

27 августа 2024 в 16:40

Дефицит тормозит локализацию

Два года назад, как и сейчас, внимание отраслевого сообщества было приковано к динамике энергопотребления в России. Но если в прошлый раз основное беспокойство вызывало возможное падение спроса в Единой энергосистеме (ЕЭС), то в этом году, наоборот, его рост. Июльский энергокризис на юге России обострил ситуацию и, вероятно, спровоцирует значительные изменения в принципах ликвидации уже случившегося, а не прогнозируемого дефицита генерации. Действие механизма конкурентного отбора новой мощности (КОМ НГО) может быть временно приостановлено после повторного конкурса для ОЭС Сибири, результаты которого подведут 29 августа. Далее правительство может само определять проекты ТЭС в проблемных узлах и ответственные за них компании, а капзатраты установятся по факту. Кроме того, для «антидефицитных» проектов могут быть сняты локализационные ограничения.



Источник: rostec.ru

Схема и программа развития энергосистем (СиПР) на 2024–2029 годы определила три региона, которые столкнутся с нехваткой электроэнергии и мощности: юг России (857 МВт – 1,29 ГВт), юго-

восток Сибири (1,225 ГВт) и Дальний Восток (1,35–1,94 ГВт). Прошедший в конце января КОМ НГО для Сибири должен был стать первым в длинной череде отборов, необходимых для закрытия прогнозируемого дефицита. Однако на фоне значительного роста цен на оборудование предельные капзатраты, определённые правительством, показались большинству генераторов недостаточными: на конкурсе были отобраны **только три проекта** (ТГК-14 и «Евросибэнерго») суммарной мощностью 525 МВт на готовых площадках с гарантированной загрузкой, в том числе за счёт майнеров, по цене 405–423 тыс. рублей за 1 кВт установленной мощности.

Регуляторы решили провести повторный конкурс, выставив на него оставшиеся 700 МВт. К маю Минэнерго, которым тогда руководил Николай Шульгинов, вынесло на рассмотрение правкомиссии предложение о повышении капексов и повторно поставило вопрос о допуске на КОМ НГО проектов на нелокализованном оборудовании. Ставки на строительство новых ТЭС в Сибири правкомиссия решила повысить на 40% (до 591 тыс. рублей за 1 кВт), также увеличив базовую доходность с 12% до 14% (при ставке ЦБ на тот момент в 16%, сейчас – 18%). Но требование использовать только отечественное оборудование в обязательных условиях отбора осталось. Тогда же правкомиссия утвердила капзатраты для отбора проектов на юге России (299 тыс. рублей за 1 кВт), которые оказались на четверть ниже, чем ставки первого отбора для Сибири.

До наступления, вероятно, самого жаркого лета в России, конкурсные отборы проводились в логике покрытия прогнозного дефицита, который сформируется в соответствующих объёмах к 2029 году и прописан в действующем СиПР. Однако в реальности нехватка мощностей произошла уже сейчас: **июльский энергокризис** на юге страны пришлось разрешать регуляторам и Минэнерго под руководством нового министра Сергея Цивилёва. Перебои, вызванные нехваткой генерации в объединённой энергосистеме (ОЭС) Юга, продолжались **около трёх недель**. В середине августа должен был пройти КОМ НГО для этого макрорегиона, но капзатраты в единственной поданной заявке «Газпром энергохолдинга» (ГЭХ) оказались выше допустимых и 16 августа было объявлено, что **отбор не состоялся**.

В этот момент возникла развилка. Логичным шагом выглядело повторение решения, уже принятого для Сибири – повышение ценника и проведение повторного отбора. Потолок капзатрат на отборе для ОЭС Юга на фоне кратного роста цен на оборудование **занижен на 25-30%**, говорили сразу после конкурса источники «Коммерсанта» в генкомпаниях. Правда, по данным одного из собеседников «Перетока», капзатраты, указанные ГЭХ в его заявке, более чем вдвое превысили установленный потолок, составив 633 тыс. рублей за 1 кВт.

Заниженные капзатраты сдерживают развитие конкуренции в электроэнергетике, предположил сразу после объявления «нулевых» результатов отбора первый зампред думского комитета по энергетике Валерий Селезнёв. «Что дальше? Снова поставщик будет определён без конкурса постановлением правительства или всё-таки будут изменены условия и проведён новый? Хотелось бы больше реальной конкуренции на рынке электроэнергии и мощности и глубокой работы Минэнерго, ФАС и Минпромторга по анализу причин отсутствия заявок на ранее предложенных и утверждённых правкомиссией по энергетике условиях», – высказался депутат в своём Telegram-канале.

Более оптимистично упомянутую г-ном Селезнёвым альтернативу описали её сторонники – потребители, которые, что для них не характерно, выступили против конкурентного отбора

проектов в существующих условиях, считая процедуру формальной, поскольку условия для реальной конкуренции не созданы.

«На рынке, по сути, есть только две компании способные выполнить требования по подготовке и газификации площадок ТЭС в ОЭС Юга – ГЭХ и «Интер РАО», – говорит директор «Сообщества потребителей энергии» Валерий Дзюбенко. – Конкуренция между ними формальна, на рынке нет достаточного количества независимых игроков с необходимыми ресурсами, чтобы создать реальную конкуренцию на конкурсе. Быстрее, надёжнее и экономичнее назначать застройщика и оперативно возводить блоки, необходимость в которых в энергосистеме уже возникла, в том числе за счёт собственного ресурса контролируемых государством генерирующих компаний».

Справедливости ради отметим, что на юге России также присутствует генерация «Лукойла». Но нефтяная компания, начавшая развитие в большой электроэнергетике с приобретения ТГК-8 во время реформы, а в 2022 году купившая «ЭЛ5-Энерго» у Enel, традиционно была более заинтересована в наличии базы для сбыта своего газа, а не в строительстве электростанций с нуля. В Сибири рынок более насыщен производителями: помимо упоминавшейся «Интер РАО» здесь работают победители февральского отбора – «Евросибэнерго» и ТГК-14, а также СГК.

Потребители выступали за отказ от конкурсов и переход к директивному распределению проектов ещё при обсуждении повышения ценника для повторного отбора в Сибири, видя неконтролируемый рост ставок, но тогда не были услышаны, говорит г-н Дзюбенко.

На этот раз в Минэнерго потребителей, видимо, услышали. Вечером 16 августа министерство [распространило комментарий](#), в котором сформулирована его обновлённая позиция: оно «изучает возможность определения ответственных за строительство генерирующих компаний и доложит об этом правительству». Также обсуждается возможность быстрого увеличения мощностей уже действующей в регионе генерации.

Такая позиция создаёт вероятность того, что КОМ НГО для ОЭС Сибири в конце августа на какое-то время станет последним случаем применения рыночного механизма. Очередное отсутствие участников на конкурсах по отбору новой генерации становится тревожным сигналом, ставящим под сомнение дееспособность указанного механизма отбора, заявил директор Центра исследований в электроэнергетике НИУ ВШЭ Сергей Сасим.

При этом потребители оговариваются, что отказ от конкурсных процедур необходим на этапе закрытия оперативного дефицита до тех пор, пока не создана конкурентная среда у поставщиков оборудования и владельцев инфраструктуры. Как ни удивительно, но промышленность согласна на систему оплаты «директивных» энергоблоков по фактической цене, когда суммарная стоимость проекта, а значит и размер платежа потребителей ОРЭМ за него, не известны до завершения этого проекта. Основное условие – независимый ценовой аудит проектов, за которым следует публикация параметров и их широкое компетентное обсуждение. Если в последующем показатели будут увеличены, то и этот рост должен подвергаться аналогичной процедуре: ценовому анализу и обсуждению, говорит Валерий Дзюбенко. В качестве положительного примера он приводит проекты «РусГидро» на Дальнем Востоке, в частности Владивостокскую ТЭЦ. Она строится в рамках государственного Комплексного плана развития инфраструктуры. «РусГидро» опубликовало данные технико-ценового аудита на своём сайте, после удорожания проекта

обновило их и объяснило общественности причины роста стоимости. При этом никаких данных по проекту СГК из того же Комплексного плана не публиковалось. В ответ на запрос потребителей в регуляторах сообщили, что «это не предусмотрено», недоумевает директор «Сообщества потребителей энергии».

Ещё одним следствием июльского энергокризиса на юге России, вероятно, станет временное отступление от курса на тотальное импортозамещение. Энергодефицит, ожидавшийся в рамках СиПР в конце десятилетия, уже случился; спрос, по прогнозам, продолжит расти, а строительство новой крупной генерации требует времени и оборудования. Введённые требования по локализации основных компонентов энергоблоков на фоне роста спроса спровоцировали очереди к энергомашиностроителям. Генераторы публично жаловались, что не могут заказать отдельные компоненты, потому что поставки расписаны до 2030 года. Потребители говорят о необходимости снижения требований по локализации для проектов, которые должны ликвидировать дефицит в объёмах, прописанных в текущем СиПР. Это позволит минимизировать и сроки, и стоимость строительства генерации, потребность в которой есть уже сейчас, поясняет г-н Дзюбенко.

Примечательно, что очевидные противники смягчения локализационных мер – отечественные производители оборудования – сами просят об их частичной приостановке. По данным источников «Коммерсанта», на совещании в Минэнерго в июне представитель «Силмаша» жаловался на качество чугунных заготовок российских поставщиков и предлагал не применять к ним требования по локализации в течение двух лет.

Вероятность отмены требований для проектов закрытия энергодефицита резко выросла после [майского письма замглавы Минэнерго Павла Сниккарса](#) вице-премьерам Денису Мантурову и Александру Новаку. В нём изложено предложение рассмотреть возможность «снижения требований по локализации» для турбин, котлов и трансформаторов, а также комплектующих «на краткосрочном горизонте планирования».

В прошлом году власти уже [согласовали строительство](#) к 2027 году силами ГЭХ газовой электростанции на 330 МВт в Якутии с использованием [китайских аналогов ГТД-110М](#) на условиях оплаты проекта по фактическим затратам. Кроме того, опыт строительства энергоблоков на иранских турбинах есть у «Ростеха». В феврале госкорпорация предлагала отдать ей [без конкурса право на строительство 1 ГВт](#) новых мощностей в ОЭС Юга. Минэнерго, первоначально заявлявшее [о наличии «технических вопросов»](#) к этому предложению, в мае согласовало [передачу «Ростеху» 500 МВт в Крыму и в Тамани](#), а оставшиеся 855 МВт в Сочи и центральной части Кубани решено было в августе выставить на КОМ НГО, который, как мы уже отметили, не состоялся.

Помимо директивного назначения компаний и проектов в дефицитных регионах есть и альтернативные варианты. Так, в СГК предлагают отменить ценовой полоток на КОМ НГО, одновременно рассмотрев смягчение локализационных норм. Для того, чтобы энергосистема перестала «деградировать» из-за старения оборудования, и для обеспечения прироста потребления нужно ежегодно полностью заменять и строить новые генмощности в объёме около 6 ГВт и ещё модернизировать (продлять срок службы) действующего оборудования. Цифры могут быть и больше, так как в отдельных ОЭС и энергорайонах ситуация значимо хуже средней: «там

мы уже несколько опоздали в принятии решений», говорит директор по работе на энергорынках СГК Антон Данилов.

«Результатами такого положения вещей являются участвовавшие системные аварии или блэкауты в энергосистеме РФ. Решения о комплексной программе обновления энергетики нужно принимать в срочном порядке. Срочный порядок как правило требует отмены практики ценовых ограничений на конкурсы КОМ НГО, чтобы инвесторы точно пришли на них, а также объективной оценки возможностей машиностроительного комплекса страны. Если он не может обеспечить такую программу, то неизбежно нужно снижать требования к локализации. Первично же надёжное электро- и теплоснабжение, а не требования локализации, хотя, безусловно, российские технологии нужно усиливать и развивать, но делать это нужно с оглядкой на сложившиеся реалии», – полагает г-н Данилов.

Автор: **Переток**
