

энергетика

Интегратор распределенной энергетики

Энергетики завершают разработку двух пилотных проектов в рамках «дорожной карты» по развитию национальной технологической инициативы «Энерджинет» — активных энергетических комплексов (АЭК), отвечающих за формирование изолированных от энергосистемы ячеек, и агрегаторов спроса, объединяющих отдельных мелких потребителей в крупные блоки. Оба проекта в тестовом варианте планируются запустить в 2019 году. Генераторы относятся к этим начинаниям настороженно, потребители приветствуют, а эксперты полагают, что рассчитывать на реальный результат можно, лишь радикально перестроив структуру энергорынка.

— технологии —

Комплексы освоения потребителя

Сложившуюся архитектуру рынка электроэнергетики РФ, работающей в устоявшейся конструкции «генерация-сеть-потребитель», могут изменить новые виды взаимодействия ее субъектов. В рамках «дорожной карты» «Энерджинет» в наиболее активной стадии проработки сейчас находятся две концепции — создание пилотных проектов активных энергетических комплексов и агрегаторов спроса. Они отражают мировой тренд по переходу к более сложной интеллектуальной модели с распределенной энергетикой, высокой долей зеленой генерации и просьюмерами (производителями-потребителями).

Активные энергетические комплексы (АЭК) — это изолированные от единой энергосистемы ячейки рынка, которые будут взаимодействовать с ней через управляемые интеллектуальные соединения (УИС). Эти соединения автоматически отключают АЭК от системы, если допустимые параметры перетока не соблюдаются. Создание таких микроэнергосистем промышленных и коммерческих потребителей (industrial microgrid) «является общемировым трендом» и «позволяет сбалансировать интересы централизованной энергосистемы и распределенной энергетики», говорят в Минэнерго.

Интерес регуляторов к разработке правил для АЭК — это попытка интегрировать распределенную энергетику в современную структуру рынка и сделать уход промпредприятий на собственную генерацию более управляемым. Тренд на развитие распределенной генерации в РФ в последние годы усиливается. Это связано с постоянным ростом стоимости электроэнергии, законодательным стимулированием утилизации попутного нефтяного газа, зачастую — с потребностью в собственном тепле. Но массовое отключение от сети также увеличивает нагрузку на других потребителей, приводит к недополучению выручки генерирующими компаниями, у которых падает отпуск, и электросети, лишаясь доходов от передачи.

Уход промпредприятий в децентрализованные коммуну, по идее, должен изолировать их от нерыночных надбавок в платежах за электроэнергию (перекрестного субсидирования на выравнивание энерготарифов для ДФО, платежей за зеленую генерацию, мусоросжигательных заводов и проч.) и создать базу для применения интеллектуальных систем управления внутри самих ячеек. Но пока основным драйвером реализации модели АЭК является не желание регуляторов сделать процесс инвестирования в собственную генерацию управляемым и обеспечить баланс на централизованном и распределенном рынках резервов, а экономическое обоснование стремление «промышленных предприятий, присоединенных к шинам розничной генерации, избежать оплаты услуг по передаче в отношении электроэнергии, производимой на таких объектах», считает собеседник „Ъ“, знакомый с ходом дискуссии.

Законотворческие рамки

Разработкой пилотного проекта АЭК занимается рабочая группа «Энерджинет» вместе с Минэнерго, «Системным оператором» (СО, диспетчер энергосистемы), «Советом рынка» (регулятор энергорынка) и «Россетями». В Минэнерго уточнили, что постановление правительства по АЭКам планируется принять до конца года. После этого будут собираться заявки от потенциальных участников, а первый пилотный комплекс начнет действовать в конце 2019 года. Оценку влияния АЭКов на энергосистему, включая экономический эффект и технические аспекты, планируется провести после завершения первого этапа реализации пилотных проектов в 2021–2022 годах.

Как поясняют в СО, площадками для таких комплексов могут быть территории опережающего социально-экономического развития, моногорода, части ОЭЗ, мини-кластеры вокруг старых розничных ТЭЦ, которые требуют модернизации, а также территории вокруг ТЭЦ заводов, если эти заводы снизили собственное потребление, а рядом есть другие потребители, которых можно запитать от этих ТЭЦ. «Площадки уже есть: есть те, которые рассматривают этот вариант, есть те, которые даже сообщили о своих наме-



Первые попытки перенести на российскую энергосистему мировые подходы к управлению распределенной генерацией получают законодательное оформление

рениях, — рассказывают в СО. — Например, Тольяттинский индустриальный парк».

Суммарная установленная мощность генерации в границах АЭКов должна быть менее 25 МВт (при большем объеме выработка должна идти на оптовый энергорынок), суммарная электрическая нагрузка всех АЭКов не должна превышать 500 МВт, а на территории одного субъекта РФ может располагаться не больше двух таких комплексов. «Внешняя» электроэнергия и услуги передачи будут оплачиваться по утвержденным ставкам, а электроэнергия, вырабатываемая распределенной генерацией внутри ячейки, не будет регулироваться. Предполагается, что оператор АЭКов и участники будут самостоятельно договариваться о правилах ценообразования — никаких ограничений в этой части не предусмотрено. При этом максимальная длительность превышения индивидуально установленного значения моментального потребления мощности из ЕЭС не должна превышать десяти секунд.

Взаимодействие АЭКа с внешней системой будет осуществляться через оператора. Предполагается, что его функции сможет выполнять любая компания. Основная функция оператора — балансирование нагрузки и потребления АЭКа для экономической оптимизации энергоснабжения потребителей при условии обеспечения оплаченного объема резервирования из системы. Оператор будет отвечать за технические решения, направленные на надежную работу АЭКов, формирование баланса, принятие оперативных решений при отклонениях перетоков и нештатных ситуациях. Также оператор формирует единую договорную конструкцию между участниками АЭКов. В «Россетях» считают, что в обязанности оператора не обязательно должно входить непосредственное проведение сделок купли-продажи электроэнергии: их следует делегировать энергоснабжающей самобалансирующей организации (ЭССО), в качестве которой может выступать как сам оператор АЭКов, так и сторонний энергосбыт. «В этом случае за оператором АЭКов будет закреплен обязательный функционал технологического и коммерческого оператора», — пояснили в госхолдинге.

Экономия не без издержек

В СО отмечают, что организация АЭКов может сделать малые ТЭЦ экономическим инструментом, привлекаемым для профессиональных инвесторов. «В современных условиях строительство распределенных ТЭЦ становится все более экономически осмысленным, — считает диспетчер. — Однако существующая регуляторная среда и особенности пра-

воприменения не позволяют сформировать взаимовыгодные отношения между инвестором в такую ТЭЦ и совокупностью заинтересованных промышленных потребителей, если они не принадлежат одному юридическому лицу». По оценке СО, участник АЭК будет экономить до 30% стоимости централизованного энергоснабжения. Среди прочих экономических эффектов внедрения АЭК, полагают в СО, можно выделить снижение капазатрат на создание и развитие инфраструктуры энергоснабжения промышленных кластеров на территории России и, как следствие, создание дополнительных факторов роста ВРП.

Но для «Россетей» существуют риски снижения полезного отпуска. Выпадающие доходы, как полагают в компании, можно компенсировать за счет введения для АЭКов оплаты резерва мощности. Другие участники рынка согласны с этим предложением, но в Минэнерго при этом отмечают, что из-за ограничения нагрузки для пилотных проектов существенного снижения полезного отпуска не предполагается. «В перспективе при масштабном внедрении АЭКов и переходе на новые технологии может измениться и структура потребления, и система оплаты сетевых услуг, так что говорить сейчас о будущих выпадающих доходах преждевременно», — считают в министерстве.

Директор «Совета производителей энергии» Дмитрий Вологжанин отмечает, что создание даже пилотного проекта АЭК затрагивает всех субъектов энергосистемы: генерация, сети, СО, потребителей, а сама концепция не должна нанести технологического и экономического ущерба единой энергосистеме. Он указывает на нерешенность вопросов, касающихся экономической модели функционирования АЭКов на оптовом и розничном рынках, в том числе обеспечения финансовой безопасности потребителей, планирующих подключение к комплексу, а также финансовых обязательств и взаимной ответственности всех связанных субъектов электроэнергетики. «Очевидно, что уход потребителей из ЕЭС во многом вызван неурегулированностью проблемы „перекрестного субсидирования“, — говорит господин Вологжанин. — Ликвидировать „перекрестку“ необходимо: это приведет к установлению правильных ценовых сигналов на рынке электроэнергии. Важно отметить, что ее ликвидация также повысит привлекательность ЕЭС для потребителей в целом».

Солидарный спрос

На оптовом энергорынке РФ с 2016 года был введен механизм ценозависимого снижения потребления (demand response), когда потребители соглашаются оперативно снизить потребление по требованию СО. Это позволяет регулятору не вводить дополнительные мощности для

покрытия пиковых нагрузок, а в качестве альтернативы директивно снижать потребление. Но до сих пор этот механизм не распространился на розничных потребителей с одиочным потреблением менее 5 МВт. Для объединения таких потребителей в «дорожной карте» «Энерджинет» предусмотрено введение услуги «агрегатора» — субъекта, способного управлять режимом потребления оборудования большого количества розничных потребителей.

В «Совете рынка» считают, что такие мелкие потребители «имея малые нагрузки по отдельности, при консолидации и синхронном выполнении единых команд способны произвести значительный системный эффект». По оценке СО, сегодня до 1,5 ГВт в энергосистеме используются на протяжении 44 часов в год — управление спросом со временем могло бы заменить такую неиспользуемую генерацию. Совокупный объем разгрузки для пилотных комплексов в проекте постановления правительства (сейчас находится на согласовании в профильных министерствах) предложено в 2019 году ограничить 0,5% от спроса на мощность, или 715 МВт в первой ценовой зоне (европейская часть РФ и Урал) и 203 МВт во второй ценовой зоне (Сибирь).

Задача агрегаторов — найти розничных потребителей, готовых снизить свое потребление, и задействовать их по команде СО для снижения пикового потребления и снижения расходов энергосистемы на пиковую генерацию.

В рамках пилотного проекта оплата ценозависимого снижения потребления будет происходить через тариф на услуги по обеспечению системной надежности, эта плата собирается с потребителей энергорынка. Предельная цена услуг агрегатора устанавливается на уровне, сопоставимом с ценой покупки мощности потребителем. По оценке одного из участников рынка, объем допгрузки на оптовый энергорынок может достигать 9 млрд руб. В пилотных проектах агрегатором может выступать любая компания: энергосбыт, сети, независимые игроки, чья деятельность не связана с куплей-продажей электроэнергии и мощности. В целевой модели агрегаторы станут новым типом участников оптового рынка электроэнергии, говорят в СО.

В «Совете рынка» отмечают, что введение этого механизма не вызовет дополнительного роста цен для оптовых потребителей. «Напротив, ожидается, что эффективное применение такого механизма приведет к снижению нерегулируемой цены на рынке на сутки вперед (РСВ), — подчеркивают в ассоциации.

Разгрузок может быть не менее одной в месяц, но не более пяти. Если в течение месяца разгрузок по экономическим условиям не было, запускается процедура тестирования: неисполнение обязательств ведет к снижению оплаты вплоть до ее от-

сутствия. При систематическом отсутствии снижения потребления контракт с агрегатором расторгается.

Руководитель направления «Электроэнергетика» Центра энергетик Московской школы управления «Сколково» Алексей Хохлов отмечает, что до сих пор управление спросом на оптовом энергорынке касалось крайне незначительных в масштабах энергосистемы объемов потребляемой мощности. По результатам конкурентного отбора мощности (КОМ) на 2021 год учтены заявки по снижению мощности на 54 МВт в Сибири (все заявки были поданы алюминийными заводами компании «Русал» в Братске, Саяногорске и Новокузнецке). Это около 0,1% совокупной мощности генерации второй ценовой зоны. При этом потенциал технологий управления спросом на оптовом энергорынке, по оценке Алексея Хохлова, составляет до 13 ГВт.

Эффективность механизма управления спросом на розничном рынке, по мнению господина Хохлова, будет зависеть от правильной настройки и прозрачности механизмов экономического стимулирования потребителей и агрегаторов спроса — для участия в управлении спросом им придется пойти на затраты, в том числе установить необходимое оборудование и автоматизацию. «Нужно двигаться поэтапно, продвигаясь вперед, продвигаясь вперед, продвигаясь вперед», — подчеркивает господин Хохлов, добавив, что СО называет «стихийным управлением спросом» — замещение собственной генерацией потребления в региональные часы максимума и неоплата пиковой мощности, в цену которой, как известно, включается все, что можно, и прежде всего все антирыночные надбавки. Но наша система трансляции стоимости мощности на потребителей устроена таким образом, что неоплата ее такими участниками приводит к переплате другими, менее «удачливыми», то есть для общественного блага пользы от такого управления спросом немного». Попытки как-то организовать этот процесс и сэкономить на общем объеме мощности, оплачиваемой всеми потребителями, вряд ли могут произвести какой-то эффект, считает господин Преснов, до тех пор пока «мощность у нас остается не рыночным товаром, зависящим от спроса на нее, а инструментом взаимного квазиалогов с потребителями в виде ДПМ, надбавок и т. п.». И это видно по объемам управления спросом и эффектам от такого управления, по данным СО, говорит он. Поэтому вся эта история с розничной агрегацией спроса в рамках концепции «Энерджинет», как и создание АЭКов с некоторыми операторами, в России выглядит абсолютно искусственной и вряд ли окажется жизнеспособной, уверен Алексей Преснов. «Для того чтобы она состоялась, нужно перепахать наш рынок, сделать его настоящим, а не забюрократизированным различными ограничениями», — говорит эксперт.

Многообещающая мода

Председатель набсовета «Сообщества потребителей энергии» Александр Старченко отмечает, что развитие оба проекта — АЭК и агрегаторы спроса — гораздо полезнее, чем тратиться на перекрестное субсидирование и различные ДПМ, «пока АЭК и агрегаторы спроса делают энергосистему более гибкой и эффективной, а электроэнергию — дешевой».

По мнению главы Агентства энергетического анализа Алексея Преснова, создание пилотных проектов АЭК и агрегаторов спроса в рамках опубликованной в прошлом году концепции НТИ «Энерджинет» является «искусственной попыткой привнести в наш крайне зарегулированный, перегруженный различными нерыночными инструментами и поэтому во многом неработоспособный рынок модные тренды и тенденции так называемого энергетического перехода, родившегося в совсем других условиях — в развитых рыночных юрисдикциях с четкими ценовыми сигналами, основанными на балансе спроса и предложения, и к тому же с выраженной климатической повесткой». Всего этого у нас нет, добавляет эксперт, но есть желание «выглядеть прилично».

«И микрогриды — то, что у нас назвали АЭК, — и агрегаторы спроса —

это рыночные инструменты повышения эластичности спроса, применение которых стало возможным благодаря быстрому технологическому развитию в последние 10–15 лет, как в энергомашиностроении и электротехнике, где появились высокоэффективные небольшие генерирующие мощности, новое цифровое сетевое оборудование, так и в информационных технологиях, позволяющих управлять большим количеством параметров и данных в полностью автоматическом режиме, — говорит Алексей Преснов. — Важным фактором бурного развития распределенной энергетики в мире в последние годы (а АЭК и агрегаторы — это ее частные проявления) стало резкое снижение стоимости ВИЭ, особенно солнечных панелей, которые стали доступными для широкого круга потребителей в условиях внешнего субсидирования, что повлекло за собой их массовое применение в режиме „за счетчиком“ (behind the meter), появление излишков при выработке и необходимость их рациональной утилизации в рамках создаваемых новых ячеек рынка — микрогридов. С другой стороны, распределенная энергетика, в десятки и сотни раз менее капиталоемкая по сравнению с традиционной, во многом являлась ответом на неопределенность и риски классических энергорынков, связанные с циклической волатильностью цен на топливо и высокой стоимостью строительства новых и модернизации старых активов. При этом рождалась она на фоне растущих цен на электроэнергию, особенно пиковых, прежде всего для небольших коммерческих и частных потребителей, и озабоченности потребителей энергоэффективностью и экономией. Именно это породило на ряде рынков появление и бурный рост так называемых ЭСКО — энергосервисных компаний, которые продвигают и микрогриды, и системы управления спросом, и, как правило, являются агрегаторами».

Всего этого у нас нет, подчеркивает господин Преснов: ни пиковых цен, «срезка» которых существенно влияла бы на общие платежи потребителей, ни доступных для массовых потребителей источников энергии, работающих в режиме «за счетчиком», ни высоких цен для домохозяйств, заставляющих потребителей экономить и объединяться в микрогриды, ни рыночных сигналов, стимулирующих создание так называемой embedded генерации, расположенной рядом с потреблением.

«То, что у нас есть, — это либо остатки советских блок-ТЭЦ на предприятиях, либо новые собственные станции у „богатых“ промпотребителей, а также в последние годы и новых средних, часто торговых предприятий, строящих собственную генерацию как альтернативу огромной стоимости технологического присоединения, — объясняет он. — В основном эффект от такой генерации состоит в неоплате сетевого тарифа, а также в том, что СО называет „стихийным управлением спросом“ — замещение собственной генерацией потребления в региональные часы максимума и неоплата пиковой мощности, в цену которой, как известно, включается все, что можно, и прежде всего все антирыночные надбавки. Но наша система трансляции стоимости мощности на потребителей устроена таким образом, что неоплата ее такими участниками приводит к переплате другими, менее „удачливыми“, то есть для общественного блага пользы от такого управления спросом немного». Попытки как-то организовать этот процесс и сэкономить на общем объеме мощности, оплачиваемой всеми потребителями, вряд ли могут произвести какой-то эффект, считает господин Преснов, до тех пор пока «мощность у нас остается не рыночным товаром, зависящим от спроса на нее, а инструментом взаимного квазиалогов с потребителями в виде ДПМ, надбавок и т. п.». И это видно по объемам управления спросом и эффектам от такого управления, по данным СО, говорит он. Поэтому вся эта история с розничной агрегацией спроса в рамках концепции «Энерджинет», как и создание АЭКов с некоторыми операторами, в России выглядит абсолютно искусственной и вряд ли окажется жизнеспособной, уверен Алексей Преснов. «Для того чтобы она состоялась, нужно перепахать наш рынок, сделать его настоящим, а не забюрократизированным различными ограничениями», — говорит эксперт.

Татьяна Дятел