

энергетика

Зелень с обязательствами

Новая программа поддержки «зеленой» генерации после 2025 года, очевидно, будет не самой комфортной для инвесторов. Перед ними стоят 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 изобилии 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 концу 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 однофазном 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 выпустить 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 продило программу до 2035 года, ограничив ее объемом 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 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 Стапан. «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 энергетика 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 считаем, самое важное изменение стоимости установленной мощности и переход на минимальную одну ставку — отказ от состязания в сфере себестоимости установленной мощности и переход на минимальную одну ставку», — резюмирует эксперт.

Ставки сделаны

Пожалуй, самое важное изменение — смена основного критерия отбора: отказ от состязания в сфере себестоимости установленной мощности и переход на минимальную одну ставку — отказ от состязания в сфере себестоимости установленной мощности и переход на минимальную одну ставку», — резюмирует эксперт.

В «Совете рынка» (регулятор энергорынка) 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 принципиально, ведь сама схема оплаты мощности по ДПМ сохранится. При этом переход на одну ставку 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 дорожании проектов. «В проекте постановления также предлагается изменить штрафы не в клате за мощность, а полной однофазной 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 однофазной цене — закономерный шаг, направленный на повышение ответственности инвестора за объем выработки. Однако Минэнерго планирует применение штрафных санкций как за недоставку электроэнергии (снижение платежа за мощность), так и по мощности (так называемых дельт за неготовность), что может являться двойным наказанием инвестора, сетуют в ассоциации.

Денежный порог

Корректировки регуляторов все равно не меняют общей логики программы. Напротив, правительство лишь закрепит прежнюю конструкцию, которая в большей степени будет бороться с промышленностью, нежели об энергодолгах или уровне выработки. 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 мощностные газовыми турбинами. Программа 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 странной механизм стимулирования экспорта оборудования, считает Валерий Дзюбенко. «Предложения сроки выравнивания цены ВИЭ с ценами на энергорынке выходят далеко, на шесть-десять лет, за момент наступления реального «севого паритета», — полагает он. — Достаточно было бы сократить барьеры для конкуренции с зарубежным 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 средневропейскими 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 «пирага» 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 необходимо пока недостижимые 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 катализаторами \$200 за 1 кВт установленной мощности. А такие электролизеры, сообщает IRENA, будут широко доступны только к 2040 году.

Как удешевить

Для коммерциализации себестоимости «зеленого» водорода необходимо сократить. 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 ВТУ 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 + CCS) 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 недекarbonизируемое

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 прямого восстановленного 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 ухудшаются кратно.

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 до 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. Опыт в этой области уже проводится.

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