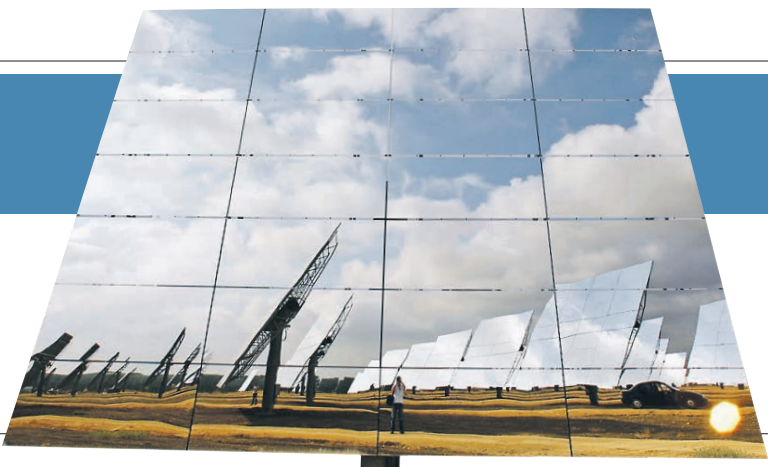




14 Расширение применения водорода в энергетике и промышленности сталкивается с рядом ограничений

14 «Сименс Энергетика» завершила выделение из состава концерна Siemens

16 В России тестируют концепцию локальных микрогридов

В свете вируса

Россия замерла в ожидании возможной второй волны карантинных ограничений — как раз в тот момент, когда мировой спрос на электроэнергию только начал восстанавливаться. В среднем по миру в августе энергопотребление вышло на прошлогодний уровень. В России же спрос на электроэнергию падал не так глубоко, как в среднем по миру, но пока не показывает и таких ярких признаков восстановления, как в ряде других пострадавших стран. Оценивая спад потребления в РФ по итогам полного 2020 года, ведомства и компании сходятся на интервале 2–4%, что, однако, не учитывает потенциального ввода новых ограничений.

— прогноз —

Признаки восстановления

Спрос на электроэнергию в мире медленно восстанавливается после весеннего обвала, вызванного пандемией коронавируса и сопряженными с ней карантинными ограничениями. По данным МЭА, если по состоянию на июнь мировое электропотребление отставало от показателей 2019 года на 10% (с поправкой на погоду), то в июле — уже на 5%, а в августе фактически сравнялось с прошлогодним. В Индии полное возвращение к показателям 2019-го было зафиксировано в первые две недели августа, но в конце меся-



ца спрос упал опять за счет промышленных штатов Гуджарат и Махараштра (в последнем было больше всего случаев COVID-19). А в Китае, по данным Национального бюро статистики КНР, в августе потребление вышло на рекордные 723,8 млрд кВт•ч — на 8,3% выше показателя августа минувшего года.

Но, несмотря на признаки восстановления, мировой спрос на электроэнергию сильно пострадал от коронавируса и закрытия промышленных объектов на карантин. Более интенсивный спрос со стороны домохозяйств, отмечает МЭА, не смог в достаточной степени компенсировать спад промышленного потребления.

Наиболее заметное отставание электропотребления от уровня прошлого года пришлось на период полного локдауна, который в большинстве стран ЕС начался во второй половине марта и закончился в конце апреля — начале мая. В этот период скорректированный на погоду разрыв в электропотреблении между годами для некоторых стран (например, Италии и Испании) приближался к 30%. В среднем по ЕС в апреле, по данным Евростата, энергопотребление упало на 12,2% к апрелю 2019 года и на 11,2% к самому низкому значению (апрель 2017-го) за последние пять лет.

В Китае по очевидным причинам коронавируса на электропотреблении отразился

раньше, чем в других странах мира. Минимум спроса пришелся на февраль, когда, по данным МЭА, скорректированное на фактор високосного года потребление упало на 13,1%, с поправкой на погоду — на 9,6%. Суммарное падение в январе-феврале, по данным Государственного комитета по развитию и реформам КНР, составило 7,8%, в том числе, уточняет IHS Markit, 12% в промышленности, на которую приходится две трети всего потребления электроэнергии. В ряде отраслей, например, в текстильной, оно составило 30%. Отчасти этот спад был компенсирован увеличившимся потреблением домохозяйств (на 2,4%) и скачком спроса

со стороны телекома и интернета на 27%. Абсолютных цифр госкомитет не дал, но есть данные по выработке за январь-февраль, которая составила 1,026 трлн кВт•ч и упала в среднесуточном выражении до 17,11 млрд кВт•ч, что на 8,2% меньше, чем годом ранее. Таким образом, Китай за два первых месяца года недовыработал около 70 млрд кВт•ч, что примерно столько же, сколько вся единая энергосистема России выработала в июне (72,9 млрд кВт•ч).

Затяжное воскресенье

Весной на пике развития пандемии под теми или иными карантинными ограничениями одновременно оказалось около 2 млрд жителей Земли, большую часть из которых отправили по домам. Это не могло не сказаться на энергопотреблении, профиль которого стал напоминать «вечное воскресенье». Люди стали дольше спать с утра, позже ложиться, изменился распорядок дня. Как пишет Fortune, после введения карантинных мер в Нью-Йорке в утренние часы энергопотребление сократилось на 18% по сравнению с докарантинным периодом, а в Токио и трех соседних префектурах в будни оно упало на 4%. Начало роста энергопотребления сместилось с обычных для будних дней 6:00–8:00 на 8:00–9:00 утра, упал спрос на электроэнергию в обеденное время и ранним вечером. Зато поздним вечером он, наоборот, заметно вырос, а начало суточного спада сдвинулось с 21:00–23:00 на 22:00–24:00.

Британская National Grid отмечает возвращение пиков потребления, связанных с трансляцией в телеэфире популярных передач и последующим одновременным включением бытовой техники после их окончания. В частности, обращение королевы к нации 5 апреля вызвало скачок в потреблении мощности на 500–600 MW, как если бы 300 тыс. человек после окончания трансляции одновременно включили электрочайники. В Британии в период локдауна также отмечался спад утреннего энергопотребления (в период с 5:00 до 8:00 утра) на 18% и сглаживание графика роста в этот период.

с16

ЖИЛОЙ КОМПЛЕКС ПЕТРОВСКИЙ ПАРК



СКУЛЬПТУРА ПЕТР ВЕЛИКИЙ
работы всемирно известного художника-монументалиста Зураба Церетели



В ЦЕНТРЕ СОБЫТИЙ
500 м до Петровского парка
850 м до ст.м. «Динамо», «Петровский парк»
2,5 км до ТЦ «Авиапарк»
5 км до делового центра «Москва-Сити»
7 км до Кремля



ЛАНДШАФТНЫЙ ДИЗАЙН
в стиле петровского барокко



PG-DEVELOPMENT

RG-DEV.RU

+7 495 104 5998

Застройщик – ООО «РГ-Девелопмент». Проектная декларация на сайте наш.дом.рф и rg-dev.ru

Review

SIEMENS
energy

Самостоятельность и декарбонизация

С сентября на мировом и российском рынках начала работать самостоятельная компания «Сименс Энергетика», выделившаяся из состава «Сименс АГ». Сохраняя все имеющиеся компетенции в энергетическом бизнесе, «Сименс Энергетика» готова содействовать российским компаниям в переходе к безуглеродной энергетике путем внедрения новых технологий, прежде всего водородных. К 2030 году компания планирует полностью адаптировать все новые газовые турбины к работе на водороде, тем самым способствуя снижению выбросов на производствах своих клиентов. Следуя целям ООН в области устойчивого развития, компания взяла на себя обязательство к этому же сроку сделать климатически нейтральной свою операционную деятельность.

— технологии —

Автономный рост

В сентябре концерн «Сименс АГ» успешно завершил выделение из своего состава подразделения «Производство энергии и газ», образовав самостоятельную компанию Siemens Energy AG («Сименс Энергетика»).

Выделение одного из старейших направлений бизнеса продиктовано необходимостью соответствовать динамике мирового потребления энергии и изменению его структуры. С одной стороны, на фоне растущего внимания всего мира к климатическим изменениям в структуре генерации идет глобальный процесс замещения ископаемых топлив, прежде всего угля, возобновляемыми источниками энергии. С другой — около 850 млн человек по-прежнему не имеют доступа к электричеству. Спрос на электроэнергию в мире, по данным исследований, к 2040 году вырастет на 50%. И лишь наиболее крупные и наиболее гибкие энергокомпании могут без потери рентабельности одновременно насыщать растущий спрос, обеспечивая доступ к электроэнергии тем, кто его лишен, и соответствовать все более строгой климатической повестке.

Для того чтобы не только соответствовать этим разнонаправленным трендам сегодня, но и привлечь ресурс для развития, «Сименс Энергетика» выделилась в отдельный, строго энергетический бизнес. Сегодня в компании работают 91 тыс. сотрудников более чем в 90 странах мира. С использованием технологий компании вырабатывается около одной шестой всей электроэнергии в мире.

«Сименс Энергетика» — это зеркало современной энергетики, — говорит президент компании Кристиан Брух. — Наши комплексные и диверсифицированные продукты, решения и технологии позволяют удовлетворять растущий мировой спрос на энергию, одновременно поддерживая сокращение выбросов парниковых газов. Это обеспечивает нам идеальные позиции, чтобы помочь нашим клиентам в процессе трансформации энергетики.

28 сентября на Франкфуртской фондовой бирже состоялся листинг новой компании. Начальная цена размещения составила €22,01 за акцию, что соответствует капитализации компании в €15,993 млрд.

Естественная преемиственность

В России энергетический бизнес компании продолжает самостоятельное существование с хорошей базой — почти 170 лет «Сименс

Энергетика» содействует России в реализации энергетических проектов. Еще в далеком XIX веке братьям Сименс было доверено осветить центр Москвы по случаю коронации императора Александра III в 1883 году. Это была первая в истории города электрическая иллюминация. После коронации Александр III поручил Карлу Сименсу осветить Невский проспект, а чуть позже — электрифицировать Зимний дворец. Успех был столь велик, что Сименсам позволили создать акционерное «Общество электрического освещения». Эта компания построила в Москве в 1888 году первую электростанцию в Георгиевском переулке, а в 1897 году — самую большую электростанцию Москвы рубежа веков — Раушскую ГРЭС. Строительством Раушской станции стало основой для массовой электрификации русской промышленности. Сегодня эта старейшая из действующих станций обеспечивает энергоснабжение исторического центра города, в том числе Кремля.

Продолжая традицию, «Сименс Энергетика» и сегодня способствует России в реализации ее передовых промышленных инициатив. Так, компания, пользуясь обширными наработками в области эксплуатации оборудования в условиях низких температур, участвует в энергообеспечении новых российских арктических проектов по сжижению газа. «Сименс Энергетика» уже реализовала проект по обеспечению электроэнергией проекта «Ямал СПГ», включающий в себя как поставку генерирующего оборудования, так и его сервисное обслуживание. Электростанция была запущена раньше планируемого срока. В 2019 году был подписан контракт с «Арктик СПГ 2» на поставку оборудования для трех линий завода.

С точки зрения организации взаимодействия для российских клиентов компании резких перемен не произойдет. В феврале правопреемником ООО «Сименс», действующего в России с 1997 года, в части проектов в топливно-энергетическом комплексе стало новообразованное ООО «Сименс Нефтегаз и Энергетика». Компания обладает обширными компетенциями по всей цепочке создания добавленной стоимости в энергетике и предлагает уникальный по своей комплексности портфель для производителей электроэнергии, операторов магистральных сетей, нефтегазовой промышленности и других энергоемких отраслей. Продукты, решения, системы и технологии компании предназначены для добычи, переработки и транспортировки нефти и газа, производства энергии и тепла на централь-



Президент компании «Сименс Энергетика» Кристиан Брух открывает торги акциями компании на Франкфуртской бирже

ных и распределенных ТЭС, передаче энергии и обеспечения стабильности сети. Штат сотрудников, включая предприятия СГТТ и СТБ, составляет свыше 800 человек.

Среди приоритетных компетенций, активно развиваемых компанией «Сименс Энергетика» в России, — сервисное обслуживание. Благодаря локальному сервису (например, только на СГТТ работает более 100 сервисных инженеров) сервисным производственным мощностям и стратегическому складу запчастей «Сименс Энергетика» не сорвала ни одного контракта на сервисное обслуживание энергетической инфраструктуры в самый тяжелый период весны — лета 2020 года.

Надежность и возобновляемость

В компании «Сименс Энергетика» два направления бизнеса: традиционная и возобновляемая энергетика. Компания занимается технологиями и решениями в области производства электроэнергии и ее передачи, а также промышленной (распределенной) энергетики, развития новых технологических направлений, таких как водородная энергетика. Портфель решений в области ветроэнергетики сосредоточен в компании «Сименс Гамеса Реньюэбл Энджерджи» (SGRE), одним из крупнейших мировых игроков в области ветроэнергетических технологий. В ходе выделения к компании «Сименс Энергетика» перешли 67% акций SGRE. Успешно реализуются проекты в сфере ветровой энергетики и в России. Так, в начале октября компания совместно с СГТТ приступила к сборке основных компонентов ветроэнергетического оборудования для 57 ветроэнергетических установок Кольской ВЭС. Будут осуществлены сборка и испытание гондол, ступиц и трансмиссий. Ранее был выполнен аналогичный заказ для 26 ветроэнергетических установок другого ветропарка «Энел Россия» — Азовской ВЭС.

Несмотря на наличие огромных компетенций в области ветроэнергетики, «Сименс Энергетика» в России не ограничивает свою деятельность только этими «зелеными»

технологиями. В июле был заключен контракт с Hitachi Zosen Inova Rus о взаимодействии при оснащении четырех мусоросжигательных электростанций, строящихся в Московской области в рамках проекта «Энергия из отходов». «Сименс Энергетика» будет отвечать за инжиниринг и производство электротехнического оборудования, а также выполнит шефмонтаж и наладку схемы выдачи мощности.

К декарбонизации в России

«Сименс Энергетика» ставит своей целью расширение использования безуглеродных технологий во всем мире. Россия не исключение: компания предлагает российским клиентам те решения, которые она сейчас внедряет на энергетических и промышленных объектах по всему миру. Одним из важнейших направлений декарбонизации является развитие водородных технологий.

Использование «зеленого» водорода, не генерирующего выбросы CO₂, — бизнес, обладающий массой дополнительных преимуществ. Так, производство водорода из воды путем электролиза — экологичный способ эффективно запастись электроэнергией, произведенную возобновляемыми источниками с нестабильной выработкой, такими как ветер и солнце. Полученный водород далее может использоваться в различных промышленных процессах: от вращения лопаток турбин в качестве «зеленой» замены ископаемым видам топлива до прямого восстановления железа в экологичном металлургическом цикле, замещающем доменное производство с использованием коксующегося угля.

Уже сегодня возможная доля использования водорода для большинства новых газовых турбин из линейки компании «Сименс Энергетика» достигает 30%, а в некоторых случаях и 60%. «Мы также активно развиваем технологии, позволяющие модернизировать действующие установки, которые в зависимости от типа и срока эксплуатации оборудования могут обеспечить аналогичные доли H₂ в топливной

смеси», — рассказывает президент компании «Сименс Энергетика» в России Олег Титов. Турбины на базе авиационного двигателя уже сегодня могут работать на чистом, стопроцентном водороде.

«Секрет в увеличении доли водорода в топливной смеси заключается в усовершенствовании горелки турбины — нам пришлось модифицировать соответствующим образом впрыск топлива», — говорит господин Титов. — Прорыв в нашей работе случился три года назад, когда мы начали использовать аддитивные технологии (3D-печать) на заводе „Сименс“ в Финспонге. В 2017 году для газовой турбины SGT-800 (мощность 62 МВт) было испытано 30 горелок, у которых объемная доля водорода в топливной смеси достигала 50%. Это показало, что мы можем эксплуатировать нашу газовую турбину на водородном газе в реальных условиях. Сегодня наши турбины могут работать с самыми разными долями водорода в топливной смеси». К 2030 году новые или модернизированные турбины компании «Сименс Энергетика» смогут работать полностью на чистом водородном топливе, отметили господин Титов.

Нельзя не принимать во внимание и уже хорошо зарекомендовавшие себя решения. Модернизация действующих электростанций с переводом их на работу в комбинированном цикле не только повышает их экономическую эффективность, но и снижает их углеродный след. Так, выбросы парниковых газов от парогазовой установки на базе турбины 2000E, которая производится на СГТТ, на 35% меньше, чем от паротурбинного энергоблока, который работает на газе, и на 65% меньше, чем от паротурбинного блока, работающего на угле.

Пробы водорода

В Европе «Сименс Энергетика» участвует в целом ряде проектов по развитию водородных технологий. Так, в австрийском Линце совместно со сталелитейным предприятием Voestalpine «Сименс Энергетика» реализует флагманский проект по использованию водорода, который призван подтвердить, что тех-

нологии производства «зеленого» водорода применимы в промышленных масштабах. На площадке строится энергоустановка H2Future мощностью 6 МВт, для которой «Сименс Энергетика» поставила самый мощный в мире электролизер на протонообменной мембране (PEM) для синтеза водорода Siemens Silyzer 300. Полученный водород далее будет использоваться для производства стали. Voestalpine таким образом собирается тестировать комбинированный процесс: сочетание классического конвертерного производства и прямого восстановления железа с использованием водорода. По данным компании, если экономическая эффективность такого технологического процесса подтвердится, она сможет к 2030–2035 году сократить выбросы CO₂ на треть.

Другой пример использования чистых водородных технологий — проект HYFLEXPOWER, стартовавший в июне и финансирующийся Еврокомиссией в рамках программы Horizon-2020. Это первый подобного рода проект в Европе. В его рамках на заводе Smurfit Kappa — крупнейшем европейском производителе гофрокартона и тарного картона, расположенном во французском Сайя-сюр-Вьен, впервые в промышленном масштабе будет опробован цикл power-to-X-to-power. Его суть — в получении водорода путем электролиза из воды, его накопления и замещения им природного газа в комбинированном цикле выработки электроэнергии и тепла, что позволит снизить выбросы CO₂. Поставщиком электролизера выступает «Сименс Энергетика», она же модернизирует турбину Siemens SGT-400, которая устанавливается на действующей ТЭС 12 МВт, снабжающей производство паром. Новая турбина сначала будет использоваться для производства электроэнергии и тепла смесь водорода с природным газом, а впоследствии — только водород. Цель проекта — тестирование максимальной экологичной источника энергии на водородной основе для безуглеродного получения электроэнергии. Реализация проекта позволит сократить выбросы CO₂ на 65 тыс. тонн в год.

В Дубае на территории солнечной электростанции Mohammed bin Rashid Al Maktoum (MBR) мощностью 1 ГВт госкомпания DEWA и «Сименс Энергетика» ведут строительство первого на Ближнем Востоке электролизного завода, который для производства водорода будет использовать солнечную энергию, произведенную станцией. Электролизная установка, установленная на территории MBR, включает в себя PEM-электролизер «Сименс» Silyzer 200. Его мощность — около 20 кг водорода в час. Предполагается, что после испытаний электролизер обеспечит водородной энергией планируемую выставку Expro 2020.

«Мы выступаем за ускоренное развитие партнерства в области водородных технологий в России», — говорит Олег Титов. — Россия как крупнейшая страна мира и энергетическая держава с колоссальными ресурсами — идеальный партнер для широкого сотрудничества в области водородной энергетики. По нашему твердому убеждению, в ближайшие десятилетия водород станет значимым и постоянным элементом устойчивого развития энергетики. Нам следует воспользоваться этим уникальным шансом, чтобы стать технологическими лидерами и вместе формировать будущее энергетической отрасли, добавляет он.

**Евгения Чурапченко,
Наталья Семашко**

энергетика

Вода и железо

— экология —

Водород, особенно вырабатываемый на возобновляемой энергии, имеет все перспективы стать основой безуглеродного будущего для сложного декарбонизируемых промышленных отраслей. Но пока его цена слишком высока, и лишь масштабные инвестиции и планомерные усилия правительств смогут удешевить его до порога конкурентоспособности с углеводородными топливами. В сталелитейной же промышленности, генерирующей порядка 7% мировых выбросов CO₂, переход на водород сопря-

жен с плохо решаемой на данный момент проблемой снижения качества стали и требует отдельных экспериментальных прорывов. Впрочем, в Скандинавии и других регионах Западной Европы уже начались первые опыты.

Горячее и чистое

Водород, превосходящий в энергоемкости другие вещества и дающий в результате горения простую воду, представляет огромные перспективы при использовании в промышленности и энергетике, в первую очередь с точки зрения его экологического потенциала. Сегодня в мире производится около 70 млн тонн во-

дорода. 50% потребляет химическая промышленность, 43% — нефтепереработка, 6% — производство стали, термополированного стекла и полупроводников.

Но водород в чистом виде в природе не встречается, поэтому его нужно произвести. А следовательно, тем или иным способом потратить энергию, которая не всегда берется из «чистых» источников. Сегодня источником практически всего (свыше 99%) водорода все еще является углеводородное сырье. 71% производится путем парового риформинга (SMR) — в основном природного газа, но также отходящих газов, ШФЛУ и др. В результате получа-

ется водород и CO₂. Это — «серый» водород. Остальное — «коричневый», получаемый при газификации угля. В ЕС выбросы, генерируемые производством водорода, оцениваются в 70–100 млн тонн CO₂ в год.

С учетом климатических целей эти технологии требуют отдельной декарбонизации. В процессе SMR она достигается посредством использования технологий секвестрации, или улавливания и захоронения углекислого газа (CCS). Водород, полученный в таком сочетании процессов, называется «голубым».

Есть и экологически чистый — «зеленый» водород. Он производится посредством электролиза во-

ды за счет энергии из возобновляемых источников. Однако даже в Европе на электролиз приходится всего 4% в общем объеме производства водорода.

Пока слишком дорого

Использование «зеленого» водорода с нулевыми выбросами представляется шагом в безуглеродное будущее. В рамках безуглеродного цикла продукт возобновляемой энергетики используется для производства водорода, тем самым сглаживая неравномерность выработки и служа накопителем. Полученное вещество подается на топливный элемент, с которого потом возвращается в ви-

де электроэнергии в энергосистему. Альтернативный вариант: «чистый» водород направляется в цепочку промышленного производства.

Себестоимость производства водорода зависит от технологии, стоимости электроэнергии и уровня загрузки мощностей. Без улавливания углекислого газа себестоимость SMR-производства 1 кг водорода составляет \$1–2. Оснащение CSS поднимает эту цену на \$0,5. Таким образом, «зеленый» водород должен стоить не более \$2,5 за 1 кг, чтобы быть конкурентоспособным. Для этого необходима и низкая цена электролиза, и дешевая возобновляемая электроэнергия.

энергетика

Зелень с обязательствами

Новая программа поддержки «зеленой» генерации после 2025 года, очевидно, будет не самой комфортной для инвесторов. Перед ними ставят амбициозные задачи: углубить локализацию, обеспечить экспорт оборудования и взять обязательства по объему выработки электроэнергии. Значительно сократить отставание от других стран все равно не получится: итоговый объем мощности ВИЭ в стране составит 13 ГВт, а доля в выработке — лишь 3%. Чтобы совершить рывок, по мнению экспертов, нужно увеличивать объем программы, вводить экологический налог или увеличивать цены на газ.

— госрегулирование —

Медленно и дорого

Нетрадиционная энергетика в России исторически была делом энтузиастов, экспериментаторов и ученых. С 1980-х годов основными центрами притяжения новых технологий были южные регионы с благоприятным климатом (Крым, Ставрополье, Краснодарский край), а также Дальний Восток (Камчатка и Якутия) с огромной долей устаревшей и дорогой генерации. Альтернативная энергетика принесла множество разочарований: цена установок была заоблачной, возникали проблемы в их эксплуатации и обслуживании. А государство не видело смысла в «озеленении» энергетики при изоляции углеводородов.

Оживление сектора произошло лишь в 2013 году с началом эпохи нового инструмента поддержки энергетиков — договоров поставки мощности (ДПМ). Строительство «зеленой» генерации оплачивает промышленность через надбавку к цене мощности. Механизм весьма спорный. Метеозависимые солнечные и ветряные электростанции не обладают мощностью, а выполнение скромных нормативных значений загрузки позволяет им получать платеж с рынка в полном объеме, говорит заместитель директора «Сообщества потребителей энергии» (объединяет крупных потребителей электроэнергии) Валерий Дзюбенко. Поэтому у новых ВИЭ нет стимулов к повышению эффективности оборудования и максимизации выработки, отмечает он.

Программу критиковали и за высокую стоимость: цена ВИЭ-электростанций опустилась до мировых значений только ближе к концу программы после прихода иностранных инвесторов. К отбору 2019 года цены упали вдвое: по проектам солнечных электростанций (СЭС) — до 50 тыс. руб. за 1 кВт, а ветряных (ВЭС) — до 65 тыс. руб. за 1 кВт. Такие показатели с учетом текущего валютного курса даже ниже, чем в других странах, рассказывает аналитик Vugon Consulting Ростислав Костюк. По его оценкам, средние мировые затраты на строительство СЭС и ВЭС находятся на уровне \$900 и \$1,5 тыс. за 1 кВт соответственно. Однако, например, в Индии проекты обходятся до 30% дешевле, а в США, напротив, стоимость строительства выше среднего на 20%. Причем по конечной цене за киловатт-час ВИЭ в России уже конкурируют с угольными и атомными проектами, рассказывает эксперт. Но Валерий Дзюбенко отмечает, что цена электроэнергии от ВИЭ в РФкратно превышает среднемировые показатели. «Например, даже с учетом снижения цен на последних отборах проектов ВИЭ цена электроэнергии в одноставочном выражении за жизненный цикл (LCOE) по солнечным электростанциям, по нашим подсчетам, примерно в четыре раза, а по ветряным — в два с половиной раза превышает соответствующие среднемировые уровни цен».

В мировых масштабах результаты программы скромные. По ее итогам в 2025 году объем альтернативной генерации в России вырастет до 6 ГВт, а доля «зеленой» выработки приблизится к 1%. Совокупная мощность новых производств для ВИЭ-электростанций составляет около 1,7 ГВт в год. При этом в мире ежегодно строят более 150 ГВт солнечных и ветряных электростанций, производственные мощности (большая часть сконцентрирована в Азии) позволяют выпускать более 200 ГВт солнечных модулей и более 300 ГВт солнечных элементов в год, рассказывает директор информационно-аналитического центра «Новая энергетика» Владимир Сидорович.

Останавливаться на достигнутом нельзя, считают «зеленые» генераторы, указывая на необходимость увеличения доли «зеленой» выработки в РФ, снижения вредных выбросов и создания новых производств. К инвесторам прислушались: правительство продирило программу до 2035 года, ограничив ее объем 400 млрд руб. Но пока продолжаются споры вокруг новых параметров программы.

Сделай сам

Во второй программе уровень локализации электростанций, по оценкам участников рынка, будет повышен более чем в два раза. Причем проектирование, строительные и монтажные работы больше не будут учитываться. Вырастут и санкции для инвесторов, не достигших нужных показателей. Самый радикаль-



ный из обсуждаемых вариантов — штраф в 100% от гарантированного платежа с энергорынка.

В Ассоциации предприятий солнечной энергетики (АСЭ, объединяет производителей оборудования для СЭС) считают, что ужесточение требований — «адекватная реакция на серьезные подвижки в промышленной политике крупнейших экономик мира, взявших курс на восстановление вертикальных производственных цепочек в солнечной энергетике». Там ожидают появления новых производств солнечных модулей, электротехнического оборудования, накопителей энергии.

В Российской ассоциации ветроиндустрии (РАВИ, объединяет производителей в ветроэнергетике), в свою очередь, указывают на «мизерные в мировом и в российском масштабах» объемы новой программы. В такой ситуации стоимость локализации ляжет на плечи потребителей электроэнергии, предупреждают в РАВИ.

Российская солнечная отрасль опережает ветровую по части локализации оборудования, поскольку производители солнечных панелей пришли на наш рынок на несколько лет раньше, говорит Ростислав Костюк. Этим и может быть обусловлено желание защитить свои инвестиции через максимизацию требований по локализации. Но это неизбежно приведет и к ограничению конкуренции, отмечает аналитик.

Пока в мире еще не придумали другого способа развивать промышленность в условиях жесткой международной конкуренции, как вводить барьеры вроде требования к локализации, отмечает директор практики оказания консультационных услуг компаниям энергетической отрасли PwC в России Дмитрий Стапран. «Но если благодаря этому правилу будут выигрывать монопольные поставщики, как это происходит сейчас с солнечными панелями, то никакой выгоды российская экономика не получит», — говорит он.

Зелень на экспорт

В новой программе «зеленые» генераторы ответят еще и за экспорт ВИЭ-оборудования. Предполагается, что на начальном этапе выручка от продажи комплектующих за рубеж должна быть равна 5% от общей стоимости электростанции, а затем — 15%. В противном случае инвестор заплатит штраф в 20% от гарантированного платежа с энергорынка.

В АСЭ называют цели вполне достижимыми: по итогам текущего года ряд производителей оборудования для СЭС выйдет на уровень экспорта в 10% от объема выпуска. Объем экспортной выручки в этом сегменте в консервативном сценарии составит около 20 млрд руб. в год.

Однако ни на одном из мировых рынков нет привязки инвестора к экспортной выручке от продажи оборудования, парируют в РАВИ. Штрафы за недостижение уровня по экспорту в два раза превысят сумму самого экспорта, что лишь отпугнет инвесторов, замечают в ассоциации и предлагают давать за экспорт дополнительные баллы к локализации.

В любом случае целевые ориентиры в 5–15% от стоимости электростанции не обеспечат никакой значимой роли, отмечает руководитель направления «Электроэнергетика» Центра энергетики МШУ «Сколково» Алексей Хохлов. По его подсчетам, целевой объем экспорта в ветроэнергетике при 15% от CAPEX составит \$45 млн в год, в то время как в мире годовой объем рынка оборудования для ВЭС

составит в среднем \$60 млрд. «Мы считываем занять 0,8% глобального рынка», — резюмирует эксперт.

Ставки сделаны

Пожалуй, самое важное изменение — смена основного критерия отбора: отказ от состязания в сфере себестоимости установленной мощности и переход на минимальную одноставочную цену выработки киловатт-часа (включает в себя капитальные и эксплуатационные затраты инвестора). Впрочем, Минэнерго не решилось на радикальный шаг с полной отменой конструкции ДПМ, предложил лишь изменить принцип расчета гарантированного платежа с учетом объема выработки электростанции.

В «Совете рынка» (регулятор энергорынков) считают, что в новой концепции инвесторы получат гораздо большую гибкость в отношении выбора технологий и дополнительных инструментов поддержки. Во второй программе они будут ориентироваться на снижение стоимости киловатт-часа, что станет основным конкурентным преимуществом, говорят там.

Однако сами инвесторы, на этот раз единодушно, говорят о необходимости доработки концепции. В Ассоциации развития возобновляемой энергетики (АРВЭ, объединяет инвесторов в ВИЭ) говорят, что использование того или иного критерия для отбора проектов по большей части не принципиальное, ведь сама схема оплаты мощности по ДПМ сохранится. При этом переход на одноставочную модель стал неожиданным для участников рынка, заявляют там, поскольку Минэнерго долгое время склонялось к сохранению действующих принципов.

Предложение Минэнерго подразумевает повышение штрафов за просрочку ввода в два раза, а значит, и сумма аккредитива подлежит повышению, продолжают в АРВЭ. Вместе с новыми штрафами за «неэкспорт», которые не должны превышать сами экспортные обязательства более чем в два раза, и повышение штрафов за «нелокализацию» это неминуемо отразится на удорожании проектов. «В проекте постановления также предлагается применять штрафы не к плате за мощность, а полной одноставочной цене — это полностью противоречит логике системы поддержки. Штрафы должны применяться только к объему поддержки, то есть к платежу за мощность, а выручка с рынка РСВ должна быть неприкосновенна», — отмечают там.

В АСЭ добавляют, что проведение конкурсов по одноставочной цене — закономерный шаг, направленный на повышение ответственности инвестора за объем выработки. Однако Минэнерго планирует применение штрафных санкций как за недовыработку электроэнергии (снижение платежа за мощность), так и по мощности (так называемых дельт за неготовность), что может являться двойным наказанием инвестора, сетуют в ассоциации.

Денежный пирог

Корректировки регуляторов все равно не меняют общей логики программы. Напротив, правительство лишь закрепит прежнюю конструкцию, которая в большей степени заботится о промышленности, нежели об энергобалансе или уровне выбросов. Второй этап программы к 2035 году позволит довести суммарную мощность «зеленой» генерации в стране до скромных 13 ГВт (около

6% от общей мощности). Доля в выработке при этом еле дотянет до 3%.

К 2035 году «зеленая» выработка составит 25 млрд кВт•ч, при этом уже сейчас предприятия-экспортеры, которые могут столкнуться с углеродными ограничениями в ЕС, потребляют примерно 145 млрд кВт•ч ежегодно, оценивает директор департамента госрегулирования тарифов и инфраструктурных реформ Минэкономики Дмитрий Вахруков. Стоимость программы поддержки ВИЭ для потребителей электроэнергии — 1,6 трлн руб. за 20 лет. По мнению господина Вахрукова, Россия при тех же затратах может существенно снизить выбросы CO₂, если выведет все старые мощности ТЭС и заменит их на эффективные мощности с газовыми турбинами. Программу ВИЭ — про промышленность, а не про энергетику, поэтому нужно снижать нагрузку на оптовый энергорынок и использовать другие механизмы поддержки (СПИКи, снижение процентных ставок, бюджетные инвестиции, механизм «зеленых» сертификатов), считает он.

Возможные стимулы к повышению эффективности и максимизации выработки от перехода на «одноставку» нивелируют дополнительные требования к локализации и довольно странный механизм стимулирования экспорта оборудования, считает Валерий Дзюбенко. «Предложенные сроки выравнивания цены ВИЭ с ценами на энергорынке выходят далеко, на шесть-десять лет, за момент наступления реального «сетевого паритета», — полагает он. — Достаточно было бы сократить барьеры для конкуренции с зарубежными оборудованием и установить более амбициозные сроки планового достижения сетевого паритета». В итоге и средств на поддержку потребовалось бы примерно вдвое меньше, и результат оказался бы гораздо заметнее, заключает Валерий Дзюбенко.

Однако причина медленного развития альтернативной генерации в России, вероятно, кроется не только и не столько в несовершенстве программы поддержки по механизму ДПМ. Основные проблемы — в ценах на газ внутри страны, которые существенно ниже цен на целевых рынках экспорта РФ, и в отсутствии экологического налога на выбросы парниковых газов, говорит Владимир Скляр из «ВТБ Капитала». «Если сравнить цены на газ со среднеевропейскими и ввести оплату вредных выбросов по примеру Евросоюза, то ВИЭ-электростанции внутри России даже по текущим ценам составят конкуренцию тепловой генерации», — считает аналитик.

По мнению Алексея Хохлова, интенсивность конкуренции ВИЭ с другими видами генерации будет зависеть от величины «пирога» инвестиционного ресурса и темпов роста спроса на электроэнергию. Малый рост электропотребления в России (в 2011–2019 годах среднегодовой темп прироста составил всего 0,6%) и избыток мощности могут стать серьезными барьерами для сооружения новых электростанций любого типа, замечает он. В этом контексте правительство решило отдать приоритет программе модернизации старых ТЭС: на эти цели предполагается потратить большую часть финансового ресурса потребителей в ближайшие 15 лет. Алексей Хохлов опасается, что при медленном восстановлении спроса на поддержку ВИЭ может вовсе не остаться денег, поскольку размер всего инвестресурса ограничен потолком роста энергоцен по инфляции.

Полина Смергина

Вода и железо

По оценке Wood Mackenzie, для достижения рентабельности выработки электроэнергии «зеленым» путем необходимы пока не достижимые параметры: цена на электроэнергию ниже \$30 за 1 МВт•ч и загрузка электролизеров выше 50%. По оценкам IRENA, средняя стоимость 1 кг водорода на всем жизненном цикле (LCOH) может опуститься ниже \$2, однако лишь в случае использования наиболее дешевой электроэнергии (ветер в Бразилии или Саудовской Аравии) и самого экономичного электролизера с капзатратами \$200 за 1 кВт установленной мощности. А такие электролизеры, сообщает IRENA, будут широко доступны только к 2040 году.

Как удешевить

Для коммерциализации себестоимость «зеленого» водорода необходимо сокращать. Этому должно способствовать падение стоимости выработки на ВИЭ, увеличение производства электролизеров и масштаба единичной установки и разработка более дешевых технологий CCS.

Наблюдения и прогнозы пока обнадеживают. Так, мировая установленная мощность электролизеров с 2005 по 2015 год выросла в 55 раз. По данным BloombergNEF, цена щелочных электролизеров в Северной Америке и Европе с 2014 по 2019 год упала на 40%. По оценкам Wood Mackenzie, по состоянию на март в мире заявлено 8,2 ГВт проектов электролиза, ввод которых планируется до 2030 года.

Hydrogen Council прогнозирует падение себестоимости производства водорода за десять лет (к 2030 году) вдвое, что увеличит его экономическую привлекательность и конкурентоспособность относительно других низкоуглеродных технологий и даже традиционной энергетики. «Если масштаб производства электролизеров увеличится, а цены продолжат падать, уже к 2050 году в большинстве стран, по нашим расчетам, себестоимость безуглеродного производства водорода составит \$0,7–1,6 за 1 кг, что сделает его конкурентоспособным относительно природного газа в Бразилии, Китае, Индии, Германии и Скандинавии в пересчете на энергетический эквивалент», — пишет BloombergNEF.

Однако для снижения себестоимости необходимы масштабные инвестиции. По оценке BloombergNEF, для доведения водорода до уровня конкурентоспособности по цене с природным газом необходимы субсидии в объеме \$150 млрд, что позволит снизить себестоимость «чистого» водорода до \$15 за 1 млн BTU к 2030 году и до \$7 — к 2050 году (\$2 за 1 кг и \$1 за 1 кг соответственно). Цена выработки на ВИЭ планомерно падает, этот процесс идет уже не первый год. Что касается улавливания и хранения углекислого газа, то установленная мощность CCS в мире — 42 млн тонн, или менее 1% годовых выбросов. По оценкам Wood Mackenzie, к 2030 году мощность удвоится. Однако для того, чтобы удержаться в рамках климатической программы «два градуса», необходимо к 2050 году увеличить мировую установленную мощность CCS в сто раз — до 4 млрд тонн. Для коммерческой эффективности проектов по улавливанию CO₂, по данным Wood Mackenzie, средняя цена выбросов должна составлять \$90 за тонну, что втрое больше, чем сегодняшняя рыночная цена в Европе.

Что касается электролизеров, то, по оценкам Hydrogen Council, чтобы цены на «зеленый» водород вышли на конкурентоспособный уровень, требуется увеличение установленной мощности электролизеров до 70 ГВт и снижение цены 1 кВт установленной мощности до \$400. А чтобы покрыть ценовую разницу с «серым» водородом, потребуется \$20 млрд дополнительных инвестиций. По оценке Wood Mackenzie, принципиальным в деле уравнивания стоимости выработки «зеленого» и «голубого» (SMR + CSS) водорода будет стоимость выбросов — в 2030 году она должна составлять \$40 за тонну.

Также необходимы масштабные инвестиции в инфраструктуру транспортировки и хранения водорода. BloombergNEF оценивает их в \$637 млрд до 2030 года.

Декарбонизировать недекарбонизируемое

Одна из причин развития «зеленых» водородных технологий: они должны позволить декарбонизировать отрасли, которые поддаются этому с большим трудом, например производство стали. По данным World Steel Association, на металлургию приходится 7–9% всех мировых выбросов CO₂ от сжигания углеводородов. По данным 2018 года, на тонну стали в среднем приходится 1,85 тонны CO₂. Основная доля этих выбросов приходится на доменное производство с участием коксующегося угля.

Альтернативой является водород. Сейчас в мире появляются первые опытные производства стали с использованием «зеленого» водорода. Один из проектов — H2Future, реализуемый консорциумом во главе с Voestalpine, по комбинированному производству стали с применением водорода. Основное оборудование для проекта изготавливает «Сименс Энергетика», подробнее об этом и других ее проектах см. текст на стр. 14.

В 2016 году шведско-финский металлургический холдинг SSAB, шведская энергокомпания Vattenfall AB и железорудная LKAB запустили проект HYBRIT по организации коммерческого безуглеродного производства стали. 31 августа текущего года партнеры запустили опытное производство прямовосстановленного железа на базе водорода. Цель — сопоставить характеристики стали, изготавливаемой таким образом и в классическом доменном процессе. И, по оценке компании, процесс пойдет быстрее, чем изначально ожидалось. Если ранее говорилось о запуске коммерческого производства к 2035 году, то в августе гендиректор SSAB Мартин Линдквист заявил, что первая коммерческая сталь может быть получена в 2026 году.

Основная проблема водородной металлургии (помимо собственно производства водорода), говорит директор группы корпоративных рейтингов АКРА Максим Худалов, в том, что нет нормального процесса, который позволил бы использовать руды имеющегося качества. Чтобы получить железо с использованием водорода, его нужно прямо восстанавливать. Но при прямом восстановлении не происходит расплава, как в доменной печи, поясняет эксперт. Поэтому все примеси, содержащиеся в руде, сохраняются в железе. И далеко не каждое месторождение руды подходит для производства железа таким способом: если в районе Лебединского и Михайловского ГОКов очень хорошая руда с низким содержанием примесей, то в случае менее качественных месторождений при прямом восстановлении железа его промышленные свойства относительно классического производства ухудшаютсякратно.

Когда такое железо поступает в электросталеплавильное производство, в стали, получаемой на выходе, сохраняется весь тот химический «негатив», который присутствовал в железе. «Использование такой стали возможно лишь в конструкциях, не несущих напряжения, например в арматуре, и то максимум для пятиэтажных домов», — говорит Максим Худалов. — Даже уголки и балки уже несут серьезную нагрузку. О листовом производстве нужно забыть — никакой нержавеющей или оцинкованной стали так производиться не может, не говоря уж о холоднокатаной, электротехнической и трансформаторной стали». В лучшем случае такое сырье подойдет для производства судовой стали. Таким образом, на какой-то стадии нужно ввести аналог доменного процесса, говорит господин Худалов, но доменную печь нужно чем-то топить, и расход водорода будет огромным. Не говоря уже о том, что большинство способов производства водорода требуют улавливания CO₂, а если его и так придется улавливать, то не понятно, почему не использовать метан.

Время экспериментов

Таким образом, резюмирует Максим Худалов, отрасль должна решить, как добиться чистоты металла, как сделать процесс, аналогичный доменному, но использующий водород. Опыты в этой области уже проводятся.

Так, ThyssenKrupp в ноябре 2019 года запустила серию испытаний по использованию водорода в доменной печи: на первом этапе водород впрыскивался в одну из 28 фурм доменной печи №9 в Дуйсбурге, потом компания планирует задействовать водород на всех фурмах этой печи, а затем распространить опыт на все остальные. Благодаря такому решению компания ожидает прийти к сокращению выбросов CO₂ на 20%.

В мае шведская Ovako провела эксперимент по замене водородом сжиженного нефтяного газа при повторном нагреве стали перед прокатом и объявила, что результаты свидетельствуют об отсутствии падения качества стали. По оценкам специалистов компании, даже на начальной фазе переход на эту технологию позволит сократить выбросы на 20 тыс. тонн в год. Далее компания собирается внедрить ее на своем заводе в Хофорсе, а потом — на других своих предприятиях.

Но пока, отмечает Максим Худалов, мощность опытных установок на фоне мирового производства стали в 1,7 млрд тонн — это очень незначительная величина. «Ждем, когда из демонстраторов появятся промышленная технология», — говорит он.

Наталья Семашко,
Фарит Ишмухамметов

энергетика

Островки производства и потребления

У потребителей электроэнергии России появился новый способ выхода из энергосистемы. Они могут объединяться и создавать активные энергетические комплексы (АЭК) с собственной генерацией и сетевой инфраструктурой. Основной плюс — экономия расходов на энергоснабжение при сохранении связи с внешней сетью. Пока проект работает в тестовом режиме, за два года в стране может быть создано множество энергокомплексов общей мощностью до 250 МВт. По оценкам «Энерджинет», потенциал рынка в РФ к 2028 году составит 1,2 ГВт в год. Однако эксперты сомневаются в перспективах проекта, считая новый механизм лишь желанием регуляторов контролировать уход потребителей из централизованной энергосистемы.

— инновации —

Энергетический анклав

Общевойровой тренд по созданию локальных микроэнергосистем промышленных и коммерческих потребителей (industrial microgrid) дошел и до России. Старт новому механизму дал постановление правительства РФ о создании активных энергетических комплексов (АЭК) в пилотном режиме, которое вступило в силу в конце сентября.

По сути, АЭК — это своеобразный энергетический анклав или локальная энергоячейка. В структуру комплекса могут войти несколько коммерческих потребителей, небольшие электростанции на различных источниках энергии, а также внутренняя электросетевая и инженеринговая инфраструктура. В результате потребители внутри АЭК смогут снижать потребление из единой энергосистемы (ЕЭС) и обеспечивать себя электроэнергией с собственных блок-станций.

Однако АЭК нельзя считать полностью изолированной ячейкой. Комплекс будет подключен к ЕЭС, обеспечивающей резерв, и сможет при необходимости продолжать потребление из внешней сети. АЭК может иметь только одно соединение с внешней сетью — через генератора или потребителя. Управление энергетическими режимами, регулирование производства и потребления электроэнергии внутри микрогрида, а также поддержание параметров перетока из ЕЭС будут происходить в режиме реального времени с помощью программно-аппаратного комплекса управляемого интеллектуального соединения (УИС).

Согласно постановлению правительства, максимальная установленная мощность всех электростанций в АЭК должна быть менее 25 МВт. При этом суммарная электрическая нагрузка всех комплексов на время проведения пилотного проекта ограничена квотой в 250 МВт. Участники также смогут выбрать более привлекательную для себя модель расчета стоимости услуг по передаче электроэнергии из внешней сети. Це-

на электроэнергия с электростанций внутри микрогрида регулироваться не будет — потребитель и производитель должны сами договориться о ставках. Есть ограничение: если АЭК больше 10 секунд будет превышать индивидуально установленное значение потребления мощности из ЕЭС, то энергокомплекс отключат от внешней сети.

Инициатива была разработана в рамках реализации «дорожной карты» Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет» силами «Системного оператора» (СО, диспетчер энергосистемы) при поддержке группы экспертов инфраструктуры центра «Энерджинет». В группу входили представители «Совета рынка» (регулятор энергорынков), Минэнерго и «Россетей». Как ожидается, в конце октября начнется прием заявок от участников. Единственное условие — соответствие всем техническим требованиям. Набор участников продлится два года или пока не будет выбрана вся квота в 250 МВт. За это время регуляторы энергорынка оценят экономический эффект проекта, регуляторные особенности и технические аспекты, что позволит сформировать целевую модель механизма. При этом для всех пилотных АЭКов правила останутся неизменными на протяжении десяти лет.

Убегать с рынка

Желание потребителя уйти из энергосистемы объясняется ростом стоимости электроэнергии, которая в последние годы все больше формируется нерыночными факторами. Так, по оценкам «Совета рынка», в 2021 году 81% платежа за мощность, или 666 млрд руб., придется на нерыночные надбавки. В основном это доплата на строительство ТЭС по договорам на поставку мощности (ДПМ), заключенным после реформирования РАО «ЕЭС России». Кроме того, промышленность и коммерческие потребители также доплачивают за сниженные тарифы населения: так называемое перекрестное субсидирование в электросетевом комплексе, по оценке «Россетей», в текущем году составляет 236,8 млрд руб. в год.

В свете вируса

— прогноз —

Все зазеленело

В период локдаунов заметно усилились позиции «зеленой» генерации и пострадала угольная. По данным МЭА, в первом квартале единственный энергоисточник, показавший рост выработки, пусть и на 1,5%, — это «зеленый» сектор. По апрельскому прогнозу агентства, мировой спрос на электроэнергию возобновляемых источников в 2020 году должен подрасти на 1%. Причины роста выработки, помимо заложенных многолетним наращиванием возобновляемых мощностей в мире, — в стимулирующих развитие ВИЭ подходах к отбору источника электроэнергии на торгах. При резком падении потребления отбрасать стало больше «зеленой» энергии, вытесняя углеводородную выработку.

Как отмечает вице-президент и глобальный управляющий директор IHS Markit по традиционной и возобновляемой энергетике Чжоу Сичжоу, в Китае выработка угольных ТЭС в локдаун упала на 9%, в Южной Корее — на 11%, в Индии — на 20%, в Италии — на 31%, а в США (рынок PJM) — на 40%. Производство электроэнергии на газовых станциях среди перечисленных стран упало только в Италии — на 22%, в остальных странах (исключая Китай) она подросла на 12–26%. А выработка солнечной

энергетики выросла повсеместно — от 6% в Индии до 45% на PJM в США.

Тем не менее, по данным МЭА, прирост установленной мощности возобновляемой энергетики в мире из-за задержки вводов упадет на 13%, до 167 ГВт по итогам 2020 года. Темпы роста восстанавливаются в 2021 году, но по итогам двух лет он все равно окажется на 10% ниже прогнозов, сделанных до пандемии.

Недосветим и недогреем

Несмотря на восстановление спроса, год обещает быть для энергетиков тяжелым. По апрельскому прогнозу МЭА снижение потребления электроэнергии в мире по итогам года составит 5%, в отдельных странах — 10%. Впрочем, прогноз может быть обновлен.

EIA по состоянию на октябрь ожидает сокращения энергопотребления в США на 2% к 2019 году, в том числе падения на 5,6% в промышленном и на 6,2% в коммерческом сегменте и роста на 3,2% в 2020-м. В 2021 году уровень потребления будет примерно таким же, прогнозирует EIA. По оценкам рейтингового агентства ICRA, спад потребления электроэнергии в Индии составит 1,2% в 2020-м и 1% в 2021 году.

Но есть страны, которым удастся сохранить положительную динамику энергопотребления. Так, по июльским оценкам Энергетического со-

в таких условиях движение потребителей в сторону строительства распределенной генерации только усиливается.

Сейчас совокупная доля распределенной генерации на рынке, по разным оценкам, составляет от 10 до 15 ГВт (до 6% мощности всей энергосистемы). Из-за множества нерыночных механизмов даже генерирующим компаниям стало выгоднее уходить из оптового энергорынка и продавать электроэнергию напрямую потребителю по договорной одноставочной цене. За последние пять лет, по данным «Совета рынка», в розничный сегмент ушли 49 электростанций общей мощностью 1,25 ГВт. На рознице могут работать электростанции менее 25 МВт, крупным объектам можно уходить с опта только по специальному разрешению. Такой подход оказывается намного выгоднее для электростанций без дополнительных предпочтений, получающих только цену конкурентного отбора мощности, которая, вопреки прогнозам 15-летней давности, сильно отстает от цены ДПМ.

Организаторы ожидают большой интерес к механизму АЭК. Потенциал российского рынка АЭКов к 2028 году может достигнуть 1,2 ГВт в год, или 175 млрд руб. в год, отмечается в экспертно-аналитическом докладе «Энерджинет» об активных энергокомплексах. А суммарная мощность таких объединений через восемь лет может превысить 4 ГВт, подсчитали эксперты.

Цель организаторов проекта — в первую очередь привлечь предприятия среднего бизнеса, для которых совместное использование генерирующей мощности становится новым, ранее недоступным фактором повышения эффективности, говорит директор инфраструктурного центра «Энерджинет» Дмитрий Холкин. По его оценкам, экономический эффект — снижение конечной цены на электроэнергию более чем на 20%. Стоимость электроэнергии, производимой в микрогриде, оказывается ниже, а внутренний энергообмен организуется без оплаты услуг за передачу энергии. Кроме того, каждый новый потребитель, входящий в состав сформированного АЭКа, не будет платить за технологическое присоединение к сети.

Эксперты «Энерджинета» проводили модельный расчет на примере индустриального парка «Малая Сосновка» в Челябинской области. Речь идет о росте потребления с 6,2 МВт до 17,7 МВт за счет появления в ближайшие три года новых резидентов. Дополнительное техприсоединение к сетям уровня 10 кВ приведет к росту цены для потребителей до уровня 8 руб. за 1 кВт•ч, а в случае организации АЭК стоимость электроэнергии составит около 5,8 руб. за 1 кВт•ч, рассказывает господин Холкин.

При этом общие инвестиции в создание инфраструктуры АЭКов, включая генерацию, аккумулятор и УИС, для потребителя на 5 МВт оцениваются примерно в 94 тыс. руб. за 1 кВт установленной мощности при возможности масштабирования АЭКа до 13 МВт и увеличения мощности генерирующих установок со снижением средней стоимости до 60 тыс. руб. за 1 кВт, говорит руко-

водитель направления инфраструктурного центра «Энерджинет» Борис Бокарев. Период окупаемости проекта он оценивает в пять с половиной лет.

Зарубежный опыт

Годовой объем мирового рынка микрогридов, согласно подсчетам аналитической компании Guidehouse Insights, оценивается в \$8,1 млрд с объемом ввода новых мощностей на уровне 3,5 ГВт в год. К 2028-му этот рынок вырастет до \$39,4 млрд в год с объемом ежегодного ввода новых мощностей на уровне 19,9 ГВт, прогнозирует компания. Сейчас в мире реализуется или запланировано более 6,6 тыс. проектов микрогридов.

Активнее всего микрогриды создаются в Северной Америке и Азиатско-Тихоокеанском регионе. Причем за границей в локальные энергосистемы объединяются не только коммерческие и промышленные потребители, но и изолированные поселения, военные объекты и университетские кампусы.

Как правило, в единый контур микрогрида входят разные виды генерации, включая ВИЭ-объекты, системы накопления электрической и тепловой энергии, а также автоматизированные системы учета и управления. Сочетание различных технологий помогает обеспечить оптимальные уровни потребления и производства электроэнергии.

В мире инвестиции в строительство микрогридов оцениваются в \$1–3 тыс. за 1 кВт установленной мощности в зависимости от расположения ячейки, оборудования, интегратора, набора вендоров и проч., отмечается в докладе «Энерджинет». Причины бурного развития таких микроячеек — не только в росте цен на электроэнергию в централизованной системе, но и в желании потребителей перейти на более экологичные и при этом надежные и гибкие источники энергии. Участники микрогридов создают новые бизнес-модели и различные механизмы разделения прав собственности на объекты.

Ключевое отличие АЭКов от зарубежных концепций микрогридов заключается в том, что российский модель определяет такие регуляторные условия функционирования, которые делают выгодным присоединение микрогрида к сети, но при этом не создают проблем для энергорынка, отмечает Дмитрий Холкин. «Напротив, концепция АЭКов предполагает своего рода взаимовыгодный симбиоз централизованной и распределенной энергетики, и поэтому центральный элемент концепции — интеллектуальное присоединение, — рассказывает он. — За рубежом в этом плане распределенная генерация и микрогриды выступают скорее вызовом, к которому сетевые компании и другие традиционные игроки отрасли вынуждены адаптироваться, что часто приводит к перекосам в экономике энергосистем».

Отпускай и регулируй

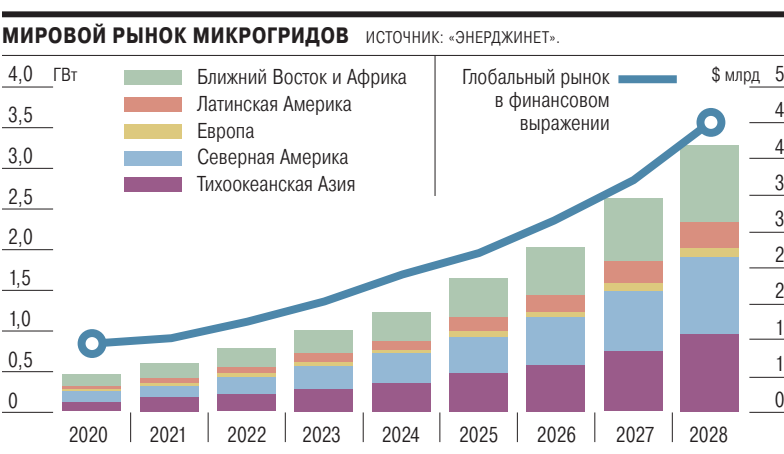
Промышленные потребители пока скептически смотрят на будущее активных энергетических комплексов в России — по крайней мере в предложенном виде. «Иници-

атива интересная, но привлекательность участия в ней для многих промышленных предприятий снижена неоправданными ограничениями, например для числа подключений к внешней сети и для мощности генерирующего объекта», — говорят в «Сообществе потребителей энергии» (объединяет крупных потребителей электроэнергии). В Совете производителей энергии (СПЭ, объединяет генерирующие компании) пока не берутся делать выводы о перспективах нового механизма, поскольку проект создания и функционирования АЭК носит экспериментальный характер. Нужно дождаться запуска и начала работы комплексов, считают в СПЭ. В «Россетях» озабочены тем, что в результате создания подобных ячеек снижается полезный отпуск в «общей» сети, «а у остальных потребителей растут затраты на поддержание централизованной системы энергоснабжения в рабочем состоянии». «Компенсировать это могут услуги по предоставлению АЭК „горячего резерва“ мощности, а также реверсивной передачи мощности между АЭКами с требуемыми параметрами качества и надежности», — говорят в компании. — Как следствие, тарифная модель станет более дифференцированной, увеличится выбор ценовых предложений для потребителя, расширится рынок системных услуг». Развитие распределенной энергетики «не должно создавать риски для устойчивой работы централизованной системы электроснабжения, частью которой является сетевая комплекс», резюмируют в «Россетях».

В перспективах проекта сомневаются и эксперты. Сама по себе конструкция АЭКа прежде всего является регуляторной, а не технической, объясняет Сергей Рожненко, менеджер практики по работе с компаниями сектора энергетики и коммунального хозяйства KPMG в России и СНГ: «Во-первых, схема касается отдельного вида потребителей — бизнес-парков, где есть различные собственники инфраструктуры и отдельных производственных площадок. Во-вторых, при мощности до 25 МВт и без специального регулирования АЭК существует возможность строительства розничной генерации и поставки электроэнергии «с шин» без оплаты сетевого тарифа (основная экономия). То есть подобные проекты и так реализуются». По его мнению, ключевая заслуга АЭКов — «обеление» серой зоны регуляторного вакуума и коммерческих рисков, которые сегодня присутствуют в части опосредованного присоединения потребителей к ЕЭС. Схема АЭКов предлагает более прозрачную конструкцию как в части технологического присоединения, так и во взаиморасчетах с сетями, продолжает аналитик.

«Но тут кроется и главная слабость: потребители, уйдя от монополизма гарантирующих поставщиков электроэнергии, имеют риск попасть в ценовую кабалу локального оператора АЭКа. Думаю, что гарантии возможности возврата на общие условия розничного электроснабжения для потребителей могли бы стать стимулом для более активного развития данного сегмента», — считает Сергей Рожненко.

Полина Смертина



вета КНР (СЕС), в 2020 году потребление электроэнергии в Китае вырастет на 2–3% к уровню 2019-го.

В своем отечестве

Потребление электроэнергии в РФ с начала пандемии, как и в других странах, падало, хотя двузначных показателей провал ни разу не достигал. В марте спрос снизился на 2,5%, в апреле — на 3,9%, в мае — на 6,9%, в июне — на 5,9%. Суммарное падение потребления с начала пандемии составило 3,8%, говорил в октябре замглавы Минэнерго Евгений Грабчак. Но в отличие от других стран, в России спрос восстанавливаться не спешит: с начала ограничений ни в один из месяцев потребление не сравнивалось с уровнем 2019 года и, тем более, не показывало роста относительно него.

Снижение спроса сказалось и на ценах — прежде всего на рынке на сутки вперед (РСВ). Как рассказал на форуме «Российская электроэнергетика. Преодоление последствий пандемии» председатель правления НП «Совет рынка» Максим Быстров, в марте цена на РСВ упала на 12,4%, в апреле — на 15,1%, в мае — на 18,6%. Нулевые цены фиксировались не только во второй ценовой зоне (Сибирь), где это не редкость, но и в первой (Центр и Урал). Цена на мощ-

ность при этом, как следует из его слов, вела себя не так однозначно: ее конкурентная часть снижалась, а неконкурентная (надбавки на развитие энергетики Дальнего Востока, строительство новых ТЭС в Калининграде и т. п.) — росла. Хотя в одноставочном выражении, заключает господин Быстров, цена все же снизилась.

Помимо спада потребления и цен положение участников российского энергорынка осложнили некоторые меры поддержки населения в период карантинных ограничений. Так, постановлением правительства №424 от 2 апреля был введен мораторий на взыскание неустойки за несвоевременную или неполную оплату коммунальных услуг до начала 2021 года, а также на ограничение поставки коммунальных услуг на основании их неоплаты или неполной оплаты. Генераторы и гарантирующие поставщики просили правительство отказать от полного моратория, дабы поддержать платежную дисциплину. Тем не менее катастрофический масштаб неоплаты не приняли. «Рынок в период пандемии продемонстрировал удивительную устойчивость — ни один из апокалиптических прогнозов пока не сбывался, — констатирует Максим Быстров. — Платежная дисциплина на опто-

вом рынке за эти месяцы снизилась очень незначительно. Если сравнить первое полугодие 2020-го с аналогичным периодом 2019 года, снижения составило всего 0,4%. А если говорить о втором квартале текущего года, то отмечается снижение на 0,6% по сравнению со вторым кварталом 2019 года». В абсолютных значениях расчеты на оптовом рынке за первое полугодие составили 99,2%, добавил он, не было и фатального снижения платежной дисциплины на розничных рынках, хотя и отмечались провалы, связанные с принятием моратория.

Свет в конце года

Минэнерго оптимистично в своих прогнозах по году, ожидая относительно небольшого падения потребления электроэнергии по его итогам — на 2,4% — и восстановления спроса до уровня 2019 года уже в 2021-м. В отопительный сезон, который начался в нынешнем году в Москве рано, уже в сентябре, на фоне первых ограничений второй волны коронавируса и введения режима самоизоляции для пожилых людей, Минэнерго прогнозирует рост потребления на 1,6%. В своих прогнозах к Минэнерго близок «Системный оператор», ожидающий спада на 2,1% в 2020 году.

Минэкономики, в свою очередь, полагает, что из-за теплой зимы

и COVID-19 потребление электроэнергии в 2020 году упадет на 3,6%, выработка — на 4,2%. «Интер РАО» ближе в своей оценке к расчетам Минэкономики и ожидает спада потребления на 4–5% по итогам года и медленного восстановления в 2021-м и далее — в пределах 0,3–1% в год.

Прогнозы не учитывают последствия возможной второй волны карантинных ограничений. Но электроэнергетика готова к работе в условиях усложнения эпидемиологической обстановки, заверил в начале октября замглавы Минэнерго Евгений Грабчак. По его словам, полностью ликвидированы технологические риски, связанные с COVID-19, ремонтные программы выполняются в соответствии с намеченными планами, на дистанционный режим переведены 30% сотрудников организации электроэнергетики и т. п.

По оценкам InfraOne Research, на начало августа потери энергетической инфраструктуры от пандемии составили 74 млрд руб., или порядка 6% годовой выручки профильных компаний. «Мы полагаем, что, несмотря на традиционно более низкие объемы генерации и потребления летом, ситуация в отрасли начнет постепенно улучшаться», — сообщает InfraOne Research. — И это уже происходит».

Наталья Семашко

