электроэнергию для промышленности в 2019 году,

центов США/кВт•ч (при курсе доллара 69,8 рубля, данные на 29.06.2020)



Источники: Росстат (Россия), Enerdata (другие страны), EIU

Но даже несмотря на все доплаты на ОРЭМ в виде ДПМ АЭС, ГЭС, ТЭС, ВИЭ и проч., уровень цен на электроэнергию в России пока что сохраняется ниже, чем за рубежом. Стоит ли полностью отказываться от надбавок – это сложный, требующий отдельной дискуссии вопрос. С одной стороны, это кардинальное изменение «правил игры». Ранее наша отрасль определила вектор своего развития – мы пошли по пути приватизации энергетического сектора. Генерирующие активы были приватизированы, в их развитие были вложены не бюджетные средства, а деньги компаний и банков. Теперь нельзя просто взять и отменить все надбавки – инвестиции должны окупиться. В то же время призывы переложить нагрузку от надбавок на бюджет звучат чересчур оптимистично, особенно в текущей непростой ситуации в экономике.

В фундаментальной модели рынка существует развилка: либо ценовые сигналы на рынке должны обеспечивать привлечение инвестиций в отрасль, либо эту функцию должен выполнять отдельный механизм, аналогичный ДПМ. К примеру, в прошлом году рынок электроэнергии запустила Украина, и она выбрала одноставочную модель с маржинальным ценообразованием – цена для рынка формируется по самой дорогой удовлетворённой заявке поставщика. До этого момента цена на электроэнергию была сопоставима с ценой в России, однако вместе со стартом

рынка выросла вдвое и установилась на уровне 50 евро за 1 МВт•ч, затем немного снизилась, но всё равно остаётся уверенно выше 40 евро за 1 МВт•ч. Мы полагаем, что и свободная цена в России должна быть ощутимо выше нынешней. Таким образом, если мы хотим пойти по пути отказа от нерыночных надбавок, то необходима модель рынка, позволяющая окупать инвестиции внутри неё самой.

Может ли бюджет забрать часть инвестиционных расходов на себя? Просчитать такие варианты регуляторам в марте поручал вице-премьер Юрий БОРИСОВ.

На возможность перекладывания финансовой нагрузки от основных надбавок ОРЭМ на бюджет я смотрю скептически. Конечно, корректнее адресовать этот вопрос Министерству финансов – готов ли бюджет принять на себя дополнительные обязательства для всеобщего снижения цен на электроэнергию? Ответ совсем не очевиден.

Но возникает и другой вопрос. Смысл предложения потребителей – необходимо снизить цену на электроэнергию. Уверяю, мы разбирались сами, нанимали консультантов и убеждены: в 2018–2019 годах цены для промышленных потребителей на территории Российской Федерации были существенно ниже, чем цены для аналогичных групп потребителей за рубежом.

В 2020 году ситуация изменилась: в странах с полностью рыночным ценообразованием из-за снижения потребления произошло падение цен на рынках. Наряду с этим в Европе сейчас фиксируются минимальные цены на газ, уменьшилась эмиссия CO_2, что привело к падению ставок на выбросы в разы. Все вышеперечисленные факторы напрямую влияют на конечные цены на электроэнергию на западных энергетических рынках.

Однако по мере восстановления спроса и цена на энергию за границей незамедлительно вернётся к привычному, более высокому уровню. На свободных зарубежных рынках поставщики электроэнергии имеют право включать в ценовые заявки всё, что посчитают необходимым. Они терпели убытки в первом полугодии, но не упустят возможности компенсировать их, как только появится такая возможность, например, во второй половине года – и цены вырастут. Уже в июне цены в Литве в отдельные моменты составляли 100 евро за 1 МВт•ч, в Финляндии – 80 евро за 1 МВт•ч. Так работают механизмы свободных рынков.

На российском ОРЭМ принципиально другая система – потребители защищены от волатильности цен. При снижении спроса цены падают, но не так, как хотелось бы потребителям, и впоследствии не растут выше уровня топливных затрат поставщиков. Представляете, что было бы, если бы нашим потребителям, пусть даже в отдельный час, предложили купить электроэнергию за 80–100 евро за 1 МВт•ч? Но они такого не видят и почему-то считают, что цены на энергию всегда должны только падать. Фундаментально наш рынок сделан в защиту потребителей – он защищает их от ценовых колебаний. Поэтому мы считаем, что нет никаких оснований утверждать, что в среднем по году (а уж тем более за 2–3 года, за 10 лет) российские потребители заплатят больше, чем в других странах.

А как вы смотрите на предложение освободить энергорынок от «непрофильных» надбавок к цене мощности – ДПМ ВИЭ, ДПМ ТБО и прочих?

Большинство этих надбавок непосредственного отношения к ОРЭМ не имеет. Развитые страны делают ставки именно на возобновляемую энергетику, но при этом они не перекладывают эти затраты полностью на оптовый рынок. Где-то поддержка ВИЭ осуществляется по линии налоговых и иных льгот, где-то – через платежи в розничном рынке. То, что у нас строятся ВИЭ, соответствует мировому тренду. Но то, что за всё платит оптовый рынок, несправедливо по отношению к оптовым потребителям.

Также мы против надбавки Дальнего Востока в нынешнем её виде. Сейчас она направлена не на поддержку генерации, а на выравнивание тарифов между группами потребителей в ДФО. Деньги собираются с потребителей ОРЭМ и фактически раздаются другим потребителям энергии на Дальнем Востоке. Они не инвестируются в генерацию, никаких положительных изменений благодаря этим средствам не происходит. Это кажется нам фундаментально неверным.

Отдельно стоит обратить внимание на проблему регулируемых договоров, о которой часто забывают. По сути, это форма поддержки производителями электроэнергии населения через регулируемый тариф. Ситуация заведомо убыточная: перенести эти расходы в КОМ или РСВ невозможно, энергетики их компенсируют за свой счёт. В масштабах страны речь идёт примерно о 80 млрд рублей в год. Мы считаем, что этот вопрос как раз логичнее решать через бюджет, так как это, по сути, социальные обязательства.

Мы последовательно выступаем в поддержку сокращения всех форм перекрёстного субсидирования. Это очень сложный вопрос, особенно сейчас, с учётом эпидемиологической ситуации и применяемых мер. Но за его решением будущее. Перекрёстное субсидирование препятствует формированию рыночной модели рынка. В масштабе нам нужно не просто избавляться от надбавок, а фундаментально менять принципы работы на рынке таким образом, чтобы цена была рыночной и включала в себя инвестиционную составляющую. Рынки нефти и газа работают ровно по такому принципу, таким же должен быть и рынок электроэнергии.

Но потребители сейчас продолжают просить поддержки за счёт снижения цен (и, соответственно, выручки) на ОРЭМ?

Я абсолютно убеждена, для того, чтобы поддержать потребителей, не надо придумывать никаких искусственных способов снижения цен на рынке. Достаточно ввести гибкое меню, предоставлять льготы в рамках сетевого тарифа. Помимо этого, можно выделять налоговые, кредитные льготы, осуществлять прямые инвестиции. Также среди крупных потребителей можно реализовать аналоги ДПМ – получив скидку, потребители взяли бы на себя обязательства инвестировать сэкономленные деньги в развитие собственных производств. Это, помимо прочего, дополнительно стимулировало бы экономическое развитие страны.

Производители электроэнергии могут давать скидку и за свой счёт, но тогда мы должны понимать, какой льготой нам это вернётся. Например, государство обеспечит нам скидку на металл или позволит заплатить социальные взносы за сотрудников в меньшем объёме. Это довольно сложная система, но при желании её можно выстроить. При этом льготы будут носить индивидуальный, адресный характер, и за ними придут те, кому они действительно необходимы. ■

SULZER

Пандемия.
Энтропия.
Свет.

Мы всегда найдём выход. Вместе с заказчиком.

www.sulzer.com

АЭК способны упорядочить хаос в отношениях между потребителями, владеющими собственной генерацией, и внешней энергосистемой

24 | Микрогрид по-русски

Активные энергетические комплексы – цифровой пилотный проект по созданию новой системы взаимоотношений потребителей розничного рынка электроэнергии с розничными генераторами и оптимизации их затрат.

Советник заместителя председателя правления АО «СО ЕЭС», член Совета директоров АО «НТЦ ЕЭС (МО)» **Ксения ДАЦКО**

Постановление Правительства РФ № 320 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов», принятое 21 марта 2020 года, обеспечило условия для реализации пилотного проекта по созданию активных энергетических комплексов (АЭК) – новой модели организации энергоснабжения групп промышленных потребителей на базе распределённой генерации.

Актуальность вышедшего документа сложно переоценить. К возникновению конструкции АЭК привело критическое сочетание нескольких факторов, а именно: появление на российском рынке большого числа когенерационных установок для распределённой энергетики, зрелость цифровых и аппаратных решений, позволяющих балансировать локальную генерацию, локальный спрос и лимитированная передача из сети общего пользования и – самое главное – очень высокая стоимость услуг по передаче для промышленных потребителей на тарифных уровнях напряжения СН-1 (35 кВ) и СН-2 (1–20 кВ).

Активный энергокомплекс – первый российский микрогрид с генерацией, или микроэнергосистема, состоящая из розничной ТЭЦ, непосредственно присоединённого к ней пула неаффилированных промышленных потребителей[1] и управляемого интеллектуального соединения. Потребление внутри АЭК может существенно превышать пропускную способность прилегающей к АЭК внешней сети, для которой АЭК представляет собой только субъект потребления (нагрузку). Основное свойство АЭК, делающее его экономически востребованным, заключается в особой системе оплаты услуг по передаче электрической энергии, о чём будет рассказано ниже.

В соответствии с духом времени активные энергетические комплексы решено сначала запустить в пилотном режиме, сочетающем преимущества тонкой настройки условий и фиксации правил для игры «вдолгую». Заявки на участие в пилотном проекте будут рассматриваться, только если они поступят до конца 2022 года, в то время как условия, установленные постановлением, будут действовать для АЭК в течение 10 лет с момента вступления данного нормативного акта в силу. Этого времени будет достаточно для того, чтобы окупились любые вложения в генерацию и инфраструктуру, включая программно-аппаратную её часть. Первые итоги пилотного проекта будут анализироваться через два года после его запуска. К этому моменту будет собрано достаточно данных для подтверждения технологической и экономической нейтральности АЭК для энергосистемы и экономических эффектов для потребителей и генерации самих активных энергокомплексов. Для оценки воздействия новой системы отношений с сетевыми организациями на экономику сетевого комплекса, скорее всего, будет разработана специальная методика, позволяющая рассчитать реальные финансовые потери сетей в связи с функционированием АЭК. Во избежание неконтролируемых выпадающих доходов сетевых организаций совокупная установленная мощность генерации АЭК на пилотной стадии не превысит 250 МВт.

Индикативные показатели для оценки успешности пилотного проекта сформированы исходя из ключевых целей, которые правительство ставит перед данной организационно-правовой и технологической новацией. Во-первых – обеспечить эффективную интеграцию цифровых решений в розничную энергетику. Отсюда вытекают показатели по снижению потребления в часы пиковой нагрузки и по количеству производителей программно-аппаратных решений для АЭК. И во-вторых – обеспечить инвестиционную привлекательность

[1] Это важный аспект. Концепция АЭК разработана в интересах всех потребителей – как тех, кто не имеет возможности создать собственный источник энергии, так и тех, кто владеет собственной генерацией и стремится повысить её эффективность. В статье под термином «потребитель» понимается как потребитель, владеющий генерацией, так и обычный розничный потребитель, подключённый к шинам розничной электростанции, ему не принадлежащей.

АЭК как инструмента розничных рынков электроэнергии через тщательную проработку всех предпроектных решений. Отсюда – указание на предельное число АЭК, которые могут покинуть проект до его окончания: их число не должно превысить половины от общего числа АЭК, попавших в реестр. Реестр формируется «Системным оператором» по заявлениям участников, выполнивших модернизацию своих объектов и обеспечивших ввод в эксплуатацию устройств и компонентов управляемого интеллектуального соединения.

ИНТЕРЕСЫ ОБЩЕСТВА

Постановление упорядочивает весьма хаотические отношения, которые за многие годы выстраивались между потребителями, владеющими собственной генерацией, и внешней энергосистемой. В этих отношениях, если задуматься, было мало выигравших. Скорее loose-loose, а не win-win. Не от хорошей жизни потребители уходили на энергоснабжение за счёт собственной генерации: кому нужны непрофильные расходы! В результате сеть общего пользования, будучи обязанной поддерживать пропускную способность на всю мощность энергопринимающих устройств потребителя, недофинансировалась в связи со снижением полезного отпуска потребителю, поскольку последний переключился на собственную генерацию.

С вводом нового (а по сути, давно забытого старого) понятия разрешённой мощности начинает принципиально меняться вся система отношений розничных потребителей с сетевыми организациями. Без АЭК любой потребитель, присоединяясь к сети на максимальную мощность своих энергопринимающих устройств, может рассчитывать на безоговорочное энергоснабжение в пределах величины своей максимальной мощности в любой момент времени. В реальности это означает, что, единожды присоединившись на максимум и на постоянной основе отбирая мощность существенно меньшую, потребитель относится к сетевой мощности как к страховочной. А когда этот потребитель строит у себя собственный энергоцентр, страховочной становится практически вся мощность, заложенная для него во внешней сети. Однако в отличие от иных страховых полисов этот – энергетический – оплачивается только единожды, в самом начале, и хотя бы поэтому является самым дешёвым, практически бесплатным. Нависшая в последнее время над потребителями угроза введения так называемой платы за резерв проистекает именно из этого организационно-экономического перекоса. Фактор разрешённой мощности приведёт к реализации ответственного энергетического поведения: потребитель в АЭК захочет технологически присоединить только минимальную нагрузку, которая не может функционировать без мощности внешней сети. Остальная нагрузка подлежит энергоснабжению от генерации в составе АЭК. Тем самым с сетевого комплекса будет снято обязательство поддерживать невостребованную мощность в экономически убийственном страховом режиме, а потребитель сможет добиться значительной экономии на своём энергоснабжении.

ГДЕ ДЕНЬГИ

В полном соответствии с духом пилотного проекта Правительство РФ предоставило самим потребителям возможность выбора системы взаимоотношений с сетевой организацией для максимизации экономического эффекта от реализации модели АЭК на каждой конкретной площадке. При формировании АЭК его участники вольны выбирать один из двух вариантов оплаты.

В одном случае субъекты АЭК могут оплачивать услуги по передаче в части содержания сети исходя из минимума двух величин – фактически потреблённого часового объёма (то есть по своему счётчику) или фиксированной разрешённой мощности, которая устанавливается индивидуально для каждого объекта АЭК. Справедливости ради следует отметить, что для пилотной фазы на момент начала внедрения АЭК на конкретной площадке разрешённая мощность объекта АЭК соответствует его максимальной мощности, как она фигурирует в документах о технологическом присоединении. Поэтому данный подход наиболее привлекателен для инвестиционных пилотных проектов по типу Green Field, когда в начале пути присоединённая мощность невелика в силу отсутствия существенных нагрузок, а с их увеличением в ходе развития производств на промышленной площадке величина разрешённой мощности на границе с внешней сетью может оставаться неизменной.

Во втором случае потребители АЭК могут оплачивать только мощность, фактически потреблённую из сети общего пользования, то есть разницу между величиной, зафиксированной на счётчике потребителя, и величиной, обеспеченной энергоцентром АЭК. Данный подход применим для уже действующих промышленных площадок (Brown Field), где перспективы роста просматриваются не так хорошо, как в Green Field. В данном случае понятие разрешённой мощности не применяется.

Было бы лукавством преподносить сам факт такой альтернативы исключительно как заботу о потребителе. Если со вторым вариантом оплаты всё понятно, то первый требует пояснений. Он был предложен для целей минимизации возможных потерь сетевых организаций в связи с внедрением АЭК. К моменту оценки первых результатов пилотирования – а это зима 2022–2023 годов – появятся первые количественные итоги и Правительство РФ сможет окончательно определить наиболее предпочтительный способ расчётов с сетями. При этом, повторимся, для АЭК, уже функционирующих на момент принятия окончательного решения, все условия, сопровождавшие их запуск, сохранятся и будут действовать до 2030 года – срока более чем достаточного для возврата всех вложений.

ПРИМЕР ПРО ДЕНЬГИ

Для наглядности приведем рассчитанные эффекты для трёх потребителей, представляющих разные отрасли промышленности. В расчётах учли:

мощности:

Параметр	№ 1. Тепличный комплекс	№ 2. Оптово-логистический центр	№ 3. Завод	Сумма
Максимальная мощность по документам, МВт	**9,0**	**4,0**	**2,5**	**15,5**
Потребность в дополнительных мощностях, МВт	**нет**	**1,0**	**4,0**	**5,0**
Максимальная фактическая среднегодовая мощность, МВт	**7,0**	**5,0**	**6,0**	**18,0**
Число часов использования максимальной мощности	**4000**	**7100**	**6500**	**-**

исходные данные для расчёта стоимости электрической энергии:

Параметр	Значение
Ставка тарифа на содержание сетей, руб/кВт, в месяц	1100
Ставка тарифа на оплату потерь, руб/кВт·ч	0,43
Средневзвешенная цена покупки энергии и мощности, руб/кВт·ч	2,79

затраты на энергоснабжение в год (тыс. руб/год, без НДС):

Параметр	№ 1. Тепличный комплекс	№ 2. Опто-во-логи-стический центр	№ 3. Завод	Сумма
Содержание сетей	92 400	66 000	79 200	237 600
Оплата потерь	12 600	15 975	17 550	46 125
Энергия и мощность	78 120	99 045	108 810	285 975
Итого	**183 120**	**181 020**	**205 560**	**569 700**

Условная компания ООО «Энергоцентр», владеющая электростанцией мощностью 18 МВт (располагаемая мощность – 17,6 МВт), предлагает потребителям поучаствовать в пилотном проекте АЭК и покупать энергию и мощность по средневзвешенной цене 3,49 руб/кВт·ч.

В АЭК объём оплачиваемой мощности по ставке на содержание сетей будет различаться в зависимости от выбранного варианта оплаты (п. 23 а) или б) постановления). Далее для примера приняты среднегодовые значения.

Параметр	№ 1. Теплич-ный ком-плекс	№ 2. Опто-во-логисти-ческий центр	№ 3. Завод
Максимальная сред-негодовая фактиче-ская мощность, МВт	7,0	5,0	6,0
Разрешённая мощность, МВт	9,0	4,0	2,5
Мощность по дого-вору с ООО «Энерго-центр», МВт	6,8	4,9	5,9
Оплачиваемая мощность по тарифу на содержание сетей, МВт			
При выборе варианта а)	7,0	4,0	2,5
При выборе варианта б)	0,2	0,1	0,1

Годовые расходы на энергоснабжение потребителей в случае участия в пилотном проекте АЭК при выборе варианта оплаты а) составят (тыс. руб/год, без НДС):

Параметр	№ 1. Теплич-ный ком-плекс	№ 2. Опто-во-логи-стический центр	№ 3. Завод	Сумма
Содержание сетей	92 400	52 800	33 000	178 200
Оплата потерь	360	319	292	971
Энергия и мощ-ность на рознич-ном рынке	2232	1981	1813	6026
Энергия и мощ-ность по договору с ООО «Энерго-центр»	94 860	121 330	133 746	349 936
Итого	**189 852**	**176 430**	**168 851**	**535 133**
Экономия	**–4%**	**3%**	**20%**	**6%**

ООО «Энергоцентр» в таком проекте АЭК получает дополнительный доход (по сравнению с продажей гарантирующему поставщику) в 69 987 тыс. руб/год без НДС. Суммарная экономия потребителей в АЭК составит 6%, но ведь каждого потребителя будет интересовать собственная выгода. Наибольший эффект получит потребитель с приростом нагрузки. Остальные в лучшем случае получат эффект, соизмеримый с эффектом от смены ценовой категории или перехода к независимой сбытовой организации. Именно поэтому, как уже говорилось выше, данный способ оплаты привлекателен для инвестиционных пилотных проектов по типу Green Field, где необходимые нагрузки обеспечиваются производителем электроэнергии.

При выборе варианта оплаты б) картина с годовыми затратами на энергоснабжение потребителей выглядит намного лучше (тыс. руб/год, без НДС):

Параметр	№ 1. Теплич-ный ком-плекс	№ 2. Опто-во-логи-стический центр	№ 3. Завод	Сумма
Содержание сетей	2640	1320	1320	5280
Оплата потерь	360	319	292	971
Энергия и мощность на розничном рынке	2232	1981	1813	6026
Энергия и мощность по договору с ООО «Энер-гоцентр»	94 860	121 330	133 746	349 936
Итого	**100 092**	**124 950**	**137 171**	**362 214**
Экономия	**45%**	**31%**	**38%**	**36%**

Высокий процент экономии связан не только с выбором способа оплаты, но и с ценой, предложенной ООО «Энергоцентр». В указанном примере компания получает дополнительный доход (по сравнению с продажей гарантирующему поставщику) также в размере 69 987 тыс. руб/год без НДС. При этом эффективность проекта АЭК сохранится для всех потребителей даже при средневзвешенной цене электроэнергии и мощности ООО «Энергоцентр» в 5,10 руб/кВт·ч без НДС. Производитель в таком случае получает дополнительный доход (по сравнению с продажей гарантирующему поставщику) в 231 701 тыс. руб/год без НДС. Хороший люфт для переговоров с потребителями. Однако не стоит забывать о необходимых инвестициях в проект создания АЭК.

НОВЕЛЛА

Как известно, времена, когда требовалось изобретать колесо, остались далеко позади. Нынешняя эпоха – время создания добавленной стоимости. В этом смысле УИС – это совокупность хорошо известных в энергетике программно-аппаратных средств, позволяющих выполнять необходимые для микроэнергосистемы функции и дополненных двумя специальными решениями.

Первое обеспечивает автоматическое отключение объектов АЭК по заранее согласованному алгоритму в случаях, когда невозможно устранить превышение разрешённой мощности АЭК за счёт загрузки генераторов, и отключает весь АЭК, если превышение длится более 10 секунд. Это делает возможным выполнение главнейшего требования к АЭК со стороны внешней сети – работать в пределах своей разрешённой мощности.

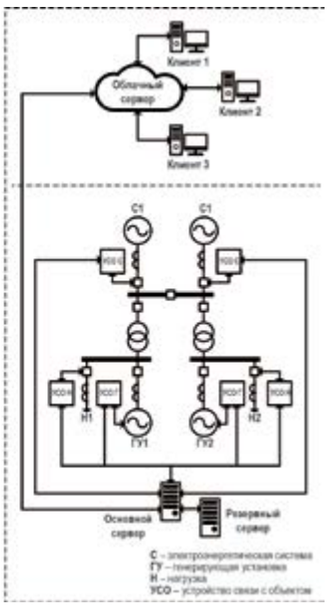
Другое решение обеспечивает оптимизацию в реальном времени загрузки генерирующих установок в соответствии с режимом работы энергопринимающих устройств потребителей. Это позволяет постоянно получать дополнительные экономические эффекты сверх тех экономических выгод, которые даёт буквальное исполнение постановления в части финансовых расчётов с сетью.

Экономика, коммерция и интерфейс пользователей

- Прогноз профилей потребления и цен розничного рынка электроэнергии
- Оптимизация почасовых договорных объемов продажи электроэнергии и корректировка договоров купли-продажи между субъектами АЭК
- Экономическая оптимизация загрузки генерирующих установок
- Расчет объема оказанных услуг по передаче электроэнергии
- Направление актов оказанных услуг в электронной форме сетевой организации и гарантирующему поставщику
- Пользовательский интерфейс

Технологическое управление

- Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности АЭК
- Автоматическое отключение и включение нагрузки и генераторов АЭК
- Автоматическое выделение АЭК на изолированную работу при снижении частоты в электроэнергетической системе
- Автоматическое отключение и включение линий связи АЭК с внешней электроэнергетической системой
- Точная автоматическая синхронизация с внешней электроэнергетической системой



В едином цифровом решении соединяются функции диспетчера, сети и энергосбыта

Для АЭК как для микроэнергосистемы УИС выполняет задачи технологического и коммерческого управления. В едином цифровом и аппаратном решении соединяются функции всех субъектов энергетической инфраструктуры одновременно – диспетчера, сети и энергосбыта. Однако нарушения смысла законодательно установленного запрета на совмещение монопольных и конкурентных видов деятельности здесь нет, и это тема для отдельной статьи. Зато есть внедряемая впервые в российской действительности бессубъектовая конструкция: функции исполняются, а субъекта нет. И если технические требования к УИС, ожидаемые сообществом, будут по своему духу соответствовать постановлению, то есть будут минимально необходимыми, достаточными и уважительными по отношению к потребителю, то и стоить УИС будет наверняка не так дорого, как грозят алармисты.

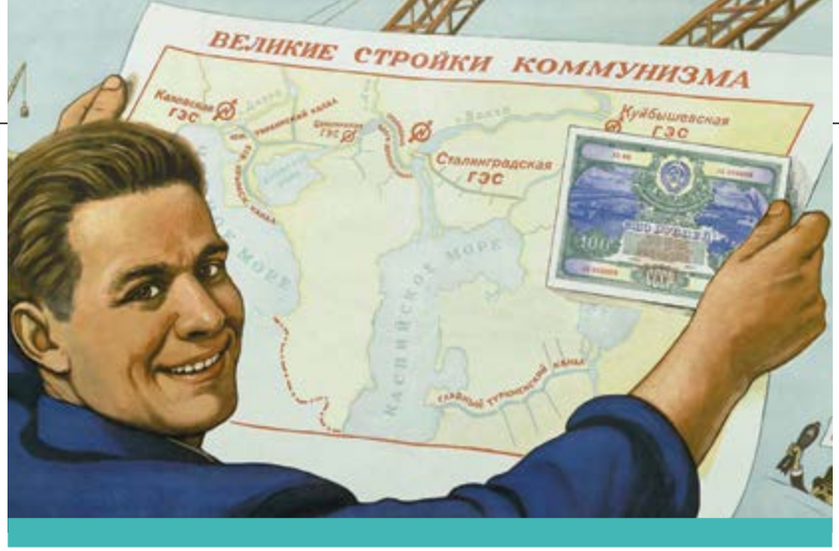
ЭВОЛЮЦИЯ РОЗНИЦЫ

С появлением постановления отношения на розничных рынках электроэнергии становятся более объективированными и, как следствие, способными развиваться дальше. Траектория развития обусловлена новым смыслом коммерческих взаимоотношений между АЭК и сетевым комплексом, опирающихся на программно-аппаратные решения, и ведёт к возникновению системы промышленно-энергетических кластеров, способных удовлетворить экономические интересы потребителей, розничных генераторов и энергосистемы в целом. ■

28

Элла ЗАХАРОВА

Журнал ЭБГ продолжает цикл публикаций об истории российской энергетики, посвящённый 100-летию плана ГОЭЛРО. В послевоенные годы перед народом-победителем появились новые возможности для подвигов, на сей раз – трудовых.



«В буднях великих строек...»

Великие стройки коммунизма – устойчивый словесный оборот. Так называли проекты, чей замысел был грандиозен, реализация требовала гигантских ресурсов, а исполнение считалось шагом к светлому будущему. Пик генерации подобных проектов пришёлся на послевоенное время, хотя некоторые задумывались и были начаты ещё до войны. Не все эти проекты оказались настолько успешны, насколько это представлялось их создателям, не все были вообще доведены до завершения, а цену, которую пришлось за них заплатить, можно назвать чудовищной – но размах не поражать не может.

Великими стройками были Беломорско-Балтийский и Волго-Донской каналы, Магнитка (Магнитогорский металлургический комбинат), Байкало-Амурская магистраль. Особое место среди этих проектов занимали гидроэлектростанции.

«ТЫ ПО СТЕПИ, ТЫ ПО ЛЕСУ…»

В первый послепобедный год на страну обрушилось новое несчастье – вдобавок к убыли трудоспособного населения, к разрухе и развалу сельского хозяйства случилась засуха. Это привело к тому, что в 1946–1947 годах во многих областях СССР, в том числе традиционно плодородных, начался настоящий голод.

Чтобы раз и навсегда избавить от засухи юг страны, защитить от ветров-суховеев Поволжье, Казахстан, Кавказ и Украину, правительство разработало масштабную программу, которая стала известна как Сталинский план преобразования природы.

Суть плана заключалась, в частности, в том, чтобы развить систему орошения, построив искусственные водоёмы, и посадить леса, которые стали бы преградой песчаным и пыльным бурям, губящим урожай.

По замыслу, нужно было высадить лесополосы протяжённостью 5300 км, создать 4000 водохранилищ для питания оросительных систем и обводнить 28 млн га, изменив климат на территории размером с пол-Европы. Где взять водные ресурсы для этого? Конечно, из великих русских рек – Волги, Днепра, Дона, а также из Амударьи. Пусть и они льют свою воду на мельницу грядущего счастья трудящихся и богатства советской страны!

Для исполнения Сталинского плана необходимо было построить ряд гидротехнических объектов: две ГЭС на Волге, по одной на Днепре и Дону, а также ещё три – на Главном Туркменском канале Амударья – Красноводск, пока не существовавшем. Он должен был не только внести свою лепту в дело орошения пустынных земель, но и соединить Аральское море с Каспийским, открыв новый водный путь.

Впрочем, им одним ограничиваться не стали, запланировали создание ещё двух оросительных каналов – Южно-Украинского и Северо-Крымского, который избавил бы от проблем водоснабжения полуостров Крым.

«ЗА ГОДЫ СДЕЛАНЫ ДЕЛА СТОЛЕТИЙ…»

Туркменоканальские гидроэлектростанции так и не были построены. А вот волжские ГЭС – Куйбышевская и Сталинградская – должны были стать мощнейшими в мире, обогнав тогдашних гигантов из США, ГЭС «Гранд-Кули» и ГЭС «Боулдер-Дам».. И стали!

	ГОД НАЧАЛА СТРОИТЕЛЬСТВА	ПЛАНИРУЕМАЯ МОЩНОСТЬ, ТЫС. КВТ	ВЫРАБОТКА, В СРЕДНЕМ В ГОД, МЛРД КВТ·Ч
КУЙБЫШЕВСКАЯ – НЫНЕ ЖИГУЛЁВСКАЯ	1950	2000	10
СТАЛИНГРАДСКАЯ – НЫНЕ ВОЛЖСКАЯ	1950	1700	10
КАХОВСКАЯ	1950	250	1,2
ЦИМЛЯНСКАЯ	1949	160	–

I. КУЙБЫШЕВСКАЯ (НЫНЕ ЖИГУЛЁВСКАЯ) ГЭС

Самарская обл., г. Жигулёвск, Волжско-Камский каскад ГЭС

• Вторая по мощности в Европе, а до полного введения в эксплуатацию Сталинградской ГЭС (то есть в 1957–1960 годах) – крупнейшая в мире.

• Куйбышевское водохранилище, образовавшееся после завершения строительства плотины, – первое в Евразии и третье в мире по величине.

• Куйбышевская ГЭС успела побыть… Волжской. В 1958 году она была переименована в Волжскую ГЭС имени В. И. Ленина и просуществовала под этим именем почти полвека, а Жигулёвской стала лишь в 2004 году.

О постройке электростанции в районе Жигулёвских гор задумывались ещё до революции, и даже отец плана ГОЭЛРО Глеб КРЖИЖАНОВСКИЙ приложил к этому руку. Но основным автором первого проекта Куйбышевского гидроузла был инженер Константин БОГОЯВЛЕНСКИЙ, глава Самарского отделения Русского технического общества. Константин Васильевич занимался разработкой проекта вплоть до 1929 года, в составе группы, которую сам же основал. Итогом работы стал проект, предполагающий строительство двух ГЭС.

КУЙБЫШЕВСКАЯ (НЫНЕ ЖИГУЛЁВСКАЯ) ГЭС

1950

ФЕВРАЛЬ 1951 ГОДА
ЗАКОНЧЕН ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЙ ЭТАП РАБОТ

1951

ЛЕТО 1951 ГОДА
УТВЕРЖДЕНО ПРОЕКТНОЕ ЗАДАНИЕ: МОЩНОСТЬ ГЭС – 2100 МВТ, 20 ГИДРОАГРЕГАТОВ. В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА УДАЛОСЬ УВЕЛИЧИТЬ МОЩНОСТЬ ГЭС ДО 2300 МВТ

1952

1953

ИЮЛЬ 1955 ГОДА
УЛОЖЕН ПЕРВЫЙ КУБОМЕТР БЕТОНА

1954

ДЕКАБРЬ 1955 ГОДА
ПУЩЕН ПЕРВЫЙ ГИДРОАГРЕГАТ

1955

МАЙ 1956 ГОДА
УТВЕРЖДЁН ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

1956

1956 ГОД
ПУЩЕНО ЕЩЁ 11 ГИДРОАГРЕГАТОВ

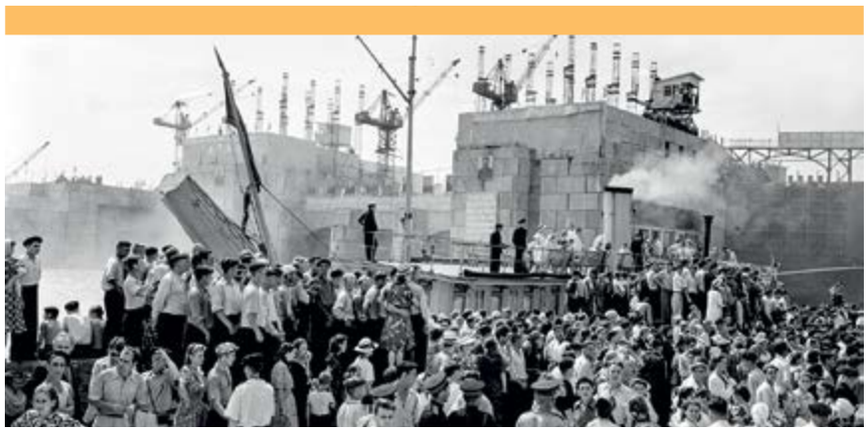
1957

1957 ГОД
ПУЩЕНЫ ОСТАЛЬНЫЕ 8 ГИДРОАГРЕГАТОВ, И СТАНЦИЯ ДОСТИГЛА ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ В 2300 МВТ

1958

1959

МАЙ 1959 ГОДА
УТВЕРЖДЁН АКТ ПРИЁМКИ СООРУЖЕНИЙ ГИДРОУЗЛА



Батанов Александр / ТАСС

Новый проект Куйбышевской ГЭС включал магистраль и железнодорожный путь через Волгу

Но строительство тогда начато не было – Госплан СССР пытался скоординировать работу различных ведомств по преобразованию Волги, и параметры гидроузлов, которые должны были появиться на Большой Волге, постоянно менялись. Наконец, в 1937 году вышло в свет постановление «О строительстве Куйбышевского гидроузла на реке Волге и гидроузлов на реке Каме», и работы в районе посёлка Красная Глинка (близ Самары, тогда называвшейся Куйбышев) и у основания Самарской Луки начались.

За три года успели провести геологические изыскания, построить подъездные пути, жилища, ТЭЦ для обеспечения строительства электроэнергией. Несмотря на то, что изыскания показали необходимость дорогих и сложных подготовительных работ, в строительство продолжали вкладывать силы и средства.

Управление строительства Куйбышевского гидроузла под началом Сергея ЖУКА (гидротехника, работавшего главным инженером на строительстве канала им. Москвы, Угличской и Рыбинской ГЭС) представило очередной проект, в доработке которого принимал участие лично товарищ Сталин. В 1939 году проект, включавший сооружение двух ГЭС (2000 МВт и 1400 МВт), плотин, шлюзов и канала, приняли, а через год работы на будущем Куйбышевском узле остановились – страна готовилась к войне, и ресурсы были перенаправлены на более важные со стратегической точки зрения объекты.

После войны к проекту не сразу, но вернулись – постановление о строительстве Куйбышевской ГЭС приняли в 1949 году. Точнее, вернулись не к самому проекту, а к его идее, потому что возобновление строительства близ Куйбышева не произошло, оно началось в другом месте, выше по течению реки.

Над новым проектом трудились специалисты 130 учреждений, ведь он включал также магистраль и железнодорожный путь через Волгу, работы по обеспечению судоходства от Чебоксар до Астрахани. Труд увенчался успехом – коллектив головной организации «Гидропроект» удостоился высшей награды того времени в СССР – Сталинской премии.

II. СТАЛИНГРАДСКАЯ (НЫНЕ ВОЛЖСКАЯ) ГЭС

Волгоградская обл., г. Волжский, Волжско-Камский каскад ГЭС

• Первая по мощности в Европе, в 1961–1963 годах – крупнейшая в мире. Предшественница Днепрогэс, вчетверо менее мощная. Уступила пальму первенства Братской ГЭС.

• Станция сменила имя в 1961 году – была названа в честь проходившего в тот же год XXII съезда КПСС.

• В 1960-х годах были сделаны расчёты, доказавшие, что себестоимость электроэнергии Волжской ГЭС в 9 раз ниже, чем себестоимость электроэнергии ТЭС. Строительство станции окупилось уже к 1967 году.

В схеме уже упоминавшегося преобразования Волги присутствовала и Волжская ГЭС. Первоначально (в 1931 году) её хотели соорудить близ города Камышин – в том числе и для борьбы с засухой, которая, конечно, была проблемой и до Сталинского плана. И не просто хотели, а провели массу изысканий, привлекли иностранных специалистов и даже выпустили проект (в 1934 году). Но Куйбышевский гидроузел оттянул на себя внимание и ресурсы… По-настоящему история Сталинградской

Маклецов Александр / ТАСС

Строительство Сталинградской ГЭС

ГЭС началась в июне 1949 года, с выходом постановления «О проектно-изыскательских работах по Сталинградской гидроэлектростанции на р. Волге». Через год было принято очередное постановление – о сооружении Сталинградской ГЭС мощностью 1700 МВт и выработкой около 10 млрд кВт•ч электроэнергии.

Проектированием занимался всё тот же «Гидропроект». Его специалисты даже построили модель будущей ГЭС (в масштабе 1:150) для проработки тонкостей разных этапов её сооружения. Опыт и идеи, полученные при проектировании и возведении Куйбышевской ГЭС, очень помогли «сталинградским» инженерам.

Сперва строительством Сталинградской ГЭС руководил Фёдор ЛОГИНОВ, сыгравший большую роль в восстановлении Днепрогэса. После его ухода на повышение – в 1954 году он занял должность министра строительства электростанций СССР – темп работ несколько замедлился, так как это событие совпало с существенным сокращением использования труда заключённых. Но дело пошло на лад под началом нового руководителя, Александра АЛЕКСАНДРОВА, бывшего начальника управления правого берега на строительстве Куйбышевской ГЭС и начальника строительства Цимлянской ГЭС, а в будущем – главного эксперта от СССР на сооружении Асуанской плотины в Египте. При АЛЕКСАНДРОВЕ максимальная численность работников составила почти 40 000 человек!

«ЗДРАВСТВУЙ, СТРАНА ГЕРОЕВ, СТРАНА МЕЧТАТЕЛЕЙ...»

Сейчас это покажется странным, но строительством в СССР (а также многими другими сферами, далёкими от госбезопасности и поддержания общественного порядка) ведал Народный комиссариат внутренних дел.

Однако всё было устроено логично, правда, с беспредельным цинизмом – в ведении того же НКВД находилось и Главное управление исправительно-трудовых лагерей и трудовых поселений (ГУЛАГ), бесперебойный поставщик даровой рабочей силы что на стройки, что на добычу полезных ископаемых, что на лесоповал.

Конечно, участвовать в грандиозных стройках и приближать победу коммунизма граждане СССР стремились не только насильно, но и по собственному искреннему желанию. Однако очевидно, что при всём энтузиазме «честных советских людей» ни быстрые темпы, ни масштабы строительства не были бы возможны без труда заключённых.

«К СТАНКУ ЛИ ТЫ СКЛОНЯЕШЬСЯ…»

Возведение ГЭС и создание водохранилищ серьёзно повлияло как на жителей, так и на природу и промышленность региона. Почти полмиллиона гектар земли в Самарской и Ульяновской областях, в Татарстане, Чувашии и Марий Эл и ещё почти 270 тыс. га в Волгоградской и Саратовской областях было затоплено, и людям пришлось уходить из родных мест; были перекрыты нерестовые пути ценных пород рыб, изменился водный режим Волго-Ахтубинской поймы.

Город Ставрополь-на-Волге был перенесён и стал называться Тольятти, из посёлка строителей Куйбышевской станции вырос нынешний Жигулёвск, а посёлок строителей Сталинградской ГЭС стал городом Волжский.

Инфраструктура, возникшая при строительстве ГЭС, продолжала работать и после его завершения, что позволило появиться таким гигантам, как Волжский автомобильный завод, Волгоградский алюминиевый завод, заводам по производству азотных удобрений, цементного оборудования, каучука, синтетического волокна, подшипников.

Кроме снабжения электроэнергией предприятий и населённых пунктов, ГЭС и водохранилище обеспечивают и улучшают условия для прохождения судов крупного тоннажа от Новочебоксарска и Саратова до Астрахани, а по сооружениям обеих ГЭС проложены авто- и железнодорожные пути; предприятия, населённые пункты (крупнейшие – Тольятти, Ульяновск, Казань и Волгоград) снабжаются водой, действует несколько оросительных систем;
защищены от наводнений земли, лежащие ниже водохранилищ по течению Волги.

С линий электропередачи Волжской и Жигулёвской ГЭС началось формирование Единой энергосистемы России. План преобразования природы должен был завершиться в 1965 году, но после смерти Сталина в 1953-м бодрый темп его реализации сошёл на нет, а со временем даже результат некоторых достижений был утрачен – водоёмы для разведения рыбы забросили, лесопосадки вырубили…

Но ГЭС были возведены и продолжают служить людям. ■

СТАЛИНГРАДСКАЯ (НЫНЕ ВОЛЖСКАЯ) ГЭС

1950

1951 **1950 ГОД НАЧАТЫ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ, В ТОМ ЧИСЛЕ С УЧАСТИЕМ САПЁРОВ – СТРОИТЕЛЬНАЯ ПЛОЩАДКА РАСПОЛАГАЛАСЬ ТАМ, ГДЕ 8 ЛЕТ НАЗАД ЗАКОНЧИЛИСЬ КРОВОПРОЛИТНЫЕ БОИ**

1952

1953 **МАЙ 1952 ГОДА УТВЕРЖДЕНО ПРОЕКТНОЕ ЗАДАНИЕ: МОЩНОСТЬ СТАНЦИИ – 1785 МВТ, 17 ГИДРОАГРЕГАТОВ. НО В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА В ПРОЕКТ БЫЛИ ВНЕСЕНЫ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ И ДОПОЛНЕНИЯ**

1954

1955 **СЕНТЯБРЬ 1954 ГОДА УКЛАДКА БЕТОНА В ЗДАНИЕ ГЭС**

1956

1957 **СЕНТЯБРЬ 1956 ГОДА УТВЕРЖДЁН ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ СТАНЦИИ: МОЩНОСТЬ СТАНЦИИ – 2310 МВТ, 22 ГИДРОАГРЕГАТА**

1958 **ДЕКАБРЬ 1958 ГОДА ПУСК ПЕРВОГО ГИДРОАГРЕГАТА (15 ДЕКАБРЯ – НЕУДАЧНЫЙ, 22 ДЕКАБРЯ – УСПЕШНЫЙ) И ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЕЩЁ ДВУХ**

1959

1960 **1959 ГОД ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ 9 ГИДРОАГРЕГАТОВ**

1961 **1960 ГОД ВВОД ЕЩЁ 9 ГИДРОАГРЕГАТОВ**

1962 **АПРЕЛЬ 1962 ГОДА ГЭС ПРИНЯТА В ПРОМЫШЛЕННУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ**

31 | Музыка прогресса

Станислав ПАХОТИН

В категории «электронные музыкальные инструменты» в современных интернет-энциклопедиях насчитывается более 40 наименований. Среди них привычные нам синтезатор, электрогитара и совсем уникальные вроде континуума или лазерной арфы. Каждый из инструментов заслуживает особого внимания. В этой публикации расскажем о самых популярных и самых необычных из них.

Dorling Kindersley ltd / Alamy Legion-Media

ЭЛЕКТРОГИТАРА

Самый популярный инструмент с приставкой «электро» – это, конечно, электрогитара. Кажется, что она существовала всегда, так же как отчасти порождённые ею рок-н-ролл, хеви-метал или блюз. Хотя это совсем не так. У неё есть своя более чем 90-летняя история и отцы-основатели, сделавшие «сковородку» 1930-х годов частью мировой музыкальной культуры.

Своё прозвище в честь предмета кухонной утвари она получила потому, что изобретатели электрогитары Жорж БОШАМ и Адольф РИКЕНБАКЕР разместили производство в компании, занимавшейся выпуском алюминиевых деталей. Корпус инструмента был цельнометаллическим, а по своей форме он действительно очень напоминал сковородку, к которой была приделана непропорционально длинная «ручка» – гриф. Однако эта первая электрогитара оказалась самой жизнеспособной.

Эксперименты инженеров компании Gibson, пытавшихся сделать электрогитару на основе полого корпуса, не увенчались успехом. Вибрации корпуса усиливались выходным сигналом, проявлялся нежелательный обертон и «эффект обратной связи» – характерный свист, как у микрофона.

Всё изменилось, когда джазовый гитарист Лэс ПОЛ и калифорнийский изобретатель Лео ФЕНДЕР в 1949 году создали первую гитару с цельнодеревянным корпусом – Esquire. На основе этой модели был созданы легендарные и используемые музыкантами всего мира Broadcaster и Telecaster. Они не фонили, давали чистый, сочный и долгий звук. Окончательный вид современная гитара получила спустя пять лет с выходом на музыкальный рынок гитары Stratocaster.

С этого самого времени никаких особых изменений она не претерпела, как и сам принцип работы. Электрогитара – это такая же гитара, как акустическая или классическая. Но звук она выдаёт при помощи звукоснимателей, а не благодаря резонаторному отверстию. Звукосниматели преобразовывают колебания металлических струн в колебания электрического тока. При этом конечный звук ещё должен пройти обработку в специальном устройстве – комбоусилителе.

Если устройство и принцип звукоизвлечения за последние полвека не поменялись, то дизайн корпуса электрогитары преображал этот инструмент порой до неузнаваемости. Здесь волю фантазии давали как дизайнеры, так и музыканты. Особо в этом преуспели Gibson и B. C. Rich. Именно художники и конструкторы Gibson

КЛАВИТАРА

В 80-е годы, на волне популярности поп-музыки, этот инструмент почти вошёл в мейнстрим. Почти... По сути дела, это обычный синтезатор, заключённый в пластмассовый гитарный корпус. Как и на предыдущих гибридах, на нём играют в основном лишь по мере необходимости. Одно из его главных достоинств – компактность.
Немногие знают, что Мэттью БЕЛЛАМИ, лидер популярной британской группы Muse, регулярно использует клавитару на своих выступлениях.

придумали знаменитый «ласточкин хвост» – гитару, так полюбившуюся исполнителям глэм-рока.

Сколько бы ни прошло времени, споры о том, является ли электрогитара гитарой, не утихают. По версии сторонников акустических инструментов, электрогитара – это и не гитара вовсе, а лишь внешне отдалённо напоминающий её совершенно иной инструмент, по инерции сохранивший старое название.

В том, что это всё-таки другой инструмент, знатоки правы. Более того, на буклетах всевозможных рокеров словом guitar подчас обозначается именно электрогитара, а акустическую гитару приходится обозначать отдельно.

СИНТЕЗАТОР

Ещё один законодатель музыкальной моды и жанров XX столетия – синтезатор. Притом что история его создания уходит в последнюю четверть XIX века. Началась она с прибора, созданного в 1876 году американцем Элайшей ГРЕЕМ. Его «Музыкальный телеграф» имел рояльную клавиатуру и динамик. Практического значения это изобретение не нашло и в серию запущено не было.

«Музыкальный телеграф» Элайши ГРЕЯ

Другой американский учёный, Тадеус КАХИЛЛ, в 1897 году создал музыкальный инструмент, который по праву называют прародителем нынешних синтезаторов – «Телармониум». Он имел вес около 200 тонн (для сравнения: «Боинг-747» имеет вес всего 162 тонны). Основная масса приходилась на 145 специальных приборов, вырабатывающих электричество различной частоты, и сложную систему всевозможных преобразователей и индукторов.

Инструмент, пригодный для серийного производства, появился только в 1935 году, – орган Hammond, изобретённый американцем Лоуренсом ХАММОНДОМ. Орган имел весьма скромные габариты, что способствовало росту его популярности. Изобретение ХАММОНДА позволяло добавлять к основному тону дополнительные призвуки, менять тембр звучания. В более поздних моделях уже было несколько встроенных эффектов (ревер, вибрато, хорус и т. п.) и возможность эмуляции нескольких музыкальных инструментов.

Спустя почти полвека появился первый цифровой синтезатор – Kurzweil 250. Его разработал американец Рей КУРЦВЕЙЛ, основатель Kurzweil Music Systems. Прибор представлял собой полноценный компьютер с собственным программным обеспечением. Для него была необходима большая фонотека уже записанных звуковых дорожек – семплов.

Джон ЧОУНИНГ пошёл дальше и разработал технологию, которая позволяла комбинировать и воспроизводить оригинальные звуки, а не использовать семплы. Она и стала основой для создания компанией Yamaha прототипа, а потом и серийной модели современного цифрового синтезатора (Yamaha DX-7). Под красивой пластиковой оболочкой синтезатора спрятана сверхсложная электроника и классический принцип работы. Нажатие на клавиши создаёт замыкание контактов и посылает электрический сигнал. Последний обрабатывается процессором или микросхемами, которые преобразуют его в звуковые волны. В свою очередь, изменение характеристик напряжения позволяет получать самые разнообразные тембры.

«ВОЛНЫ МАРТЕНО»

Этот инструмент изобрёл Морис МАРТЕНО в 1928 году. По звучанию напоминает одновременно скрипку и терменвокс. Конструкция французского изобретения довольно сложна: при игре музыканту нужно одновременно нажимать на клавиши и дёргать за специальное кольцо. Кстати, участник группы Radiohead Джонни ГРИНВУД использовал «Волны Мартено» при записи нескольких песен, придав им неповторимое звучание.
Зеусафон, или «музыкальные молнии», «пение катушки Тесла», – одна из форм плазменного громкоговорителя. Представляет собой катушку Тесла, которая была изменена, для того чтобы воспроизводить звуки, сопровождаемые красивым свечением ионов воздуха в электрическом поле высокого напряжения. Термин «пение катушки Тесла» был придуман Дэвидом НУНЬЕСОМ после публичной демонстрации данного устройства 9 июня 2007 года в Нейпервилле, штат Иллинойс, США.

haak78 / Shutterstock.com

ЭЛЕКТРОННАЯ АРФА

Весь мир узнал, как звучит электронная, или лазерная, арфа, благодаря экспериментальным композициям и шедеврам французского композитора, шоумена Жана-Мишеля ЖАРРА.

Сам же инструмент представляет собой контроллер и управляет звуками других инструментов: синтезаторов и семплеров. Главную роль в работе электронной арфы играют специальные сенсоры, расположенные снизу, у ног исполнителя. Эти сенсоры регистрируют световые вспышки от рук исполнителя: когда музыкант накрывает своей ладонью тот или иной луч, его ладонь вспыхивает ярким светом. При этом каждый луч отвечает за определённую ноту, и благодаря подключённому MIDI-контроллеру на лазерной арфе можно извлекать множество различных звуков, имитировать разные инструменты и создавать звуковые эффекты. Изобрёл этот инструмент в 1976 году Джеффри РОУЗ, а запатентовал в 1981-м Бернард ЗАЙНЕР.

В настоящее время музыканты играют на так называемых закрытых, или фреймовых, и открытых арфах. Последние позволяют поражать зрителей и слушателей своими космическими размерами (кажется, что у струн нет границ) и звучанием. Именно на такой арфе играл в своём легендарном концерте на Воробьёвых горах Москвы Жан-Мишель ЖАРР. Это представление, прошедшее 6 сентября 1997 года, занесено в Книгу рекордов Гиннесса. Ведь, по неофициальным данным, одномоментно за фантастическими лазерными проекциями на здании МГУ имени М. В. Ломоносова наблюдало более 3,5 млн человек, а особыми гостями концерта были астронавты с космической станции «Мир», поприветствовавшие зрителей в прямой трансляции из космоса.

Спустя 23 года лазерная арфа пережила большую трансформацию. Она уменьшилась в размерах, стала более технологичной и многоцветной (раньше исполнители довольствовались игрой только на зелёных лучах). Благодаря этим новшествам её стали использовать не только на стадионах или многотысячных концертных площадках, но и в маленьких клубах и телевизионных студиях.

ТЕРМЕНВОКС

Особое место среди самых необычных электронных инструментов занимает творение отечественного инженера и музыканта Льва ТЕРМЕНА – терменвокс.

Его появлению мир обязан случаю. При испытании новой конструкции генератора электрических колебаний в 1919 году сотрудник петроградского Физико-технического института обнаружил, что исследуемый прибор оказался очень чувствительным. Он реагировал на малейшие изменения ёмкости колебательного контура, в том числе и вызванные взмахом человеческой руки в пространстве. В ноябре 1920 года на заседании кружка механиков имени профессора Кирпичёва физик ТЕРМЕН дал свой первый концерт. Изобретённый им электронный музыкальный инструмент первоначально был назван этеротоном. Но вскоре был переименован в честь автора и стал называться терменвоксом.

По оценкам историков музыки, терменвокс на полвека опередил электрогитары и синтезаторы. Это как если бы в 1961 году изобрели плоский плазменный цветной телевизор или показали публике японского робота-андроида.

На данный момент в мире различают ёмкостные, оптические, сонарные и компьютерные терменвоксы. Объединяет их плавное изменение высоты звука и сложные скоординированные движения руками. Звучание одновременно напоминает голос человека, свист ветра и глиссандо гавайской гитары.

Самая сильная и признанная во всём мире школа игры на терменвоксе находится в России (филиалы в Москве и Санкт-Петербурге) – Russian Theremin School под руководством правнука изобретателя инструмента Петра ТЕРМЕНА.

ИНТЕРЕСНЫЕ ФАКТЫ

Лео ФЕНДЕР, изобретатель таких моделей гитар, как Telecaster и Stratocaster, сам не умел играть на этом инструменте. Одна из первых гитар, разработанных ФЕНДЕРОМ, была продана на благотворительном аукционе за 2,8 млн долларов, так как была подписана 19 известными гитаристами.

Ни один из участников легендарной рок-группы **The Beatles** не знал музыкальных нот.

Рок-группа **Metallica** после нашумевшего выступления в Антарктиде занесена в Книгу рекордов Гиннесса как первая и единственная группа, выступившая за год на всех семи континентах Земли.

Брайан МЭЙ, гитарист группы Queen, вместо медиатора использовал шестипенсовую монету. Объяснял он это тем, что у монеты есть одно преимущество: зазубренные края, позволяющие извлекать скрежещущий звук из струн. Официально выпуск шестипенсовиков был прекращён в 1970 году, но исключительно для соло-тура Мэя королевский монетный двор выпустил ещё одну их серию.

В 1989 году армия Соединённых Штатов использовала песни рок-группы **AC/DC** перед посольством Ватикана, где прятался панамский диктатор НОРЬЕГА, пока тот не сдался спустя 48 часов.

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ – 2020

Август

ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

1 АВГУСТА

СОРОКИН Павел Юрьевич (1985 г.), заместитель министра энергетики РФ

2 АВГУСТА

СЕРГЕЕВ Александр Михайлович (1955 г.), президент РАН

3 АВГУСТА

ПИНИГИНА Надежда Ивановна (1955 г.), генеральный директор ПАО «ТГК-2»

4 АВГУСТА

БЫКОВ Дмитрий Евгеньевич (1966 г.), ректор Самарского государственного технического университета

СЮТКИН Сергей Борисович (1959 г.), генеральный директор филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра

5 АВГУСТА

ПАЛАШАНО ВИЛЛАМАНЬЯ Карло (1959 г.), генеральный директор ПАО «Энел Россия»

КУЗЬМИН Михаил Владимирович (1955 г.), заместитель председателя Комитета ГД РФ по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям

НАТАЛЕНКО Александр Егорович (1946 г.), председатель Совета директоров ПАО «Новатэк»

СЕМИКОЛЕНОВ Артём Викторович (1978 г.), управляющий директор ПАО «ОГК-2»

6 АВГУСТА

САЗОНОВ Семён Викторович (1976 г.), генеральный директор ПАО «Квадра»

10 АВГУСТА

НИКОЛАЕВА Ирина Юрьевна (1968 г.), министр жилищно-коммунального хозяйства и топливно-энергетического хозяйства Новгородской области

СПАССКИЙ Николай Николаевич (1961 г.), заместитель генерального директора – директор блока международной деятельности ГК «Росатом»

ФОМИЧЁВ Игорь Алексеевич (1950 г.), председатель Российского профессионального союза работников атомной энергетики и промышленности

ШЕХОВЦОВ Виктор Павлович (1946 г.), председатель правления Ассоциации «Энергетики топливно-энергетического комплекса»

11 АВГУСТА

ЕСЯКОВ Сергей Яковлевич (1963 г.), первый заместитель председателя Комитета ГД РФ по энергетике

ЗАВАЛЬНЫЙ Павел Николаевич (1961 г.), председатель Комитета ГД РФ по энергетике – президент Российского газового общества

КОРОЛЬ Борис Михайлович (1955 г.), вице-президент ПАО «Транснефть»

МИХЕЛЬСОН Леонид Викторович (1955 г.), председатель Совета директоров ПАО «СИБУР Холдинг» – председатель правления ПАО «Новатэк»

ШУГАЕВ Дмитрий Евгеньевич (1965 г.), заместитель председателя Совета директоров ПАО «Интер РАО», директор Федеральной службы по военно-техническому сотрудничеству

13 АВГУСТА

ПОЛТОРАНИН Святослав Иванович (1966 г.), директор Новосибирской ГЭС – филиала ПАО «Русгидро»

14 АВГУСТА

МУРЗИН Александр Сергеевич (1979 г.), генеральный директор ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания»

15 АВГУСТА

ГУЩИН Сергей Владимирович (1968 г.), директор ТЭЦ-16 – филиала ПАО «Мосэнерго»

17 АВГУСТА

ВАГНЕР Андрей Александрович (1957 г.), председатель правления, генеральный директор ПАО «Т Плюс»

20 АВГУСТА

БАРДЮКОВ Вадим Григорьевич (1954 г.), директор Чебоксарской ГЭС – филиала ПАО «Русгидро»

ШМАЛЬ Геннадий Иосифович (1937 г.), президент Союза нефтегазопромышленников России

21 АВГУСТА

ЕГОРОВ Аркадий Александрович (1960 г.), генеральный директор ОАО «Инженерный центр энергетики Урала»

22 АВГУСТА

МЕНЯЙЛО Сергей Иванович (1960 г.), полномочный представитель Президента Российской Федерации в Сибирском федеральном округе

ХЛЕБОВ Алексей Васильевич (1971 г.), генеральный директор ОДУ Сибири – филиала АО «СО ЕЭС»

НОВОЖИЛОВ Илья Борисович (1983 г.), директор Конаковской ГРЭС – филиала ПАО «Энел Россия»

23 АВГУСТА

НОВАК Александр Валентинович (1971 г.), министр энергетики РФ

ГОРБАТЕНКО Андрей Анатольевич (1958 г.), генеральный директор ООО «Сибирская теплосбытовая компания»

24 АВГУСТА

КИСЕЛЁВ Василий Николаевич (1947 г.), директор Ассоциации «Сообщество потребителей энергии»

25 АВГУСТА

МАРТЫНОВ Виктор Георгиевич (1953 г.), ректор Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина

27 АВГУСТА

ГРОМОВ Олег Александрович (1968 г.), генеральный директор ОДУ Средней Волги – филиала АО «СО ЕЭС»

ФАУСТОВ Павел Владимирович (1970 г.), директор Верхнетагильской ГРЭС – филиала АО «Интер РАО – Электрогенерация»

28 АВГУСТА

ДЮМИН Алексей Геннадьевич (1972 г.), губернатор Тульской области

САПОЖНИКОВА Елена Владимировна (1978 г.), старший независимый директор ПАО «Интер РАО», партнёр ООО «Диджитал Горизонт Венчурс»

ХАРДИКОВ Михаил Юрьевич (1982 г.), финансовый директор En+ Group, генеральный директор АО «ЕвроСибЭнерго»

29 АВГУСТА

ДЁМИН Сергей Александрович (1970 г.), генеральный директор МЭС Центра – филиала ПАО «ФСК ЕЭС»

31 АВГУСТА

АЛЕКСЕЕВ Виктор Георгиевич (1954 г.), директор Камской ГЭС – филиала ПАО «Русгидро»

ОМЕЛЬЧУК Василий Васильевич (1953 г.), заместитель генерального директора АО «Концерн Росэнергоатом» – директор филиала «Кольская атомная станция»

ключевых персон топливно-энергетического комплекса России.

Сентябрь

ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30				

1 СЕНТЯБРЯ

АЛЕКПЕРОВ Вагит Юсуфович (1950 г.), председатель правления – президент ПАО «ЛУКОЙЛ»

ОСТРОВЕНКО Владимир Евгеньевич (1969 г.), заместитель руководителя Администрации Президента РФ

2 СЕНТЯБРЯ

КЛЫЧКОВ Андрей Евгеньевич (1979 г.), губернатор и председатель правительства Орловской области

КОНОВ Дмитрий Владимирович (1970 г.), председатель правления ПАО «СИБУР Холдинг»

3 СЕНТЯБРЯ

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

4 СЕНТЯБРЯ

МЕЛЬНИКОВ Андрей Рудольфович (1961 г.), директор ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания»

5 СЕНТЯБРЯ

КИСЕЛЁВ Евгений Аркадьевич (1961 г.), заместитель министра природных ресурсов и экологии Российской Федерации – руководитель Федерального агентства по недропользованию РФ

СЕЛЕЗНЁВ Валерий Сергеевич (1964 г.), первый заместитель председателя Комитета ГД РФ по энергетике

6 СЕНТЯБРЯ

АНАНСКИХ Игорь Александрович (1966 г.), первый заместитель председателя Комитета ГД РФ по энергетике

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

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

7 СЕНТЯБРЯ

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

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

8 СЕНТЯБРЯ

СОЛЖЕНИЦЫН Степан Александрович (1973 г.), генеральный директор АО «Сибирская угольная энергетическая компания», генеральный директор ООО «Сибирская генерирующая компания»

9 СЕНТЯБРЯ

ДМИТРИЕВ Владимир Зиновьевич (1959 г.), генеральный директор АО «Омск РТС»

12 СЕНТЯБРЯ

СИМАНОВСКИЙ Александр Александрович (1961 г.), советник председателя Совета директоров ООО «Башкирская генерирующая компания»

15 СЕНТЯБРЯ

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

16 СЕНТЯБРЯ

БЫСТРОВ Максим Сергеевич (1964 г.), председатель правления ассоциации «НП «Совет рынка» – председатель правления АО «АТС»

ПАНИНА Александра Геннадьевна (1977 г.), член правления – врио руководителя блока трейдинга ПАО «Интер РАО», председатель Наблюдательного совета НП «Совет производителей электроэнергии и стратегических инвесторов электроэнергетики» (СПЭ)

СИНЮТИН Пётр Алексеевич (1962 г.), председатель правления – генеральный директор ПАО «Росстети Московский регион»

СМИРНОВ Николай Борисович (1967 г.), министр энергетики и ЖКХ Свердловской области

17 СЕНТЯБРЯ

АЛИХАНОВ Антон Андреевич (1986 г.), губернатор Калининградской области

18 СЕНТЯБРЯ

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

19 СЕНТЯБРЯ

БУТОВСКИЙ Игорь Алексеевич (1970 г.), генеральный директор ОАО «Сахалинэнерго»

КАРЕЛИН Александр Александрович (1967 г.), член Комитета ГД РФ по энергетике

СИМОНЕНКО Владимир Александрович (1975 г.), начальник экспертного управления Администрации Президента РФ

20 СЕНТЯБРЯ

АНДРЕЕНКО Юрий Андреевич (1959 г.), генеральный директор АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (ДРСК)

26 СЕНТЯБРЯ

МУРГУЛЕЦ Валерий Валерьевич (1977 г.), член правления – руководитель блока управления инновациями, инвестициями, затратами ПАО «Интер РАО»

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

27 СЕНТЯБРЯ

ВАСИЛЬЕВ Олег Юрьевич (1969 г.), директор Стерлитамакской ТЭЦ – филиала ООО «Башкирская генерирующая компания»

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

28 СЕНТЯБРЯ

МАНЕВИЧ Юрий Владиславович (1972 г.), заместитель министра энергетики РФ

29 СЕНТЯБРЯ

ВОСКРЕСЕНСКИЙ Станислав Сергеевич (1976 г.), губернатор Ивановской области

РАШЕВСКИЙ Владимир Валерьевич (1973 г.), неисполнительный директор, член комитета по стратегии АО «Сибирская угольная энергетическая компания»

30 СЕНТЯБРЯ

НАГОРНОВ Валерий Анатольевич (1975 г.), генеральный директор АО «Алтайэнергосбыт»

36 | Больше 10 ГВт мощности

В Китае на реке Цзиньша (верхнее течение Янцзы) введены в эксплуатацию первые турбины гидроэлектростанции «Удондэ» (Wudongde). Установленная мощность новой ГЭС – 10 200 МВт. По этому показателю она стала четвёртой в КНР и седьмой в мире. Для сравнения: мощность крупнейшей в России Саяно-Шушенской ГЭС – 6400 МВт.

Costas Mitropoulos

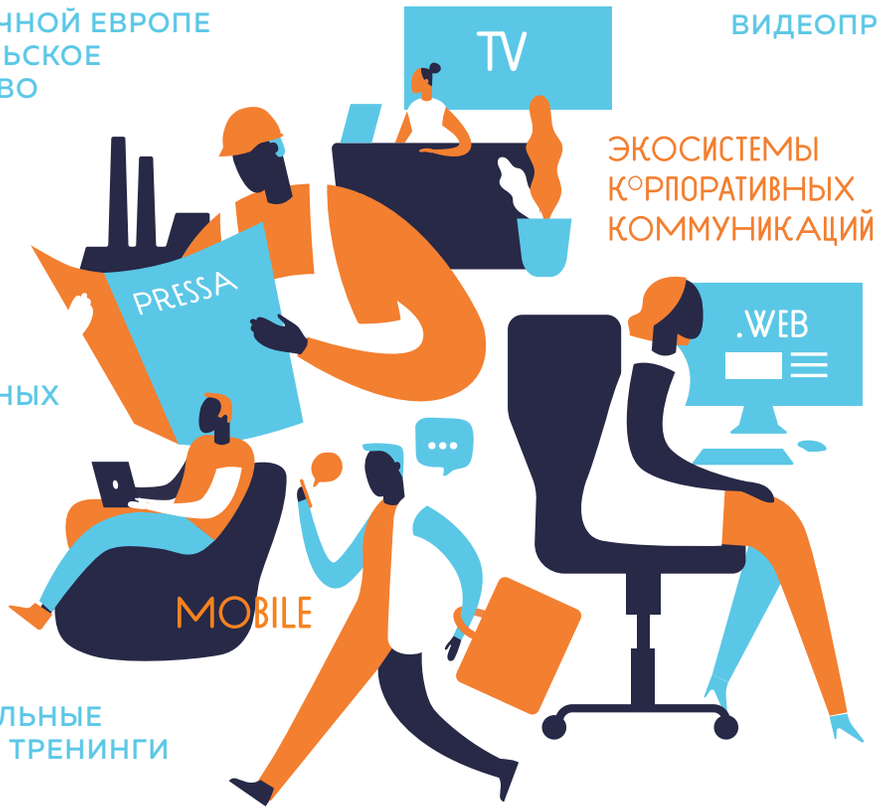
коммуникационная группа

MEDIALINE

КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ



DIGITAL-АГЕНТСТВО

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ

НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

Журналы и газеты

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
МОСЭНЕРГО
АТОМЭНЕРГОМАШ
МРСК ЦЕНТРА
МРСК УРАЛА
ЛЕНЭНЕРГО
ТГК-1
ЮНИПРО
МОЭСК
МОСЭНЕРГОСБЫТ
ФСК

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

Видео

РУСГИДРО
СУЭК
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

Веб-издания

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
АТОМЭНЕРГОМАШ
ПЕРЕТОК.РУ

Мобильные приложения

ИНТЕР РАО

НАШИ САЙТЫ

MLGR.RU
Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

MEDIALINE-PRESSA.RU
Пресса, книги, сувенирка, видео, годовые отчеты, инфографика, обучение

ML-DIGITAL.RU
Мобайл- и диджитал-проекты

INTERCOMM.SU

ИНТЕР РАОЕЭС

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