

Э

Тематическое приложение к газете **Коммерсантъ**

Энергетика

Вторник 22 апреля 2014 №69 (5342 с момента возобновления издания)

kommersant.ru

20 | Стройки века собирают подрядчиков. Рынок инжиниринга осваивает ЕРС- и ЕРСМ-контракты

19 | Крымский свет. Откуда новый регион будет получать электричество

19 | Мирный атом на границе. Международные санкции ударят по бизнесу государственной корпорации «Росатом»

Российский рынок распределенной генерации неуклонно растет. Доля распределенной генерации в структуре общей выработки ЕЭС, по подсчетам компании Branap, за прошедшие пять лет увеличилась с 5% до 6%. На начало 2013 года объем установленной мощности распределенки, подключенной к ЕЭС, составил 12,4 ГВт мощности.

Подключение для своих



— энергоснабжение —

Распределенная генерация (РГ) в России в основном понимается как строительство энергоустановок, обеспечивающих электроэнергией и теплом отдельного потребителя — промышленные предприятия, торговые центры, складские комплексы. Бизнес заказчиков, как правило, далек от энергетики, и они с удовольствием сняли бы с себя головную боль, передав не только строительство, но и эксплуатацию внешнему подрядчику. «Если компания не понимает рынок энергетики, не хочет нести непрофильные риски и не имеет доступа к финансированию, ей выгоднее нанять оператора», — отмечает управляющий директор Branap Strategy Ольга Быкова. — Однако в настоящее время операторы привлечены для управления объектами РГ только в 3% от общего количества реализованных проектов. Владелец управляющей станции операторы являются еще реже. Чаще всего операторы специализируются исключительно на строительстве объектов малой генерации».

В 2013 году российская компания концерна E.On «Э.ОН Россия» создала ООО «Э.ОН Коннектинг Энерджис» (является частью международного подразделения E.On Connecting Energies, специализирующегося на распределенной генерации). В начале 2014 года «Э.ОН Коннектинг Энерджис» приобрела у швейцарской девелоперской компании Dega, развивающей сеть промышленных парков, контрольный пакет ООО «Ногинский тепловой центр», эксплуатирующего две энергоустановки мощностью 15 МВт в промышленном парке в Ногинске. По прогнозам компании, к 2017 году промышленные парки в России будут требовать до 700 МВт электрической мощности.

Еще две когенерационных установки суммарной мощностью около 2 МВт «Э.ОН Коннектинг Энерджис» строит в рамках со-

глашения с Metro Cash & Carry (торговые центры в Подмоскowie). Директор по развитию бизнеса в России ООО «Э.ОН Коннектинг Энерджис» Антон Паниюшин сообщил, что сейчас идут проектирование, выбор поставщика оборудования и другие предпроектные работы. «Э.ОН Россия» работает над несколькими десятками потенциальных проектов с установленной мощностью от 6 до 80 МВт. Мы считаем, что фокус инвестиционной активности в генерации будет перемещаться к непосредственным потребителям электрической и тепловой энергии, отметил Антон Паниюшин.

Модель работы «Э.ОН Коннектинг Энерджис» в России — контракты BOOT (build-own-operate-transfer) или BOO (built-own-operate), по которым E.On уже ввел в эксплуатацию более 1,6 ГВт мощностей в Западной Европе. То есть компания строит энергоустановку «под ключ», берет ее на баланс через оформление финансового лизинга, эксплуатирует объект и продает электроэнергию и тепло заказчику. Сложности эксплуатации энергоустановок в российских условиях «Э.ОН Коннектинг Энерджис» не боится, так как имеет большой опыт работы в разных странах и планирует привлекать специалистов со всего мира.

Увеличить свое присутствие на рынке распределенной генерации могут не только генерирующие компании, но и энергостроители, а также производители энергетического оборудования. Так, в холдинге «Группа Е4» отмечают, что многие крупные промышленные холдинги ищут соинвесторов для строительства собственной генерации и готовы передать им последующую эксплуатацию объекта. «В части малой генерации мы рассматриваем возможность участия в ряде проектов, но окончательного решения еще нет», — говорят представители «Группы Е4».

Появился и потенциальный крупный заказчик для компаний, занятых в РГ, — Белг-

Потребители энергии все чаще становятся инвесторами, создавая собственные генерирующие мощности

родская область, которая сейчас рассматривает строительство 557 МВт распределенной генерации к 2020 году. Если не считать сегмента генерации на отходах сельскохозяйственного производства, который разработчики концепции малой энергетики предлагают государству софинансировать через субсидии для агропрома, предложения по господдержке проекта носят нефинансовый характер. Для разработки механизма согласования режимов работы малой энергетики с Единой энергосистемой России белгородцы предлагают создать оперативно-технологическую службу системы управления всеми малыми электростанциями, которая будет оперативно подчиняться и взаимодействовать с филиалом «Системного оператора». Если концепцию воплотят в жизнь, то Белгородская область станет первым в России регионом, где работа распределенной генерации будет гармонизирована на уровне всей энергосистемы.

Председатель наблюдательного совета НП «Сообщество потребителей энергии» Александр Старченко отмечает, что для того, чтобы распределенная генерация в России, как и во всем мире, создавала дополнительные резервы и повышала надежность единой энергосистемы, от государства ничего особенного не требуется — достаточно просто этому не мешать. «Количество таких проектов, как в Белгородской области, возрастет, если решится вопрос с присоединением объектов малой генерации к сетям», — считает директор по маркетингу «БПЦ Инжиниринг» Ольга Парфенова. — Это снизит финансовые риски и повысит инвестиционную привлекательность распределенной энергетики как для владельцев, так и для операторов».

Наталья Готова

Крымская энергоинтеграция

— экономическая география —

Недавние показательные ограничения поставок электроэнергии с Украины в Крым заставили Россию задуматься о том, насколько самодостаточна энергосистема Крыма и сколько потребуются вложений, чтобы обеспечить регион бесперебойным питанием. Ответов на эти вопросы, как выяснилось, до сих пор ни у кого нет.

Полуостров в цифрах

Удивительный факт: украинские домохозяйства в силу исторических традиций потребляют электроэнергию по одному из самых низких тарифов в Европе.

По оценке аналитика «Ренессанс Капитала» Владимира Скляра, тариф для населения в 2013 году составил 0,77–2,63 руб. за 1 кВт•ч электроэнергии. Для сравнения: население в Москве платит по тарифу от 3,15 до 4,50 руб. за 1 кВт•ч. Европейские же цены на электроэнергию для населения достигают уровня 8–10 руб. за 1 кВт•ч (пересчет по курсу на конец марта). В промышленности ситуация схожая: крымские предприятия платят около 3,4 руб. за 1 кВт•ч электроэнергии против 5,5–6,5 руб. в России и 6–7 руб. за 1 кВт•ч в ЕС.

«Переход к российским тарифам на электроэнергию будет ударом для крымского населения. Однако государство не может себе позволить бесконечного субсидирования цен на электроэнергию. Разумным выглядит индексация цен на электроэнергию темпами, схожими с темпами повышения зарплат бюджетникам и пенсий на Крымском полуострове до российского уровня», — говорит Владимир Скляр. При этом, по оценке господина Скляра, размер субсидий в

2014 году составит около 4–5 млрд руб., в 2015-м — около 3 млрд руб. и будет снижаться в последующие годы.

«Решение проблемы энергоснабжения Крыма не имеет сиюминутных рецептов. Крым вряд ли увидит новую собственную электроэнергию или переданную из Краснодарского края ранее начала 2016 года. Поэтому на ближайшие два года диалога с Киевом по поставкам электричества в Крым не избежать», — считает Владимир Скляр.

Эксперты в один голос говорят о том, что уровень цен в \$23–27 за 1 МВт•ч для населения и около \$45 за 1 МВт•ч для промышленности, по которому Украина поставляла электроэнергию в Крым в 2013 году, согласовать вряд ли удастся. Оправданными представляются цены, по которым Украина продавала электроэнергию соседним странам.

«В 2013 году Украина поставляла электроэнергию в Венгрию, Словакию и Румынию в среднем по \$62 за 1 МВт•ч, в Беларусь — по \$57 за 1 МВт•ч, в Польшу — по \$48 за 1 МВт•ч, в Молдавию — по \$61 за 1 МВт•ч (с учетом транспортировки до границы). Тем самым средней ценой является \$60 за 1 МВт•ч», — рассказывает господин Скляр.

Получается, что с учетом платы за передачу, распределение и сбыт электроэнергии конечная цена такой электроэнергии для потребителя будет равна примерно европейской цене, то есть 7–9 руб. за 1 кВт•ч для всех потребителей, и разницу с текущими ценами придется компенсировать из федерального бюджета РФ.

Все это ждет Крым уже в самом ближайшем будущем, однако если задуматься о долгосрочных перспективах, то Крыму предстоит глобальное строительство своих энергосистем.

с19

В каждом проекте — солнце

— альтернативная энергетика —

На рынке инвестиций в возобновляемую энергетику появляются новые лидеры: на фоне снижения инвестиций в «зеленую» энергию в ЕС рынки стран Латинской Америки и Азии становятся более привлекательными. Меняются и подходы к методам стимулирования развития ВИЭ: вместо «зеленых» тарифов все большую популярность на новых рынках получает поддержка чистой энергии через рынок мощности. Подобная программа поддержки ВИЭ была запущена почти год назад и в РФ и пока привела к развитию прежде всего солнечной энергетики.

Новые рынки вступают в игру

На протяжении последних нескольких недель вышел целый ряд аналитических отчетов, анализирующих ситуацию на глобальных рынках возобновляемой энергии. Важнейшими среди них стали исследования компании Ernst & Young и фонда The Pew Charitable Trusts (на основе данных Bloomberg New Energy Finance), оценившие данные об инвестировании в ВИЭ за 2013 год и о потенциальной дальнейшей перспективности рынков различных стран мира.

Оба отчета выделяют общую тенденцию: развитые рынки в Западной Европе и США начинают уступать «новичкам»: Бразилии, ЮАР, Турции, Таиланду, Чили. По данным за прошлый год, особенно сильный спад был замечен в ЕС — на 44%, что во многом привело к снижению глобального уровня инвестиций в ВИЭ на 11%, до уровня \$254 млрд, и снижению глобальной установленной мощности ВИЭ на 1%. Рост же был за-

мечен прежде всего в Азии (на 10%, до уровня \$102 млрд). Аналитики Ernst & Young также называют ряд наиболее перспективных стран для дальнейшего инвестирования, среди них — Индонезия, Малайзия, Кения, Эфиопия, Уругвай.

В ЕС наиболее заметным падение рынка оказалось в Германии (на 55%) и Италии (на 75%). В Германии продолжают обсуждать планы сокращения господдержки сектора ВИЭ, прежде всего в области реформирования «зеленого» тарифа, что вызывает серьезную обеспокоенность инвесторов. Впрочем, по мнению директора Центра экологической политики Свободного университета Берлина и члена консультационного совета правительства ФРГ по экологической политике Миранды Шрез, речь идет скорее о коррекции рынка. «На протяжении двух лет после трагедии на „Фукусиме“ мы наблюдали скорее переинвестирование на немецком рынке, сейчас же инвестиции выходят на более реальный уровень», — заявила она „Ъ“. Тем не менее в рейтинге перспективности инвестирования Германия стабильно занимает третье место.

Одновременно продолжает активно развиваться китайский рынок ВИЭ, являющийся, по словам аналитиков ЕУ, доминантным. Бурное развитие ВИЭ в Китае (объем инвестиций составил \$54,2 млрд в 2013 году) вызвано прежде всего ростом спроса на энергию, а также эффективными правительственными мерами поддержки сектора. Правда, аналитики критикуют китайский рынок за «закрытость» для зарубежных инвестиций — именно поэтому Китай уже несколько лет подряд располагается лишь во втором месте в мире по привлекательности инвестиций в ВИЭ, уступая США.

с18

«ГПБ - Энергоэффект» – лидер на российском рынке энергосервиса

ГПБ ЭНЕРГОЭФФЕКТ

Наши инвестиции – Ваша экономия

Проекты под ключ во всех сферах энергетики, уникальный опыт управления и финансирования энергопроектов

Тел.: +7 (495) 660-71-41 | E-mail: info@gpb-ee.ru | www.gpb-ee.ru

энергетика

Проникающее тепло

По прогнозам Минэнерго России, к 2020 году потребление энергоресурсов в тепловой энергетике страны снизится на 36% по сравнению с 2012 годом — до 16 млн тонн условного топлива. Однако при ныне действующей модели тарифообразования инвестиции в теплоснабжение не окупаются.

Инвестиции в теплоснабжение могут вырасти, если уже в этом году регуляторы утвердят методику расчета экономически обоснованных тарифов.

— реформа —

Активисты на низком старте

Инвесторы на российском рынке теплоснабжения не проявляют большой активности из-за того, что региональные власти зачастую устанавливают для новых энергоисточников тарифы, не позволяющие окупить вложения. «Над действующей методикой установления тарифов на тепловую энергию методом экономического обоснования довлеет социальная политика государства, которая проявляется в сдерживании роста тарифов путем установления индекса роста для субъекта РФ, — говорит гендиректор МКП „Воронежтеплосеть“ Алексей Рытиков. — Последние два года результатом такого регулирования стало сдерживание инвестиционной активности немногочисленных участников рынка, которые рассчитывали окупать мероприятия по модернизации и новому строительству источников тепла и сетевой инфраструктуры за счет включения в состав тарифа затрат на привлечение заемных средств».

Среди регионов наиболее активно реализуют инвестпроекты в области теплоснабжения Архангельская, Белгородская, Московская, Калужская и Свердловская области. Как отмечают эксперты, больше всего шансов на успешную реализацию проектов имеют регионы, которые постарались создать благоприятную для инвесторов среду, а также приблизили свои тарифы на тепло к величине, близкой к экономически обоснованной.

Значительную инвестиционную активность в сфере теплоснабжения проявляет руководство Архангельской области, содействуя привлечению инвестиций как в проекты областной теплогенерирующей компании («Архоблэнерго», так и в локальные муниципальные проекты. В Архангельской области инвесторам предоставляют гарантии сохранения инвестиционной составляющей в тарифе в течение срока окупаемости проекта (до пяти-семи лет). Большинство проектов в регионе связано с переводом котельных на использование в качестве топлива возобновляемых древесных ресурсов. В сфере теплоснабжения «Архоблэнерго» выступает в регионе в качестве компании-интегратора, получающего от муниципалов в аренду неэффективные котельные для модернизации. Сейчас «Архоблэнерго» продолжает реализацию крупных инвестпроектов и ищет инвесторов для их софинансирования, говорит гендиректор компании Андрей Шелоков. Инвестор в части прокладки теплосетей у компании уже есть — это производитель полимерных труб для теплоснабжения группа «Полимертепло».

Первый заместитель гендиректора ООО «Группа „Полимертепло“» Яков Рапопорт рассказывает, что компания с 2010 года использует модель оплаты поставок с рассрочкой в течение двух лет с момента сдачи сетей в эксплуатацию. Перекладка сетей — самое слабое место инвестпроектов в области теплоснабжения. Если в случае с котельными для банков залогом может стать сама блочно-модульная котельная, то оборудование теплотрасс банки в качестве залога даже не рассматривают. Проект кредитования теплоснабжающей организации за счет собственных средств компания недавно реализовала совместно с приморской теплоснабжающей компанией «Примтеплоэнерго». «В При-



Действующие тарифы на тепло не позволяют инвесторам вкладываться в создание современных теплогенерирующих установок

морье мы получили первый опыт, и нельзя сказать, что он был идеальным. Но мы убедились в том, что идея работает, возвратность средств есть, — отмечает господин Рапопорт.

Из наиболее крупных проектов повышения энергоэффективности в области теплоснабжения можно назвать контракты дочерней компании Газпромбанка «ГПБ — Энергоэффект»: на строительство 16 котельных общей установленной мощностью более 200 Гкал/ч в Нижнем Новгороде, строительство двух котельных установленной мощностью 105 Гкал/ч в городском округе Домодедово. Общая стоимость двух контрактов превышает 3 млрд руб. Вольфганг Скрибот, начальник управления электроэнергетики и инфраструктуры департамента прямых инвестиций Газпромбанка, отмечает, что в рамках энергосервисного контракта возврат инвестиций происходит через получаемую при реализации проекта экономию. При этом помимо прямой экономии энергоресурсов стоит учитывать такие эффекты, как экономия фонда оплаты труда, ремонтного фонда и прочих операционных расходов.

Высокорисковые инвестиции

С точки зрения особенности потребителей рынок теплоснабжения делится на корпоративный сегмент и муниципальный/бюджетный. Корпоративный сегмент, где тарифы являются договорными, достаточно привлекателен для инвестиций в операционные компании, которые в течение срока контракта могут не только построить котельную «под ключ», но и взять на себя эксплуатацию объекта. Например, по такой модели действует компания ЭСКО «Технопромэнерго», которая эксплуатирует все объекты тепловой генерации ОАО «Российская электроника»,

объектов Минобороны, а также группы промышленных и муниципальных котельных в нескольких регионах РФ.

В муниципальном сегменте ситуация существенно сложнее, так как тарифы регулируются «вручную». Инвестиции в муниципальное теплоснабжение считаются рискованным бизнесом, под который инвесторы закладывают IRR (внутреннюю норму рентабельности) 20–30%. Слишком высокие риски связаны с особенностью ценообразования в тепле по принципу «затраты плюс вложения». Инвестиционные затраты проекта могут быть не учтены регулятором, что отодвигает срок окупаемости проекта на неопределенное время.

Во многих субъектах РФ тарифы на тепло и горячее водоснабжение установлены региональными регуляторами ниже себестоимости выработки гигакалории тепла. Генеральный директор Российской ассоциации энергосервисных компаний Ремир Мукумов отмечает, что теплоснабжающие организации стремятся выдавать существенно больше гигакалорий, чем необходимо пользователям. Лишние гигакалории идут на перетоп и улетают в воздух. Доказать факт перетопы не всегда возможно, поэтому пользователи покрывают оплачивают выставленные счета. Кроме того, у поставщика тепла формируются затраты, которые в очередной раз будут представлены регулирующему органу при формировании тарифов на очередной период.

Закон городских джунглей

Почти в каждом регионе инвестиционная программа предусматривает десятки проектов строительства или модернизации объектов теплоснабжения. Однако до открытия финансирования и реализации проектов дело доходит крайне редко. А если доходит, то через какое-то время у частного инвестора начинают расти долговые обязательства перед поставщиками ресурсов, нередко все заканчивается переделом соб-

ственности. При этом совершенно необязательно, что должник является недобросовестным предпринимателем.

Один из участников рынка, построивший и эксплуатирующий несколько крупных котельных в УрФО, говорит, что в условиях сложившейся системы тарифообразования бизнесу в муниципальном теплоснабжении не прожить больше трех лет, далее на теплоснабжающее предприятие «накидываются кредиторы и хоронят бизнес». Добросовестному инвестору чаще всего приходится брать контроль над всем комплексом ЖКХ в части теплоснабжения, а именно над сетями, на срок не менее срока окупаемости строительства объекта генерации, получить статус единой теплоснабжающей компании и доступ к конечному потребителю. Для сбора платежей необходимо либо создать собственную управляющую компанию, либо получить решения жителей многоквартирных домов о переходе на прямые расчеты с генератором тепла. Если инвестор, построивший источники теплоснабжения, полагает, что сможет поставить теплоснабжающей организации тепло оптом, а потом отсудить у нее долги через исполнительные листы, то он ошибается, говорит собеседник „Ъ“. Может выясниться, что теплоснабжающая организация распределяла потребителям меньше тепла, чем поставлено генерацией (к примеру, из-за отсутствия счетчиков у потребителей, заниженных нормативов потребления, потерь в сетях). В этом случае продавец тепла не должен платить поставщику.

Меньше всего рисков у инвестора в муниципальное теплоснабжение, если он берет контроль над коммунальным участком в пределах района с замкнутыми сетями или самостоятельно замыкает теплоснабжение. Также немаловажно наличие среди потребителей крупных бюджетных организаций, так как они расплачиваются за потребленное тепло и горячее водоснабжение стабильно.

Альтернативная котельная оживит рынок

«Внедрение формирования цены по принципу альтернативной котельной создаст условия для привлечения частных инвестиций в сферу теплоснабжения, — отмечают в Минэнерго России. — Это позволит увеличить количество проектов, в том числе реализуемых в рамках государственно-частного партнерства». Пока Минэнерго бросило все силы на альткотельную, к развитию ГЧП регионы также стимулирует Минстрой предельно живший муниципалитетам составить график реализации концессионных проектов в теплоснабжении.

«Реализация проектов ГЧП в теплоэнергетике является непростым вопросом. Объем инвестиций значительно меньше, чем, например, в области дорожного строительства. При этом издержки в ГЧП-проектах очень велики как для государственного, так и для частного партнера. Для увеличения масштаба проекта предлагается включать в периметр ГЧП-сделки как собственно объекты теплогенерации, так теплосети и сбыт. В результате модернизации может произойти рост тарифа за 1 Гкал, который компенсируется сокращением энергопотребления в результате роста энергоэффективности. Как следствие, рост платежа для одного домохозяйства не произойдет», — говорит Вольфганг Скрибот.

Методика расчета тарифа по альтернативной котельной предполагает, что тариф в регионе должен быть меньше или равен экономически обоснованному тарифу для новой локальной котельной, таким образом, обозначается предельный уровень тарифа. В расчете учитываются капитальные и операционные затраты, показатели топливной эффективности, поправочные коэффициенты (продолжительность осеннего отопительного периода, средняя температура ОЗП, стоимость топлива, платы за передачу тепловой энергии по квартальным сетям и т. д.), учет возврата инвестированного капитала в строительство котельной. Согласно методике расчета, предложенной компанией McKinsey, альткотельная мощностью 3 Гкал/ч (работающая на газе, место локации — ЦФО) должна работать с тарифом 1569 руб./Гкал при доходности инвестированного капитала 14% годовых и сроке возврата десять лет. Средний рост тарифа по стране в случае утверждения методики составил бы 26%. В связи с большим количеством споров вокруг величины тарифа Минэнерго повторно поручило разработать методику его расчета компании «Ламайер Интернационал Рус», результаты ожидаются в конце апреля. Расчеты выполняются для альткотельной мощностью 10 Гкал/ч и на разные виды топлива, определяются коэффициенты, которые должны учитывать региональные особенности: климат, сейсмичность, транспортную доступность.

Президент компании «Имппульс — Промышленные котельные» Артем Белянский демонстрирует свои подсчеты, согласно которым себестоимость выработки 1 Гкал на современной, полностью автоматизированной котельной в регионах ЦФО составляет 1050 руб., объем выработки такой котельной — около 20 тыс. Гкал в год, затраты на строительство котельной (без сетей) составят около 35 млн руб. «Механизм расчета тарифов по методике альткотельной, позволяющий привлекать инвестиции из внебюджетных источников в условиях, когда износ генерирующей и в еще большей степени сетевой инфраструктуры малой теплоэнергетики РФ превысил более 60%, востребован сейчас как никогда ранее», — отмечает Алексей Рытиков.

«В случае перехода на новую модель рынка компания получит возможность направить свои средства на целый ряд проектов по повышению эффективности теплоснабжения», — говорят в пресс-службе «КЭС Холдинга». Сейчас компания реализует пилотный проект по модернизации тепловой инфраструктуры Перми: устанавливает в домах индивидуальные тепловые пункты, позволяющие повысить эффективность теплоснабжения. Если начнет действовать новая модель рынка, подобные проекты могут быть осуществлены во всех 16 регионах присутствия «КЭС Холдинга».

«Продолжительность периода перехода к механизму альткотельной будет зависеть от региональных особенностей, в этот период тариф для конечного потребителя будет постепенно доводиться до уровня тарифа альтернативной котельной», — говорят в Минэнерго. Если до 2020 года модель рынка не претерпит резких изменений, к этому времени рынок тепла будет либерализован и насыщен инвестициями.

Наталья Готова

В каждом проекте — солнце

— альтернативная энергетика —

Примечательно, что именно китайские внешние инвестиции станут одним из ведущих моторов и для глобального рынка возобновляемой энергетики в ближайшие годы, полагают исследователи. Китайские компании, работающие в области ВИЭ, уже занимаются активным инвестированием в других странах Азии и Африки, отмечается в отчете Ernst & Young. Сравнимую активность в области внешних инвестиций в «зеленую» энергетику буквально в последний год стали развивать лишь японские компании. Япония вообще довольно резко поднялась в рейтинге, заняв четвертое место в мире по привлекательности инвестирования в ВИЭ и увеличив объем инвестиций в «чистую» энергию на 80%, до уровня \$29 млрд в 2013 году. В прошлом году правительство страны приняло решение об остановке ряда атомных реакторов, сконцентрировавшись на развитии ВИЭ, введя в том числе «зеленые» тарифы для поддержки сектора. В результате в 2013 году, по данным исследований, наблюдался серьезный рост рынка солнечной энергетики. Тем не менее для большинства японских концернов, работающих в секторе ВИЭ, местный рынок мал, поэтому многие из них уже рассматривают возможности инвестирования в других странах.

Рынок мощности вместо «зеленого» тарифа

Вторая важнейшая тенденция, наблюдаемая на глобальном рынке ВИЭ, заключается в смене парадигмы поддержки сектора «чистой» энергии. На протяжении многих лет наиболее популярным методом стимулирования инвестиций в ВИЭ являлся «зеленый» тариф. Суть его сводилась к следующему: го-

сударство (или закупочные компании, или сети) гарантировали производителям энергии на основе ВИЭ определенную закупочную цену в зависимости от типа технологии на протяжении нескольких лет.

Но в условиях экономического кризиса в ЕС ряд правительств начал задумываться о пересмотре возможности дальнейшего финансирования «зеленого» тарифа. Даже в Германии на днях специальная комиссия Бундестага негативно оценила результаты Закона о возобновляемой энергии, действующего с 2000 года. Комиссия подсчитала, что закон обходится бюджету страны в €22 млрд в год, а также весьма слабо способствует развитию и внедрению инноваций.

В результате более популярными, особенно на новых рынках, становятся механизмы поддержки через рынок мощности, проведение тендеров и аукционов на право приоритетной поставки энергии в сеть или выпуск свободно обращающихся торговых сертификатов. Даже в ЕС новый план поддержки рынка ВИЭ предлагает отказ от «зеленого» тарифа и постепенный переход к более рыночным механизмам. При этом программы государственной поддержки ВИЭ, исходя из новых предложений, должны быть нацелены лишь на небольшие проекты в области ВИЭ: менее 5 МВт для ветряной энергии и менее 1 МВт для прочих видов.

Предполагается, что изменение механизмов поддержки сектора ВИЭ в пользу более рыночно ориентированных приведет и к более активному привлечению частных инвестиций в сектор. Буквально в прошлом году на рынке появился и ряд новых финансовых инструментов, получивших наибольшее развитие в США. Среди них — банки «зеленого» финансирования, созданные в Нью-Йорке и Коннектикуте на основе государственно-частных партнерств, выпуск «зеле-

ных» облигаций, а также первые IPO в секторе возобновляемой энергетики. На рынке международного инвестирования в ВИЭ ведущими инвестиционными агентами станут банки международного развития и экспортные кредитные агентства.

Возобновляемая Россия

До недавнего времени РФ не присутствовала ни в одном из глобальных рейтингов, анализирующих развитие сектора ВИЭ рынка. Тем не менее в последнем отчете ЕУ российский рынок был упомянут в качестве перспективного. «Значительная активность, наблюдавшаяся в отрасли ВИЭ в 2013 году, говорит о том, что в следующем десятилетии РФ может превратиться в одну из движущих сил отрасли», — утверждается в докладе. По мнению партнера ЕУ и руководителя отдела услуг в области устойчивого развития Ксения Лецинская, «факт того, что в РФ был запущен механизм по поддержке проектов ВИЭ, — это важное достижение». Так, по экспертным оценкам, объем российского рынка ВИЭ может составить \$11,5–14 млрд уже к концу 2014 года.

«Если говорить о привлекательности отрасли возобновляемой энергетики для потенциальных инвестиций в строительство генерирующих объектов ВИЭ, то ситуация здесь по-прежнему целиком и полностью зависит от локальных тарифов на электроэнергию в электрических сетях и мер, принимаемых на государственном или региональном уровнях для стимулирования развития этой отрасли, — говорит Юрий Коларж, директор бизнеса Solar Schneider Electric в России и странах СНГ. — В частности, для России постановление №449 правительства Российской Федерации от 28 мая 2013 года определило механизм стимулирования использования ВИЭ на оптовом рынке электрической

энергии, что дало толчок строительству, например, солнечных электростанций мощностью от 5 МВт в ряде регионов. Остается только сожалеть о том, что в данный момент в России не существует подобных механизмов для стимулирования развития малой распределенной солнечной генерации, которой могло бы быть охвачено большое количество индивидуальных частных домов на юге России».

Напомним, в мае 2013 года правительство РФ утвердило механизм поддержки рынка ВИЭ на основе механизма приоритетного права выхода на рынок мощности. Первый конкурс по отбору проектов ВИЭ, получающих поддержку, был проведен в сентябре 2013 года. Подавляющее большинство заявок поступило на солнечные проекты, в то время как по ветроэнергетике заявленный объем мощности составил всего 10% от максимально возможного, а по малым ГЭС заявок не поступило совсем. «Возможно, это связано с тем, что конкурс был проведен в очень краткие сроки, что не позволило компаниям подготовить заявки, кроме того, остаются достаточно высокими требования к локализации производства компонентов, что дает преимущество солнечным проектам, так как в России уже налажено производство фотоэлектрических панелей», — объясняет Ксения Лецинская.

В общей сложности на первый конкурс поступило заявок почти на 1 ГВт проектов в области солнечной энергетики, притом что правительство планировало отобрать лишь 710 МВт на период с 2014 по 2017 год. По данным НП «Совет рынка», на 2015 год также заявлено на 75% больше потенциальных вводов солнечных электростанций.

Как рассказал „Ъ“ глава отдела корпоративных коммуникаций Nevel Solar Антон Усачев, проектирование первых солнеч-

ных электростанций идет в Республике Алтай, Башкирии, Оренбургской, Самарской и Омской областях. Кроме того, в дополнение к уже существующим небольшим производствам фотоэлектрических модулей в июне планируется запуск нового завода в Чувашии, мощности которого составят более 100 МВт в год. Также ожидается приход в РФ ведущих мировых производителей инверторов для нужд солнечной энергетики. В целом к 2020 году в РФ планируется построить около 1,5 ГВт мощности солнечных электростанций, а общая сумма инвестиций в солнечную энергетику до 2020 года оценивается более чем в 150 млрд руб. (\$4,2 млрд).

Отметим, что до недавнего времени объем инвестиций в ВИЭ в РФ составлял намного более скромную цифру. Так, по данным исследовательского агентства Aeneury, в 2010–2012 годах совокупный объем инвестиций в ВИЭ не превышал 35–40 млрд руб. в год, притом что 85–90% от этого объема составляли инвестиции в проекты, связанные с переработкой биомассы. «Россия обладает огромными ресурсами биомассы, а российские компании уже имеют опыт строительства и эксплуатации электростанций на биогазе, в частности в Белгородской области», — комментирует Ксения Лецинская.

Впрочем, несмотря на активное развитие проектов в области ВИЭ буквально в последние месяцы, утвержденный еще в 2009 году план правительства, устанавливающий цель к 2020 году довести объем выработки энергии за счет ВИЭ до 4,5% (примерно 11 ГВт) от общего объема произведенной энергии, скорее всего, не будет выполнен, признают эксперты. По аналитическим прогнозам, доля ВИЭ в энергобалансе составит не более 2,5–4%, притом что на конец 2013 года этот показатель составлял менее 1%.

Ангелина Давыдова

энергетика

B2B • CENTER

ЦЕНТР ЭЛЕКТРОННЫХ ТОРГОВ



Крымская энергоинтеграция

— экономическая география —

Суверенная энергосистема

У Крыма есть несколько путей развития, каждый из которых позволит в долгосрочной перспективе решить проблему с энергоснабжением полуострова. Первый путь — строительство собственной генерации.

«Сейчас в Крыму добывается 1,65 млрд кубометров газа, из них 1,5 млрд идет на выработку тепла. Есть возможности увеличить добычу газа и обеспечить газом 1,2 тыс. МВт тепловых электростанций. Это полностью покроеет потребности Крыма в электроэнергии», — говорит Владимир Склиар.

Второй путь — завершить строительство Крымской АЭС в Казантипе, приостановленное после аварии в Чернобыле.

«На момент остановки готовность первого блока составляла 80%, второго — 18%. С того момента большая часть имущества была распродана на металлолом, но площадка сохранилась и может быть использована», — сказал аналитик. Такой проект оценивается примерно в \$10 млрд.

Впрочем, по мнению главы компании «Росатом» Сергея Кириенко, атомная электростанция в этом регионе не нужна, поэтому данный проект в компании не рассматривают.

Третий и наиболее быстро реализуемый способ — прокладка подводного кабеля через Керченский пролив. Предполагается, что осуществит это ОАО «Россети». Глава компании Олег Бударгин уже не раз говорил журналистам, что компания организует свое подразделение в Крыму и займется прокладкой кабеля.

Источники, "Ъ" в компании подчеркнул, что пока точный маршрут прокладки кабеля или возведения ЛЭП не выбран: он может пройти по дну моря или по мосту через Керченский пролив, которое должно соединить Россию с Крымом.

Владимир Склиар подчеркивает, что стоимость энергомоста оценивается по-разному в зависимости от того, где он пройдет. «Строить по дну Керченского пролива дороже, по смещенному с железнодорожным транспортом через пролив — дешевле. Стоимость строительства варьируется от 10 млрд (через ж/д мост) до 20 млрд рублей (по дну пролива), сроки реализации — от полутора (по дну пролива) до трех-четырех (по мосту) лет».

Общая протяженность энергосетей в Крыму составляет около 1380 км. Степень их износа — 81%.

Снижение износа до приемлемых 50% будет стоить примерно 3–5 млрд руб., до европейского уровня в 30% — около 8–9 млрд руб. Расширение сети для обеспечения выдачи мощности с новых электростанций конечным потребителям — еще примерно 10 млрд руб. Общая стоимость электросетевых работ в Крыму может составить от 25 млрд до 40 млрд руб.

Тем самым для решения всех основных задач в среднесрочной перспективе государство потребует потратить от 75 млрд до 120 млрд руб. Окупаемость этих проектов с учетом субсидируемых тарифов в регионе выглядит сомнительной. К тому же без государственных гарантий возврата инвестиций частным инвесторам или использования бюджетных средств реализация этих проектов кажется практически невозможной.

На собственном пару

Крымская энергосистема исторически энергодефицитна. На полуострове всегда был недостаток собственных месторождений энергоресурсов. А доставка топлива на полуостров из-за значительного расстояния была экономически необоснованной. При этом рядом на территории материковой Украины электроэнергию производят крупнейшая в стране Запорожская ТЭС (3625 МВт) и крупнейшая в Европе Запорожская АЭС (6000 МВт).

Тепловая генерация на Крымском полуострове представлена всего четырьмя теплоэлектростанциями: Севастопольской ТЭЦ, Симферопольской ТЭЦ, Сакской ТЭЦ и Камыш-Буринской ТЭЦ в Керчи.

Построенная в 1937 году, Севастопольская ТЭЦ во время Великой Отечественной войны была полностью разрушена, а оборудование вывезено в Германию. После окончания оккупации началось восстановление станции, оно завершилось к 1951 году. ТЭЦ была выведена на полную мощность в 1958 году и сейчас вырабатывает около 40 МВт электроэнергии.

Сакская ТЭЦ находится в поселке Саки, который известен производством минеральной воды «Крымская». Станция строилась для обеспечения нужд Сакского химического завода, была разрушена немцами и после войны восстановлена. В 2002 году завод был закрыт, и ТЭЦ сегодня



Компания Activ Solar построила в Крыму пять солнечных электростанций общей мощностью 297 МВт

работает лишь на половину мощности, вырабатывая около 6 МВт электроэнергии.

Запустеные царит на Камыш-Буринской и Симферопольской ТЭЦ. Камыш-Буринская ТЭЦ в Керчи, построенная в 1937 году, до 1972 года гордо именовалась ГРЭС и имела около 30 МВт установленной мощности. Однако сейчас она используется только в теплофикационном цикле (вырабатывает только тепло) в связи с отсутствием внешнего промышленного потребителя пара, без чего работа в режиме когенерации затруднительна. Симферопольская ТЭЦ самая молодая. Она построена в 1958 году и расширена в 1986-м путем достройки двух турбин 100 МВт каждая. Однако сейчас эти турбины не используются в выработке.

«Норма жизненного цикла тепловых электростанций без глубокой модернизации и замены ключевых узлов в мировой практике составляет около 30 лет. В идеальной ситуации все вышеперечисленные электростанции следовало бы вывести из эксплуатации немедленно и за-

менить новыми. Вполне возможно, что такое оборудование может прослужить еще год, два и даже пять лет, но в условиях сверхнагрузок в реалиях крымского энергодефицита технологические риски возрастают геометрическими темпами», — говорит Владимир Склиар.

Аналитик подчеркнул, что до 2009 года, когда украинские власти начали активно развивать ВИЭ (возобновляемые источники электроэнергии) на полуострове, эти электростанции были единственными источниками собственной электроэнергии и удовлетворяли спрос всего на 5–7%, остальная же электроэнергия, необходимая Крыму, доставлялась с материковой Украины.

Альтернативный «энергоповорот»

Министр энергетики РФ Александр Новак в Крыму на совещании по обеспечению электроэнергией полуострова сообщил, что в Крыму очень высок уровень использования ВИЭ. Он подчеркнул, что необходимо сохранить эти энергомощности, обеспечить их функционирование и создать систему, которая позволяла бы покупать электроэнергию на условиях не хуже сегодняшних. Однако как

и кто будет развивать ВИЭ в Крыму, пока неизвестно. Проекты дорогостоящие, и компании пока не просчитывали детально требуемых вложений.

Украинские власти в 2009 году начали активное развитие возобновляемых источников электроэнергии, в первую очередь солнечных электростанций (СЭС). Толчком к этому послужил договор между правительством Украины и компанией Activ Solar, основанной в Австрии.

По неофициальным данным, эта фирма тесно связана с Андреем Ключевым, который был главой администрации президента Украины Виктора Януковича. Согласно договору, солнечная электроэнергия, произведенная на предприятиях Activ, была освобождена от налога на прибыль, а компания получила 75-процентную скидку на аренду земель под солнечные электростанции. Activ Solar построила в Крыму пять солнечных электростанций: СЭС «Николаевка» рассчитанная на выработку 69,7 МВт мощности (введена в действие в августе 2013 года), СЭС «Митяево» — 31,55 МВт (введена в апреле 2012-го), СЭС «Перово» — 105,56 МВт (введена в декабре 2011-го и в то время была крупнейшей солнечной электростанцией в мире, сейчас занимает

четвертое место), СЭС «Охотниково» — 82,65 МВт (введена в октябре 2011-го), СЭС «Родниковое» — 7,5 МВт (введена в феврале 2011-го). Аналитики подчеркивают, что суммарная установленная мощность этих станций — 297 МВт, что в два с половиной раза превышает мощность, выдаваемую всеми тепловыми станциями Крыма.

«Невысокий ресурс этих станций по сравнению с тепловыми в сочетании со значительной стоимостью обслуживания делает проект крайне непривлекательным для инвестора. Несмотря на то что эти электростанции являются на данный момент важной частью энергообеспечения Крыма, назвать их полностью надежными или сделать ключевым элементом будущей энергосистемы Крыма будет ошибкой», — констатирует господин Склиар.

Теоретически развитие в Крыму ВИЭ могла бы взять на себя компания «РусГидро», успешно доказавшая свои лидерские качества в этом направлении в России.

Но «РусГидро» неохотно комментирует возможность развития ВИЭ в Крыму. Пока остается неясным, какие льготы и субсидии готово наше правительство предоставить для развития ВИЭ в Крыму. В компании рассказали, что совсем недавно «РусГидро» представило совместно с Дальневосточным федеральным университетом концепцию научно-технической базы на острове Русском (Приморский край). Предполагается, что на базе университета будет создана площадка для проведения исследований и отработки типовых технологических решений, применяемых при создании ВИЭ. Заинтересованность в этом проекте проявили практически все крупные энергетические компании РФ, которые вошли в рабочую группу при Минэнерго. Готовность предоставить площадки для опытной эксплуатации энергообъектов, созданных на основе комплексных технологических решений и выдачи мощности потребителям выразили администрации Белгородской и Московской областей.

«Отработав технологии, мы будем готовы ставить подобные системы и в других регионах, не исключая возможность установок ВИЭ и в Сочи», — говорит директор по инновациям и ВИЭ компании «РусГидро» Михаил Козлов.

Ксения Минялков

Мирный атом в холодной войне

— международное положение —

Российская атомная отрасль регулярно предпринимает попытки выйти за пределы своего традиционного рынка. География реализуемых атомных проектов с российским участием включает десяток стран Евразии. Но конфликт вокруг Украины поставил под вопрос не только дальнейшее расширение российской атомной отрасли за рубежом. Угроза изоляции России неизбежно скажется и на государственном «Росатоме». Вопрос в том, удастся ли ограничиться репутационными потерями или придется уступить конкурентам долю рынка.

Украина: уходящий рынок

Украинская атомная отрасль — второй по значению для «Росатома» рынок после РФ. В стране работает 4 построенные в советское время АЭС с 15 энергоблоками, в том числе крупнейшая из действующих атомных станций мира Запорожская АЭС мощностью 6 ГВт. Основной украинский бизнес «Росатома» — поставки ядерного топлива. По неофициальным оценкам, на Украину приходится около половины выручки от экспортных поставок российского ядерного топлива (экспорт топлива, по данным входящего в госкорпорацию ТВЭЛ, — 36,5 млрд руб. в 2012 году). Удержание этого рынка с конца 2000-х годов — ключевая задача «Росатома», а основным конкурентом госкомпании является японско-американская Westinghouse. Образцы топлива этой компании (ТВС-В) поставлялись на АЭС Украины с 2010 года. Удержать долю на этом рынке ТВЭЛ смог благодаря тому, что топливо Westinghouse оказалось недоработанным и в 2012 году при эксплуатации на Южно-Украинской АЭС вызвало повреждения оборудования. Сейчас можно уже достаточно уверенно утверждать, что смена власти в Киеве приведет к смене основного атомного партнера страны. Проект строительства топливного завода в партнерстве с Россией де-факто похоронен: Украина зимой 2013–2014 годов не перечислила очередной транш своего взноса в СП, занимающееся этим проектом. Также, видимо, «Росатому» не стоит рассчитывать и на исполнение дого-

воренностей с Киевом о достройке Хмельницкой АЭС (хотя бы потому, что этот проект должны были кредитовать российские банки).

Новое руководство страны уже объявило о возобновлении договоров с Westinghouse. В апреле американская компания объявила о продлении контракта с украинским «Энергоатомом» до 2020 года. Аналогичный долгосрочный контракт есть у «Энергоатома» и с ОАО ТВЭЛ, но, в какой степени в нынешней политической ситуации он будет выполняться Киевом, не ясно. Заместитель главы Минэнерго Украины Владимир Улида подчеркивал, что стране необходимо диверсифицировать поставки топлива на украинские атомные станции. А глава этого ведомства Юрий Продан сообщил журналистам, что контракт с Westinghouse позволит загрузить три реактора.

Европа: бизнес превыше всего

В последние три-четыре года «Росатом» в своих зарубежных проектах последовательно проводил политику «западного поворота». Еще в конце 2000-х годов основными направлениями переговоров по строительству новых АЭС за границей были Индия и Китай. Но сотрудничество с Китаем, видимо, ограничится достройкой четырехблочной Тяньваньской АЭС, новые площадки «Росатому» не обещали. В Индии, согласно «дорожной карте» по атомному сотрудничеству с Россией, госкорпорация в перспективе может получить контракты на сооружение до 16 энергоблоков, но пока все ограничивается одной АЭС «Куданкулам». С другой стороны, в Европе «Росатом» интересовался достройкой АЭС «Темелин» в Чехии, АЭС «Пакш» в Венгрии, строительством станции «Ханхикиви-1» в Финляндии и вхождением в атомные проекты в Великобритании. Для последнего мегапроекта было, в частности, заключено соглашение с Rolls-Royce, который должен был помочь продвижению российских атомных технологий.

Вопрос о том, пустят ли теперь «Росатом» на рынок Великобритании, остается открытым: даже в отсутствии формальных санкций против «Росатома» отношение к отечественным инвесторам, несомненно, станет более прохладным. Но в остальных проектах пока внешне никаких

изменений, связанных с политикой, не прослеживается — более важные оказываются бизнес-интересы. К примеру, европейская Alstom, давно работающая в России и создавшая несколько лет назад с «Росатомом» СП «Альстом-Атомэнергомаш» по производству тихоходных турбин для АЭС, уходит не собирается. «Кризис не повлияет на стратегию развития Alstom в России, мы были и остаемся приверженными своей цели — стать местным поставщиком, укрепляя партнерские связи с ведущими российскими производителями и локализуя производство», — заявил «Ъ» президент Alstom в России Филипп Пегорье. Он добавил, что Alstom «никоим образом не планирует снижать свое участие в „Альстом-Атомэнергомаше“ и тем более из него выходить».

В Европе отношение к «Росатому» также по-прежнему больше связано с бизнес-вопросами. Например, чешская CEZ, заказчик достройки АЭС «Темелин», в апреле отменила тендер по этому проекту, в котором консорциум участием «Росатома» и чешской Skoda JS конкурировал с той же Westinghouse. Но причина не была связана с политикой: CEZ не смогла добиться от чешского правительства гарантий по цене электроэнергии для новых мощностей (кроме того, источники, знакомые с ситуацией, давно предполагали, что у CEZ могут возникнуть проблемы с привлечением финансирования). Два других европейских проекта «Росатома», напротив, заметно продвинулись уже после крымских событий, вызвавших резкую реакцию на Западе. 31 марта Москва и Будапешт подписали соглашение о предоставлении российского кредита на сумму до €10 млрд на 21 год для достройки АЭС «Пакш», а несколькими днями ранее премьер Венгрии Виктор Орбан заявил, что страна «не заинтересована в новых возможных экономических санкциях» против России. Уже в апреле «Росатом» достиг окончательного согласия акционеров финского консорциума, строящего АЭС «Ханхикиви-1», на выкуп 34% акций проектной компании. Но не исключено, что в случае негативного развития ситуации на Украине санкции против России будут усилены и перейдут в плоскость ограничения экономического сотрудничества. Но пока страны, где Россия готова инвестировать свои

средства в атомную энергетику, явно не готовы приносить свои экономические интересы в жертву ради политической поддержки Киева.

США: на урановой игле

Позиция Америки по возможным санкциям в отношении атомной отрасли России пока крайне осторожна. Как ни удивительно, но именно мирный атом — та сфера, в которой США традиционно максимально зависят от России. Речь идет о поставках российского низкообогащенного урана (НОУ) для американских АЭС. До конца 2013 года они шли в рамках межгосударственного договора ВОУ-НОУ («Мегатонны в мегаватты»): российский высокообогащенный оружейный уран «разбавлялся» до низкообогащенного, который экспортировался в США. Поскольку цены на уран, согласно ВОУ-НОУ, были ниже коммерческих, поставки были весьма выгодны для Штатов и закрывали примерно половину потребностей атомной энергетики страны. Сейчас, после окон-

чания ВОУ-НОУ, поставки идут по коммерческим контрактам (Россия имеет квоту на рынке США в 20%). Эта квота не выбрана до конца, но общий объем долгосрочных контрактов входящего в госкорпорацию «Техснабэкспорта» с американскими потребителями оценивался в 2013 году в \$5,8 млрд. При этом заместить импорт НОУ из России США сразу не смогут. Колебания графика в отношениях между Москвой и Вашингтоном традиционно слабо влияют на урановую коммерцию: как замечали в «Росатоме», поставки услуг по обогащению урана в США шли и во времена холодной войны.

Но совсем исключить негативное влияние Белого дома на атомное сотрудничество невозможно. В начале апреля Минэнерго США известило «Росатом» об остановке научных контактов по межправительственному соглашению, заключенному в 2013 году. Это привело к отмене двух встреч ученых-атомщиков двух стран, намеченных на 2014 год. Затем правительство США ввяза-

лось в дискуссию с Конгрессом относительно того, нужно ли закрывать финансирование из бюджета США программ по обеспечению физической защиты российских атомных объектов. С одной стороны, ряд конгрессменов из политических соображений требовал отказа от этих программ, но, с другой стороны, эксперты отмечали, что обеспечение атомной безопасности — это не только помощь России, но и интересы самих Штатов. Источник, «Ъ» в «Росатоме» тогда давал понять, что выделявшиеся на программы физзащиты деньги американского бюджета всегда шли либо на закупку оборудования американских компаний, либо на обеспечение работы экспертов из США. Такой механизм можно интерпретировать как поддержку не только российского мирного атома, но и экономики США. Более того, в разгар споров американских ветвей власти «Росатом» подписал с США соглашение о взаимодействии на российских ядерных объектах.

Владимир Дзагуто

ЭНЕКС (ОАО) ведущая российская инжиниринговая компания в электроэнергетике

ЭНЕРГОЭКСПЕРТ

Проектирование тепловых электростанций, котельных, тепловых сетей

Проектирование электрических сетей, подстанций

Проектирование объектов гидроэнергетики

Пусконаладочные работы, испытания, ввод в эксплуатацию

ЕРС/ЕРСМ-подрядчик, инженер заказчика, служба заказчика, агент заказчика

Консультационные услуги и аналитические исследования

350058, г. Краснодар, ул. Старокубанская, 116

Т.: 8 (861) 234 03 04, Ф.: 8 (861) 234 05 25, info@scpe.ru

Реклама

энергетика

Зеленая цена

Высокие цены на электроэнергию как итог реформы отрасли — самая распространенная претензия потребителей к энергетикам. Эта проблема касается не только России. Европейцы также недовольны своим положением, причем в лидерах — представители локомотива европейской экономики Германии.

— прогноз —

Свыше половины первичных энергоресурсов страны ЕС импортируют из-за рубежа. Примерно две трети потребляемого газа и больше 80% нефти поступают из стран, не входящих в ЕС (в том числе Норвегии), причем, по прогнозам, зависимость от импорта энергоносителей будет лишь возрастать.

Неудивительно, что ключевой целью европейской энергетической политики является снижение зависимости от зарубежных поставщиков энергоресурсов. Некоторым особняком стоит лишь Франция, которая не очень опасается зависимости от бывших своих колоний в части поставок уранового сырья для нужд своей почти целиком атомной электроэнергетики.

Поставщиков должно быть много, сама топливная корзина — диверсифицирована, а аппетиты европейских потребителей должны быть под постоянным давлением, в том числе при помощи мероприятий по повышению энергоэффективности и инструментов фискального характера — вот суть энергетической политики стран Европы.

В условиях недостаточности энергоресурсов местного производства вполне обоснованный выбор в пользу форсированного развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ): ветра, солнца и биомассы.



Парки ветрогенераторов редко удается построить в непосредственной близости от потребителя энергии. При выборе места строительства главным фактором является наличие там ветра

Плюс «альтернативки» в том, что она действительно снижает зависимость стран ЕС от импорта: солнце и ветер используются местные. Минус по сравнению, например, с использованием газа — конечная цена для потребителей.

Главный инструмент финансирования «чистой» электроэнергии в ФРГ, как и во многих других странах, — так называемый feed-in-tariff, то есть специальный тариф, по которому энергетика обязаны принимать в сети электроэнергию, выработанную на нетрадиционных и возобновляемых источниках. При этом для разных видов генерации установлены тарифы различного уровня: один для солнечных панелей, другой для ветряков. Чем выше затраты инвесторов на ввод определенного типа генерации, тем выше тариф. Тарифы зафиксированы на годы вперед и могут кор-

ректироваться лишь по мере увеличения доли различных видов ВИЭ в выработке электроэнергии.

Дополнительные расходы потребителей на этом не заканчиваются: ветер и солнце не работают по команде диспетчера, поэтому для поддержания необходимого уровня надежности энергосистемы все равно требуется резервирование мощностей на действующих ТЭС. Поддержание избыточного для нормальных условий резерва мощностей так или иначе находит свое отражение в счетах потребителей. Причем поддерживать надо именно самую дорогую генерацию, которая способна быстро реагировать на диспетчерские команды и покрывать резкое увеличение потребности в электроэнергии в энергосистеме.

Специфический фактор, который будет играть все более негативную роль в судьбе немецких потребителей, — это не самые радужные перспективы атомной энергетики. Если до аварии на «Фукусиме» у немецких атомщиков еще были шансы спасти отрасль от ликвидации, то после нее

было принято окончательное решение о закрытии к 2022 году всех атомных электростанций Германии. При этом роль атомной составляющей в немецкой электроэнергетике огромна: на протяжении последних двух десятилетий около четверти вырабатываемой электроэнергии производилось именно на атомных электростанциях. Если по объемам выработки ВИЭ в принципе способны заменить АЭС, то по стоимости электроэнергии в обозримом будущем — нет, а значит, с уходом атомной генерации расходы потребителей снова возрастут.

Потребители пытаются найти выход из ловушки, в которую их посадило собственное правительство: те предприятия, которые могут себе это позволить, переходят на собственную генерацию. Помимо бегства от энергетиков существуют и иные способы избежать платы за обеспечение европейской энергетической безопасности. Энергоемкие производства, у которых доля электроэнергии в затратах крайне высока, могут освободиться от уплаты «зеленого» тарифа, что, конечно, хорошо для таких предприятий, но плохо для всех остальных потребителей, так как эта тарифная нагрузка перераспределяется на них. Все чаще немецкая промышленность «голосует ногами» против текущей государственной энергетической политики, либо переносит производство в страны с более низкой стоимостью электроэнергии, либо объявляя о таких планах.

Кроме того, ничто не мешает какому-либо заводу облепить свои производственные корпуса солнечными панелями и отпускать вырабатываемую электроэнергию в сеть по специальному «солнечному» тарифу и при этом одновременно закупать электроэнергию из той же сети по обычной цене, которая в два-два с половиной раза ниже той, по которой завод только что продал свою солнечную электроэнергию. Более того, такое предприятие может рассчитывать на освобождение от «зеленой» надбавки к цене покупаемой электроэнергии, если, как ранее указывалось, оно является энергоемким.

Население страдает от новой энергетической политики немецких властей даже больше, чем промышленность, так как возможностей избежать «экологического оброка» у него существенно меньше, чем у заводов и фабрик. В счетах немецких домохозяйств доля «зеленого» тарифа выросла с конца 1990-х более чем в 30 раз и сегодня составляет почти пятую часть от общей суммы платежа. При этом особо ужиматься простым немцам некуда — высочайший уровень энергоэффективности, достигнутый ими за последние десятилетия, почти не оставил таких резервов.

Конечно, нам до немецких и шире — европейских — проблем еще далеко, хотя планы государства по увеличению доли ВИЭ в российской электроэнергетике и вызывают опасения, что, может быть, эти проблемы на самом деле уже близко. Тем не менее главный урок, который, наверное, можно извлечь из европейского опыта, достаточно тривиален: у любой энергетической политики есть цена, и если политики в ней больше, чем энергетик, то цена может быть очень высокой.

Александр Григорьев, к.э.н., руководитель департамента исследований ТЭКа Института проблем естественных монополий
Мария Фадеева, эксперт-аналитик департамента исследований ТЭКа Института проблем естественных монополий

Контракт на стройку века

— инжиниринг —

«Дорожная карта» развития инжиниринга в России прогнозирует увеличение доли инвестиционно-строительных контрактов в общем обороте строительной деятельности с 8–12% в 2013 году до 25–30% в 2018 году. Рост предполагается стимулировать за счет обязательного применения контрактов ЕРС или ЕРСМ в реализации проектов с госинвестициями. Сейчас большая часть строительства объектов «под ключ» приходится на энергетику и ТЭК. В энергетике заказчики в основном реализуют свои стройки века сами, а в нефтегазовой отрасли появились профессиональные ЕРС-контракторы.

Делегирование рисков

В «дорожной карте» упоминается только два вида инвестиционно-строительных контрактов — ЕРС и ЕРСМ. Контракт ЕРС предусматривает проектирование, поставки оборудования и материалов, монтаж, цена за комплекс работ, как правило, фиксированная. Риски проекта подрядчик полностью берет на себя, штрафные санкции за несоблюдение сроков или параметров проекта (использование авансовых платежей, достижение технических показателей) могут достигать 30% от стоимости контракта. Контракт ЕРСМ — это управление реализацией комплексного проекта «под ключ», ценообразование чаще всего формируется по модели «затраты плюс». В реальности видов инвестиционно-строительных контрактов в международной практике существует больше. Специалисты насчитали не менее 20 видов комплексных контрактов, распределяющих риски и контроль над разными этапами работ по проекту между заказчиком и исполнителями. Один из экспертов Московской высшей школы инжиниринга, Владимир Малахов, говорит, что под ЕРС-контрактом в России может пониматься расширенный генподряд, когда исполнитель руководит строительно-монтажными работами, выполняет рабочее проектирование, поставляет все ресурсы, кроме основного технологического оборудования, но при этом не выполняет пуско-наладочные работы. Под этим же названием может идти контракт «под ключ», когда исполнитель проектирует, поставляет, пускает в эксплуатацию объект и даже сам изыскивает финансирование для оплаты работ. При этом российское законодательство позволяет эффективно использовать ЕРС и ЕРСМ в форме комплексных генподрядных договоров. В качестве базовых договоров для оформления отношений заказчика и исполнителя могут использоваться и контракты на комплексную поставку технологического объекта.

В России формы реализации сложных инвестиционных проектов «под ключ» наиболее востребованы в нефтяной и энергетической отраслях. Зачастую ошибки, допущенные в ходе проектирования, строительства или поставок при выполнении работ «под ключ», приводили к тяжелым финансовым последствиям для подрядчиков, неспособных покрыть убытки заказчика от несвоевременного ввода объекта в строй. В итоге страдали все: и заказчики, и подрядчики. Поэтому отрасль, обладающая значительным количеством специалистов, знающих технику и технологию строительства энергообъектов, была вынуждена выработать паллиатив: заказчик шел на то, чтобы взять на себя часть рисков, закупая проектные работы и основное оборудование, а остальную часть работ отдавал генподрядчику. По этой схеме реализуются в настоящее время большинство проектов в энергетике.

Так, например, по похожей модели реализует строительство четырех электростанций на Дальнем Востоке компания «РусГидро». В 2013 году для реализации проекта «РусГидро» создала четыре проектные компании, выступающие заказчиками-застройщиками объектов. В их функционал входит: формирование пакета разрешительной документации, заключение договоров с победителями конкурсов по выбору генеральных проектировщиков, генподрядных организаций и поставщиков основного оборудования, контроль и приемка выполненных работ, а также сдача готового объекта приемочной комиссии. Генеральный подрядчик организует работу подрядчиков и поставщиков вспомогательного оборудования. Дальневосточные проекты контролируются финансирующей стороной — Сбербанком — и проходят экономический и технологический аудит со стороны компаний, выступающих в роли инженера банка. Все платежи по выполненным работам проводятся

при наличии положительного заключения консалтинговой компании.

Есть и исключения, одним из которых является проект строительства Богучанской ГЭС, реализуемый в формате классической ЕРСМ-модели, отмечает генеральный директор «Свеко Союз Инжиниринг» Сергей Уласевич. В этом проекте строительством управляет специальная проектная компания (ЕРСМ-подрядчик), созданная «РусГидро» и «Русалом», в то время как заказчиком является еще одна компания специального назначения. От ее имени заключаются сотни договоров на поставки оборудования и подрядные работы, а их формированием, заключением и исполнением управляет ЕРСМ-подрядчик.

Глубоководный опыт

Основное отличие контрактов ЕРС и ЕРСМ — разделение рисков между заказчиком и подрядчиком. При реализации контрактов ЕРСМ риски могут делиться, а в ЕРС риски полностью возложены на исполнителя, то есть заказчик может продолжать заниматься своей основной профильной деятельностью и не думать о стройке, а подрядчик сдает заказчику готовый объект. Существуют сегменты, где возможна реализация только модели ЕРС, например строительство объектов для заказчиков из бюджетной сферы, а также нишевые направления, требующие от исполнителей уникальных компетенций. Например, в мировой практике прокладки глубоководных трубопроводов, учитывая практический опыт выполнения данных проектов, используется ЕРС-контракт, реализуемый генеральным подрядчиком. В России первой компанией, способной исполнять комплексные проекты по обустройству морских месторождений и строительству морских гидротехнических сооружений, стало ОАО МРТС.

Первый реализованный компанией МРТС комплексный проект — это обустройство расположенного на морском шельфе Киринского газоконденсатного месторождения, являющегося частью проекта «Газпрома» «Сахалин-3». На Кириנסком месторождении «Газпром» впервые использовал схему ЕРС.

На сегодняшний день МРТС также выполняет строительство объектов подготовительного периода морского порта Сабетта, реализуемого в рамках проекта по строительству завода СПГ на полуострове Ямал. Заказчиком выступает «Ямал СПГ».

Компания реализует строительство морского порта по модели ЕРС-контракта, что означает консолидацию производственных и инжиниринговых ресурсов по всей проектной цепочке: «управление проектом — разработка рабочей документации — поставки оборудования и материалов — строительство — испытание и ввод в эксплуатацию».

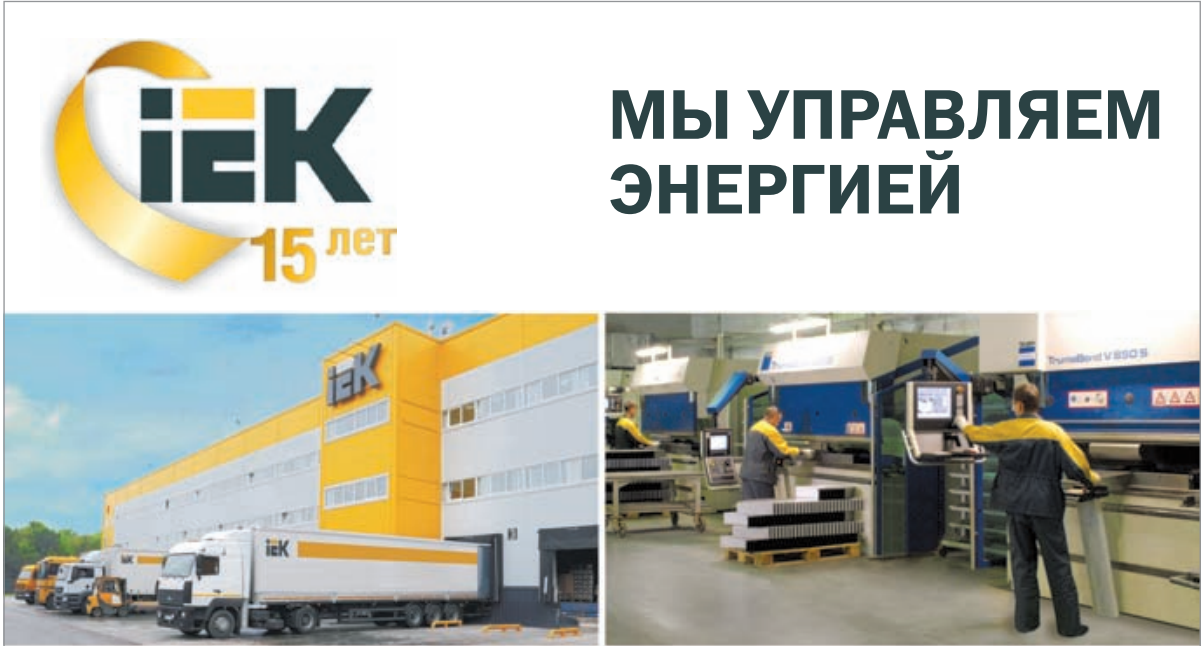
Участие МРТС в рамках модели ЕРС-контракта позволило сформировать ориентированную на заказчика систему ведения бизнеса — это в первую очередь конкурентоспособное техническое и ценовое предложение и принятие рисков представления твердой цены на основные виды работ и поставок.

По итогам 2013 года компания выполнила основной объем работ по погружению двутавровых профилей и шпунта лицевой и анкерной стенок причальных сооружений, свай-оболочек экранирующего ряда, монтажа анкерных тяг, распорных металлических рам, отсыпке щебеночной призмы за лицевой стенкой и у анкерной стенок, отсыпке песчаного грунта и щебня в тело причалов (в 45-метровой зоне). Завершение работ и ввод объекта в эксплуатацию в 2014 году обеспечит возможность полноценной доставки строительных грузов для создания основных объектов строительства по проекту в период до 2017 года, в том числе грузов для Южно-Тамбейского ГМК, для строительства завода СПГ и основного морского порта.

Представитель МРТС начальник управления строительства Иван Маковский отмечает, что почти все контракты, которые выполняет МРТС, ведутся в основном в северных широтах, где судоходный период крайне короткий. При этом накопленный мировой опыт реализации морских арктических проектов свидетельствует о необходимости комплексной увязки всех этапов жизненного цикла проекта в единую систему. Единственный способ успешной реализации подобных проектов — выбор комплексного подрядчика на основе ЕРС-контракта («проектирование — поставка — строительство»).

Подобные контракты способны выполнять только крупная компания, поэтому появления большого количества ЕРС-подрядчиков в своем сегменте представитель МРТС не ждет.

Наталья Готова



Группа компаний IEK — один из крупнейших российских производителей электротехнической продукции и светотехники среднего ценового сегмента.

Международный бренд IEK® на протяжении 15 лет является гарантом высокого качества и надежности. ГК IEK — это холдинг, контролирующий деятельность собственных производственных комплексов и торговых предприятий в России и за рубежом.

Компания производит более 6000 наименований продукции и ежегодно выводит на рынок сотни новых изделий. Только на российских заводах ГК IEK выпускается в год 150 млн погонных метров пластиковой продукции (кабель-каналы, гофрированные трубы), 3 млн погонных метров металлического лотка, 3 млн металлических корпусов, 3,5 млн пластиковых боксов.

Оборудование для распределения энергии и электротехника для промышленных установок, светотехника, модульное оборудование и устройства защиты, щитовое и силовое оборудование, кабеленесущие системы и электроустановочные изделия, электродвигатели — эти и многие другие группы продукции под брендом IEK® позволяют найти оптимальное решение при проектировании, на этапе строительства, модернизации или ремонта любого объекта.

В рамках программы стратегического развития ГК IEK осваивает новые направления: сегмент средневольного электрооборудования, а также слаботочный сектор. Выход на смежные рынки позволит компании внести еще более значимый вклад в устойчивое экономическое развитие электротехнической отрасли в России, укрепить престиж российских торговых марок и способствовать стабильности, прогрессу и процветанию бизнеса в России.

www.iek.ru

