

[Восточный экономический форум \(https://kommersant.ru/apps/77/653\)](https://kommersant.ru/apps/77/653)

04.09.2024, 00:01

138 8 мин.

[\(https://kommersant.ru/doc/6919969#comments\)](https://kommersant.ru/doc/6919969#comments)

## Дальнему Востоку добавят киловатт

Поможет ли запуск рынка в регионе решить проблему энергодефицита

Долгожданный запуск энергорынка на Дальнем Востоке, вызвавший жаркие дискуссии в правительстве и в отрасли, начнется в 2025 году. Основная цель реформы — обновить старые электростанции и построить новые для покрытия растущего энергодефицита. Региону в ближайшие годы может понадобиться до 3 ГВт новых электростанций, говорят местные власти. Борьбаться за возможность строительства впервые будут не только тепловые энергетики, но и инвесторы в возобновляемые источники энергии (ВИЭ). “Ъ” разобрался в перспективах этой гонки.



Фото: Александр Миридонов, Коммерсантъ

### Тариф уходит медленно

Дискуссия вокруг запуска энергорынка на Дальнем Востоке, не затихающая почти два года, наконец завершилась. Жаркие споры вокруг реформы остановил Владимир Путин, который поддержал переход региона от жестких энерготарифов к конкурентному ценообразованию в

отрасли. В конце июня поправки в федеральный закон «Об электроэнергетике» (ФЗ-35) были внесены в Госдуму, а уже через месяц депутаты одобрили документ. Запуск рынка в Объединенной энергосистеме (ОЭС) Востока, то есть начало торговли по свободным ценами, начнется 1 января 2025 года. Но движение будет постепенным, рассказывают в «Совете рынка» (регулятор энергорынков).

Юридически с 2025 года бывшая неценовая зона Дальнего Востока будет включена в состав второй ценовой зоны (Сибирь), продолжают в «Совете рынка». Но фактическое объединение энергосистем возможно только после строительства электросетей для обеспечения их синхронной работы. Запуск новой линии ожидается не ранее конца 2028 года. До этого момента формирование цен на электроэнергию и мощность будет осуществляться отдельно для территории Дальнего Востока и отдельно для остальной части второй ценовой зоны, отмечают в регуляторе. Полная интеграция Дальнего Востока в систему рыночных отношений будет завершена только после фактической физической синхронизации, говорят там. После этого электростанции и потребители на Дальнем Востоке смогут участвовать в формировании цен во второй ценовой зоне, осуществляя покупку или продажу электроэнергии и мощности.

## **Сколько стоит киловатт**

На энергорынке продаются два товара: электроэнергия (реально выработанные киловатт-часы) и мощность (плата за готовность генерации к работе). Предполагается, что сначала на Дальнем Востоке только ТЭС будут продавать всю выработку по свободным ценам. Доля продажи выработки ГЭС на рынке достигнет 15% к 2030 году, подчеркнули там. Как говорят собеседники “Ъ”, именно тема объема торговли ГЭС на рынке вызвала больше всего споров, в том числе у местных властей. Дело в том, что резкий выход всех местных ГЭС на рынок может существенно увеличить цены. Сейчас ГЭС на Дальнем Востоке продают электроэнергию по очень низким тарифам, которые ежегодно устанавливает регулятор. Но в рыночной модели эти электростанции работают в режиме ценопринимания, то есть продают киловатт-часы по любой сформировавшейся на рынке цене. Поскольку цену в ОЭС Востока

будут формировать тепловые электростанции, то полный переход ГЭС в ценопринимание мог бы увеличить их доходы и цены очень существенно.

В рынке мощности также предусмотрен переходный период. До полного объединения с Сибирью электростанции на Дальнем Востоке будут поставлять мощность по цене конкурентного отбора мощности (КОМ) для второй ценовой зоны, пояснили в «Совете рынка». Затем электростанции Дальнего Востока будут участвовать в отборах КОМ на общих основаниях, как и любые другие объекты в ценовых зонах, отметили там. Цена КОМ определена до 2026 года включительно. Ближайший отбор с поставкой на 2027-й планируется провести до октября текущего года.

Регуляторы не раскрывают своих детальных прогнозов по ценам на электроэнергию на Дальнем Востоке после отмены тарифов. Глава «Совета рынка» Максим Быстров в интервью “Ъ” говорил, что «почти все» расчеты регулятора показали: рынок будет выгоднее для потребителя, если «сохранится та же динамика роста тарифа на электроэнергию и мощность» для угольной генерации «РусГидро». С 1 января 2023 года тарифы выросли на 50%, в том числе для покрытия прошлых убытков «РусГидро» из-за роста цен на уголь. Однако госхолдинг уже жаловался на то, что этой компенсации не хватило компании. Как сообщил “Ъ”, в 2023-м «РусГидро» также не смогло за счет тарифной выручки покрыть все затраты на покупку дорожающего угля и другого топлива. В конце прошлого года объем выпадающих доходов за 2023 год предварительно оценивался более чем в 3 млрд руб. С запуском рынка проблема должна решиться, поскольку компания транслирует на биржу реальные расходы на топливо.

## За что спрос

Рынок необходим Дальнему Востоку, чтобы покрыть постоянно растущий объем энергодефицита. ОЭС Востока — самая маленькая, но при этом наиболее изношенная энергосистема России. В нее входят пять регионов: Якутия, Амурская и Еврейская автономные области, Приморский и Хабаровский края. В энергосистеме работают 39 крупных электростанций, чья общая мощность составляет 11,2 ГВт. Большая часть генерации (58,8% от суммарной установленной мощности) — тепловые

электростанции. Уровень износа у генерирующих объектов региона выше, чем в среднем по России. Средний возраст турбин — 40 лет, котлов — 50 лет.

В ОЭС Востока не происходило масштабных строек и ремонтов генерации, поскольку регион не попал в программу реформирования электроэнергетики в 2000-х годах. В результате на Дальнем Востоке за счет госбюджета были построены Якутская ГРЭС-2, Благовещенская ТЭЦ и ТЭЦ в Совгавани (все принадлежат «РусГидро»). Кроме того, «РусГидро» за собственные средства построило Нижне-Бурейскую ГЭС и Восточную ТЭЦ. За следующие три года в регионе планируется завершить стройку еще 3 ГВт тепловой генерации и модернизировать Приморскую ГРЭС. Из-за отсутствия рынка все новые стройки и ремонты на Дальнем Востоке приходилось согласовывать через правительство, что существенно затягивало принятие решений. Кроме того, такой, по сути, «ручной механизм» не предполагает никакой конкуренции среди энергокомпаний. При этом оплачивать эти инвестиционные проекты будут в основном оптовые потребители всей страны.

## Считанный дефицит

Потребность в энергии на Дальнем Востоке последние годы растет быстрее, чем в остальной части страны. Например, по итогам 2023 года спрос на электроэнергию в регионе вырос сразу на 3,3%, достигнув 45,9 млрд кВт•ч. Регуляторы считают, что рост спроса будет ускоряться с каждым годом. Только за первый квартал 2024-го потребление электроэнергии в ОЭС Востока увеличилось на 6,3%. Ситуация усугубляется высоким уровнем аварийности местных ТЭС. Генерации Дальнего Востока уже сейчас не хватает для экспорта в Китай: по итогам первого полугодия 2024-го «Интер РАО» (монопольный оператор экспорта электроэнергии) сократила поставки электроэнергии в КНР на 76% год к году, до 465,45 млн кВт•ч, следует из данных китайской таможенной статистики. В результате общий годовой объем экспорта в Китай по итогам текущего года может составить менее 1 млрд кВт•ч, что станет рекордно низким показателем за всю историю поставок.

Существенное внутреннее увеличение спроса на юге Дальнего Востока будет связано с ростом добычи угля, нефти и газа, отмечает замгендиректора ИПЕМ Александр Григорьев. Кроме того, ожидается выход на проектную мощность Амурского газоперерабатывающего завода, там строится Амурский газохимический комплекс, развивается Малмыжское месторождение меди, отмечает он. Один из ключевых факторов роста спроса в регионе — развитие Восточного полигона ОАО РЖД. В 2022 году в ОЭС Востока объекты ОАО РЖД потребили 5,52 млрд кВт•ч, или 12,4%, от общего спроса.

Однако точная цифра энергодефицита на Дальнем Востоке пока неизвестна. В конце прошлого года «Системный оператор» (СО, диспетчер энергосистемы) в Схеме и программе развития электроэнергетических систем России на 2024–2029 годы зафиксировал дефицит в ОЭС Востока на уровне 1,35 ГВт с потенциальным увеличением до 1,94 ГВт. Но в июле текущего года вице-премьер и полномочный представитель президента в Дальневосточном федеральном округе (ДФО) Юрий Трутнев заявил о потребностях региона в 3 ГВт новой генерации к 2030 году. «У нас сегодня на Дальнем Востоке рост экономики. Знаете, как у нас бывает: за что боролись, на то и на поролось. Вот это чисто по этой пословице. Рост экономики Дальнего Востока привел к тому, что образуется довольно серьезный дефицит электрической мощности», — заявил он. В «Сообществе потребителей энергии» отмечают, что расчетная величина дефицита гораздо скромнее, а 3 ГВт скорее амбициозный запрос от местных властей на очень далекий горизонт, определенный желанием построить как можно больше про запас.

Появление ценовой зоны не сможет решить системных проблем региона, считают в «Сообществе потребителей»: «Энергорынок в его существующей сегодня конфигурации не может быть средством борьбы с прогнозируемым дефицитом. Для решения проблемы дефицита рынок должен поддерживать инвестиционные механизмы, развивать конкурентную среду, давать сигналы для развития сетевой инфраструктуры, а у нас он фактически свелся к двум основным задачам: расчету между участниками и оформлению нерыночных надбавок. Налицо явное несоответствие цели и средств. Элементы рынка на Дальнем Востоке вводятся не для того, чтобы в макрорегионе заработали

свободные механизмы ценообразования, а для создания формальных оснований и базы под установление нерыночных "добавок", усиливающих нагрузку на всех потребителей, то есть избавления местных властей от головной боли тарифных ограничений. В том, что рыночные механизмы вместо освобождения от нерыночных обременений будут административно деформироваться и втискиваться в нерыночную среду, трудно найти какие-то плюсы для потребителей».

## Борьба за киловатт

Реформа в ОЭС Востока позволит регуляторам начать строительство новой генерации по уже отработанным механизмам, в частности через отбор инвестиционных проектов на конкурсах. Причем Дальний Восток может стать первым регионом, где на отборах встретятся тепловые генераторы и инвесторы в ВИЭ. Как писал "Ъ" весной текущего года, СО предлагал к 2029 году построить в регионе 1,59 ГВт тепловой генерации и 1,35 ГВт ветряных и солнечных электростанций (ВЭС и СЭС). Часть мощностей предполагается разыграть на конкурсе по наименьшей цене поставки. Причем победитель пока неочевиден.

В течение следующих пяти лет дефицит электрической энергии в энергосистеме Востока в зависимости от сценария достигнет 10–11 млрд кВт•ч, что эквивалентно 3–5 гигаваттам ВЭС или СЭС в зависимости от комбинации, говорит директор Ассоциации развития возобновляемой энергетики (АРВЭ) Алексей Жихарев. Задача по обеспечению дополнительного объема энергопотребления стоит на достаточно близком горизонте, поэтому преимущество ветровых и солнечных электростанций очевидно, ведь срок строительства таких объектов составляет один-три года, отмечает он. Пока объем ВИЭ на Дальнем Востоке небольшой — около 14 МВт. Однако доля солнечной энергетики в программе покрытия энергодефицита Дальнего Востока, по оценкам «Юнигрин Энерджи», только за счет больших сетевых СЭС может составить до 2 ГВт. Уровень инсоляции и климатические условия в регионе «практически идеальны», так как максимальная выработка станций достигается именно в морозные солнечные дни, говорят в компании.

Другим важным преимуществом ВИЭ станет цена, уверен Алексей Жихарев. По его оценкам, цена киловатт-часа угольной генерации будет на 30–40% превышать показатели СЭС и ВЭС. По газу в ДФО есть серьезные ограничения, а сроки строительства больших ГЭС и АЭС превышают десять лет, поэтому ВИЭ-генерация оказывается практически вне конкуренции, считает глава АРВЭ. Согласно оценкам АРВЭ (есть у “Ъ”), средневзвешенная нормированная стоимость электроэнергии СЭС находится в диапазоне 5,6–10,7 руб. за 1 кВт•ч, ВЭС — 2,6–6,6 руб., угольных ТЭС — 10,3–20,6 руб., а паросиловых газовых станций — 5,9–15,1 руб. При этом наиболее дорогой вид генерации сейчас — это ГЭС, выработка которых стоит от 6,3 до 21,3 руб.

Директор аналитического направления центра «Энерджинет» Игорь Чаусов соглашается, что Дальний Восток имеет внушительный потенциал для развития генерации на основе ВИЭ. Потенциал энергии рек в нем освоен сейчас менее чем на 10%, а значительные ветроэнергетические, геотермальные и приливные ресурсы почти не используются, перечисляет он: «ВИЭ важны на Дальнем Востоке тем, что они могут стать высокотехнологичной основой для снижения стоимости владения дальневосточной энергетикой и снижения объемов перекрестного субсидирования». Эксперт отмечает, что на Дальний Восток приходится основная часть российских изолированных и труднодоступных территорий, на которых проживает до полумиллиона человек и экономическая деятельность на которых дает 10–12% российского ВВП. Энергоснабжение этих территорий основано на дизельной генерации и использует привозное топливо, что очень дорого. По оценкам аналитика, средневзвешенный экономически обоснованный тариф на электроэнергию там составляет 65,7 руб. за 1 кВт•ч, на тепловую энергию — 12,9 тыс. руб. за 1 Гкал. Использование ВИЭ позволит сделать это энергоснабжение существенно более дешевым, считает Игорь Чаусов.

*Полина Грин*

Поделиться  Поделиться 

**Только что**

**Вся лента**

## «Ъ» в социальных сетях

- 🔍 С 1 сентября региональные власти отключат десятки действующих дорожных камер
- 📄 «Похоронный звон» для канцлера Шольца: каковы итоги местных выборов в Германии
- 📄 В чем Сталин обвинял самого хитроумного из приближенных
- 📄 Новосибирского ученого приговорили к 15 годам колонии за госизмену