

Эксклюзивное интервью
главы «Совета рынка»
Максима БЫСТРОВА

20

Калининградская
энергосистема: испытание
на независимость

18

Почему энергетический
рынок ЕАЭС поставили
на паузу

24

ЭНЕРГИЯ БЕЗ ГРАНИЦ

журнал об энергетике России

№ 3 (56) июнь – август 2019

ИНТЕР  РАО ЕЭС

Эволюция модернизации

*Итоги первого КОММод показали:
конкуренция существенно экономит средства
потребителей. Но на рынке есть предложения
по корректировке механизма конкурентного
отбора мощности на модернизацию ТЭС*



ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ

СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!

1000
энергичных
человек
ежедневно

Годовой
абонемент
на поиск
лучших

Удержание
в топе
результатов
поиска

Брендинг
страниц

Портрет
компаний
и её
вакансий

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!

Одцовые собрания акционеров уже много лет считаются последним всплеском деловой активности накануне периода летних отпусков. Но если 10 лет назад, сразу после расформирования РАО «ЕЭС России», собрания акционеров крупных энергокомпаний становились важным для сектора событием, то в этом году журналисты не передали с ГОСА ни одной значимой новости, ограничившись ожидаемыми сообщениями об утверждении дивидендов, рекомендованных советами директоров.

Впрочем, в этом году затухание «корпоративной жизни» с лихвой компенсировали власти: в мае – июне регуляторы приняли ряд знаковых решений, которые станут определяющими для энергосектора на ближайшие годы. Главной темой номера стали итоги стартового отбора проектов модернизации ТЭС на 2022–2024 годы. Масштабная

программа обновления мощностей, стоимость которой оценивается в 1,7 трлн рублей, должна стать основой для второго после ДПМ инвестиционного цикла в отрасли. Все подробности программы, итоги залпового отбора, прогнозы и оценки экспертов рынка вы найдёте в номере, который держите в руках. Этой теме посвящена значительная часть интервью с главой «НП «Совет рынка» Максимом БЫСТРОВЫМ.

Ещё две важные новости, нашедшие отражение в материалах номера, пришли с внешних границ ЕЭС. В конце мая Калининградская энергосистема прошла испытания на работоспособность в изолированном режиме. Успешный тест стал результатом госпрограммы по строительству в анклав почти 1 ГВт новых мощностей. Решение об обеспечении энергонезависимости Калининграда принималось под влиянием внешних обстоятельств – с 2025 года Прибалтика намерена разорвать кольцо БРЭЛЛ и синхронизировать свои электросети с Евросоюзом. Одновременно страны Евразийского экономического союза (ЕАЭС) подписали новые соглашения в рамках создания единого энергорынка, но его фактический запуск отложен, вероятно, до того же 2025 года.

Ну и по традиции в каждом номере «Энергии без границ» вы найдёте важнейшие новости российской и мировой энергетики, актуальную инфографику и другие полезные и интересные материалы.

Приятного чтения!



4 Новости

8 Энергетика в мире

10 Тема номера

Модернизация в режиме экономии

Стартовый отбор проектов для модернизации, проведённый в марте – мае, стал одним из ключевых событий в российском энергетическом секторе за последние два года. Залповый отбор на первую трёхлетку – 2022–2024 годы, в ходе которого для модернизации выбраны проекты суммарной мощностью 10,4 ГВт, чётко разделил ценовые зоны: в Сибири для модернизации отобраны угольные электростанции, в центре России и на Урале – только газовые. При этом суммарные капитальные затраты оказались втрое ниже, чем прогнозировали регуляторы – 125,1 вместо 374 млрд рублей.

14 Стратегия

Успеть за шесть лет

Министр энергетики РФ Александр НОВАК утвердил «Схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы». Этот документ подробно описывает, как будет развиваться отечественная электроэнергетика в течение ближайших шести лет. Как и за счёт чего будут меняться основные показатели – смотрите в инфографике.

16 Эксперт-клуб

Прогнозы требуют корректировки

О значении Схемы и программы развития (СиПР) Единой энергосистемы России на 2019–2025 годы, а также об особенностях прогнозирования в секторе и возможных корректировках мы поговорили с уважаемыми экспертами.

18 Генерация

Испытание на независимость

Калининградская энергосистема прошла успешные испытания на работоспособность в изолированном режиме. В течение трёх суток самый западный российский анклав был отключён от энергокольца БРЭЛЛ, 60 часов энергоснабжение региона осуществлялось лишь за счёт новой генерации,

построенной Группой «Интер РАО». Несмотря на то что Прибалтика с 2025 года намерена полностью переключиться на европейские энергосети, российские власти и энергетики прикладывают значительные усилия для сохранения экспорта электричества и после выхода стран Балтии из энергокольца.

20 Интервью

«Прогнозы КОММод рассчитывались исходя из самого неблагоприятного с точки зрения цен сценария»

Ключевые решения в рамках программы модернизации ТЭС принимались при непосредственном участии ключевого регулятора энергорынка – Ассоциации «НП «Совет рынка». Об ожиданиях и результатах отбора, о перспективах корректировки параметров программы, о дальнейшей поддержке ВИЭ и ситуации с долгами





за электричество на Северном Кавказе мы поговорили с председателем правления «Совета рынка» Максимом БЫСТРОВЫМ.

24 Аналитика

Единый рынок поставили на паузу

Создание общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (ЕАЭС), которое должно было произойти к 1 июля, откладывается и может быть синхронизировано с формированием единого рынка газа, намеченным на 2025 год. Пока «единая энергозона» не слишком интересна для потенциальных участников: в странах действуют собственные системы регулирования; рынки Белоруссии и Казахстана фактически закрыты – в ближайшие годы эти страны будут иметь профицит собственной генерации, а убытки российских энергетиков от формирования энергорынка ЕАЭС могут достигать десятков и даже сотен миллиардов рублей в год.

26 Технологии

Агрегаторы научат экономить

В июле в России стартуют пилотные проекты, позволяющие мелким и средним потребителям сократить расходы на электроэнергию за счёт управления своей нагрузкой с помощью компаний-агрегаторов. В «Системном операторе» (СО ЕЭС) считают, что в будущем управление спросом позволит сократить

издержки на содержание генерации и электросетей в ЕЭС в целом. Потенциал управления спросом в ЕЭС оценивается до 4–6 ГВт.

28 Альтернатива

Работа на будущее

В конце мая в Москве были объявлены лауреаты Международной энергетической премии «Глобальная энергия», которая присуждается одноимённой ассоциацией. Победителями стали профессор Фреде БЛОБЪЕРГ из Дании и доктор Халил АМИН из США.

30 NB

Теперь за энергией – в космос?

10 фактов о перспективах дальнейшего развития солнечной энергетики.

32 Календарь дней рождения

ключевых лиц ТЭК России в июле – августе.

34 Календарь мероприятий

Крупнейшие отраслевые конференции, форумы и выставки в июле – августе.

36 Фото номера

Одиссея будущего

Экспериментальное судно из Франции Energy Observer, совершающее кругосветное путешествие «Одиссея будущего», в июне неожиданно зашло в гавань Санкт-Петербурга.



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
№ 3 (56) июнь – август 2019

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, г. Москва, ул. Большая Пироговская,
д. 27, стр. 2

Тел.: +7 (495) 664-88-40

Факс: +7 (495) 664-88-41; editor@interra.ru

Главный редактор:

Владимир Александрович КНЯЗЕВ

Шеф-редактор:

Александр КЛЕНИН

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+

105120, г. Москва, Костомаровский пер.,
д. 3, стр. 1а, пом. 1, ком. 16

Тел.: +7 (495) 640-08-38; 640-08-39

www.medialine-pressa.ru

E-mail: info@mlgr.ru

Генеральный директор: Лариса РУДАКОВА

Фото: пресс-служба компаний Группы «Интер РАО»,
Shutterstock, ТАСС
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 ООО «Принт-люкс»

Адрес типографии: 115230, г. Москва,
Хлебозаводский пр-д, д. 7, стр. 9

Цена свободная

300

тыс. рублей – таков теперь размер административного штрафа за повторное самовольное подключение к электрическим и тепловым сетям. Соответствующий закон подписал президент РФ Владимир ПУТИН.



Рефтинская уйдёт за 21 млрд

Компания «Энел Россия» (входит в итальянский концерн Enel) и АО «Кузбассэнерго», дочерняя компания ООО «Сибирская генерирующая компания», подписали договор купли-продажи угольной электростанции Рефтинской ГРЭС. Сумма сделки – 21 млрд рублей без НДС.

В стоимость станции входят движимое и недвижимое имущество, запасы угля, сырья и запасных частей. Договор вступит в силу после согласования сделки со стороны ФАС РФ и одобрения условий сделки акционерами

«Энел Россия» на внеочередном собрании, которое состоится 22 июля.

Рефтинская ГРЭС установленной мощностью 3800 МВт находится в Свердловской области. Это самая крупная угольная электростанция в России: состоит из шести энергоблоков мощностью 300 МВт и четырёх энергоблоков мощностью 500 МВт, установленная тепловая мощность составляет 350 Гкал/ч. Станция способна обеспечивать электроэнергией до 40% региона. ■

Вынужденным – специальная цена

Правительство РФ теперь сможет самостоятельно принимать решение о продлении работы угольных ТЭС в вынужденном режиме в первой ценовой зоне (1-я ЦЗ, Центр и Урал). Цена продажи мощности таких электростанций в 2022–2026 годах будет устанавливаться без каких-либо ограничений. Эти поправки вносятся в пункт 125 Правил ОРЭМ.

Ранее цены на мощность были ограничены ценой конкурентного отбора мощности (КОМ) или ценой вынужденной генерации в предыдущем году.

«... цена продажи мощности, которая поставляется в вынужденном режиме в период с 2022 по 2026 год, устанавливается Правительством РФ исходя из экономически обоснованных затрат с учётом прогнозной прибыли от продажи электрической энергии, вырабатываемой с использованием соответствующего объекта, без учёта предусмотренного абзацем вторым настоящего пункта условия об ограничении цены продажи мощности ценой продажи мощности соответствующего генерирующего объекта по итогам конкурентного отбора мощности или ценой продажи мощности соответствующего генерирующего объекта в вынужденном режиме в календарном году, предшествующему году поставки», – указано в постановлении Правительства РФ. ■

ФАС против повышения тарифа

Глава Федеральной антимонопольной службы (ФАС) Игорь АРТЕМЬЕВ высказался против повышения тарифов на передачу электроэнергии по магистральным сетям. Ранее «Россети» выступили с инициативой выровнять тарифы на передачу электроэнергии в РФ, повысив тариф ФСК ЕЭС.

В письме в адрес вице-премьера Дмитрия КОЗАКА глава ФАС отметил, что повышение тарифа ФСК ЕЭС будет стимулировать крупных потребителей к переходу на собственную генерацию, что приведёт не только к резкому росту тарифов на электроэнергию и тепло, но и повлечёт снижение полезного отпуска электроэнергии. По мнению Артемьева, предлагаемые ФСК меры только усугубят проблемы перекрёстного субсидирования. В этой связи ФАС предлагает решать проблемы перекрёстного субсидирования не дифференциацией тарифов ФСК ЕЭС, а повышением эффективности территориальных сетевых организаций, в том числе дочерних и зависимых обществ «Россетей», в частности, по загрузке имеющихся мощностей, исполнению инвестиционных программ, сокращению объёмов потерь в сетях. ■

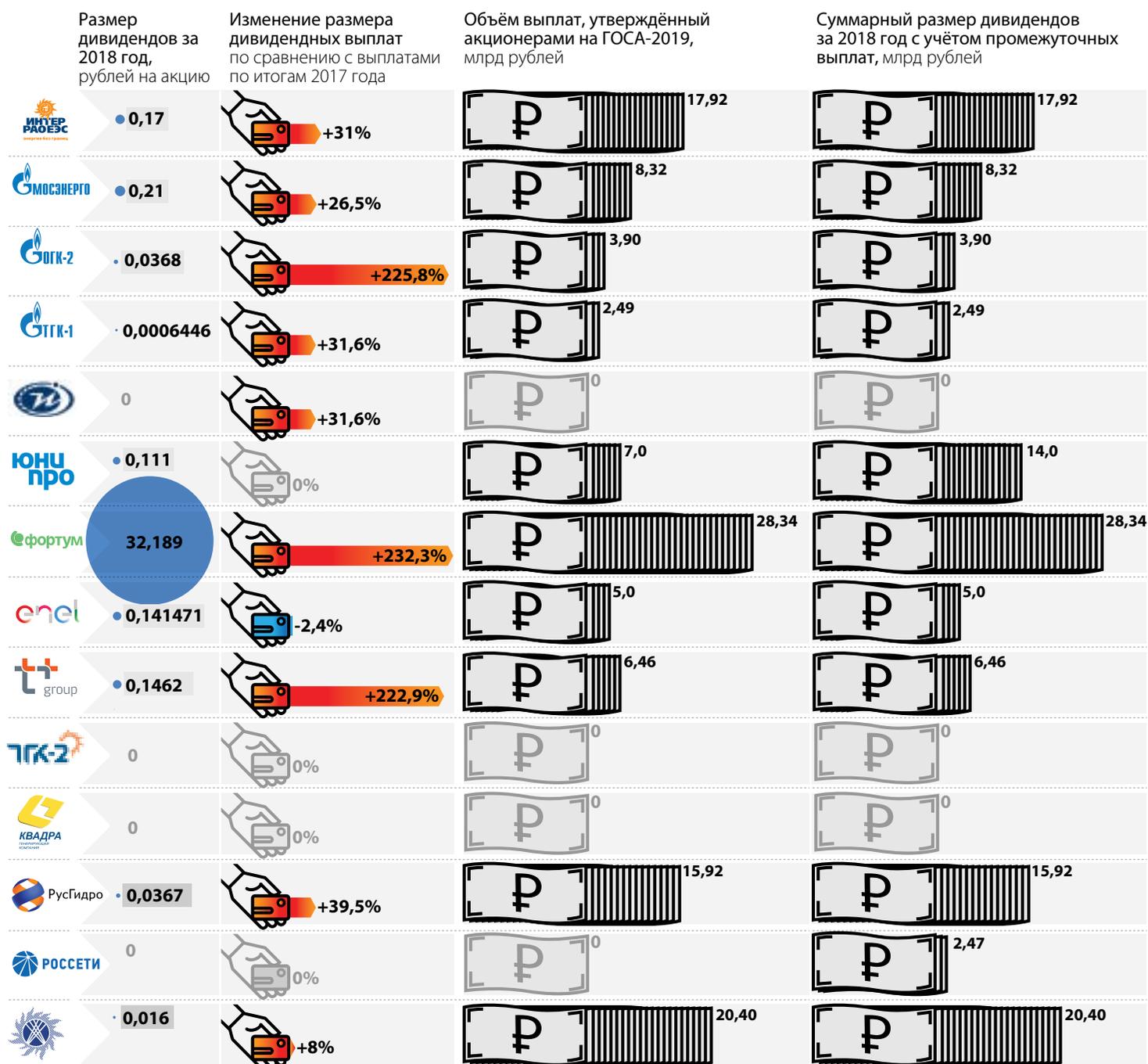
Александр ШЕПИН / Фотобанк «Тори»



Энергодивиденды–2019

Годовые общие собрания акционеров (ГОСА) российских энергокомпаний в этом году прошли без сенсаций и сколь-либо значимых новостей. Из 14 крупнейших компаний сектора по итогам года отказаться своим акционерам в выплатах решили четыре игрока: «Иркутскэнерго», ТГК-2, «Квадра» и «Россети». Сетевой холдинг не смог начислить дивиденды по итогам года из-за «бумажного» убытка по РСБУ, но осуществил в прошлом году промежуточные выплаты на 2,468 млрд рублей. В 2019 году «Россети» также обещают

промежуточные дивиденды по итогам первого квартала, на этот раз примерно на 5 млрд рублей. Второй компанией, у которой сумма дивидендных выплат, утверждённых на ГОСА-2019, отличается от суммарных выплат за 2018 год, стала «Юнипро». В прошлом году компания уже осуществляла промежуточные выплаты на 7 млрд рублей, с учётом ещё 7 млрд рублей, направляемых акционерам, по итогам годового собрания общая сумма перечислений владельцам акций «Юнипро» по итогам года составит 14 млрд рублей. ■



75%

долгов на ОРЭМ приходится на долю Северного Кавказа. Суммарный объём долга за месяц снизился с 78,509 млрд рублей до 76,381 млрд рублей, при этом с начала года сумма долгов на ОРЭМ выросла на 1,48 млрд рублей, по данным «Центра финансовых расчётов».



Валерий ШАРИФУЛЛИН / Фотохост-агентство ТАСС

от 70 до 340 МВт, а также две модели паровых турбин с диапазоном мощности от 40 до 350 МВт. СП будет зарегистрировано в Санкт-Петербурге, локализация производства запланирована на производственных мощностях «РЭП Холдинга».

«Газпром» и правительство Сахалина подписали соглашение о строительстве комплекса по производству СПГ в Поронайске. Завод станет основой для формирования на территории области новых направлений (электро- и теплоснабжение автономных потребителей источниками, работающими на СПГ, бункеровка, крио-АЗС). Компания планирует построить две очереди завода, каждая будет производить по 5 тонн СПГ в час. Первую построят в 2021–2022 годах, сроки строительства второй станут ясны по итогам оценки результатов работы первой очереди.

Группа НЛМК и администрация Липецкой области подписали меморандум о намерениях по проекту строительства на Новолипецком металлургическом комбинате ТЭС мощностью 300 МВт для утилизации попутных газов. Топливом для выработки электроэнергии и тепла станут вторичные газы, которые образуются при выплавке чугуна и стали. Инвестиции в проект оцениваются в 35 млрд рублей. ■



Владимир СМЕРНОВ / ТАСС

Решено на ПМЭФ

В рамках Петербургского международного экономического форума, который проходил 6–8 июня, традиционно был подписан целый ряд документов, имеющих непосредственное отношение к энергетике.



Правительство Санкт-Петербурга и ПАО «ТГК-1» подписали соглашение о сотрудничестве при реализации энергокомпанией проектов модернизации ТЭЦ в Петербурге. В частности, предусмотрены реконструкция Автовской ТЭЦ со строительством оборотной системы технического водоснабжения и обновление системы теплоснабжения Центральной ТЭЦ ПАО «ТГК-1» со строительством водогрейной котельной. Срок реализации инвестиционных проектов – до 2029 года.

Компания «Россети» и Республики Чечня, Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесия подписали соглашения о сотрудничестве сроком на 10 лет. Сетевая компания планирует до 2024 года инвестировать в проекты, направленные на повышение надёжности энергоснабжения потребителей, снижение

потерь и внедрение современных цифровых технологий.

Ряд соглашений, направленных на повышение качества услуг по электроснабжению промышленных и бытовых потребителей, «Россети» заключили с Республикой Адыгеей.

С «Ростелекомом» сетевая компания подписала меморандум о сотрудничестве, направленный на развитие партнёрства в области цифровизации и повышения эффективности и качества оказываемых услуг.

«РЭП Холдинг» (входит в структуру Газпромбанка) и итальянская Ansaldo Energia договорились о создании совместного предприятия по производству и сервису газовых и паровых турбин. Линейка продукции СП будет включать в себя три модели газовых турбин Ansaldo Energia в диапазоне мощности



Галина ЛУКЬЯНЕНКО / Фотобанк «Лорри»

НА 11%

– до \$289 млрд упали мировые инвестиции в ВИЭ в 2018 году, говорится в докладе международной глобальной сети поддержки возобновляемой энергетики REN21.

Боролись за воду, ветер и солнце

НП «Совет рынка» сообщает, что отобраны проекты в рамках ДПМ ВИЭ на 2020–2024 годы. Компания «Фортум» на конкурсе проектов по строительству электростанций на основе возобновляемых источников энергии выиграла по солнечной генерации 5,6 МВт, структура En+ забрала 8,1 МВт по гидрогенерации, «Энел Россия» по ветру – 71,25 МВт.

По ветровой генерации доля отобранного объёма мощности по отношению к плановому составила 91%. По солнечной генерации был отобран весь плановый объём. Доля отобранного объёма гидрогенерирующих мощностей по отношению к плановому составила 4% – 8,1 МВт на общую квоту, в 2020–2024 годах – 229,8 МВт. ■

Теперь под одним брендом

Группа «Россети» с июня начала переименование дочерних и зависимых компаний под единым брендом «Россети». «Переход на единую бренд-архитектуру – это естественный и логичный шаг на пути развития холдинга. Для потребителей из разных уголков нашей страны важно понимать, какая компания несёт перед ними ответственность за надёжное и качественное электроснабжение. Очевидно, что имя у этой компании должно быть одинаковое по всей стране», – пояснил логику ребрендинга глава «Россетей» Павел ЛИВИНСКИЙ.

Внедрение единой бренд-архитектуры предусматривает поэтапную замену фирменных элементов по мере окончания сроков их амортизации, без увеличения существующих бюджетов и в рамках утверждённых бизнес-планов компаний. Всего ребрендинг затронет 14 межрегиональных компаний и «Россети – ФСК ЕЭС». Например, компании получили новые названия: «Россети Северный Кавказ» (ранее – «МРСК Северного Кавказа»), «Россети Юг» (ранее – «МРСК Юга»), «Россети Центр» (ранее – «МРСК Центра»), «Россети Московский регион» (ранее МОЭСК). ■

От благодарного Отечества

Член правления ПАО «Интер РАО» – руководитель блока инжиниринга, генеральный директор ООО «Интер РАО – Инжиниринг» Юрий ШАРОВ награждён орденом «За заслуги перед Отечеством» IV степени. В указе, подписанном президентом России Владимиром ПУТИНЫМ, говорится, что награда вручена за достигнутые трудовые успехи и многолетнюю добросовестную работу.

Стаж Юрия Шарова в отрасли – более 30 лет. С 2008 года он является членом правления ПАО «Интер РАО», с 2012 года возглавляет компанию «Интер РАО – Инжиниринг», которая реализует проекты в области строительства и модернизации электростанций. Под его руководством были построены и введены в эксплуатацию 16 энергообъектов установленной мощностью 5,7 ГВт. В настоящее время ведётся строительство четырёх электростанций в Калининградской области суммарной мощностью около 1 ГВт. ■



В МИРЕ 

Мыслить глобально

Определены лауреаты Международной энергетической премии «Глобальная энергия» в 2019 году. Премии в номинации «Нетрадиционная энергетика» удостоен профессор Фреде БЛОБЬЕРГ из Дании – за развитие интеллектуальной системы управления для возобновляемой энергетики. В номинации «Новые способы применения энергии» победил американский профессор Халил АМИН, который разработал новую супероксидную систему аккумуляторов, способную выдавать в пять раз больше энергии по сравнению с литийионными батареями. Первое место в номинации «Традиционная энергетика» в этом году не присуждено. Торжественное вручение премии состоится в октябре в рамках форума «Российская энергетическая неделя». Лауреаты получают золотые медали, золотые нагрудные значки, дипломы и поделят премиальный фонд в 39 млн рублей.

Подробнее о победителях и участниках Международной энергетической премии

«Глобальная энергия» можно почитать в этом номере журнала на стр. 28–29.



ПАРАГВАЙ 

1 ГЭС «Ясирета» готовится к тендеру

Вице-президент латиноамериканской страны Уго ВЕЛАСКЕС заявил на ПМЭФ-2019, что Парагвай заинтересован в том, чтобы российские компании участвовали в международном тендере на проведение работ на гидроэлектростанции «Ясирета». ГЭС мощностью 3200 МВт расположена на реке Парана на границе Аргентины и Парагвая, построена по аналогу ГЭС Волжского каскада, сдана в эксплуатацию в 1994 году. Речь идёт о работах на одной из частей ГЭС под названием «Анья-Куа». «Но у нас будут выполняться и другие работы на той же станции – например, увеличение количества выработки энергии. Поэтому нам нужны дополнительные работы на этой плотине», – отметил Веласкес.

США 

2 Google приручает энергодышащего дракона



В исследовательской лаборатории корпорации разработаны змеи-аэропланы, способные производить энергию. Мощность одного такого устройства

составляет 600 кВт, размах крыла – 25,6 метра, предельная дальность полёта – 250 метров, длина встроенного троса – 450 метров.

По расчётам специалистов, одно подобное устройство сможет обеспечить производство электроэнергии, которой хватит для одного стандартного многоквартирного дома в городе или для небольшой деревни на 50–60 домов. Вырабатывающий энергию воздушный змей на высокой скорости и большой высоте летает по кругу для генерирования потока энергии при помощи восьми турбин. Теоретически такой способ выработки ресурса более эффективен по сравнению с применением ветряных станций, так как на высоте ветер более сильный.

К числу прочих преимуществ использования новой технологии относят также мобильность устройства, отсутствие необходимости возводить крупное сооружение для выработки энергии, лёгкость ремонта, возможность запуска практически в любом месте.



КАНАДА 

3 Согревающие перспективы

Правительство Канады выделило \$6,7 млн компании Eavor Technologies Inc. для разработки технологий генерации энергии из геотермальных источников.

Грант выделяется в рамках национальной программы объёмом \$155 млн, направленной на создание чистых технологий в энергетике. Сообщается, что пилотные мощности будут построены этим летом в провинции Альберта.

Это будет прототип системы, вырабатывающей электроэнергию из природного тепла Земли. Компания намерена обеспечить энергией не менее 10 млн домашних хозяйств в течение 10 лет.

4 Где купить газ? У соседа

Министерство энергетики Ирака объявило, что, невзирая на недавнее решение американского президента Дональда Трампа об отмене отсрочки санкций в отношении закупок нефти из Ирана, страна продолжит импортировать газ из Ирана. Представитель министерства энергетики Ирака Мусаба АЛЬ-МЕПДАРЕСА заявил изданию Mehr News: «Ирак сейчас импортирует около 28 млн куб. футов газа из Ирана, который питает ряд электростанций, производящих около 2800 МВт». Ожидается, что этот объём вырастет до 35 млн куб. футов в сутки с целью увеличения производства электроэнергии до 3500 МВт. Известно также, что Иран и Ирак прибегли к своим местным валютам для реализации контрактных платежей.



7 Быть в потоке. В «Турецком»

Будапешт планирует начать процедуру присоединения к газопроводу «Турецкий поток» в начале осени 2019 года. По словам министра иностранных дел Венгрии Петера СИЙЯРТО, в ходе недавней встречи с главой «Газпрома» Алексеем МИЛЛЕРОМ стороны договорились о подключении к сербскому трубопроводу, который также будет задействован в проекте. Министр отметил также важность российского проекта в связи с тем, что порт Адрия в Хорватии, предназначенный, в частности, для транспортировки топлива, всё ещё строится, а компания ExxonMobil так и не приняла решения по добыче газа в соседней Румынии. Проект «Турецкий поток» предполагает строительство двух ниток газопровода через Чёрное море. Первая нитка предназначена для поставок газа в Турцию, а вторая – в страны Южной и Юго-Восточной Европы. Мощность обеих веток составит 15,75 млрд кубометров газа в год. Российская компания планирует начать поставки топлива по «Турецкому потоку» в конце декабря 2019 года.



Claudia Thaler / DPA / TASS

6 Ещё пять лет на интеграцию

Правительство республики решило продлить сроки интеграции Белорусской атомной электростанции в объединённую энергетическую систему – до 2015 года. Ранее в плане развития электроэнергетической сферы страны до 2025 года с учётом введения в эксплуатацию БелАЭС обозначались сроки для её интеграции в энергосистему с 2016 по 2020 год. В список работ включены также предпроектная проработка и установка электрических котлов в котельных организациях, которые не входят в состав «Белэнерго».

Напомним, что Белорусскую АЭС, где будет работать два реактора ВВЭР-1200, суммарная мощность которых составит 2400 МВт, строят по российскому проекту под Островцом в Гродненской области. Ввод в эксплуатацию первого энергоблока планируют уже в нынешнем году, а второго – в следующем году.



5 Самая крупная на Ближнем Востоке?

В ближайших планах властей страны строительство в центральной провинции Маркази самой крупной электростанции на Ближнем Востоке по производству электроэнергии. По словам депутата Мохаммад Реза МАНСУРИ, мощность энергообъекта должна составить

3000 МВт и в три раза превысит мощность самой крупной электростанции в Исламской Республике. Планируется, что проект будет реализован на площади 4000 га в провинции Маркази, финансирование в размере \$6,5 млрд предоставит частный сектор. В декабре 2018 года номинальная мощность Ирана по производству электроэнергии после подключения нескольких электростанций к национальной сети страны составила 80 000 МВт.

10 | Модернизация в

✎ Александра
БЕЛКИНА

Стартовый отбор проектов для модернизации, проведённый в марте – мае, стал одним из ключевых событий в российском энергетическом секторе за последние два года. Этому предшествовала ожесточённая многомесячная дискуссия – участники рынка, регуляторы и власти (включая лично президента России Владимира Путина) более года обсуждали параметры программы стоимостью 1,9 трлн рублей, которая продлится до 2031 года и станет основой нового инвестиционного цикла в отрасли. Залповый отбор на первую трёхлетку – 2022–2024 годы, в ходе которого для модернизации выбраны проекты суммарной мощностью 10,4 ГВт, чётко разделил ценовые зоны: в Сибири для модернизации отобраны угольные электростанции, в центре России и на Урале – только газовые. При этом суммарные капитальные затраты оказались втрое ниже, чем прогнозировали регуляторы – 125,1 вместо 374 млрд рублей.

ЗАТЯЖНАЯ ПОДГОТОВКА

Разработка нормативной базы программ модернизации ТЭС заняла более года. Программа, которая должна стать основным механизмом нового инвестиционного цикла в электроэнергетике, впервые была одобрена президентом РФ Владимиром ПУТИНЫМ в конце 2017 года, а официально утверждена лишь в январе нынешнего. Её финансирование должно осуществляться за счёт так называемых высвобождающихся средств – денег, образующихся по мере завершения предыдущей программы договоров предоставления мощности (ДПМ), в рамках которой в стране за 10 лет было построено около 30 ГВт новых генерирующих мощностей.

Регуляторы довольно долго рассчитывали объём «высвобождающихся средств», так как г-н Путин поставил задачу не допускать роста оптовых цен на энергию после 2022 года выше уровня инфляции. Расходы на модернизацию напрямую влияют на оптовые цены: капитальные затраты генераторов на модернизацию конкретной ТЭС должны в течение 15 лет возвращать потребители оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) через спецнадбавку к цене мощности.

В итоге Минэнерго России обозначило предельную сумму расходов, которые сектор может себе позволить, не пробивая «инфляционного потолка». На рынке «нашлось» 3,5 трлн рублей, из них на модернизацию может быть потрачено 1,9 трлн рублей (с учётом модернизации в неценовых зонах – 200 млрд рублей). На эти деньги в 2022–2031 годах планируется обновить до 39 ГВт мощностей в ценовых зонах

(85% распределяется на рыночном конкурсе (КОММод), 15% – квота правительственной комиссии) и ещё до 2 ГВт в неценовых зонах. Между ценовыми зонами модернизационный объём делится в пропорции 80% (1-я ЦЗ, Центр и Урал) на 20% (2-я ЦЗ, Сибирь). При этом с потребителей ОРЭМ до 2035 года планируется собрать примерно ту же сумму – около 2 трлн рублей, говорил глава Минэнерго Александр НОВАК. Общие расходы покупателей оптового рынка до момента завершения программы в 2046 году составят 3,4 трлн рублей в ценах 2021 года, уточняли позднее в «Совете рынка». «Сообщество потребителей энергии» не согласилось с этими расчётами, оценив свои расходы на программу модернизации до 2046 года в 8,2 трлн рублей. Регуляторы считали, что покупатели энергии лукавят: достоверно спрогнозировать инфляцию на длинный временной горизонт крайне затруднительно, именно поэтому важна привязка расчётов к ценам конкретного года. «Меняя инфляцион-

ные ожидания за горизонтом 2035 года, можно получить сколь угодно большую сумму», – отмечали в регуляторах.

ПЕРВЫЙ БЛИН МОДЕРНИЗАЦИИ

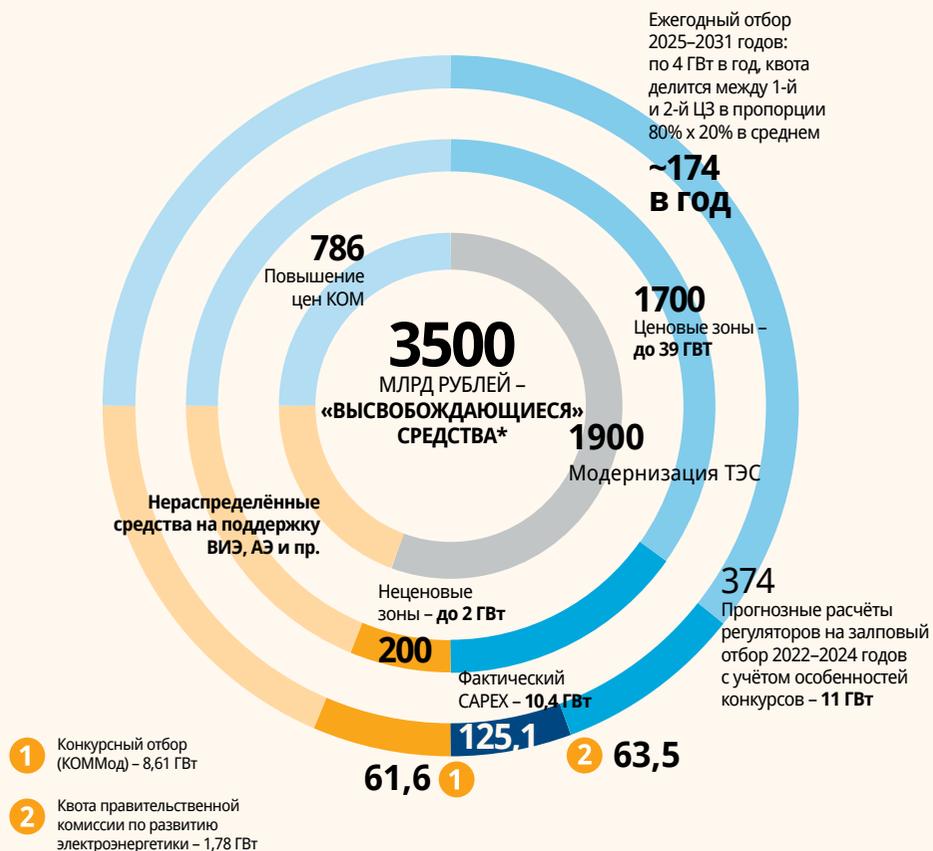
29 мая правительственная комиссия по развитию электроэнергетики поставила промежуточную точку, утвердив итоги стартового отбора, который проводился сразу на три года: 2022–2024. В рамках конкурсного отбора было выбрано 30 проектов мощностью 8,61 ГВт; по квоте правкомиссии – ещё 15 проектов суммарно на 1,78 ГВт. Примечательно, что все 29 проектов, отобранных в 1-й ЦЗ, касаются обновления газовых станций (единственное исключение – Ижевская ТЭЦ-2 «Т Плюс», работающая и на газе, и на угле), а все 16 проектов во 2-й ЦЗ – угольных блоков.

Конкуренция на конкурсном отборе оказалась жёсткой: на 9,35 ГВт разыгрывавшейся квоты КОММод были поданы заявки суммарной мощностью около 22 ГВт.

Конкуренция на конкурсном отборе оказалась жёсткой: на 9,35 ГВт разыгрывавшейся квоты КОММод были поданы заявки суммарной мощностью около 22 ГВт. Из 30 отобранных на рыночном конкурсе проектов на 8,61 ГВт более 60% забрала компания «Интер РАО» (5,1 ГВт)

режиме экономии

МОДЕРНИЗАЦИЯ. ПЕРВЫЙ ОТБОР



* Объём средств, образующихся по мере завершения программы ДПМ. Их распределение в обозначенных рамках позволяет не допустить роста цен на оптовом рынке выше уровня инфляции.

Из 30 отобранных на рыночном конкурсе проектов на 8,61 ГВт более 60% забрала компания «Интер РАО» (5,13 ГВт), на «Юнипро» пришлось 19% отобранной мощности, «Иркутскэнерго» – 8,5%. Совокупно 5,7% получили «Мосэнерго» и ОГК-2, входящие в «Газпром энергохолдинг» (ГЭХ), 3,6% – Сибирская генерирующая компания (СГК) и 3,4% – Ново-Салаватская ТЭЦ («Газпром нефтехим Салават»).

Александр Новак на коллегии Минэнерго 5 апреля заявлял, что реальные цены по итогам первого КОММода оказались на 30–40% ниже прогнозных. Одноставочная цена на электроэнергию после модернизации (LCOE) составит от 1,6 до 2,2 тыс. рублей

за 1 МВт·ч, удельный CAPEX отобранных проектов – 7,2 тыс. рублей за 1 кВт, что примерно в три раза ниже установленного «потолка» капзатрат.

«Интер РАО» и «Юнипро» выигрывали за счёт того, что предложили для модернизации блоки большой мощности и с высоким коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ), отметила глава наблюдательного совета «Совета производителей энергии», член правления «Интер РАО» Александр ПАНИНА. Кроме того, основной бенефициар залпового отбора добровольно снижал норму доходности и взялся провести часть необходимых мероприятий за свой счёт.

НЕДОВОЛЬНЫЕ, КОНЕЧНО, НАШЛИСЬ

Итоги отбора ожидаемо подверглись критике со стороны потребителей, которые указывали, что большинство проектов предполагает «проведение среднего или неглубокого капремонта и направлены преимущественно на низкзатратное продление паркового ресурса устаревшего энергооборудования паросилового цикла». Фактически речь идёт не об обновлении, а о банальных ремонтах, указывали потребители и просили вице-преьера Дмитрия КОЗАКА скорректировать условия отбора. С этим не согласны ни генераторы, ни регуляторы: Минэнерго в ответ заявило, что считает введение дополнительных требований к проектам избыточным. Генераторы также не согласны с тезисом о том, что модернизация сводится к неглубокому ремонту.

– Капремонт от модернизации отличается тем, что в его рамках производится только продление паркового ресурса, а в рамках модернизации – улучшение/изменение технико-экономических параметров. Заявленные генераторами проекты ни в коей мере не могут считаться выполнением ремонтной программы, – комментирует г-жа Панина. – Из 30 прошедших отбор проектов семь предполагают комплексную замену турбин; в девяти случаях речь идёт о комплексной замене генераторов; семь проектов предполагают мероприятия по котлу, состоящие из четырёх обязательных работ (замена барабана, топочных экранов, пароперегревателей, перепускных трубопроводов). Эти работы являются полной заменой ключевых элементов котла, при этом более дешёвым вариантом модернизации, чем комплексная замена.

Более неожиданной оказалась атака на итоги КОММод со стороны генераторов. Возмутителем спокойствия выступила ТГК-2, не сумевшая провести через конкурс ни один проект. В начале апреля компания поставила в вину Минэнерго тот факт, что в основном отсеивались ГРЭС, а старые ТЭЦ и угольные станции остались без поддержки рынка. При этом ТГК-2 фактически указала, что рассчитывала на более высокие цены на конкурсе: «для наиболее распространённого диапазона

единичной мощности до 100 МВт обоснованная конкурсная цена модернизации находится в пределах 3,5 тыс. рублей за 1 МВт·ч. В Минэнерго критику отвергли и предложили ТГК-2 подавать заявки на участие в программе в рамках квоты правительственной комиссии и модернизации ТЭС в неценовых зонах.

«ПРАВИТЕЛЬСТВЕННЫЕ» В 5 РАЗ ДОРОЖЕ «РЫНОЧНЫХ»

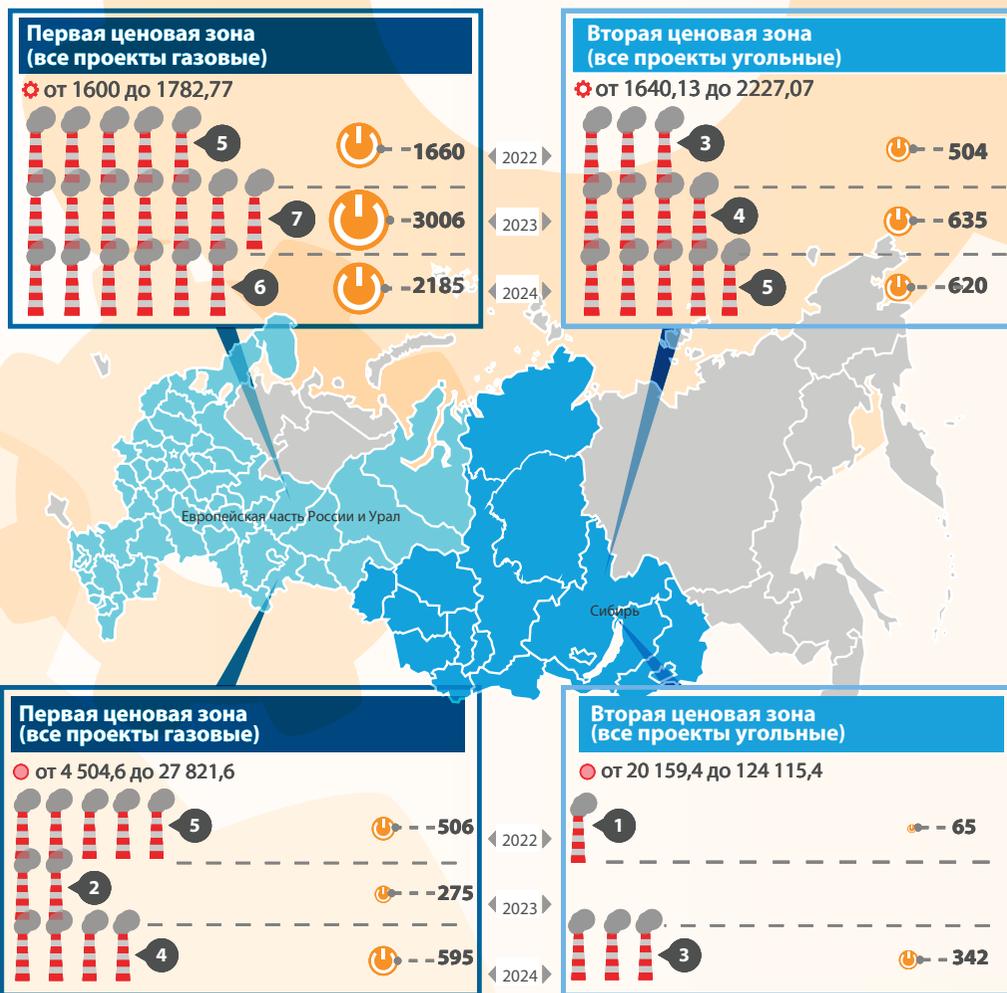
Пройти отбор на 2022–2024 годы по квоте правкомиссии смогли проекты ЛУКОЙЛа, СГК, «Т Плюс», ТГК-1, «Иркутскэнерго» и «Энел Россия». ТГК-2 войти в список не удалось, и руководство генератора вновь публично раскритиковало методику «нерыночного» отбора. Обвинив 29 мая Минэнерго в ошибках при расчёте коэффициентов, руководство ТГК-2 потребовало пересмотреть результаты, уже утверждённые правкомиссией, и включить в «квотный» перечень свою Ярославскую ТЭЦ-2.

Стоит отметить, что критерии отбора по квоте правительственной комиссии до последнего момента не были известны участникам рынка. Минэнерго ввело пять показателей, каждому из которых был присвоен свой «вес»: экономика проекта, намерение модернизировать теплофикационный блок, экология, инновации, критичность технического состояния. Поданные заявки оценивались по этим критериям, в итоге отобранными оказались 15 проектов на 1,78 ГВт. Благодаря ранжированию проблема с непопаданием ТЭЦ под модернизацию оказалась фактически снята – все 15 отобранных по квоте правкомиссии проектов касаются обновления теплофикационного оборудования.

Отсутствие цены среди значимых критериев отбора по квоте правкомиссии привело к тому, что цены в рамках 15%-ной квоты оказались почти в 5 раз выше, чем на конкурсном отборе: удельный CAPEX составил 35,6 тыс. рублей против 7,2 тыс. рублей за 1 кВт. Разброс капитальных затрат внутри квоты оказался ещё более значительным: от 4,5 тыс. рублей до 124,1 тыс. рублей за 1 кВт (Красноярская ТЭЦ-3 СГК). В итоге капзатраты на модернизацию в 2022–2024 годах в рамках квоты в абсолютных цифрах превзошли вложения в проекты, отобранные на КОММод: 63,5 млрд рублей против 61,6 млрд рублей; хотя в последнем случае объём модернизируемой мощности больше в 4,8 раза.

«Впрочем, такой разброс логичен: квотные проекты направлены именно на глубокую модернизацию и замену большинства ключевых механизмов, конкурс – на фундаменталь-

Было заявлено **127 проектов** (~22 ГВт), отобрано **30 проектов** (8,61 ГВт при квоте до 9,35 ГВт) Невыбранный объём – 600 МВт – перенесён в квоту 2025 года; она составит 4,6 ГВт



Было заявлено **64 проекта** (10,155 ГВт), отобрано **15 проектов** (1,783 ГВт)

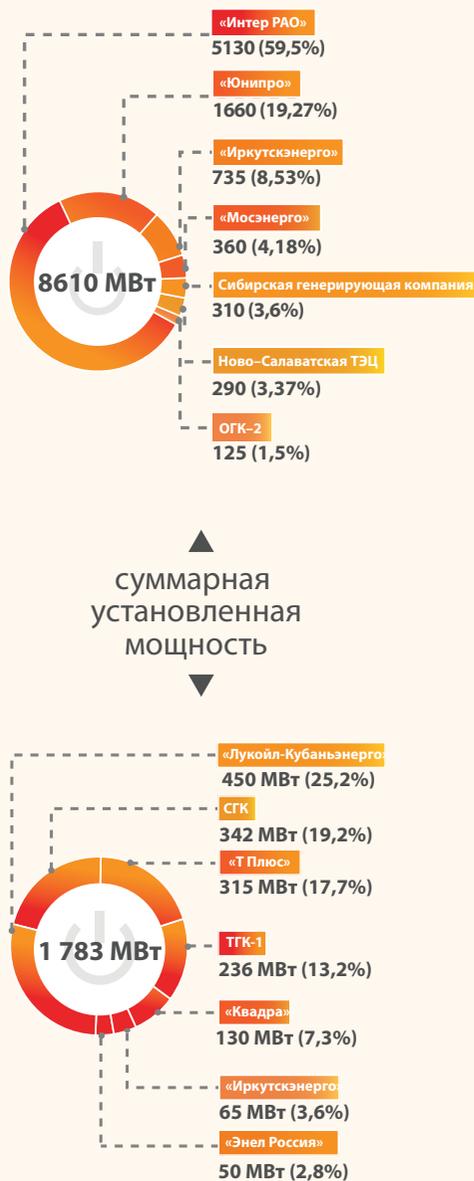
📍 Проекты, шт. ⚙ Суммарная установленная мощность, МВт ⚙ Уровень одноставочной цены (LCOE) на энергию после модернизации, руб./ МВт·ч
⚙ «Удельный CAPEX, руб./кВт»

ный капитальный ремонт», – отмечал ранее аналитик «ВТБ Капитал» Владимир СКЛЯР. Дороговизна «квотных» проектов не вызвала возражений со стороны ТГК-2, зато крайне обеспокоила потребителей. Накануне заседания правкомиссии 29 мая РУСАЛ направил письмо её главе, вице-премьеру Дмитрию Козаку с просьбой проверить стоимость наиболее затратных проектов, проходящих отбор по квоте. 4 июня стало известно, что директор «Сообщества потребителей энергии» Василий КИСЕЛЁВ направил вице-премьеру письмо с просьбой распространить на «квотные» проекты предельные величины капзатрат, рассчитанные компанией «Ламайер» для конкурсной части программы модернизации.

СУЩЕСТВЕННЫХ КОРРЕКТИРОВОК НЕ ОЖИДАЕТСЯ

О реакции Минэнерго на последнее обращение потребителей ничего не известно, но представители регуляторов и эксперты сектора склоняются к мысли, что механизм в ближайшее время вряд ли претерпит существенные корректировки, и отбор на 2025 год, намеченный на сентябрь, пройдёт практически по тем же правилам.

«Критиковать можно всё... Не вижу принципиальной необходимости что-либо менять», – сказал журналистам 30 мая глава «НП «Совет рынка» Максим БЫСТРОВ. Он пояснил, что набор критериев для отбора проектов «в ручном режиме», скорее всего, останется прежним.



На прошедшем отборе через этот фильтр не смогли пройти большие проекты, в том числе те, которые лоббировали региональные власти. Добавить позицию губернатора в качестве одного из критериев отбора по квоте правкомиссии ранее требовало ТГК-2. «При отборе правительство не учитывало никаких субъективных факторов... Не думаю, что критерии будут заново разрабатываться», – сказал г-н Быстров.

Результат конкурсного отбора позволил сэкономить серьёзные средства, которые, по мнению генераторов, не должны изыматься из отрасли и их следует направить на дополнительный отбор мощности, который может быть проведён в рамках отбора на 2025 год, считает

г-жа Панина. «Существенное превышение спроса на модернизацию лучше всего продемонстрировало, что отрасль нуждается в инвестициях и обновлении», – подчёркивает она. Регуляторы уже подтвердили, что невыбранная часть квоты на 2022–2024 годы (600 МВт из 11 ГВт) будет перенесена на 2025 год, когда объём программы вырастет до 4,6 ГВт.

ЭКОНОМИЯ ЕСТЬ, НО ДАЛЬНЕЙШИЕ РАСХОДЫ БУДУТ РАСТИ

Суммарные объёмы капитальных вложений в рамках первого отбора проектов для программы модернизации ТЭС (125,1 млрд рублей) оказались в три раза ниже CAPEX, учтённого в прогнозе (374 млрд рублей), сообщили после заседания правкомиссии в «НП «Совет рынка». Прогноз делался для того, чтобы гарантированно не допустить роста цен на оптовом энергорынке сверх уровня инфляции, поэтому в него закладывался самый дорогой сценарий. При таких условиях учтённые в прогнозе суммарные капвложения в 2022–2024 годах могли составить 374 млрд рублей. 61,6 млрд рублей конкурсного отбора оказались меньше прогноза, а 63,5 млрд рублей по квоте правкомиссии – «несколько дороже уровня, учтённого в прогнозе», пояснили в регуляторе, не уточняя, насколько превышен финансовый прогноз по квоте правительственной комиссии.

В ходе залпового отбора на модернизацию суммарно было распределено 10,4 ГВт, что составляет 26,6% от всего объёма обновления в ценовых зонах. В деньгах на 2022–2024 годы из бюджета программы в 1,7 трлн рублей будет израсходовано лишь 7,35% общей суммы. Однако в дальнейшем темпы расходования средств, вероятнее всего, вырастут, полагают опрошенные эксперты рынка. В рамках КОММод были отобраны самые «дешёвые» проекты, чуть более дорогие в реализации, чем те, которые реализуются за счёт повышения цены КОМ (на 20% к 2025 году; на это из 3,5 трлн рублей «высвобождающихся средств» будет направлено 786 млрд рублей). Логично, что на последующих конкурсных отборах цена будет расти, так как на открытом конкурсе с каждым годом будут оставаться всё более затратные проекты.

В этой связи немаловажным остаётся вопрос локализации производства в России газовых турбин, которые необходимы для «обновления» паросиловых блоков (ПСУ) до парогазовых (ПГУ). Газовые турбины большой мощности не производятся в России. Пока на рынке параллельно прорабатывается два сценария. «Силовые машины» Алексея МОРДАШОВА намерены разработать собственные ПГУ с нуля (компания является пока единственным

претендентом на получение 7 млрд бюджетных рублей в рамках госзаказа на разработку газовых турбин). Возведение ТЭС предполагается вести с помощью механизма ДПМ НГ, который ещё предстоит скорректировать так, чтобы разрешить строительство новой генерации в энергопрофицитных районах. Нерешённость вопросов с конкурсами «Силмаш» не смущает: в конце мая холдинг заявил, что уже выбрал площадку для экспериментальной ТЭС, где будут обкатываться разработки. ТЭС мощностью 1,4 ГВт обойдётся потребителям энергорынка примерно в 100 млрд рублей (которые будут оплачены за счёт «высвобождающихся средств»). Построить её «Силмаш» намерен в Каширском районе Подмосковья на месте выводимых сейчас из эксплуатации мощностей. При этом «Силмаш» по-прежнему отказывается брать на себя риски поломки инновационного оборудования или задержки пусков.

Крупнейшие генераторы полагают, что менее затратно и более перспективно совместно с иностранными партнёрами заниматься локализацией производства газовых турбин на фоне стремительного сжатия мирового рынка такого типа оборудования. В настоящий момент «Интер РАО» находится в переговорах о локализации с GE, а «Газпром энергохолдинг» пытается договориться о том же с Siemens. «Силмаш» активно противодействует таким СП. В частности, в мае стало известно, что Минпромторг и компания г-на Мордашова предлагают правительству увеличить обязательную долю российских участников в этих СП до 75% + 1 акция, что, вероятно, создаст дополнительные сложности генераторам на переговорах с иностранными производителями оборудования. Впрочем, вне зависимости от выбранного властями пути стоимость проектов по замене ПСУ на ПГУ существенно увеличит капитальные затраты энергетиков в рамках программы модернизации. На этом, более отдалённом этапе механизмы отбора, вероятно, потребуют корректировок.

– Принятые в этом году критерии для отбора правкомиссией, на мой взгляд, невозможно будет применять всегда, – полагает Александра Панина. – Потребуется стимулировать качественный технологический скачок в тепловой энергетике – переход на парогазовый цикл. Это просто необходимо для достижения целевого показателя эффективности топливоиспользования. Затраты на переход на парогазовый цикл будут значительно выше, чем затраты на отобранные в этом году проекты. И найти баланс между стоимостью модернизации, её глубиной и нагрузкой на потребителей ещё предстоит в будущем. ■

Успеть за шесть лет

* Разработан в рамках базового сценария социально-экономического развития России с учётом изменения макроэкономических показателей за 2018 год.

Спрос на электрическую энергию, млрд кВт·ч* —

Годовой темп прироста спроса на электрическую энергию, % (средний годовой прирост – 1,14 %) ●

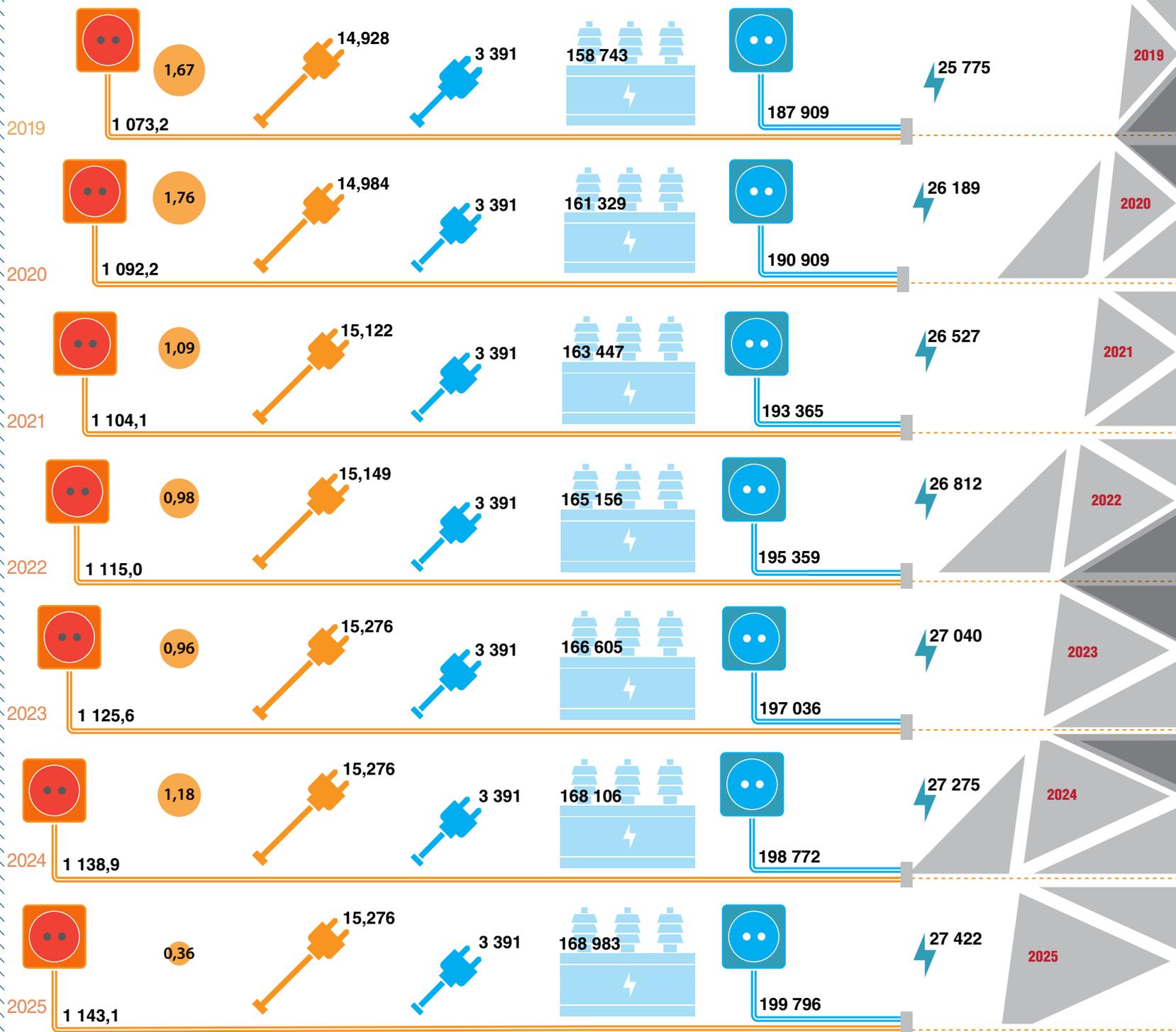
Экспортные поставки электрической энергии из ЕЭС России, млрд кВт·ч —

Экспортные поставки мощности из ЕЭС России, МВт —

Максимумы потребления мощности, МВт (средний годовой прирост – 1,5%)

Спрос на мощность, МВт —

Резерв мощности, МВт —



Министр энергетики РФ Александр НОВАК утвердил «Схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы». Этот документ подробно описывает, как будет развиваться отечественная электроэнергетика в течение ближайших шести лет. Как и за счёт чего будут меняться основные показатели – смотрите в инфографике.

● АЭС ● ГЭС ● ТЭС ● ВЭС и СЭС ● ГАЭС

Установленная мощность электростанций ЕЭС России, МВт

Запланированные объёмы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России, МВт

Вводы генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России, МВт

67 941,7

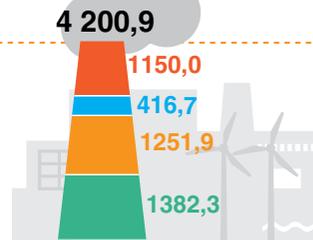
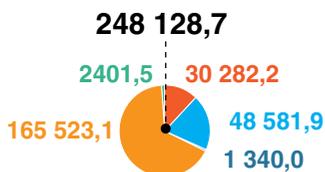
Ввод трансформаторных мощностей за период 2019–2025 годов, МВА

11 542,3

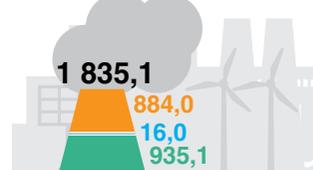
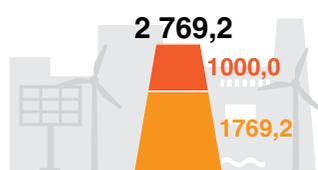
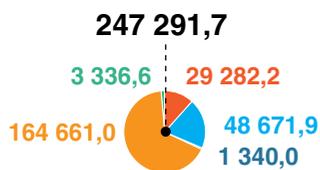
Ввод ВЛ напряжением 220 кВ и выше за период 2019–2025 годов, км

2 119 755,5

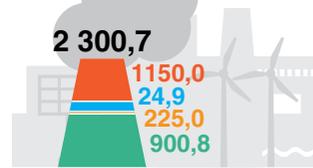
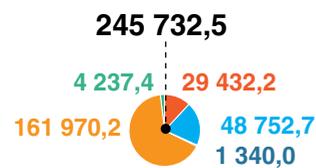
Суммарные объёмы капиталовложений в развитие электроэнергетики России за период 2019–2025 годов, млн руб.



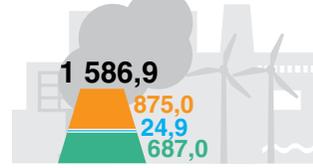
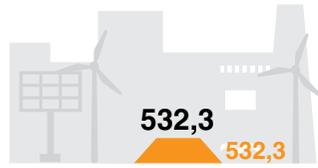
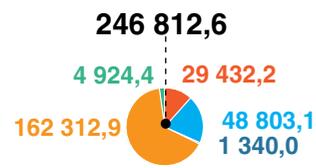
2019



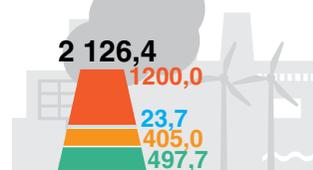
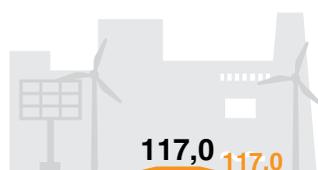
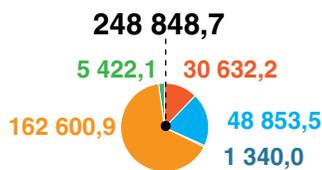
2020



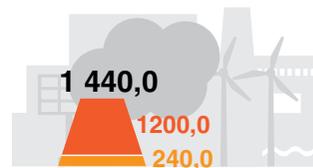
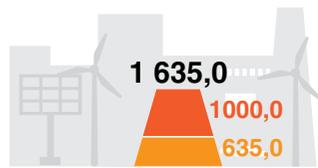
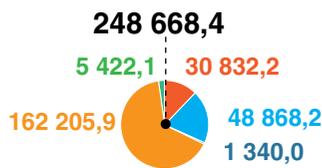
2021



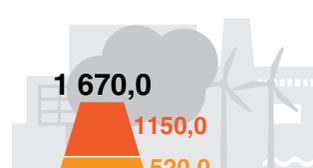
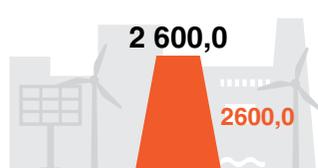
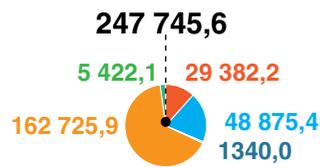
2022



2023



2024



2025

Прогнозы требуют корректировки

ВЯЧЕСЛАВ СКУЛКИН,
ЗАМЕСТИТЕЛЬ ДИРЕКТОРА
ДЕПАРТАМЕНТА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
МИНЭНЕРГО РФ:



– Можно выделить следующие основные перспективы и решения, зафиксированные в Схеме и программе развития Единой энергосистемы России на 2019–2025 годы. Произошло существенное увеличение зоны покрытия ЕЭС России. С января 2019 года к ЕЭС России на параллельную работу в составе ОЭС Востока присоединены Центральный и Западный энергорайоны энергосистемы Республики Саха (Якутия).

В дальнейшем при реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей к 2025 году в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России по сравнению с 2018 годом незначительно снизится доля АЭС с 12,0% до 11,8%, и доля ТЭС снизится с 67,7% до 65,8%, что обусловлено соответствующим увеличением доли возобновляемой генерации – ГЭС и ГАЭС возрастёт с 19,9% в 2018 году до 20,3% в 2025 году, а доля ВЭС и СЭС возрастёт с 0,42% в 2018 году до 2,2% в 2025 году.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2018 года (1070,922 млрд кВт·ч) возрастёт на 86,297 млрд кВт·ч (до 1157,219 млрд кВт·ч) в 2025 году, то есть на 8,3% при среднегодовом приросте за период 1,14%.

В прогнозируемой структуре выработки электрической энергии по ЕЭС России доля АЭС снизится с 19,1% в 2018 году до 17,2% в 2025 году, доля ГЭС снизится с 17,2% в 2018 году до 16,2% в 2025 году, доля ТЭС возрастёт с 63,7% до 65,8%, доля ВЭС и СЭС возрастёт с 0,09% до 0,87%.

Всего за период 2019–2025 годов намечается ввод ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяжённостью 11 542,3 км, трансформаторной мощности 67 941,7 МВА.

Суммарные капиталовложения в развитие ЕЭС России на период 2019–2025 годов прогнозируются в объёме 2 119 755,5 млн руб., в том числе в части генерирующих мощностей электрических станций – 1 580 015,0 млн руб., объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ и выше – 539 740,5 млн руб.

Результаты отборов проектов по модернизации тепловых генерирующих мощностей, а также конкурентных отборов мощности до 2025 года будут учтены уже при разработке схемы и программы развития ЕЭС России на 2020–2026 годы.

ФЁДОР ВЕСЕЛОВ,
К. Э. Н., ЗАМЕСТИТЕЛЬ ДИРЕКТОРА
ИНСТИТУТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ РАН (ИНЭИ РАН):



– СиПР ЕЭС является составной частью отраслевой системы прогнозирования развития электроэнергетики, созданной в соответствии с Постановлением Правительства от 17.10.2009 г. № 823. Это всегда важно помнить, с той или иной стороны критикуя данный документ, который регулярно разрабатывается, исходя из требований действующей нормативной базы. Именно эти требования определяют и чётко ограниченный состав рассматриваемых в СиПР ЕЭС объектов электроэнергетики, и технологический характер самого прогноза, с акцентом на вопросы надёжности (что является общемировой практикой для документов подобного рода).

Современные хозяйственные условия в электроэнергетике, безусловно, требуют серьёзного развития экономической составляющей не только СиПР ЕЭС, но и других документов отраслевой системы прогнозирования (Генеральной схемы, схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ). Это касается нескольких аспектов, включая: (а) чёткий алгоритм технико-экономического обоснования эффективности отдельных инвестиционных решений и их совокупности, исходя из требований их общественной эффективности и прогнозируемой балансовой ситуации; (б) моделирование влияния инвестиционных решений на существующую рыночную среду и оценку ценовых эффектов для потребителей; (в) оценку эффективности работы существующих ценовых и тарифных механизмов для реализации обоснованных инвестиционных решений.

Все эти и ряд других проблемных вопросов требуют системной корректировки всей методической и нормативной базы отраслевого прогнозирования. Важнейшим шагом на этом пути является разработка методических указаний по проектированию энергосистем, которые недавно прошли общественное обсуждение. Потребуется и содержательная корректировка Постановления № 823 под новые, более комплексные задачи перспективного развития отрасли в условиях постоянно меняющейся технологической и экономической среды.

О значении Схемы и программы развития (СиПР) Единой энергосистемы России на 2019–2025 годы, а также об особенностях прогнозирования в секторе и возможных корректировках мы поговорили с уважаемыми экспертами.

ВАЛЕРИЙ ДЗЮБЕНКО,
ЗАМЕСТИТЕЛЬ ДИРЕКТОРА
АССОЦИАЦИИ «СООБЩЕСТВО
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ»:



АНТОН УСАЧЁВ, ДИРЕКТОР НП
«АССОЦИАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ
СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ»:



– Потребители настаивают на ужесточении требований к точности прогнозов при перспективном планировании. Прогнозы потребления в СиПР являются основанием для разработки и реализации инвестиционных программ энергетиков и, в случае завышения, ведут к колоссальным избыточным тратам, строительству невостребованной энергетической инфраструктуры, и как следствие, падению её загрузки.

За последние три года пик потребления мощности практически не изменился и находится в диапазоне 151,2–151,9 ГВт. Среднегодовой темп роста спроса на мощность составил 0,13%. Однако темпы роста в прогнозе СиПР на 2019–2021 годы составляют около 2,5%. По факту, такого взрывного среднегодового роста спроса на мощность не наблюдается уже почти 20 лет, с 2000 года. Разница между ожидаемым потребителями прогнозом спроса на мощность и спросом в СиПР к 2025 году составит 13–15 ГВт избыточных мощностей.

Темпы электропотребления в СиПР в среднем завышены на 20–30% (около 0,5 процентного пункта от общего объёма электропотребления). По нашим оценкам, систематическое завышение долгосрочных прогнозов потребления электрической энергии и мощности обходится потребителям в сумму около 40–60 млрд рублей в год. И это только платёж за генерацию без учёта затрат на избыточное сетевое строительство. А если учесть, что для отборов генерации до сих пор используются завышенные плановые коэффициенты резервирования, оставшиеся ещё с советских времён, то реальная переплата ещё больше.

Чтобы снизить ошибку и исключить завышение, достаточно разделить отборы мощности на долгосрочный, с отбором минимально необходимого объёма, и корректирующий с отбором резервов, который проводится незадолго, например, за год или за два до периода поставки, когда уровень неопределённости существенно меньше, чем 6–7 лет назад.

Помимо качества прогнозов следует также обратить внимание на качество мероприятий СиПР. Индикатором здесь служит динамика объёмов недоступной мощности в энергосистеме, который с 43 ГВт в 2012 году вырос до 55,8 ГВт в 2015 и только в последние пару лет снизился до 48,6 ГВт, что всё ещё на 5,6 ГВт выше уровня 2012 года и в сумме, по сути, полностью поглощает эффект от ввода новых мощностей по программе ДПМ.

– Сложно было бы иначе представить себе схему и программу развития ЕЭС России на 2019–2025 годы. Наверно, по уже сложившейся традиции целью развития единой энергосистемы остаётся удовлетворение спроса на электрическую энергию, что лишь подчёркивает, к сожалению, уже ставшую привычной эпизодическую роль, которую играет отечественная электроэнергетика в развитии национальной экономики. И прогнозные цифры по традиции отталкиваются от обязательств генерирующих компаний по вводу или выводу объектов, а также от заключённых договоров на техприсоединение.

Авторы проделали большую работу по систематизации фактических и прогнозных значений всего сектора электроэнергетики и даже увязали рост показателей всей генерации с положительными ожиданиями в большинстве секторов реальной экономики. И всё же есть ряд элементов, которыми программа могла бы быть дополнена. В первую очередь я имею в виду сегмент солнечной микрогенерации, поддержку которого так ожидают рядовые потребители, и его бурное развитие как раз и должно произойти в ближайшие пять лет. А это ни много и ни мало всё же часть ЕЭС России. По прогнозу Ассоциации предприятий солнечной энергетики, каждый год прирост таких энергоустановок ожидается на уровне 5–10 МВт. Во-вторых, уже сегодня мы наблюдаем скромные по масштабам, но технически грамотные попытки создания распределённой солнечной генерации с использованием промышленных накопителей, и это направление, с учётом складывающихся мировых трендов, заслуживает также особого внимания. Всегда есть сигналы, указывающие на перемены, главное – уметь их распознать.

В прогнозируемой структуре выработки электрической энергии по ЕЭС России доля АЭС снизится с 19,1% в 2018 году до 17,2% в 2025 году, доля ГЭС снизится с 17,2% в 2018 году до 16,2% в 2025 году, доля ТЭС возрастет с 63,7% до 65,8%, доля ВЭС и СЭС возрастет с 0,09% до 0,87%.

Испытание на независимость

Калининградская энергосистема прошла успешные испытания на работоспособность в изолированном режиме. В течение трёх суток самый западный российский анклав был отключён от энергокольца БРЭЛЛ, 60 часов энергоснабжение региона осуществлялось лишь за счёт новой генерации, построенной Группой «Интер РАО». Несмотря на то что Прибалтика с 2025 года намерена полностью переключиться на европейские энергосети, российские власти и энергетики прикладывают значительные усилия для сохранения экспорта электричества и после выхода стран Балтии из энергокольца.

➔ Александра БЕЛКИНА, Елена ШЕСТЕРНИНА



Талаховская ТЭС



Маяковская ТЭС



Прегольская ТЭС

Дмитрий Чистопрудов

МНОГОЛЕТНЯЯ ПОДГОТОВКА

Примечательно, что впервые об успешных испытаниях Калининградской энергосистемы в условиях работы в изолированном режиме глава Минэнерго Александр НОВАК сообщил 13 июня на встрече с зампредом Еврокомиссии Марошем ШЕФЧОВИЧЕМ.

«Мы также очень подробно обсудили вопросы взаимоотношений между Россией и европейскими странами, в частности Прибалтикой, в области электроэнергетики. Это важный вопрос, поскольку с 2025 года планируется выход стран Прибалтики из синхронной работы с Россией и Белоруссией энергетических систем. Я проинформировал коллегу о том, что в России созданы необходимые технические условия, проведены испытания работы энергосистемы Калининградской области в изолированном режиме», – заявил г-н Новак.

Тестирование Калининградской энергосистемы в изолированном режиме фактически ставит точку в масштабной программе обеспечения энергонезависимости анклава. В 2013 году на фоне действий ЕС российские власти приняли решение о запуске проекта «Калининградская генерация», в рамках которого «Интер РАО» в регионе были построены четыре электростанции суммарной установленной мощностью 1 ГВт. Две из них – газовые Маяковская ТЭС (157,35 МВт) в Гусеве и Талахов-

ская ТЭС (159 МВт) в Советске – введены в эксплуатацию в марте 2018 года. Год спустя заработала самая мощная, третья газовая станция проекта – Прегольская ТЭС (455,2 МВт). В 2019–2020 годах «Интер РАО» также введёт три блока Приморской ТЭС (195 МВт); угольная станция будет резервирующей на случай перебоев поставок природного газа в Калининград. Инвестором проекта является «Роснефтегаз», вкладывающий 100 млрд рублей; возврат будет осуществляться через спецнадбавку к цене мощности для покупателей ценовых зон.

СТРЕСС-ТЕСТ ПРОЙДЕН

22–25 мая компании Группы «Интер РАО» совместно с «Системным оператором ЕЭС», сетевой компанией «Янтарьэнерго» и «Интер ТЭК» успешно провели натурные испытания по проверке возможности регулирования частоты новыми ТЭС в изолированно работающей энергосистеме Калининградской области. Заблаговременно о переходе анклава в изолированный режим были проинформированы диспетчерские центры энергосистем Белоруссии, Литвы, Латвии и Эстонии.

В 10:00 22 мая по команде диспетчера Балтийского РДУ на подстанции «Советск» (ПС-330) были отключены выключатели ВЛ-325 и ВЛ-326. С этого момента на 72 часа система перешла на работу в изолированном

режиме. Стоит отметить, что в первые сутки на старой Калининградской ТЭЦ-2 в режиме технического минимума работал один полублок, затем выработку осуществляли объекты новой генерации: Прегольская, Маяковская и Талаховская ТЭС. Испытания стали первым случаем работы Калининградской энергосистемы, когда не была задействована основная старая электростанция региона; новые ТЭС поочерёдно осуществляли регулирование частоты сети.

25 мая испытания были завершены в плановом порядке и признаны успешными. После этого параллельная работа энергосистемы Калининградской области с ЕЭС России была восстановлена в полном объёме. Испытания подтвердили возможность автоматического регулирования частоты новыми электростанциями при работе в изолированной энергосистеме. Анализ полученных результатов позволил выбрать оптимальные настройки систем регулирования частоты и мощности генерирующего оборудования ТЭС при отделении энергосистемы Калининградской области на изолированную от ЕЭС работу, отметили в «Системном операторе».

Теперь аналогичные испытания энергосистем при переключении на сети Евросоюза предстоит провести и прибалтийским странам. В июне 2018 года страны Балтии, Польша и Еврокомиссия подписали окончательное политическое соглашение о синхронизации электросетей трёх стран Балтии с сетями континентальной Европы. Соглашение будет реализовано в соответствии с каталогом условий подключения. Это набор из 409 технических и практических стандартов и показателей эффективности, которые позволят Литве, Латвии и Эстонии работать на единой частоте с сетями электроснабжения материковой Европы. На первом этапе программы, который продлится до 2021 года, внутренние сети электропередачи стран Балтии будут обновлены и усилены. Стоимость этих работ оценивается в 432,5 млн евро, 75% финансирования выделяет Евросоюз. На втором этапе планируется увеличить пропускную способность электросмычки между Литвой и Польшей LitPol Link, а на третьем – завершить к 2025 году строительство морской электросмычки Harmony Link между Литвой и Польшей.

БРЭЛЛ РВЁТСЯ, ЭКСПОРТ ОСТАЁТСЯ

Несмотря на активную подготовку к разрыву БРЭЛЛ, на обеих сторонах ведётся работа по сохранению экспорта электроэнергии в Прибалтику и после 2025 года, хотя отдельные участники рынка в Прибалтике противятся этому процессу. Сейчас основным покупателем российской энергии является Литва: в 2018 году экспорт вырос на 41%, превысив 4,4 млрд кВт·ч. Драйвером продаж стали цены на бирже Nord Pool и реализация эффективных технических решений по заполнению объёма сечений, пояснили в «Интер РАО» – основном операторе экспорта-импорта российской электроэнергии. Техническая возможность для организации перетоков в Латвию и Эстонию есть: ЛЭП имеются, транзитные перетоки осуществляются, вопрос упирается в отсутствие инфраструктуры, в частности, точек



СПРАВКА

Калининградская область – самый западный российский анклав, не имеющий прямых границ с «материковой» частью страны. Географические особенности накладывают отпечаток и на энергосистемы области, которая связана с Единой энергосистемой (ЕЭС) России через ЛЭП на территории других государств. Регион входит в энергокольцо БРЭЛЛ (Белоруссия, Россия, Эстония, Латвия, Литва), которое с 2001 года работает в синхронизированном режиме, что позволяет осуществлять перетоки и формировать аварийный резерв мощностей. В 2009 году восемь стран – членов ЕС, в том числе прибалтийские государства, подписали План объединения балтийского энергетического рынка. До 2025 года страны Балтии планируют окончательно выйти из энергокольца и перейти на синхронную работу с европейскими энергосистемами.

учёта. Сохранение экспорта российской энергии после 2025 года в Прибалтику стало одной из тем переговоров Александра Новака и Мароша Шефчовича в июне.

«Мы договорились о том, что изучим вопрос дальнейших коммерческих взаимоотношений. Россия заинтересована в том, чтобы даже при выходе из синхронной работы продолжать экспорт-импорт электроэнергии, поставки электроэнергии из России в прибалтийские страны, для этого есть и технические возможности. Эта работа будет продолжена. И мы договорились такие консультации провести в этом году при очередной встрече», – сказал г-н Новак по итогам встречи в Москве. На конструктивный диалог рассчитывают и в «Интер РАО».

«Прибалтика перенесла испытания по отдельной работе, которые планировали в этом году, поэтому мы не уверены в готовности стран Балтии выйти из БРЭЛЛ в 2025 году. Даже если отсоединение в 2025 году будет, это не означает, я надеюсь, что будут отключены все ЛЭП! Есть способы сохранения связи и с несинхронными энергосистемами, это вопрос технически и экономически решаемый. Пока до 2025 года далеко, и мы его не обостряем. Поэтому обращаю внимание, что выход из кольца БРЭЛЛ не означает, что у нас не сохранятся коммерческие поставки», – заявила в интервью РИА «Новости» член правления – врио руководителя блока трейдинга «Интер РАО» Александра ПАНИНА.

Интерес к сохранению поставок энергии из России проявляют и прибалтийские участники рынка. В конце января по инициативе литовской компании LITGRID прошло внеочередное заседание Комитета энергосистем БРЭЛЛ. По итогам этого заседания «Системный оператор» сообщил, что участники договорились рассмотреть предложения операторов передающих сетей Балтии о возможных вариантах совместной работы энергосистем Эстонии, Латвии, Литвы и Калининградской энергосистемы для обеспечения надёжности после разрыва БРЭЛЛ. Обсуждаются самые различные варианты – от консервации до организации поставок постоянного тока, пояснили в «Системном операторе».

Одновременно «Интер РАО», добившееся в прошлом году существенного роста экспорта в Литву, предпринимает усилия для дальнейшего наращивания оборота уже в ближайшей перспективе. Компания просит открыть для торговли электроэнергией ЛЭП между Россией и Латвией, а также Эстонией. С коммерческой точки зрения открытие линий, фактически заблокированных сейчас национальными регуляторами, может оказаться выгодным для потребителей обеих стран. Пока перетоки осуществляются по линиям Россия (Калининград) – Литва и Белоруссия – Литва, белорусская сторона берёт плату за транзит по этим ЛЭП. Открытие линий Россия – Латвия и Россия – Эстония положительно скажется на ценах, отмечают в «Интер РАО». «Вопрос политический: для Эстонии и Латвии при открытии границ встаёт выбор между своими электростанциями и импортом. Но в условиях конкурентного рынка выбор должен в первую очередь диктоваться экономическими законами», – полагает г-жа Панина.

«Прогнозы КОММод рассчитывались исходя из самого неблагоприятного с точки зрения цен сценария»

Ключевые решения в рамках программы модернизации ТЭС принимались при непосредственном участии ключевого регулятора энергорынка – Ассоциации «НП «Совет рынка». Об ожиданиях и результатах отбора, перспективах корректировки параметров программы, о дальнейшей поддержке ВИЭ и ситуации с долгами за электричество на Северном Кавказе мы поговорили с председателем правления «Совета рынка» Максимом БЫСТРОВЫМ.

Только что завершился стартовый отбор на модернизацию. Какие моменты вы бы выделили, характеризуя его итоги?

В конкурсной части наблюдалась серьёзная конкуренция: объём ценовых заявок более чем в 2,5 раза превысил объём спроса. Благодаря конкуренции были достигнуты три цели. Первое. Отобралось действительно востребованное геноборудование: средний КИУМ (коэффициент использования установленной мощности. – *Прим. ред.*) составил около 59%,

тогда как средний КИУМ тепловых электростанций по стране – 43%. Второе. Капитальные затраты оказались значительно ниже относительно предусмотренного предельного уровня. Поставщики ограничили набор заявляемых мероприятий так, что максимальные капзатраты составляли в среднем лишь 25% стоимости максимального набора мероприятий по максимальной цене. Третье. Стоимостная нагрузка на потребителей не чрезмерна: средняя «премия» к цене КОМ – 60%, в то время как для среднего объекта ДПМ такая премия составляла 300–400%, а результат – модернизация старой генерации и обязательства энергетиков поставлять мощность в течение 16 лет.

О каких изменениях в правилах и условиях может идти речь к следующему отбору на 2025 год, который намечен на сентябрь?

Порядок отбора определён постановлением, любые изменения модели потребуют соответствующих корректировок Правил ОРЭМ. Процедуры отбора на 2025 год стартуют уже в конце июля, а однозначное понимание относительно необходимых изменений – отсутствует. Скорее всего, успеть внести какие-либо корректировки уже просто не получится. В перспективе представляется возможным обсуждение вопроса об укрупнении минимального набора мероприятий, заявляемых на модернизацию. Например, в качестве

обязательных можно предусмотреть комплексную замену основного энергетического оборудования станций, а не его частей.

Как вы оцениваете критику итогов отбора со стороны потребителей и отдельных генераторов, в частности ТГК-2?

Претензии были неизбежны, так как конкурсный отбор предполагает наличие проигравшей стороны. Критика результатов отбора проектов, по сути, разнопланова. С одной стороны, это недостаточная глубина модернизации и малый объём предусмотренных проектами работ; мало отобранных ТЭЦ и проектов с существенным повышением эффективности – строительство ПГУ. С другой – это претензии к отбору дорогих проектов. Всё это говорит о том, что в целом механизм сбалансирован и охватывает широкий спектр целей. Но, безусловно, процедура может быть усовершенствована, в том числе учитывая поступающие замечания и предложения.

Вложения в проекты, отобранные на КОММод и в рамках квоты правкомиссии, сопоставимы, но объём обновляемой мощности отличается практически в пять раз: 8,61 ГВт против 1,78 ГВт. Как вы относитесь к предложениям потребителей, направленным в правительство, о проведении аудита CAPEX-проектов, отобранных по квоте правкомиссии, и о введении «ценового потолка» для таких проектов?

Действительно, отобранные правкомиссией проекты дорогие. Но в отличие от конкурсной процедуры квота правкомиссии ориентирована на решение иных задач. Первостепенное значение здесь имеет не дешевизна проекта, а его значимость для региона, энергетики и экономики в целом. Это те проекты, которые ввиду острой необходимости высоких капвложений находятся в заведомо проигрышном положении в рамках конкурсного отбора. Так, очень важными были критерии влияния на экологическую ситуацию, надёжность теплоснабжения, инновационность используемых технологий.

Учитывая, что «ценовой потолок» предусмотрен только при конкурсном отборе и не распространяется на квоту



правкомиссии, предложение о необходимости какой-либо верификации капитальных затрат для таких проектов на предмет их обоснованности, несомненно, имеет основания.

Суммарная стоимость проектов, отобранных на залповом конкурсе, составила 125,1 млрд рублей, хотя прогнозировалось, что в первую трёхлетку будет потрачено 374 млрд рублей из 1,7 трлн рублей, заложенных на программу. Есть ли у «Совета рынка» предварительная оценка возможной «экономии» в рамках программы модернизации?

Действительно, результаты отбора, в том числе с учётом проектов по квоте правкомиссии, показали значительное снижение нагрузки на потребителей относительно уровня, учтённого в предварительных прогнозах. Но нужно отметить, что прогнозы рассчитывались исходя из самого неблагоприятного с точки зрения цен сценария: учитывались проекты с максимально возможным значением капитальных затрат – наиболее полный набор мероприятий и их максимально допустимая стоимость. «Скидка на конкуренцию» при прогнозировании составляла менее 20%.

В то же время говорить об экономии и перераспределении средств преждевременно, поскольку реализация проектов модернизации – лишь один из целого ряда проектов в электроэнергетике, реализуемых в рамках поручения президента РФ.

Забайкалье настойчиво добивается включения в перечень регионов со спецстатусом, где вместо рыночных цен действуют тарифы и регулируемые договоры (РД). Как вы оцениваете идею потребителей вывести из-под действия РД крупные госкомпании (прежде всего РЖД) и бюджетозависимые организации?

В первую очередь, следует отметить, что ассоциация неоднократно высказывала свою последовательную позицию о нецелесообразности расширения перечня «территорий со 100% РД». Касаясь конкретно Забайкальского края, необходимо отметить, что по итогам 2018 года для потребителей региона (за исключением населения. – Прим. ред.) цена оптового рынка составила около 1,9 рубля за 1 кВт·ч. 13 копеек из этой цены приходится на оплату Читинской ТЭЦ-1, отнесённой к вынужденным генераторам по теплу. При этом средняя цена для потребителей второй ценовой зоны составила 1,68 рубля. Таким образом, по мнению ассоциации, некорректно говорить о значительном отличии цен оптового рынка для потребителей Забайкальского края от среднего уровня цен.

Обсуждаемые предложения по ограничению перечня потребителей, имеющих право на РД, потребуют внесения значительных изменений в нормативную базу отрасли, в том числе в ФЗ-35 «Об электроэнергетике». В первую очередь необходимо будет установить и обосновать критерии «исключаемых» потребителей. Также потребуются практически полностью пересмотреть действующую систему отношений на розничных рынках, внести изменения в порядок определения и применения предельных уровней нерегулируемых цен, порядок формирования баланса с выделением объёмов потребления по РД. Реализация подобных предложений потребует значительных временных и трудовых затрат. Кроме того, возможная конструкция оптового и розничных рынков, обеспечивающая подобную схему, будет крайне неустойчивой к каким-либо изменениям, связанным, например, с изменением субъектного состава или сменой потребителем бытовой компании.



ЕСЛИ ОСТАВИТЬ ЗА СКОБКАМИ ДОЛГИ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА, КАЛМЫКИЙ И ТЫВЫ, ТО СИТУАЦИЯ С РАСЧЁТАМИ НА ОРЭМ СТАБИЛЬНА И ДАЖЕ ДЕМОНСТРИРУЕТ ПОЛОЖИТЕЛЬНУЮ ДИНАМИКУ

ЭФФЕКТ ОТ ДПМ ВИЭ СКОРЕЕ ОТРИЦАТЕЛЬНЫЙ
НЛМК на ПМЭФ-2019 объявил о строительстве ТЭС на 300 МВт на попутном газе, которая позволит существенно повысить и без того значительную «энергосамообеспеченность» комбината. Как обстоит ситуация с развитием распределённой генерации?

В целом вопрос обостряется с каждым годом, учитывая постоянное растущее давление нерыночных механизмов на потребителей. С уходом части потребителей в розницу на собственную генерацию это давление будет усиливаться, ведь сейчас на ОРЭМ мы контрактруем мощность на шесть лет вперёд, а при сокращении объёмов её покупки на рынке совокупная стоимость не изменится, то есть для оставшихся потребителей цены будут расти.

И тут немаловажным фактором является гарантия надёжного электроснабжения переходящих в том числе на собственную генерацию. Ведь если они не уменьшают присоединённую мощность, то всегда могут рассчитывать на резерв генерации из ЕЭС в прежнем объёме, даже если довольно длительно её не потребляют и, соответственно, не оплачивают. То есть другие потребители, по сути, субсидируют надёжность энергоснабжения потребителей с собственной генерацией. Ситуация может несколько законсервироваться с введением оплаты сетевых резервов, так как немного изменится экономика собственной генерации. Это может дать время для решения вопроса с нерыночными механизмами дополнительной финнагрузки на потребителей и для снижения стимула ухода потребителей на собственную генерацию.

Только что был проведён фактически последний отбор в рамках ДПМ ВИЭ. Как вы можете охарактеризовать промежуточные итоги программы ДПМ ВИЭ?

Год к году конкурсы сложно сравнивать, на нынешнем отборе объёмы были совсем небольшие. Тем не менее заявки по ВЭС и СЭС ниже прошлогодних средневзвешенных. Будут ли снижаться в дальнейшем цены? Думаю, да, так как это общемировой тренд, и мы пока даже не приблизились к тем минимумам, которые фиксируются на мировых рынках.

Что касается промежуточных итогов программы, то можно уже с уверенностью говорить, что поставленные перед ней задачи из сферы промышленной политики выполнены – панели и ветроустановки у нас производятся. Но для энергетики тут эффект скорее отрицательный: кроме роста цен отрасль иных эффектов не получила.

Минэнерго предлагает продлить действующую программу поддержки зелёной энергетики до 2035 года, сохранив её основные параметры, но уменьшив затраты потребителей. В прошлом году обсуждался вариант перенаправления на программу после 2024 года «экономии потребителей» от снижения цен на РСВ – около 400 млрд рублей. Какой сценарий актуальный сейчас?

Про 400 млрд – ранее мы уже говорили, что требуются серьёзные уточнения в методику учёта ВИЭ-генерации при планировании режимов работы и развития ЕЭС. Соответственно, будут уточнены и методики оценки эффекта от ценопринимания ВИЭ генерации на ОРЭМ. Сейчас по совокупности сложившихся факторов сложно прогнозировать такую экономию для потребителей.

Что касается обсуждения поддержки за горизонтом 2024 года, то дискуссия не прекращалась. Мы и дальше продолжаем отстаивать позицию о необходимости встраивания ВИЭ в рыночные условия. Полагаем, что это нужно делать через отбор проектов по одноставочной цене и снижение предельных уровней цен на отборах до средневзвешенной цены ОРЭМ к 2035 году.

Но основная дискуссия сейчас разворачивается вокруг объёмов поддержки. Если мы хотим удержать рост цен в пределах инфляции, то нужно признать, что денег на пожелания всех инвесторов не хватает и нужно искать баланс между объёмами и стоимостью развития всех видов генерации. Когда можно ожидать решение о судьбе ДПМ ВИЭ-2 – вопрос сложный, учитывая немалое количество вопросов, на которые ещё предстоит найти ответы.

Дело РУСАЛа против «Юнипро», в рамках которого металлурги выиграли в первой инстанции два из трёх дел о разрыве ДПМ по Берёзовской ГРЭС. Согласно действующим нормам, разрыв ДПМ, алюминиевая компания должна быть лишена статуса субъекта оптового рынка. Это может произойти?

ДПМ относится к числу обязательных договоров. Федеральным законом «Об электроэнергетике» и Правилами оптового рынка предусмотрено, что все обязательные договоры должны быть заключены всеми участниками ОРЭМ соответствующих ценовых зон. До аварии на Берёзовской ГРЭС и после неё на оптовый рынок выходили, выходят и будут выходить новые покупатели и заключать все обязательные договоры. Заводы РУСАЛа как участники рынка ничем не отличаются от остальных покупателей, и поэтому, в случае вступления решения суда о расторжении ДПМ в силу, будет необходимо предложить им заключить обязательный договор. Дальнейшие действия и решения зависят от поведения самого РУСАЛа.

ПРИРОСТ ДОЛГОВ ПРОДОЛЖАЕТСЯ

Долги на ОРЭМ по итогам мая достигли 78,5 млрд руб., при этом на долю Северного Кавказа приходится уже 75% всех

неплатежей. Как в «Совете рынка» оценивают ситуацию с неплатежами на ОРЭМ? Какие точки кроме СКФО остаются «болезненными»?

Институт финансовых гарантий, заработавший на ОРЭМ ещё в 2013 году, принципиально переломил ситуацию с платёжной дисциплиной. Участники перестали задерживать платежи и кредитоваться на ОРЭМ; на рынке осталась только проблема системных неплательщиков. Прирост долгов формируется преимущественно гарантирующими поставщиками, находящимися под управлением «Россетей» (выполняет функции ГП в республиках Северного Кавказа, Калмыкии и Тыве. – *Прим. ред.*), работающих в регионах со спецстатусом (на РД. – *Прим. ред.*). Система фингарантий на оптовом рынке выстраивалась под обеспечение платежей по крупным договорам с наибольшими объёмами поставки. Проблемные ГП, у которых в среднем около 80% объёма покупки приходится на РД, в системе фингарантий «попадают» на очень небольшие суммы, и в принципе, более половины проблемных ГП свои обязательства по предоставлению обеспечения платежей на РСВ и балансирующем рынке выполняют.

Самым проблемным регионом, на который приходится около 50% всех долгов ГП Северного Кавказа, остаётся Дагестан. И к сожалению, в этом регионе ситуация из года в год только ухудшается. Также «Совет рынка» и рыночное сообщество в целом не удовлетворены платёжной дисциплиной на оптовом рынке в Северной Осетии и Ингушетии. За пять месяцев 2019 года уровень расчётов этих трёх ГП составил 29,5; 62,8 и 69,9%, снизившись «год к году» на 22, 21 и 3% соответственно.

Если оставить за скобками долги Северного Кавказа, Калмыкии и Тывы, то ситуация с расчётами на ОРЭМ стабильна и даже демонстрирует положительную динамику с учётом завершения процедуры замены проблемных ГП в ряде регионов.

На ПМЭФ-2019 «Россети» подписали соглашения с республиками СКФО о модернизации сетей, снижении потерь и повышении платёжной дисциплины. Есть ли динамика в решении проблемы северо-кавказских долгов?

Динамику в вопросе северо-кавказских долгов, к сожалению, пока можно отметить только в переговорном процессе. В 2018 году к обсуждению вопросов повышения платёжной дисциплины и погашения накопленной задолженности подключились «Россети». До этого в основном диалог строился только с «МРСК Северного Кавказа». Вопрос обсуждается как на уровне правительства в контексте соблюдения критериев 534-го постановления Кабмина (их невыполнение влечёт досрочную либерализацию цен в регионах на РД. – *Прим. ред.*), так и в Набсовете «Совета рынка», решением которого создана рабочая группа по обсуждению вопроса реструктуризации задолженности ГП Северного Кавказа.

«Россети» и «МРСК Северного Кавказа» в рамках данной группы предложили генераторам реструктуризировать долги при условии роста платёжной дисциплины в 2019–2020 годах с выходом на 100%-ный уровень оплаты текущих платежей с 1 июля будущего года. Учитывая текущее существенное снижение платёжной дисциплины, достижение заявленных показателей представляется маловероятным. Изменения в менеджменте «Россетей» и «МРСК Северного Кавказа», принимая во внимание их определённые успехи в работе с регионами, на наш взгляд, говорят о желании заниматься данной проблемой. Но о результатах этой работы можно будет говорить не ранее 2020 года ■



24 | Единый рынок поставили на паузу



 Юрий ЮДИН

Создание общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (ЕАЭС), которое должно было произойти к 1 июля, откладывается и может быть синхронизировано с формированием единого рынка газа, намеченным на 2025 год. Пока «единая энергосфера» не слишком интересна для потенциальных участников: в странах действуют собственные системы регулирования, рынки Белоруссии и Казахстана фактически закрыты – в ближайшие годы эти страны будут иметь профицит собственной генерации, а убытки российских энергетиков от формирования энергорынка ЕАЭС могут достигать десятков и даже сотен миллиардов рублей в год.

БОЛЬШЕ РИСКОВ, ЧЕМ ПЕРСПЕКТИВ

Действующий союзный договор ЕАЭС предполагал создание единого электроэнергетического рынка на территории стран-участниц уже с 1 июля 2019 года. Приближение даты вызывало напряжение в российском энергосообществе: отдельные участники рынка уже зимой начали осторожно высказывать мысль, что единый энергорынок ЕАЭС несёт российским генераторам больше рисков, чем перспектив. В мае опасения подтвердило Минэнерго: после начала работы общего рынка ЕАЭС доходы российских генкомпаний могут снизиться – максимально на 135,5 млрд рублей в год, указывалось в опубликованных материалах министерства. Сокращение может быть обусловлено снижением цен на рынке «на сутки вперёд» (РСВ): на 9,2% в первой ценовой зоне (Центр и Урал) и на 29,9% – во второй (Сибирь). Кроме того, из-за замещения части объёмов более дешёвыми импортными поставками Минэнерго прогнозировало суммарное снижение выработки в ЕЭС России в объёме до 26,5 млрд кВт·ч в год. Выпадающие доходы отечественных генкомпаний, вероятно, будут меньше «в силу того, что цена РСВ в значительной степени адаптируется к изменению балансовых условий

работы ЕЭС России за счёт изменения ценовых стратегий участников на длительном временном интервале», попытались успокоить сектор в Минэнерго, не приводя реальную оценку возможных потерь российских генкомпаний.

Впрочем, спустя несколько дней Минэнерго отредактировало собственные материалы: из документов исчезли расчёты последствий для отечественных генераторов и прогнозы снижения цен. В министерстве «Интерфаксу» пояснили, что при размещении материалов, касающихся формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, «была допущена техническая ошибка: в пояснительную записку были включены некорректные расчёты относительно доходов генкомпаний». Корректные данные так и не были обнародованы.

Минэнерго первоначально опубликовало корректные цифры – информация была аннулирована из-за большого резонанса в энергосообществе, даёт понять наш источник в одном из регуляторов. У министерства возникла дилемма: с одной стороны, российские потребители могут получить определённые скидки, покупая электричество у поставщиков из ЕАЭС, с другой – в перспективе это создаёт риски для надёжности и безопасности функцио-

нирования ЕЭС, за которую Минэнерго отвечает в первую очередь, добавляет он. Кроме того, цена на энергию в России формируется на рынке, но государство осознанно обременяет потребителей дополнительными «нерыночными» надбавками. Если стоимость энергии очистить от них, она окажется вполне конкурентоспособной. Иной вариант – вменить заграничным поставщикам необходимость оплачивать «обвесы российского энергорынка» при импорте энергии в Россию, но это увеличит конечную цену, и «они на это, конечно, никогда не пойдут», резюмирует собеседник «ЭБГ».

Вероятность убытков в случае оперативного запуска единого рынка ранее подтверждали и сами генераторы. «Из-за неравенства правил регулирования Россия выступает балансирующей системой (отвечающей за частоту) – именно российская генерация понесёт наиболее существенные потери. Она будет привлечена к резервированию перетоков между иными участниками ЕАЭС. В результате российский рынок становится самым незащищённым», – отмечали в «Интер РАО».

Если Казахстан может продавать ресурс в Белоруссии по свободным ценам, то российский рынок предполагает обязательства «на одной границе разгрузить генерацию, а на другой границе загрузить аналогичную мощность», приводили пример в «Интер РАО». В этих условиях зарубежные структуры получают эффект от сделки, а на российском рынке «сформируются дополнительные затраты в связи с загрузкой менее эффективной генерации, которая ранее (при торговле на национальном рынке) не была отобрана». Генератор также выделял риск снижения КИУМ и эффективности использования топлива, при этом сокращение потребления может составить до 5 млрд куб. м газа и 3 млн тонн угля.

СНАЧАЛА ОБЩИЙ РЫНОК ГАЗА?

Общий рынок предполагает создание двух площадок – биржевой торговли и внебиржевых двусторонних договоров, которые станут надстройками над национальными рынками, поясняет член правления – вице-руководителя блока трейдинга «Интер РАО» Александра ПАНИНА. Было бы проще, если бы страны пришли к одинаковым правилам и единому рынку, но пока каждая настойчиво сохраняет свою систему.

– Рынок электроэнергии в России устроен таким образом, что один лишний кВт·ч может снизить цену до нуля. В Белоруссии, Киргизии, Армении вообще нет рынка, там тарифное ценообразование. В Казахстане есть рынок, но отличный от российского, – отмечает г-жа Панина. – Много основных вопросов не согласовано: правила доступа на рынок, правила взаимной торговли, правила информационного обмена. Например, мы не можем продавать электроэнергию в Казахстан – у них запрет на импорт: поставки возможны только при дефиците энергии в Казахстане, а страна является энергоизбыточной.

В начале июня власти Казахстана подтвердили, что прогнозируют профицит генмощностей в среднесрочной перспективе. В 2025 году потребление мощности в соседней стране составит 18 260 МВт, а объём прогнозируемого

избытка – 966 МВт, сообщил глава Минэнерго Казахстана Канат БОЗУМБАЕВ. Белоруссия может столкнуться с избытком мощностей после ввода Белорусской АЭС, от энергии которой заранее отказались власти прибалтийских стран.

На пути единого энергорынка стоит и другая серьёзная проблема – необходимость создания общей системы антимонопольного регулирования. Нужно не только определить механизм формирования цен, но и уполномочить кого-то их проверять. Пока в этом процессе больше вопросов, чем ответов, отмечает Александра Панина, но добавляет, что «работа над их решением хотя и не быстро, но ведётся».

На этом фоне в рамках взятых на себя обязательств государства – члены ЕАЭС должны были заключить международный договор о формировании общего



МЫ НЕ МОЖЕМ ПРОДАВАТЬ ЭЛЕКТРО-ЭНЕРГИЮ В КАЗАХСТАН – ПОСТАВКИ ВОЗМОЖНЫ ТОЛЬКО ПРИ ДЕФИЦИТЕ ЭНЕРГИИ, А СТРАНА ЯВЛЯЕТСЯ ЭНЕРГОИЗБЫТОЧНОЙ



Александра ПАНИНА,
член правления –
вице-руководителя
блока трейдинга
«Интер РАО»

энергорынка и обеспечить его вступление в силу не позднее 1 июля 2019 года. В конце апреля в недрах ЕАЭС была достигнута договорённость по пункту, который в самой организации охарактеризовали как «последнее разногласие». Официально речь шла о сохранении тарифной защиты госмонополий, де-факто – о тех же финансовых перекосах: свободные поставки энергии из стран с более низкими ценами угрожают российским госмонополиям с регулируемыми тарифами потерей долей рынка, а необходимость исполнения транзитных поставок в обратном направлении – утратой рентабельности.

В итоге решение всех спорных вопросов фактически было отложено на потом. Вместо международного договора главы государств ЕАЭС подписали протокол о внесении изменений в союзный договор 2014 года, а схема выхода компаний на общий рынок стала двухэтапной: вначале энергокомпаниям придётся получать одобрение национальных регуляторов, и только после подписания соглашения об общем рынке газа и проведения тарифной и организационной балансировки рынка в новых условиях это требование будет снято.

– Сейчас мы ориентируемся на единый рынок газа, запуск которого запланирован на 2025 год. Если единый рынок газа запустится, мы готовы стартовать. А если нет, то нет, – говорит собеседник «ЭБГ» в одном из регуляторов.

При этом и в Минэнерго, и в «Совете рынка» поясняли: вступление в силу протокола не означает запуска единого энергорынка с 1 июля, для этого потребуются ещё принять большой массив документов: правила взаимной торговли, доступ к межгосударственной передаче электрической энергии, определение и распределение пропускной способности межгосударственных сечений и др. ■

Агрегаторы научат экономить



➤ Анна ГРЕВЦОВА

В июле в России стартуют пилотные проекты, позволяющие мелким и средним потребителям сократить расходы на электроэнергию за счёт управления своей нагрузкой с помощью компаний-агрегаторов. В «Системном операторе» (СО ЕЭС) считают, что в будущем управление спросом позволит сократить издержки на содержание генерации и электросетей в ЕЭС в целом. Потенциал управления спросом в ЕЭС оценивается до 4–6 ГВт.

Агрегаторы – специализированные компании, помогающие потребителям розничного рынка зарабатывать на ценозависимом снижении потребления (Demand Response, DR). Этот механизм работает в России с 2017 года для крупных потребителей опта. Пока в перечень игроков рынка ценозависимого потребления входят четыре структуры РУСАЛа. По итогам отбора на 2019 год максимальный объём снижения потребления мощности может составить 54 МВт в Сибири. В европейской части страны и на Урале он равен нулю.

РАСТУЩИЙ ПОТЕНЦИАЛ ЭКОНОМИИ

DR начал применяться в США в 1970-е годы. Смысл механизма – в стимулировании потребителей к снижению нагрузки в пиковые периоды спроса и цен, в смещении потребления на внепиковые периоды. Начиная с 2010 года DR активно растёт и в некоторых странах уже конкурирует с производством электроэнергии.

67–105 млрд рублей в год может составить сводный экономический эффект от управления спросом в России

Объём мощности DR в мире в 2016 году составил 39 ГВт, из них 28 ГВт – в Северной Америке: 21 ГВт за счёт программ DR для коммерческих и промышленных потребителей и 7 ГВт – за счёт бытовых потребителей. В 2016 году прогнозировалось, что мировой объём рынка DR к 2025 году вырастет до 144 ГВт. Компания SEDC в 2017 году оценивала текущий объём DR в Европе в 20 ГВт (при потенциале в 100 ГВт) с перспективой роста до 160 ГВт к 2030 году. Крупнейшие компании – операторы DR в мире управляют мощностью в пределах 1,5–2,7 ГВт. Самый крупный агрегатор – недавно вошедшая в Enel Group итальянская EnerNOC, управляющая 4,5 ГВт ценозависимого потребления.

По оценкам Vygon Consulting, в 2018 году в США объёмы DR составляли 13,9 ГВт, в Южной Корее – 3,2 ГВт, в России – 0,1 ГВт. Как отмечается в презентации компании, в Южной Корее расчётная скидка модельного потребителя, готового добровольно снизить пиковую мощность на 10% максимум на 4 часа в сутки, составляет 1%. В Онтарио при тех же исходных скидка составляет 1,8%. В США максимальная длительность составляет 10 часов, а скидка – 1,2%.

Начальник департамента рынка системных услуг СО ЕЭС Максим КУЛЕШОВ оценивал общий объём управления спросом на российском рынке в перспективе ближайших 5–7 лет в 2–2,5 ГВт. По его словам, агрегаторы предоставят потребителям «розницы» возможность влиять на работу оптового рынка, снижая пиковые цены на электроэнергию, а в долгосрочной перспективе эта модель призвана сокращать издержки на содержание генерации и сетевой инфраструктуры в ЕЭС.

Проведённые СО ЕЭС модельные расчёты показали, что цена электроэнергии на оптовом рынке в результате применения DR может значительно снижаться. Так, взяв ценовую ситуацию конкретного дня – 8 октября 2012 года, в компании выяснили, что если бы в это время на рынке была возможность снизить потребление всего на 300 МВт (0,3% от общего потребления мощности), то цена на опте в пиковые часы снизилась бы на 62 рубля – то есть на 4,3%.

Соруководитель рабочей группы EnergyNet, директор «Т-Система» Олег ГРИНЬКО рассказал РИА «Новости», что с помощью стартующих пилотов потребители в 2019 году могут заработать до 300 млн рублей, а в 2020 году, когда к пилотам присоединится больше участников, объём средств может вырасти до 2 млрд рублей. Он не исключает, что сроки проведения пилотов могут быть продлены.

– По предварительным оценкам, реально достижимый и экономически оправданный потенциал управления



спросом для ЕЭС может составить 4–6 ГВт, а сводный экономический эффект от управления спросом в России в перспективе может составить 67–105 млрд рублей в год. Этот общесистемный эффект, формирующийся за счёт снижения цен на электроэнергию, оптимизации загрузки генерации, повышения эффективности использования сетевых мощностей, оптимизации планов долгосрочного развития генерации и сетей,

МЕЖДУ ТЕМ

27 июня «Системный оператор ЕЭС» обнародовал результаты пилотного отбора: в проекте, который продлится с 1 июля по 20 сентября, примет участие 20 компаний. В первой ЦЗ (Центр и Урал) количество заявок значительно превысило квоту: 56 МВт к 39 МВт. В Сибири (вторая ЦЗ) из 11 МВт квоты было выбрано лишь 8,5 МВт. В числе отобранных: «Фортум», Концерн «Росэнергоатом», «Русэнергосбыт», «Газпром энергосбыт», «Атомэнергосбыт», четыре структуры «Интер РАО» и три – «Россетей», а также «Атомэнергопромсбыт», «Энергосбытхолдинг», «Новосибирскэнергосбыт», ЕЭНС, «ЕЭС гарант», Энергосбытовая компания «Волга», «Металлэнергофинанс» и «Марэм+».



ФЁДОР ОПАДЧИЙ,
ЗАМПРЕД ПРАВЛЕНИЯ
«СИСТЕМОГО ОПЕРАТОРА»

будет формироваться и нарастать постепенно и кумулятивно, – поделился оптимизмом с РИА «Новости» г-н Гринько. По его словам, оплату услуг агрегаторов на время действия пилотных проектов предполагается производить по средневзвешенной нерегулируемой цене на мощность для потребителей на оптовом рынке. Это позволяет получить около 85 тыс. рублей в год за предоставление услуги по снижению нагрузки на 10 кВт, что, по мнению г-на Гринько, заинтересует многих розничных покупателей, потому что это означает для них снижение платы за электроэнергию на 15–20%.

КАК ЭТО БУДЕТ РАБОТАТЬ В РОССИИ

Внедряемая в России конструкция DR предполагает, что агрегатор заключает с розничными потребителями договоры оказания услуг по изменению нагрузки, фиксирующие объёмы и периодичность разгрузки. Агрегатор становится связующим звеном между регулятором и потребителем: получает от СО ЕЭС график нагрузки и диспетчерские команды на снижение потребления, распределяет необходимый объём разгрузки между участниками пула и координирует их. Затем собирает оплату за фактически осуществлённый объём снижения и отдаёт часть полученных денег потребителю, снижав-

шему свою нагрузку. При этом для прочих потребителей формируется экономия за счёт снижения пиковых цен на оптовом рынке.

Постановление правительства, датированное в марте 2019 года старт пилотному проекту управления спросом на рознице, определяет, что проекты для участия в пилоте будут выбираться в конкурентном отборе. Войти в число агрегаторов смогут сбытовые компании, в том числе гарантирующие поставщики, а также независимые компании. Реализация пилотных проектов на розничном рынке запланирована на 2019–2020 годы. На это время СО ЕЭС станет «единым окном» для связи агрегаторов с инфраструктурой опта: он будет проводить исполнение проектов, заключать договоры, контролировать исполнение обязательств и оплачивать оказание услуг по управлению спросом. При реализации пилотов объём участия розничных потребителей ограничен 50 МВт на 2019 год и 0,5% от спроса на мощность в ценовой зоне на 2020 год. Срок действия договоров не превысит шести месяцев.

На время реализации пилотного проекта работа агрегаторов будет встроена в рынок системных услуг: в перечень услуг по обеспечению системной надёжности включается новый вид – услуги по управлению спросом на электроэнергию. Объём финансирования для стартового этапа программы определила ФАС.

«ОБКАТКА» СИСТЕМЫ УЖЕ НАЧАТА

В феврале – марте СО ЕЭС и «Энергосбытхолдинг» провели эксперимент по распределению нагрузки потребителей, где сбыт выступил в роли агрегатора. В эксперименте участвовало шесть потребителей: предприятие автопрома, комплекс офисных зданий и четыре предприятия пищевой индустрии. В рамках эксперимента все эти потребители должны были снизить нагрузку. Одно из участвующих в эксперименте производств заранее уведомило агрегатора о неготовности к разгрузке, другое не обеспечило снижение потребления из-за возникших технологических ограничений, ещё один участник осуществил разгрузку в объёме меньше заявленного. Остальные с поставленной задачей справились.

Для определения объёмов разгрузки производств сравнивалось их фактическое потребление с графиком базовой нагрузки. СО ЕЭС и агрегатор ежедневно независимо друг от друга формировали график на основе данных систем коммерческого учёта.

– Относительно продолжительный эксперимент по управлению спросом розничных потребителей продемонстрировал неизбежность возникновения ситуаций, когда отдельные потребители окажутся не готовы обеспечить снижение потребления в заявленном объёме, – отмечает зампред правления «Системного оператора» Фёдор ОПАДЧИЙ. – Важным выводом эксперимента стала применимость наиболее распространённых методов оценки снижения потребления для большинства готовых к участию в управлении спросом потребителей. Это обеспечит возможность допуска потребителей к участию в отборах для пилотного проекта без существенных ограничений. ■

28 | Работа на будущее

✈ Михаил ПОЛИЕВ

В конце мая в Москве были объявлены лауреаты Международной энергетической премии «Глобальная энергия», которая присуждается одноимённой ассоциацией. Победителями стали профессор Фреде БЛОБЬЕРГ из Дании и доктор Халил АМИН из США.



СПРАВКА
Международная энергетическая премия «Глобальная энергия» вручается с 2003 года за выдающиеся научные исследования, научно-технические разработки в области энергетики. Один из главных аспектов – эти инновации должны влиять на повышение экологической безопасности и эффективности источников энергии, на жизнь всех людей на Земле и увеличивать уровень и качество жизни.

обязанности президента Ассоциации Александр ИГНАТОВ. – На сегодняшний момент, по данным Международной обсерватории по академическому ранжированию и превосходству (IREG), премия «Глобальная энергия» входит в топ-99 самых главных мировых научных премий и является единственной

39 человек из 12 стран стали номинантами на премию «Глобальная энергия» в 2019 году

Премия «Глобальная энергия» вручается с 2003 года и за время своего существования успела стать известной в мировом научном сообществе, а сама ассоциация, как выразился один из её руководителей, – координирующей

площадкой, которая объединяет управленцев, учёных, политиков в формировании энергии будущего. Чистой, надёжной и безопасной энергии, которая будет доступна каждому жителю Земли.

– Наша ассоциация способствует развитию международных энергетических проектов через научное сотрудничество. И в этом нам во многом помогает то признание, которое премия «Глобальная энергия» уже получила, став известным брендом в области научных наград, – отметил исполняющий

наградой из России в этом списке. Кроме того, она включена в официальный список Международного конгресса выдающихся наград (ICDA), в категории меганаград, за её благородные цели, образцовую практику и общий призовой фонд.

В этом году экспертный совет из 20 членов, представляющих 14 стран, выбирали по одному победителю в трёх номинациях: «Традиционная энергетика», «Нетрадиционная энергетика», «Новые способы применения энергии». В каждой категории – по пять претендентов, вошедших в шорт-лист. В «Традиционной энергетике» жюри так и не пришло к единому мнению, посчитав, что каждый из участников достоин победы. Таким образом, победителей всего двое, что, впрочем, не противоречит регламенту премии.

О ПОБЕДИТЕЛЯХ

В «Нетрадиционной энергетике» приз получил датчанин **Фреде БЛОБЬЕРГ** «за выдающийся технический вклад в развитие технологий силовой электроники с целью повсеместного роста использования возобновляемой энергии». Профессор Блобьерг – эксперт в области силовой электроники, в числе его изобретений технологии приводов с регулируемой скоростью вращения ротора, которые применяются в ветряных турбинах. Кроме того, учёный внедряет новые методы, которые позволяют увеличить надёжность установок возобновляемых источников питания. Отметим, что Блобьерг – самый цитируемый автор среди учёных всех инженерных дисциплин.

Вторым победителем – в номинации «Новые способы применения энергии» – стал профессор из США **Халил АМИН**. Главная заслуга американца – в изобретении катода NMC, который используется как в бытовой технике, так и, например, в электромобилях компаний BMW, Toyota, Ford и многих других. Из последних разработок учёного стоит выделить супероксидную систему аккумуляторов. Такие батареи дают в пять раз больше энергии по сравнению с литийионными и позволяют снизить затраты на расширение электрификации различного транспорта.

ДОСТОЙНЫ ВСЕ

В самой популярной номинации, а для участия в «Традиционной энергетике» заявили 16 учёных, выбор так и не был сделан. И это неудивительно, ведь каждый из пяти номинантов, вошедших в шорт-лист, внёс большой вклад в развитие науки. Заслуги, за которые претенденты могли получить награду, были самые разные. Так, например, профессор Сергей МИРОНОВ номинировался «за исключительный вклад в развитие технологий термоядерного синтеза как устойчивого источника энергии будущего», а китайский профессор Чжунминь ЛЮ – «за исследование, коммерциализацию и разработку технологий получения олефинов и этанола из метанола для эффективной конверсии угля». Академик РАН Игорь ГРЕХОВ попал в шорт-лист «за выдающийся вклад в силовую полупроводниковую электронику



Фреде Блобьерг



Халил Амин

и за изобретение новых принципов быстродействующей коммутации большой мощности с полупроводниковыми приборами». Грехов – лауреат многочисленных наград и премий, в том числе государственных премий СССР и РФ. Он, автор свыше 500 научных работ и более 150 изобретений и патентов, ещё во времена СССР был одним из членов научного коллектива, который создал силовое полупроводниковое приборостроение. Это помогло намного улучшить технический уровень всех энергопотребляющих отраслей промышленности, а сам Грехов получил Ленинскую премию. В последнее время участвовал в разработке силовой электроники на основе карбида кремния, что приведёт к крупным изменениям в силовой преобразовательной и импульсной энергетике.

Доктор Дмитрий ЗВЕРЕВ номинировался «за выдающийся вклад в создание и разработку реакторных установок малой мощности для ледокольного флота и энергоснабжения Арктического региона». Всю свою трудовую деятельность Зверев провёл в ОКБМ им. Африкантова. Как специалист начал работать над усовершенствованием ядерных паропроизводящих установок на атомных подводных лодках и кораблях военно-морского флота. С 2008 года Дмитрий Зверев – директор – генеральный конструктор в ОКБМ. Под его руководством и при личном участии бюро разрабатывает реакторные установки для плавучих энергоблоков, атомных электростанций, а также военных и гражданских кораблей.

Достоин премии был бы и академик РАН Виктор МАСЛОВ, который претендовал на победу «за фундаментальный вклад в основы сверхкритического режима в термодинамике и обеспечение безопасности атомных станций в чрезвычайных ситуациях путём теоретической разработки технологических мер по ликвидации и предотвращению аварий». Маслов – крупная фигура в научных кругах не только России, но и мира. Он известен как специалист в области математической физики, функционального анализа и механики. Среди многочисленных научных изысканий Маслов занимался проблемами жидкости и газа, проводил фундаментальные исследования по проблемам магнитной



- **56% номинантов из Европы, 26% – из Северной Америки, 18% – из Азии**

динамики. Кроме этого, он был руководителем группы экспертов-математиков, которые участвовали в проекте захоронения аварийного блока Чернобыльской АЭС. Позже идеи и эксперименты, которые проводились под руководством Маслова, легли в основу последующих математических исследований, а Маслову принесли репутацию специалиста в области моделирования аварий. ■

30 | Теперь за энергие

1

Первой в мире отметку в 100 ГВт в этом типе генерации преодолела КНР. Суммарную установленную мощность солнечных электростанций в 100 ГВт Китай превысил ещё по итогам 1-го полугодия 2017 года. Она достигла тогда 101,82 ГВт. Эта цифра включала в себя 84,39 ГВт электростанций промышленного масштаба и 14,73 ГВт распределённой солнечной генерации.

2

До 2020 года Китай намерен инвестировать в развитие возобновляемых источников энергии \$360 млрд.

3

Сегодня Китай взялся за решение ещё более масштабной задачи – строительство фотовольтаической электростанции на геостационарной орбите. По мнению специалистов американского Национального космического общества (National Space Society – NSS), космическая солнечная энергия – крупнейший из доступных человечеству источников энергии, способный с лихвой восполнить все потребности нашей цивилизации.

4

Строительство орбитальной СЭС входит в число приоритетов космической программы КНР. Отметим, что в последние годы космическая программа КНР совершила несколько мощных прорывов. Среди них, например, первая в мировой истории посадка беспилотной станции на обратной стороне Луны и первый в истории страны пилотируемый космический полёт. Известно, что в космической программе Китая есть планы отправить в ближайшем будущем спускаемый аппарат на Марс.

5

Исследователи Чунцинского университета, Китайской академии космических технологий и Сианского университета приступают к проектированию испытательного комплекса, который будет использоваться для проверки теоретической жизнеспособности космической солнечной электростанции. Планируется запустить от четырёх до шести блоков с шарами с тестовой площадки и соединить их между собой в единую систему на высоте около 1 км. Установка будет собирать солнечную энергию, конвертировать её в микроволны и отправлять на Землю. Принимающая станция на Земле должна будет преобразовывать микроволны в электричество для последующей передачи в сеть.

6

Строительство испытательного комплекса общей площадью 13,3 га займёт около двух лет и обойдётся правительству в \$15 млн. Учёные ставят себе цель построить такой «приёмник» на высоте 36 тыс. км над земной поверхностью в 2040-е годы.

И – В КОСМОС?

Десять фактов о перспективах дальнейшего развития солнечной энергетики.

10

Только в 2018 году учёные из Калифорнийского технологического института заявили о создании прототипа устройства, способного улавливать и передавать солнечную энергию прямо из космоса. Речь идёт о небольшой и сравнительно лёгкой (1,5 кг/кв. м) плитке (tile), состоящей из трёх основных компонентов. Оптические отражатели концентрируют солнечный свет, фотовольтаические ячейки преобразуют его в электричество, а интегрированный преобразователь конвертирует ток в радиочастотную энергию, передающуюся с помощью антенны. Множество таких плиток, скреплённых вместе и запущенных на орбиту, в теории могут сформировать внушительную электростанцию. Учёным удалось зажечь от такой плитки светодиод, расположенный всего в полуметре от неё.

9

Япония продвинулась в беспроводной передаче энергии. Одно из предприятий в Японии осуществило передачу электричества на дальнее расстояние без использования проводов. В настоящее время специалисты проводят тестирование установки для получения энергии в городе Кобе. Учёным удалось успешно передать электроэнергию на дальность более 500 метров при помощи луча в микроволновом диапазоне. Получающая сигнал установка представляет собой комплект LED-ламп, общая мощность которых достигает 10 кВт. Это может стать первоначальным шагом на пути к получению электрической энергии из космического пространства посредством преобразования солнечной энергии.

8

Масштабные задачи, которые предстоит решить учёным при создании солнечной электрической станции:

- осуществить сбор солнечной энергии в открытом космосе с фотовольтаических (фотогальванических) панелей;
- обеспечить передачу энергии на Землю посредством микроволн или лазера;
- организовать улавливание этой энергии на Земле с помощью ректенны – антенны, преобразующей электромагнитную энергию в электричество;
- найти относительно недорогое и необычайно мощное транспортное средство, способное доставить СЭС на орбиту;
- произвести масштабную операцию по развёртыванию станции в космосе.

7

Размеры такой орбитальной СЭС, по оценкам экспертов, составят по меньшей мере 2 кв. км, а мощность – 1 ГВт. СЭС в космосе придётся собирать буквально кусок за куском с помощью многочисленных запусков. Подсчитано, что использовать при этом труд космонавтов крайне дорого и опасно, поэтому сборку придётся осуществлять автономными роботизированными системами.

К ИСТОРИИ ВОПРОСА

Одним из первых концепцию орбитальной СЭС выдвинул фантаст Айзек Азимов в своём рассказе 1941 года «Логика» (Reason). С научной точки зрения идею использования больших спутниковых систем для сбора и преобразования энергии Солнца в электромагнитный пучок СВЧ с последующей передачей на Землю свыше 50 лет назад впервые обосновал чешско-американский учёный и инженер Питер Глейзер (Peter Glaser) в 1968 году. С 1976 по 1980 год НАСА провело одно из самых дорогостоящих исследований в этой области. Программа Satellite Power System Concept Development and Evaluation Program обошлась американскому бюджету в \$50 млн.



2 ИЮЛЯ

ПИМАШКОВ Пётр Иванович (1948 г.), член Комитета ГД РФ по энергетике

3 ИЮЛЯ

ВЛАДИМИРОВ Альберт Ильич (1939 г.), президент Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина



ПАНАСЮК Сергей Яковлевич (1973 г.), генеральный директор АО «ТомскРТС»

5 ИЮЛЯ

ВЕЛИКОРОДНОВ Валерий Александрович (1963 г.), директор оренбургского филиала ПАО «Т Плюс»

6 ИЮЛЯ



ГУЦАН Александр Владимирович (1960 г.), полномочный представитель Президента Российской Федерации в Северо-Западном федеральном округе

РЯЗАНОВ Алексей Владимирович (1966 г.), начальник Республиканской службы по тарифам Республики Мордовия

7 ИЮЛЯ



КОБЫЛКИН Дмитрий Николаевич (1971 г.), министр природных ресурсов и экологии Российской Федерации

ОДЯКОВ Игорь Геннадьевич (1963 г.), директор ТЭЦ-10 ПАО «Иркутскэнерго»

ЧУБИК Пётр Савельевич (1954 г.), ректор Национального исследовательского Томского политехнического университета

8 ИЮЛЯ

ПЕТРОВ Олег Валентинович (1964 г.), генеральный директор ПАО «Томская распределительная компания»

СЕРГЕЕВ Геннадий Евгеньевич (1959 г.), директор Каскада Кубанских ГЭС – филиала ПАО «Русгидро»

9 ИЮЛЯ

КРОТОВ Юрий Анатольевич (1974 г.), директор Беловской ГРЭС кузбасского филиала ООО «Сибирская генерирующая компания»

ПИРНАЗАР Мигридат Гасанович (1962 г.), председатель совета директоров ОАО «Невский завод «Электроцит»

10 ИЮЛЯ

ЧЕРНЫШЁВ Андрей Владимирович (1970 г.), член Комитета ГД РФ по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям

11 ИЮЛЯ

МОИСЕЕВ Тимур Владимирович (1968 г.), директор ООО «Инженерный центр «Иркутскэнерго»

ШАЛАТОНОВ Андрей Леонидович (1969 г.), директор ГРЭС-3 им. Р. Э. Классона – филиала ПАО «Мосэнерго»

РЕШЕТНИКОВ Максим Геннадьевич (1979 г.), губернатор Пермского края

12 ИЮЛЯ



ФЁДОРОВ Денис Владимирович (1978 г.), генеральный директор ООО «Газпром энергохолдинг», председатель Совета директоров ПАО «ОГК-2», ПАО «МОЭК»



ФЁДОРОВ Евгений Владимирович (1978 г.), генеральный директор корпорации «Главмосстрой»



ЧУЙЧЕНКО Константин Анатольевич (1965 г.), заместитель председателя Правительства – руководитель Аппарата Правительства РФ

13 ИЮЛЯ

ЩАБЛЫКИН Максим Иванович (1970 г.), член Комитета ГД РФ по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям

14 ИЮЛЯ

АЛЕКСЕЕНКО Эдуард Владимирович (1976 г.), генеральный директор ПАО «Кузбасская топливная компания»

ИСЛАМОВ Рустэм Рильевич (1974 г.), генеральный директор АО «Транснефть – Север»

МОРОЗОВ Андрей Фёдорович (1950 г.), заместитель руководителя Федерального агентства по недропользованию РФ

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ – 2019

Июль

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				



СИЛКИНА Лариса Владимировна (1967 г.), заместитель главы представительства Electricité de France в России

СТОЛПОВСКИЙ Юрий Викторович (1965 г.), врио министра строительства, ЖКХ и энергетики Магаданской области

ЧУПАХИН Евгений Валентинович (1976 г.), генеральный директор ООО «Холдинговая компания «СДС-Энерго»

ШАЛАЙ Виктор Владимирович (1950 г.), президент Омского государственного технического университета

15 ИЮЛЯ
ДОБРОВОЛЬСКИЙ Александр Иванович (1959 г.), генеральный директор ОАО «Ургалуголь» – предприятия ОАО «Сибирская угольная энергетическая компания» (СУЭК)

16 ИЮЛЯ
ГАЛАЖИНСКИЙ Эдуард Владимирович (1968 г.), ректор Национального исследовательского центра «Томский государственный университет»

ИНЮЦЫН Антон Юрьевич (1980 г.), заместитель министра энергетики РФ

19 ИЮЛЯ
МУСАТОВ Виктор Юрьевич (1962 г.), председатель Государственного комитета Псковской области по природопользованию и охране окружающей среды

20 ИЮЛЯ
ЧЕРНОКАЛОВ Сергей Петрович (1959 г.), директор Ново-Зиминской ТЭЦ – филиала ПАО «Иркутскэнерго»

21 ИЮЛЯ



ОРЕШКИН Максим Станиславович (1982 г.), министр экономического развития РФ

22 ИЮЛЯ
АСХАТОВ Рустем Алифович (1969 г.), генеральный директор АО «Мостранснефтепродукт»

23 ИЮЛЯ
ИВАНОВ Виталий Валерьевич (1970 г.), генеральный директор ПАО «МРСК Северного Кавказа»

24 ИЮЛЯ
АНАНЬЕВ Александр Александрович (1970 г.), председатель РЭК – руководитель РЭК Красноярского края

ЛОБОВСКИЙ Игорь Маркович (1955 г.), президент Ассоциации по развитию международных исследований и проектов в области энергетики «Глобальная энергия»

25 ИЮЛЯ
КРЮЧЕК Сергей Иванович (1963 г.), член Комитета ГД РФ по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям

26 ИЮЛЯ



КИРИЕНКО Сергей Владимирович (1962 г.), первый заместитель главы Администрации Президента РФ, председатель Наблюдательного совета Госкорпорации «Росатом»

27 ИЮЛЯ
ГУСЕВ Александр Викторович (1963 г.), губернатор Воронежской области

28 ИЮЛЯ
МАГАНОВ Наиль Ульфатович (1958 г.), генеральный директор ПАО «Газнефть»

30 ИЮЛЯ
ГИЗЗАТУЛЛИН Руслан Загитович (1974 г.), председатель Совета директоров ОАО «ТГК-16», заместитель генерального директора АО «ТАИФ» по энергетике и информационным технологиям

УДАЛЬЦОВ Юрий Аркадьевич (1961 г.), заместитель председателя правления ООО «УК «Роснано» – председатель Наблюдательного совета ассоциации «НП «Совет рынка»

Александр НИКОЛЬСКИЙ / ВИА «Новости»

ключевых персон топливно-энергетического комплекса России.

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

РЫБАЛКО Олег Александрович (1962 г.), начальник департамента по энергетике, энергоэффективности, тарифной политике Смоленской области

2 АВГУСТА

СЕРГЕЕВ Александр Михайлович (1955 г.), президент РАН

3 АВГУСТА

ПИНИГИНА Надежда Ивановна (1955 г.), генеральный директор ОАО «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 ОАО «Новатэк»

СЕМИКОЛЕНОВ Артём

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

7 АВГУСТА

БОЛОГОВ Сергей Николаевич (1969 г.), директор Волжской ГЭС – филиала ПАО «Русгидро»

10 АВГУСТА

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

СЕРГЕЕВ Евгений Дмитриевич

(1951 г.), генеральный директор ОАО «Центральное конструкторское бюро машиностроения»

СПАСКИЙ 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



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

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

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»

16 АВГУСТА

ПЕТРОВ Василий Юрьевич (1946 г.), президент Пермского национального исследовательского политехнического университета

17 АВГУСТА

ВАГНЕР Андрей Александрович (1957 г.), председатель правления, и. о. генерального директора ПАО «Т Плюс»

18 АВГУСТА

ЕРМИЛИЧЕВ Дмитрий Валерьевич (1966 г.), директор по связям с общественностью и органами власти ПАО «Юнипро»

20 АВГУСТА

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

21 АВГУСТА

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

22 АВГУСТА

КУЗНЕЦОВ Михаил Варфоломеевич (1968 г.), генеральный директор АО «СИБЭКО»



МЕНЯЙЛО Сергей Иванович

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

ХЛЕБОВ Алексей Васильевич

(1971 г.), генеральный директор филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибирь

КИЛЕЙКО Дмитрий Евгеньевич

(1973 г.), министр природных ресурсов, лесного хозяйства и экологии Пермского края

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 филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги



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

28 АВГУСТА

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

ВОРОТЫНЦЕВ Андрей Анатольевич (1967 г.), директор «Читинской генерации» – филиала ПАО «ТГК-14»



САПОЖНИКОВА Елена Владимировна (1978 г.),

партнёр группы компаний УСР – член Совета директоров ПАО «Интер РАО»

29 АВГУСТА

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

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»



Мюнхен eMOBIL 2019 – выставка электромобилей

Германия, Мюнхен,
Odeonsplatz München

Мюнхен eMOBIL – место встречи потребителей, предпринимателей и представителей государственного управления, желающих знать больше об использовании электромобилей.

Организатор: ePROJEKT TNS GmbH

Сайт: <http://www.muenchen-emobil.de/>



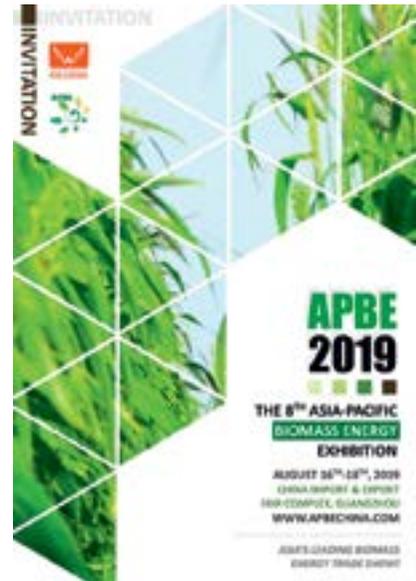
APBE 2019 – международная выставка оборудования и технологий биоэнергетики

Китай, Гуанчжоу,
China Import and Export
Fair Pazhou Complex

APBE занимается интеграцией в области биоэнергетики. Азиатско-тихоокеанский форум по энергетике биомассы обсудит глобальные передовые информационные биоэнергетические технологии.

Организатор:
Guangzhou
Grandeur
Exhibition
Services Co., Ltd.

Сайт:
<http://www.cnibee.com/>



6.07.2019

23.07–26.07

16.08–18.08



FIEE 2019 – международная выставка электротехники, электроники, энергетики и систем автоматизации

Бразилия, Сан-Паулу, Centro de Exposicoes Imigrantes

Ярмарка получила новый формат, предлагающий комплексные решения, ориентированные на рынки электричества, энергии, электроники, связи и автоматизации. FIEE Smart Energy – новая ярмарка, посвящённая всей цепочке – генерации, передаче, распределению и коммерциализации энергии.

Организатор: Reed Exhibitions Alcântara Machado

Сайт: <https://www.fiee.com.br/>



ИЮЛЬ – АВГУСТ



Solar PV & Energy Storage Technology Exhibition Chengdu 2019 – международная выставка солнечной энергетики

Китай, Гуанчжоу,
China Import and Export Fair Pazhou Complex

За последние несколько лет солнечная энергетика Китая быстро развивается. «Тринадцатая пятилетка» (2016–2020 годы) должна стать ключевым периодом для энергетической трансформации Китая и устойчивого развития фотоэлектрической промышленности. Организатор: Guangdong Grandeur International Exhibition Group
Сайт: <http://www.battery-expo.com>

16.08–18.08

28.08–30.08

31.08–01.09

Electric Vehicle Supply Equipments Fair (EVSE) Shanghai 2019 – международная выставка транспортных средств нового поколения

Китай, Шанхай, Shanghai
New International Expo
Centre (SNIEC)



EVSE – это место, где собираются все те, кто преуспевает в технологиях зарядки электромобилей. Как полигон для новаторов и революционных технологий выставка играет важную роль в продвижении новых технологий в Китае и в целом в Азии. Организатор: Zhenwei Exhibition
Сайт: <http://www.evsechina.com/en/>



Energie & Baumesse Bonn 2019 – выставка ремонта, строительства и энергосбережения

Германия, Бонн, Stadthalle Bad Godesberg

Одна из важнейших тем выставки – энергия и окружающая среда.

Организатор: Detlef Garthen Messeservice

Сайт: <https://www.energie-baumesse.de/standorte/Bonn-2019.html>

36 | Одиссея будущего



Э

кспериментальное судно из Франции Energy Observer, совершающее кругосветное путешествие «Одиссея будущего», в июне неожиданно зашло в гавань Санкт-Петербурга. Катамаран самостоятельно производит всю необходимую для него энергию. Площадь солнечных панелей, которыми покрыт корпус, составляет 165 кв. м. Раньше судно оснащалось ветрогенераторами, теперь их место заняли два паруса общей площадью 32 кв. м. Для работы системы хранения энергии используется водород, который вырабатывается из морской воды. Цель экспедиции Energy Observer – протестировать передовое оборудование в экстремальных условиях открытого моря. За шесть лет команда во главе с капитаном судна и создателем проекта Викторьеном ЭРЮССАРОМ планирует посетить 50 стран и совершить 101 остановку.

коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

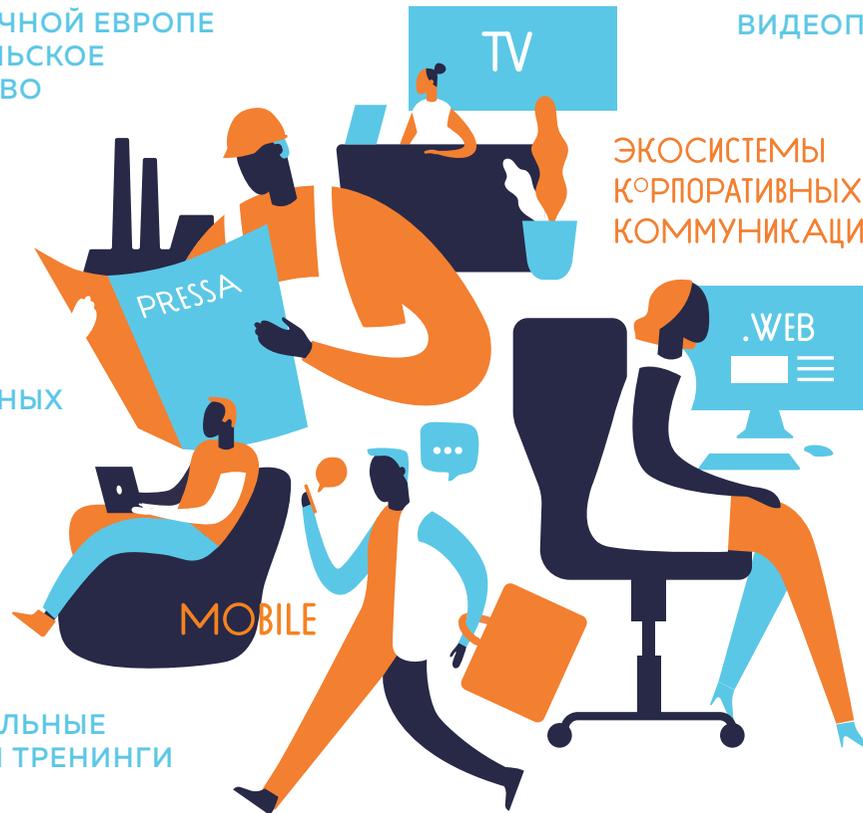
ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

DIGITAL-АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
МОСЭНЕРГО
АТОМЭНЕРГОМАШ
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

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

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