

Развитие конкуренции на рынке электроэнергии в ДФО

Энергетические тренды

Апрель 2023



Авторы

Александр Курдин

Дмитрий Федоренко

Карина Галимова

Сергей Федоров

Под редакцией Начальника Управления промышленности,
энергетики и экологии Аналитического центра
при Правительстве Российской Федерации

Григория Микрюкова

Содержание

4

Ценовое регулирование в ОЭС Востока показало свою неэффективность и будет заменено рынком

Показатели неэффективности ценового регулирования:

- 4** Моральный и физический износ оборудования
- 5** Рост тарифов на электроэнергию
- 6** Препятствование развитию эффективной генерации (в том числе ВИЭ)

8

Развитие рынка в ОЭС Востока пока целесообразно в рамках отдельной ценовой зоны

12

Создание рынка в ОЭС Востока связано с рисками – в том числе доминирующим положением ПАО «РусГидро»

Ключевые меры по снижению рисков:

- 12** Установление ограничений на повышение цен ПАО «РусГидро» при переходе к рынку
- 14** Увеличение проектной мощности энергомоста в Сибирь
- 15** Разработка внешнеторговых мер, демпфирующих влияние китайских энергетических рынков на стабильность работы ОЭС Востока

16

Развитие оптового рынка электроэнергии ДФО станет стимулом для социально-экономического развития региона

Треки социально-экономического развития региона, открывающиеся с созданием рынка в ОЭС Востока:

- 16** Импульс к развитию сектора ВИЭ
- 18** Раскрытие экономического потенциала (в том числе «Дальневосточный гектар»)
- 19** Улучшение экологической ситуации
- 19** Расширение транспортного коридора на Восток

Ценовое регулирование провоцирует риски для стабильной работы ОЭС Востока в условиях морального и физического износа оборудования

на **14% г/г**

выросло количество аварий на ТЭС АО «ДГК» и ООО «Приморская ГРЭС» в октябре 2021 года – январе 2022 года

Источник: Минэнерго России

294 млрд руб.

составит объем перекрестного субсидирования в ЕЭС России в 2023 году, в том числе из-за низкой эффективности генерации в ДФО

Источник: Институт экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ

Стратегические цели по социально-экономическому развитию Дальневосточного федерального округа (ДФО) требуют динамичного развития энергосистемы.

При существующих регуляторных механизмах динамичное развитие энергосистемы федерального округа невозможно.

В ОЭС Востока отсутствуют стимулы для модернизации генерирующих мощностей: моральное и техническое устаревание оборудования повышает риски для стабильности энергоснабжения.

ПАО «РусГидро» и АО «ДГК» являются крупнейшими производителями электроэнергии в регионе и занимают одни из последних мест в России по уровню физического износа оборудования среди генерирующих компаний.

Географические особенности регионов, входящих в ОЭС Востока, осложняют поддержание стабильной работы энергосистемы в условиях государственного регулирования.

Болотистая почва, тайга, значительные расстояния между генерирующими объектами и потребителями – все это

делает низкоэффективным централизованное планирование электрогенерации в регионе по регулируемым тарифам.

Развитие магистральной железнодорожной инфраструктуры – БАМа и Транссиба в рамках модернизации и расширения Восточного полигона также определяет высокую потребность в увеличении выработки электроэнергии и повышении надежности энергоснабжения.

Производство, распределение, сбыт электроэнергии и тепла в регионе фактически обеспечивает одна государственная компания¹, которая не имеет стимулов к оптимизации капитальных вложений и повышению операционной эффективности в условиях отсутствия конкуренции и рыночного ценообразования.

Приход в ОЭС Востока новых генерирующих компаний возможен после перехода ОЭС Востока к биржевому ценообразованию на электроэнергию в оптовом сегменте, что позволит рассчитывать на оптимизацию 30%² капитальных вложений – произойдет перераспределение объема инвестиций в наиболее энергоэффективные и рентабельные проекты.

Место по уровню физического износа оборудования

Источник: Минэнерго России



¹ ПАО «РусГидро» владеет компаниями ПАО «ДГК», ПАО «Якутскэнерго» и АО «ДВУЭК – Генерация сети» и контролирует почти всю выработку электроэнергии в регионе

² По данным VYGON Consulting

Ценовое регулирование стимулирует рост тарифов на электроэнергию на Дальнем Востоке

Государственное регулирование цен в ОЭС Востока³ привело к значительному разрыву в ценах на электроэнергию между ОЭС Востока и другими ОЭС. Производители электроэнергии в регионе не заинтересованы в снижении издержек: высокие издержки позволяют обосновывать рост тарифов.

На неэффективное ценовое регулирование накладываются прочие негативные факторы, в том числе необходимость — необходимость завоза топлива из других регионов России для ТЭС ДФО. Даже государственные субсидии на закупку топлива пока не обеспечивают снижение цен на электроэнергию в регионах ОЭС Востока.

Существующие программы субсидирования тарифов на электроэнергию — перекрестное субсидирование и дальневосточная надбавка — лишь сдерживают дальнейшее повышение цен на электроэнергию, а не способствуют их снижению.

Более того, программы государственной поддержки тарифов создают

предпосылки для сокращения инициативы генерирующих и сбытовых компаний инвестировать в повышение энергоэффективности существующей инфраструктуры.

Высокие цены на электроэнергию в ОЭС Востока среди прочего обусловлены необходимостью значительных капитальных затрат на поддержание стабильного функционирования электроэнергетического комплекса: отсутствуют конкурентные стимулы для повышения эффективности инвестиций.

В связи с низкой эффективностью капитальных затрат и их относительно малыми объемами основные фонды ОЭС Востока остаются недофинансированными. Так, из стоимости программы ПАО «РусГидро» по повышению надежности (44 млрд руб.) собственные средства компании составят 10% (4,4 млрд руб.).

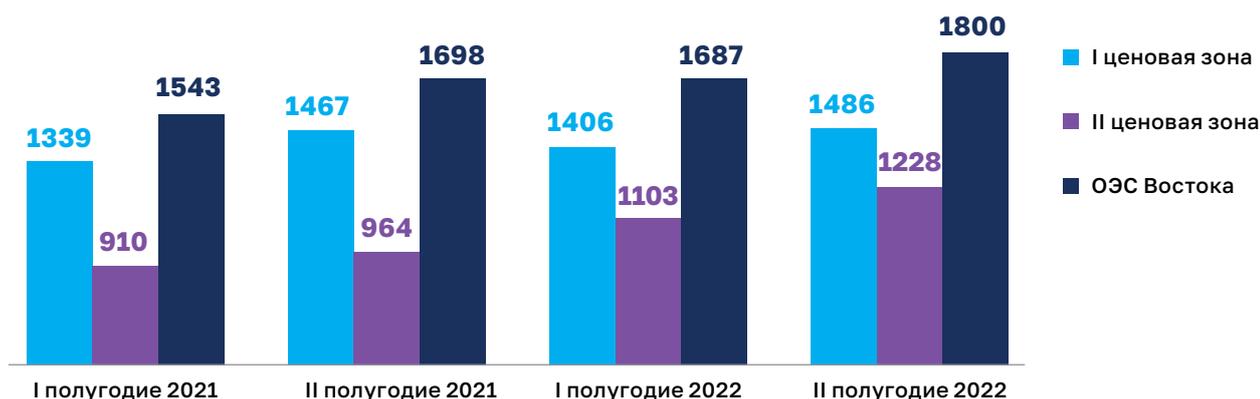
21% г/г

разница цен в ОЭС Востока и 1 ЦЗ во II полугодии 2022 года

47% г/г

разница цен в ОЭС Востока и 2 ЦЗ во II полугодии 2022 года

Динамика цен на электроэнергию в 1 и 2 ценовых зонах и ОЭС Востока в 2021 — 2022 годах, руб./кВт·ч



Источники: АТС, ФАС России

³ Для поддержки социально приемлемых цен и окупаемости генерации

Ценовое регулирование в ОЭС Востока препятствует развитию эффективной генерации

в **1,9** раза

капитальные затраты на **газовые ТЭС** в ДФО выше, чем на западе России

Источник: Минэнерго России

в **1,7** раза

капитальные затраты на **угольные ТЭС** в ДФО выше, чем на западе России

Источник: Минэнерго России

На территории ОЭС Востока отсутствуют стимулы для развития альтернативных видов генерации – ВИЭ и АЭС. В условиях государственного регулирования вход новых производителей энергии в ОЭС Востока фактически заблокирован – имеющийся потенциал развития альтернативных источников невозможно реализовать.

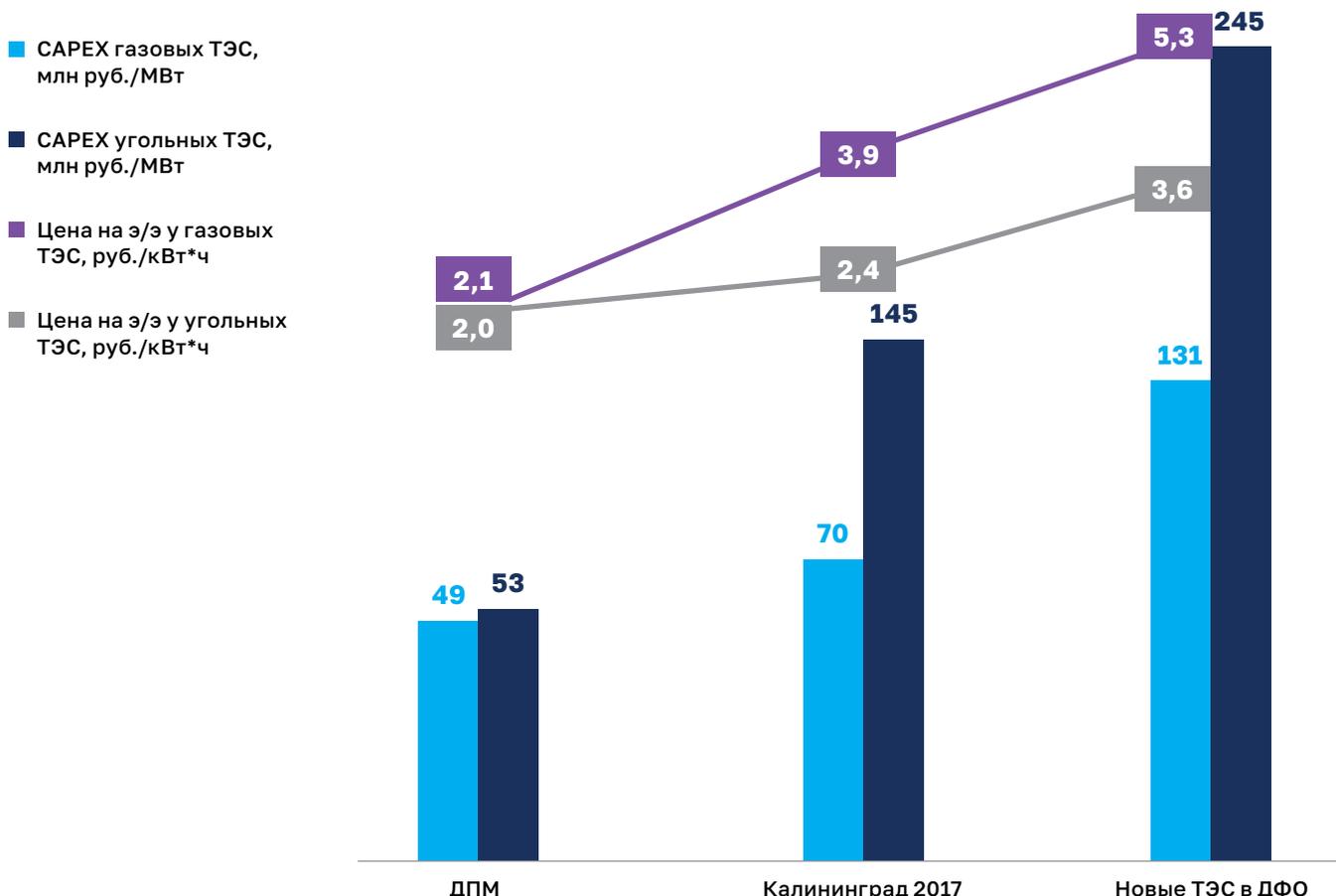
На территории ДФО и ОЭС Востока, в частности, отсутствует потенциал роста энергопотребления до уровня, который обеспечит рентабельность новых проектов при регулируемых ценах.

Переход на ВИЭ-генерацию сейчас реализуется почти исключительно на труднодоступных и изолированных территориях ДФО, где ВИЭ конкурируют с традиционными источниками из-за значительных расходов на подвоз традиционного топлива.

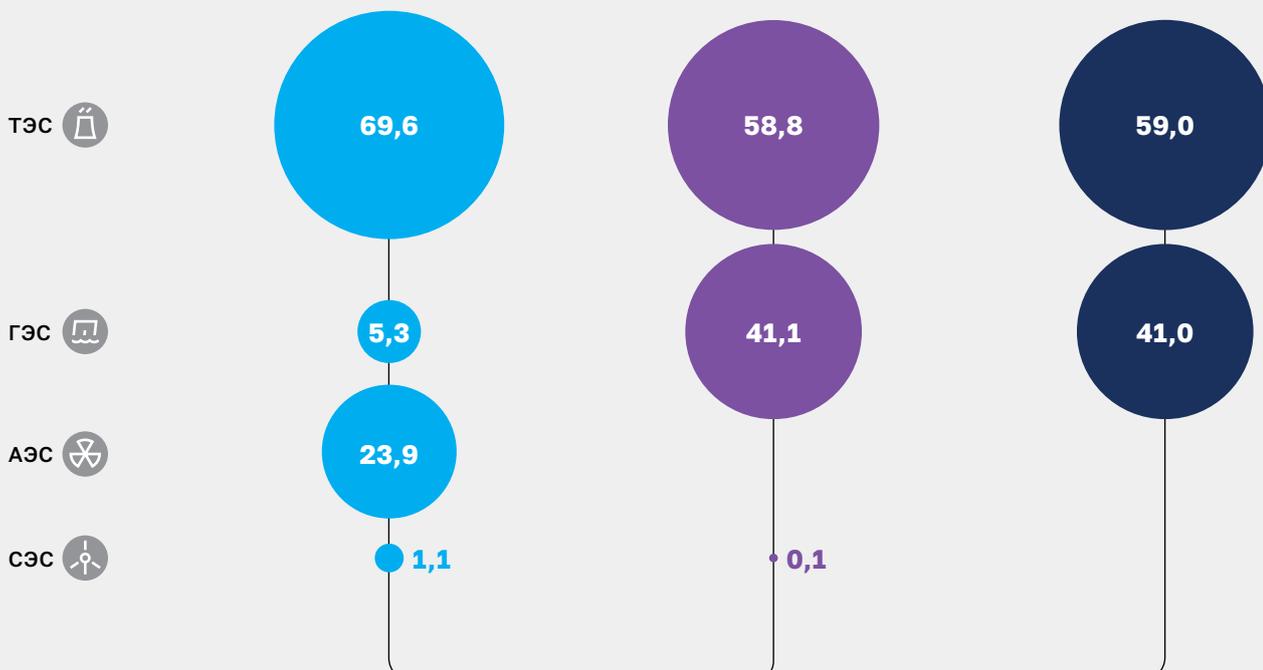
На этом фоне в неценовой зоне ОЭС Востока ВИЭ-генерация и малая атомная энергетика (АСММ) фактически отсутствуют, несмотря на благоприятные природно-климатические и географические условия, а также потенциал извлечения прибыли от экспорта электроэнергии в Китай.

Удельные капитальные затраты и себестоимость энергии новых электростанций в России в 2018 году

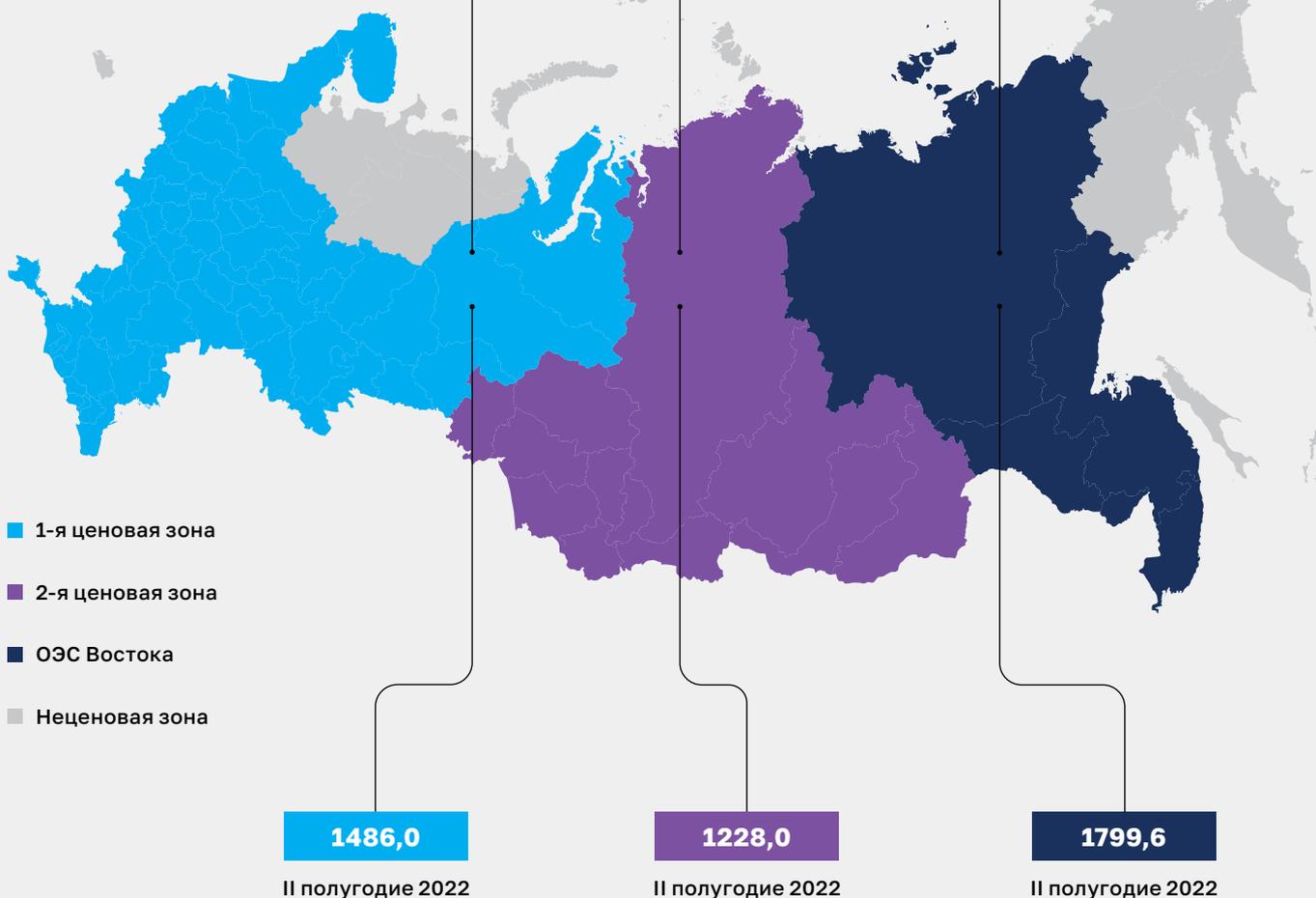
Источник: VYGON Consulting



Структура генерации, %



Оптовые цены на электроэнергию, руб./МВт·ч



- 1-я ценовая зона
- 2-я ценовая зона
- ОЭС Востока
- Неценовая зона

Увеличение проектной мощности энергомомоста в Сибирь необходимо для присоединения ДФО к 2-й ценовой зоне

7 линий электропередач

с напряжением 220 кВ связывают ОЭС Сибири и ОЭС Востока

0 линий электропередач

с напряжением 500 кВ связывают ОЭС Сибири и ОЭС Востока

⚠ Связь между ОЭС Сибири и ОЭС Востока слабее, чем между 1-й и 2-й ценовыми зонами и между ОЭС Востока и Китаем

При создании оптового рынка электроэнергии (ОРЭМ) на Дальнем Востоке необходимо решить: целесообразно выделить ОЭС Востока в отдельную, 3-ю ценовую зону, или лучшим решением будет интеграция ОЭС Востока в ценовую зону Сибири. Во втором случае будут формироваться единые ценовые индикаторы для всей территории Сибири и Дальнего Востока.

В долгосрочной перспективе интеграция ОЭС Востока и ОЭС Сибири необходима для укрепления единого экономического пространства России — с этой позицией в целом согласны все участники процесса создания ОРЭМ на Дальнем Востоке.

Однако согласно Федеральному закону «Об электроэнергетике»⁴ под ценовой зоной понимаются терри-

тории, на которых происходит формирование равновесных цен оптового рынка. В рамках этих территорий не должно быть существенных системных ограничений⁵, препятствующих переключению потребителей с одного поставщика электроэнергии на другого: именно это переключение обеспечивает формирование равновесной цены на рынке.

Проектная мощность энергомомоста, планируемого к запуску после 2028 года, недостаточна для полноценной конкуренции между производителями энергии в ОЭС Сибири и ОЭС Востока.

По этой причине позиции участников процесса создания рынка относительно объединения ОЭС Востока и 2-й ценовой зоны расходятся.

Дискуссия вокруг присоединения ОЭС Востока к 2-й ценовой зоне параллельно с созданием рынка

Источник: Сессия «Электроэнергетика Дальнего Востока» ВЭФ-2022, Отчет ФАС России «Анализ состояния конкуренции на ОРЭМ» за 2021 год

Аргументы за

Минэнерго России	ОЭС Востока следует объединить с 2-й ценовой зоной: это «позволит привлечь дополнительные инвестиции за счет роста конкуренции».
Совет Рынка	«Нет никаких сложностей с подключением Дальнего Востока» к ценовой зоне, в которую входит Сибирь.
Системный оператор ЕЭС	Технических проблем с подключением ДФО ко 2-й ценовой зоне не будет. Работа ОЭС Востока в изолированном режиме «снижает возможности по оптимизации режимов оборудования и энергосистемы в целом». «Также существуют ограничения на передачу электроэнергии внутри энергообъединения — в южную часть энергосистемы Приморского края, западную часть Амурской области, центральную часть Якутской энергосистемы».

Аргументы против

ФАС России	На Дальнем Востоке «по технологическим причинам организация рыночных отношений в электроэнергетике пока невозможна».
ПАО «РусГидро»	Строительство транзитной магистрали 500 кВ, которая увеличит передачу электроэнергии до 700 МВт, начнется только после 2028 года.
Национальное рейтинговое агентство	Инфраструктура региона пока не готова к подсоединению к ЕЭС России, так как для этого планировалось строительство минимум двух высоковольтных ЛЭП, одна из которых на 500 кВ. «Предлагается включить лишь часть рыночных механизмов без формирования цены с целью протестировать их работу и не допустить ценового скачка для потребителей».
Сообщество потребителей электроэнергии ДФО	Необходимо «кратно увеличивать число игроков», усилить связь с ОЭС Сибири и развивать электросети в дальневосточных регионах. «Без решения перечисленных задач включать Дальний Восток в ценовые зоны преждевременно».
Институт проблем естественных монополий	На полную интеграцию ОЭС Востока в ОРЭМ потребуется не менее 3–4 лет.

⁴ Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

⁵ Предельно допустимые значения напряжения и пропускной способности электросетей, согласно Правилам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172

Формальное присоединение ДФО к 2-й ценовой зоне без энергомоста

ИСКАЗИТ ЦЕНОВЫЕ ИНДИКАТОРЫ

По оценкам ФАС России, использующей в своих расчетах модели балансирующих перетоков, негативных последствий для конкуренции в случае формального объединения ОЭС Востока с 2-й ценовой зоной не возникнет⁶.

Формальное объединение двух слабо связанных рынков электроэнергии (ОЭС Сибири и ОЭС Востока) в рамках единой торговой сессии не окажет негативного влияния на конкуренцию: цена на ОРЭМ формируется с помощью узловой модели, которая отдельно рассчитывает цены в каждой узловой точке сети.

Однако присоединение ОЭС Востока к 2-й ценовой зоне при сохранении инфраструктурных ограничений на перетоки исказит ценовые индексы, рассчитываемые для зоны в целом.

Индекс РСВ во 2-й ценовой зоне окажется нерелевантным, так как будет

отражать средние итоги торгов на двух разных товарных рынках.

Общий индекс РСВ будет значительно ниже реальных рыночных цен на Дальнем Востоке и значительно выше рыночных цен Сибири, что связано с различиями в структуре генерации в двух ценовых зонах и стоимости первичного топлива для ТЭС.

Показателен опыт присоединения Крымского полуострова к 1-й ценовой зоне ЕЭС России: полуостров являлся неценовой зоной с регулируемыми тарифами до 2017 года, когда через Керченский пролив был проложен энергомост мощностью 400 МВт. Только создание энергомоста, мощность которого составила около 45% установленной мощности электроэнергии Крыма, сделало целесообразным подключение региона к 1-й ценовой зоне.



Ключевые выводы

Необходимо значительное расширение энергомоста

До запуска энергомоста целесообразно развивать рынок ОЭС Востока в отдельной ценовой зоне

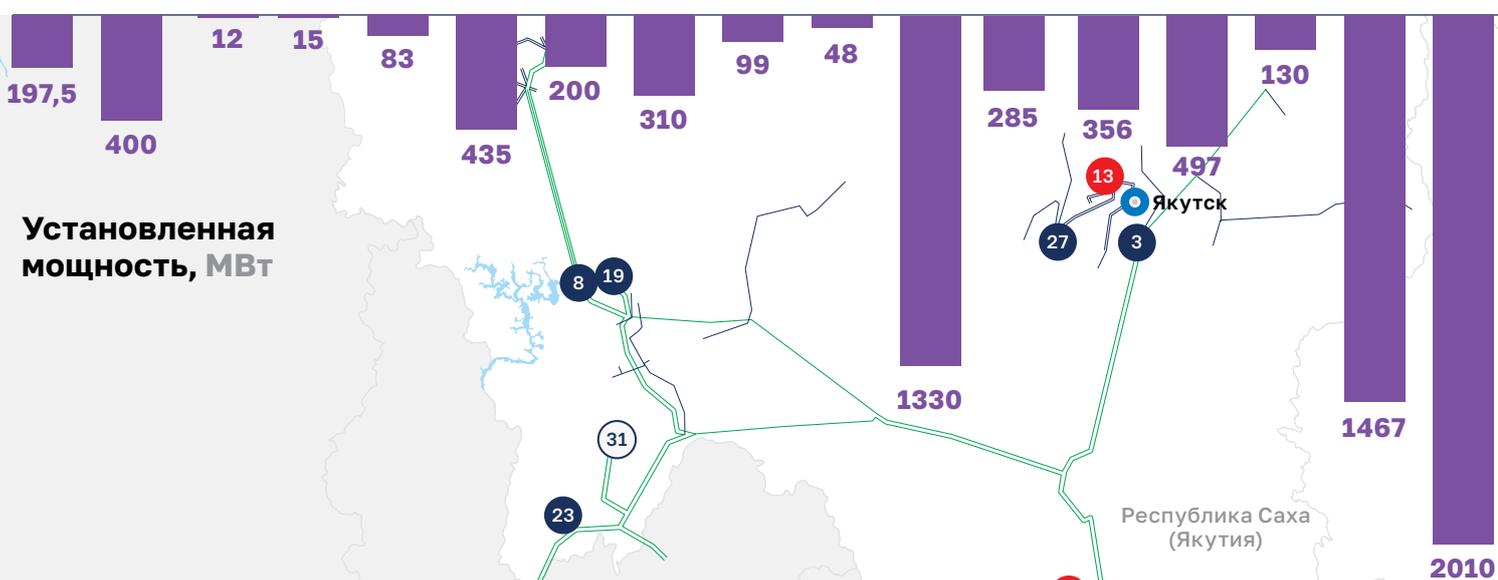
Схема узлового ценообразования и эффект от формального объединения двух разных рынков электроэнергии

○ Потребитель электроэнергии ○ Производитель электроэнергии ● Узел расчетной модели

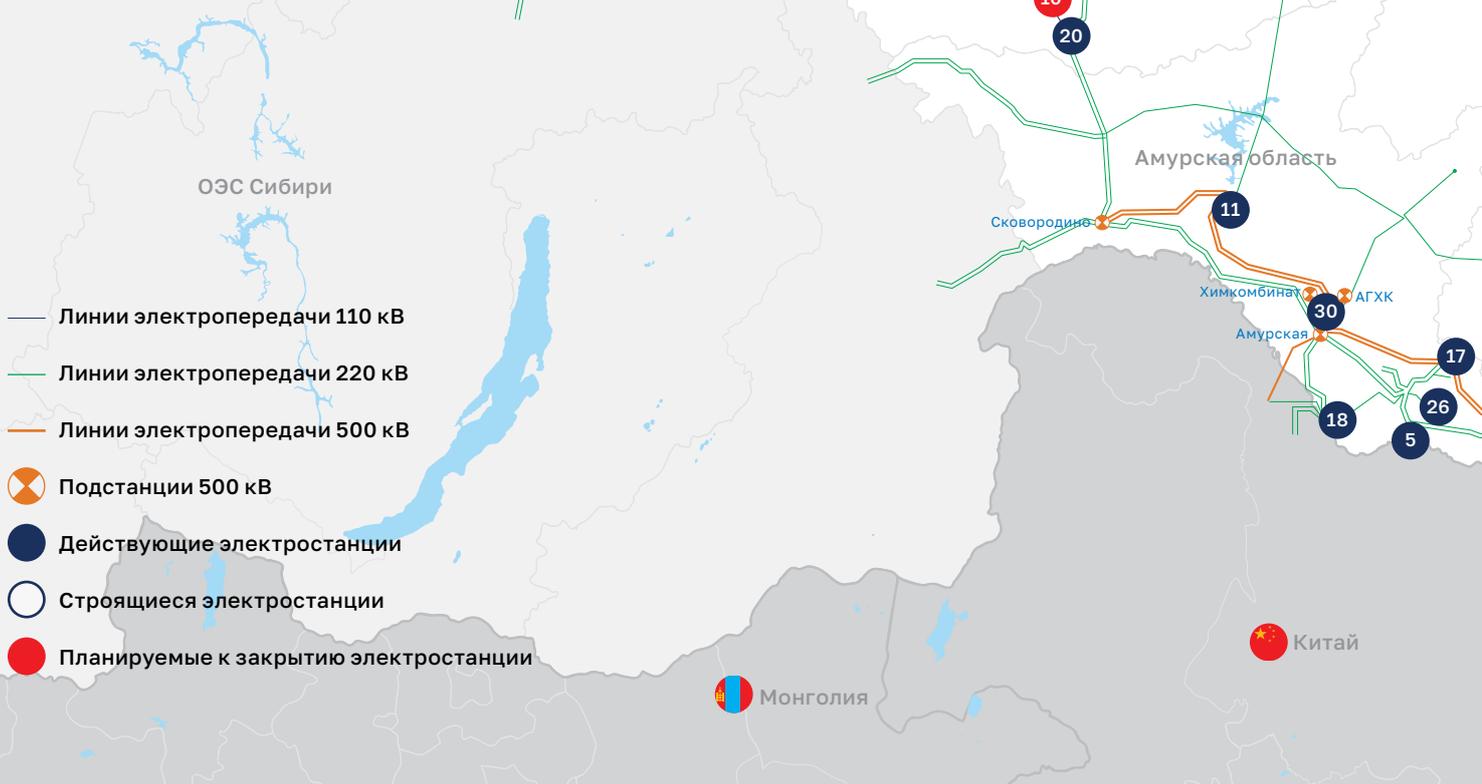


⁶ Даже с учетом наличия инфраструктурных ограничений

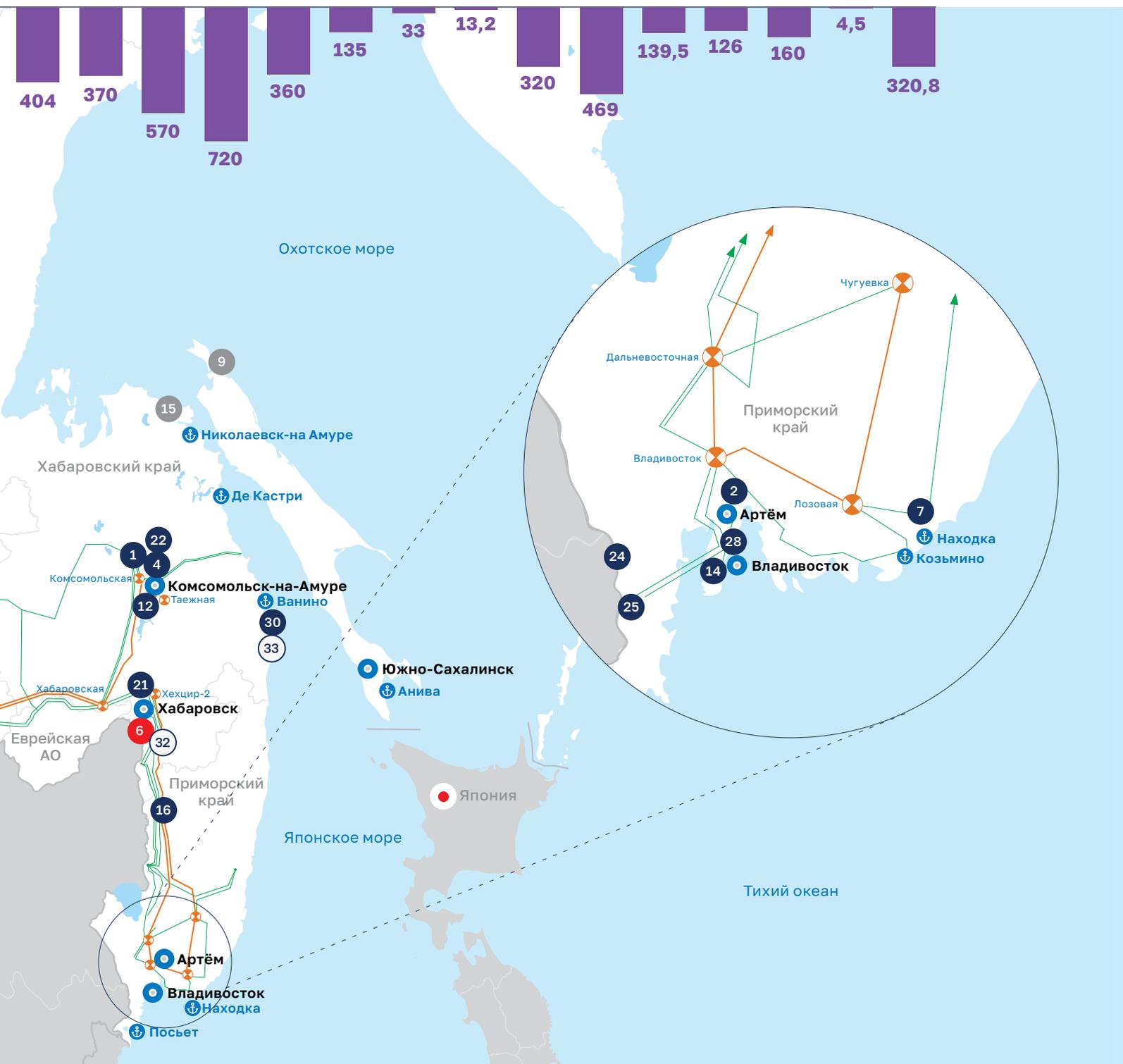
Ключевые объекты ОЭС Востока



Установленная мощность, МВт



⁷ ПАО «ДГК», ПАО «Якутскэнерго» и АО «ДВУЭК – Генерация сети» принадлежат ПАО «РусГидро»



Риски развития конкуренции в ОЭС Востока и направления их снижения

>81%

генерирующих мощностей ОЭС Востока контролируются



Источник: расчеты Аналитического центра на основе данных СО ЕЭС и Контур.фокус

26 из 30

генерирующих объектов в ОЭС Востока контролируются ПАО «РусГидро» напрямую или через дочерние компании

Источник: оценка Аналитического центра по открытым источникам

Источник: расчеты Аналитического центра, ФАС России



1 Охинская и 2 Николаевская ТЭЦ не присоединены к ОЭС высоковольтными ЛЭП

Источник: карта-схема размещения линий электропередачи подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2020–2026 годы

⚠️ Доминирующее положение ПАО «РусГидро» в ОЭС Востока может привести к рискам значительного роста цен при их дерегулировании.

Вход новых игроков на рынок (строительство новых генерирующих объектов) займет относительно большой промежуток времени, что позволит ПАО «РусГидро» оказывать влияние на общие условия работы ОРЭМ в регионе на протяжении многих лет.

В случае если ПАО «РусГидро» начнет завышать цены, это станет дополнительным стимулом для входа новых игроков на рынок, но негативно скажется на благосостоянии потребителей.

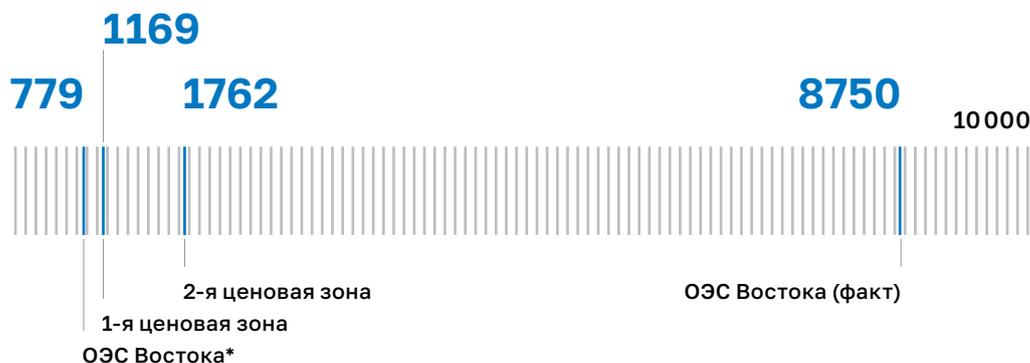
Поставка электроэнергии в рамках регулируемых контрактов не решит эту проблему, потому что доминирующее положение компании сохраняется

вне зависимости от того, какая часть электроэнергии торгуется на бирже свободно, а какая — в рамках регулируемых контрактов.

Меры по снижению риска:

- Реструктуризация ПАО «РусГидро».** Этот путь является наиболее радикальным и решает обозначенную проблему, однако сложен с точки зрения перераспределения прав собственности.
- Выдвижение ПАО «РусГидро» поведенческих требований.** Учитывая, что контрольный пакет акций компании принадлежит государству, возможно выдвижение требований к менеджменту компании в виде потолка цен при переходе к рыночному ценообразованию в ОЭС Востока.

Индекс экономической концентрации ННІ (до 10 000)



* Если все генерирующие объекты принадлежали бы разным собственникам

⚠️ Риск монополизации в рамках изолированных районов — острая проблема для ОЭС Востока.

Часть электростанций в регионе присутствия не соединены с ОЭС высоковольтными линиями передач⁸, что означает изолированное положение ряда объектов и риск злоупотребления ими доминирующим положением на рынке.

В таких условиях конкуренция производителей энергии даже внутри ОЭС Востока будет ограничена.

Меры по снижению риска:

Увеличение инвестиций в строительство электросетевой инфраструктуры в регионе.

⁸ На этих территориях развитие рынка не предполагается

⚠️ Риск высокой ценовой волатильности из-за погодных условий в связи с высокой долей ВИЭ⁹ в структуре электрогенерации.

Опыт энергетических кризисов в США и ЕС 2021 года показал, что биржевые цены на электроэнергию могут расти на десятки процентных пунктов всего за несколько недель в связи с изменением погодных условий, повлекших падение выработки ВИЭ.

В ОЭС Сибири на ГЭС приходится 59% установленной мощности: заметно, что на фоне 1-й ценовой зоны зона Сибири отличается значительными сезонными колебаниями цен, происходящими параллельно с изменением выработки на ГЭС.

В крупных ценовых зонах с большим объемом выработки существует возможность более гибкого переключения на альтернативные источники энергии, тогда как в ОЭС Востока такие возможности ограничены.

Меры по снижению риска:

Строительство энергомоста в Сибирь объединит территории в единый «резервуар» мощности, в рамках которого переключение на альтернативные источники будет более доступным.

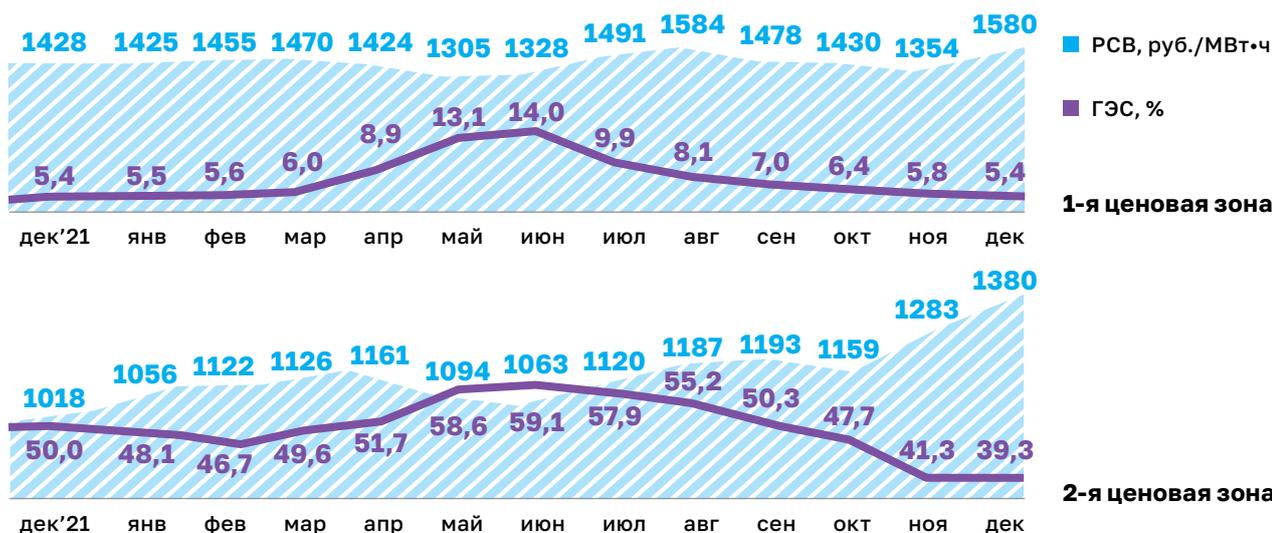
Постепенное наращивание доли электроэнергии, торгуемой на бирже.

41%

установленной мощности ВИЭ в регионе ОЭС Востока представлены гидроэлектростанциями



Индексы РСВ на покупку и доля ГЭС в структуре планового производства электроэнергии в 1-й и 2-й ценовых зонах



Источник: АТС

⚠️ Риск ценовой волатильности из-за колебаний цен на топливо для ТЭС.

По заявлениям ФАС России, острой проблемой для ОЭС Востока являются колебания цен на уголь и нефтепродукты: топливо перевозится по загруженным железнодорожным магистралям, и генерирующим компаниям приходится конкурировать за него с китайскими потребителями.

Препятствием для развития газовой генерации также является низкий уровень газификации региона.

Меры по снижению риска:

Субсидирование поставок топлива для ТЭС на Дальний Восток в краткосрочном периоде.

Инвестиции в повышение уровня газификации региона, в том числе с задействованием потенциала газопровода «Сила Сибири», создание мини-заводов СПГ около прибрежных агломераций и/или на крупных реках. Также перспективной видится реализация проектов плавучих АЭС, окупаемость которых повысится при переходе к рыночному ценообразованию в ОЭС Востока.

13%

составляет уровень газификации Дальнего Востока (на фоне 67% по России в целом)

Источник: данные ПАО «Газпром»

⁹ Гидроэлектростанции относятся к возобновляемой энергетике

258 руб./МВт·ч

минимальная разница между ценами в 1-й и 2-й ценовых зонах ЕЭС России в 2021–2022 годах

Источник: СО ЕЭС, АТС

⚠️ Риски организации торгов – минимальны благодаря усилиям СО ЕЭС и АТС.

С сентября 2022 года в тестовом режиме запущена техническая площадка для проведения транзакций.

Учитывая опыт СО ЕЭС и АТС в организации торгов в других энергосистемах, а также недавний опыт присоединения Крыма к 1-й ценовой зоне, риски, связанные с работой биржи и ее координацией с оператором энергосистемы, оцениваются как минимальные.

⚠️ Риск резкого одномоментного повышения цен в ОЭС Востока при переходе к рынку.

Риск сглажен планами по постепенному переходу к рыночному ценообразованию за счет медленного повышения доли энергии, торгуемой на бирже, а также сохранения регулируемых контрактов.

В среднесрочной перспективе возможен рост цен в связи с переходом к рыночному ценообразованию. В настоящее время регулируемые цены

рассчитываются на базе издержек, и даже в текущих условиях регулируемые цены стабильно выше рыночных цен в ОЭС Сибири – при этом разница в ценах значительна.

Цены могут значительно вырасти, учитывая, что в рамках рыночного ценообразования в цену будет закладываться экономическая прибыль поставщиков энергии, издержки на первичное топливо высоки, а на конкуренцию в ОЭС Востока наложены инфраструктурные ограничения.

Строительство энергомоста в ОЭС Сибири позволит сгладить ценовой арбитраж и даже снизить нынешние регулируемые цены, однако тогда часть установленной мощности в ОЭС Востока может не выдержать конкуренцию с сибирскими поставщиками и стать нерентабельной.

Меры по снижению риска:

Развитие рынков угля и нефтепродуктов, увеличение уровня газификации региона параллельно с созданием рынка электроэнергии в ОЭС Востока.

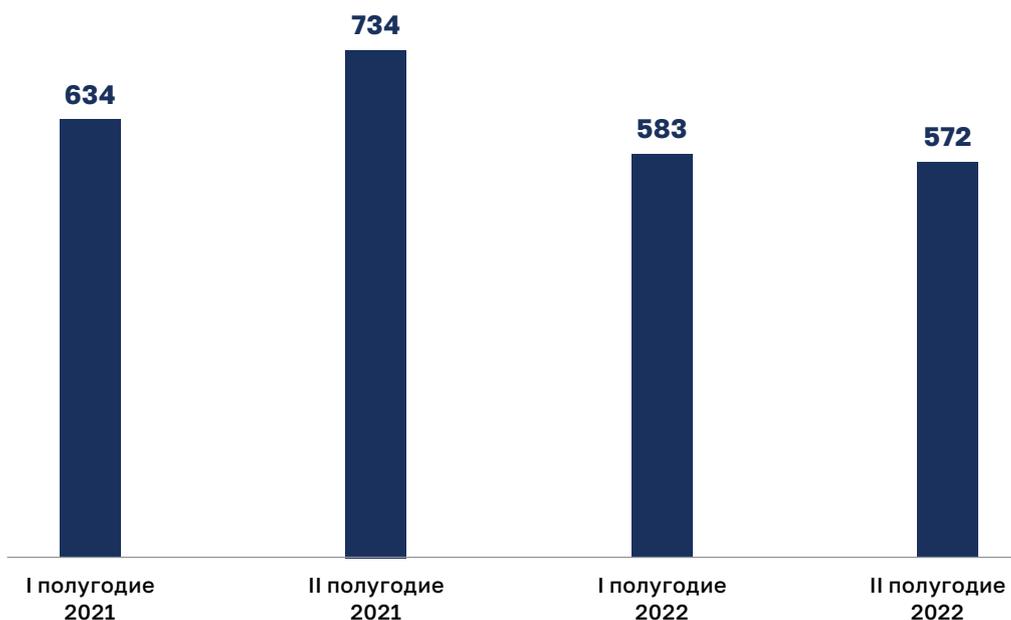
Источник: расчеты Аналитического центра на основе данных АТС, СО ЕЭС, Приказа ФАС от 25.12.2020 № 1273/20¹⁰

572 руб./МВт·ч

минимальная разница между регулируемыми ценами в ОЭС Востока и рыночными – в ОЭС Сибири в 2021–2022 годах

Источник: расчеты Аналитического центра на основе данных АТС, СО ЕЭС, Приказа ФАС России от 25.12.2020 № 1273/20⁹

Разница между регулируемыми ценами в ОЭС Востока и рыночными ценами в ОЭС Востока в 2021–2022 годах, руб./МВт·ч



¹⁰ Приказ Федеральной антимонопольной службы от 25.12.2020 № 1273/20 «Об утверждении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для поставщиков – субъектов оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании тепловыми электростанциями, функционирующими на территории неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на 2021–2025 годы».

⚠️ Риски, связанные с территориальной близостью крупного потребителя энергии – Китая.

Эти риски можно разделить на те, которые связаны с рынком электроэнергии непосредственно, и те, которые связаны с рынками различных видов топлива для ТЭС.

Китай соединен высоковольтными линиями электропередач с ОЭС Востока и получает электроэнергию из России по этим линиям. Связанность ОЭС Востока сетевой инфраструктурой с Китаем выше, чем с ОЭС Сибири, — это является значительным риском для единства экономического пространства России.

Рентабельность экспорта электроэнергии в Китай (ок. 3974 млн кВт·ч) обеспечивается разницей в ценах: цены на электроэнергию в Китае значительно выше цен в ОЭС Востока.

С одной стороны, потенциал экспорта энергии в Китай позволит обеспечить рентабельность для входа новых производителей энергии в ОЭС Востока при переходе к рыночному ценообразованию.

С другой стороны, близость китайского рынка и наличие мощного энергопотребителя в Китае обуславливает риски влияния ценовых шоков на китайском рынке на ситуацию в ОЭС Востока.

Нивелировать риск ценовых шоков на электроэнергетическом рынке можно дополнительными регуляторными мерами — например, аналогом демпферного механизма, действующего на рынке нефтепродуктов.

Также Китай является крупным потребителем топлива для тепловой электрогенерации, что оказывает влияние на цену топлива для ТЭС для ТЭС в приграничных районах России. Такое влияние может негативно сказываться на стабильности работы электроэнергетики региона и также требует введения дополнительных регуляторных мер, ограничивающих экспорт топлива, в соседнюю страну.

Меры по снижению риска:

Возможна разработка аналога демпферного механизма для экспорта электроэнергии и топлива для ТЭС в Китай.

▲ 34 раза

годовой переток электроэнергии в Китай из ОЭС Востока больше, чем переток из ОЭС Сибири

Источник: расчеты Аналитического центра на основе данных СО ЕЭС

▲ 3 раза

цены на электроэнергию в Китае для конечного потребителя были выше, чем регулируемые оптовые цены ОЭС Востока осенью 2022 года

Источник: расчеты Аналитического центра на основе данных Приказа ФАС России от 25.12.2020 № 1273/20, CEIC, Центрального банка России



Развитие оптового рынка электроэнергии ДФО станет стимулом для социально-экономического развития региона

500 мвт

потенциал альтернативной энергетики Дальнего Востока

Источник: Российская ассоциация солнечной энергетики

368,1 мвт

установленная возобновляемая мощность на Дальнем Востоке в 2022 году

Источник: Ассоциация развития возобновляемой энергетики

Импульс к развитию сектора ВИЭ

При растущих потребностях в энергетических мощностях, высоких ценах на первичное топливо и моральном устаревании генерирующих объектов развитие ВИЭ на Дальнем Востоке может оказаться перспективным направлением.

Макрорегион обладает существенным потенциалом в солнечной и ветряной энергетике: продолжительность солнечного сияния¹¹ на территории ДФО составляет свыше 1700 часов в год, а среднегодовая скорость ветра на прибрежных участках достигает 6–7 метров в секунду.

В более отдаленной перспективе интерес для Дальнего Востока может представлять развитие приливной энергетики. Ресурсом возобновляемой энергии для макрорегиона является Тугурский

залив, расположенный в юго-западной части Охотского моря (Хабаровский край). Местные условия представляются благоприятными для создания приливной электростанции мощностью 8–11 ГВт, которая может обеспечить электроснабжение энергодефицитных районов Дальнего Востока, а также направить часть энергии на электролиз воды с целью получения водорода как перспективного энергоносителя.

На изолированных и труднодоступных территориях (ИТТ) Дальнего Востока объекты возобновляемой энергетики экономически оправданы уже сегодня. Драйвером развития ВИЭ на ИТТ выступает высокая стоимость ввозного топлива. Сокращение потребления традиционных энергоносителей позволяет не только окупить затраты на строительство объектов возобновляемой энергетики, но и добиться экономии для региональных и муниципальных бюджетов.

Продолжительность солнечного сияния в ДФО, ч/год



¹¹ Освещенность земной поверхности прямыми солнечными лучами в момент, когда диск солнца не закрыт плотными облаками

В то же время развитие ВИЭ в ОЭС Востока сталкивается с рядом ограничений, связанных с отсутствием конкурентных отношений и рыночного ценообразования.

В настоящий момент частные инвесторы не готовы вкладывать средства в объекты возобновляемой энергетики, поскольку принципы тарифного регулирования, действующие в ОЭС, не предусматривают механизма возврата инвестиций, подобного действующим на остальной территории России.

При сохранении тарифного регулирования в оптовом сегменте входящие в ОЭС Востока Амурская область, Хабаровский край, Еврейская АО, Приморский край и Республика Саха (Якутия) останутся вне тренда на развитие ВИЭ. К 2026 году установленная мощность ВИЭ там достигнет лишь 58,2 МВт, что составит 5% от всей возобновляемой мощности в макрорегионе.

10 МВт

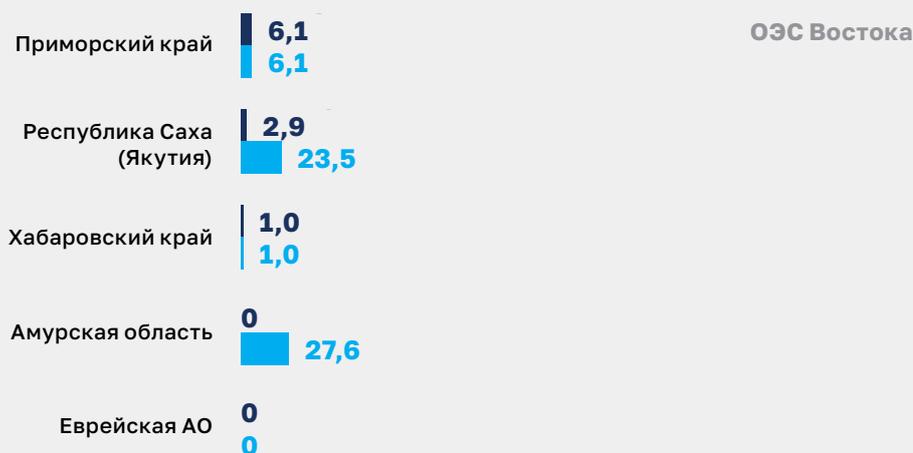
установленная мощность ВИЭ в энергосистемах, охваченных ОЭС Востока в 2022 году

Источник: Ассоциация развития возобновляемой энергетики

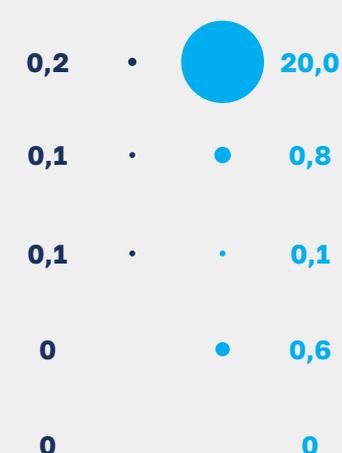
Установленная мощность возобновляемых источников энергии в регионах Дальнего Востока и доля ВИЭ в энергетике

■ в 2022 году ■ в 2026 году

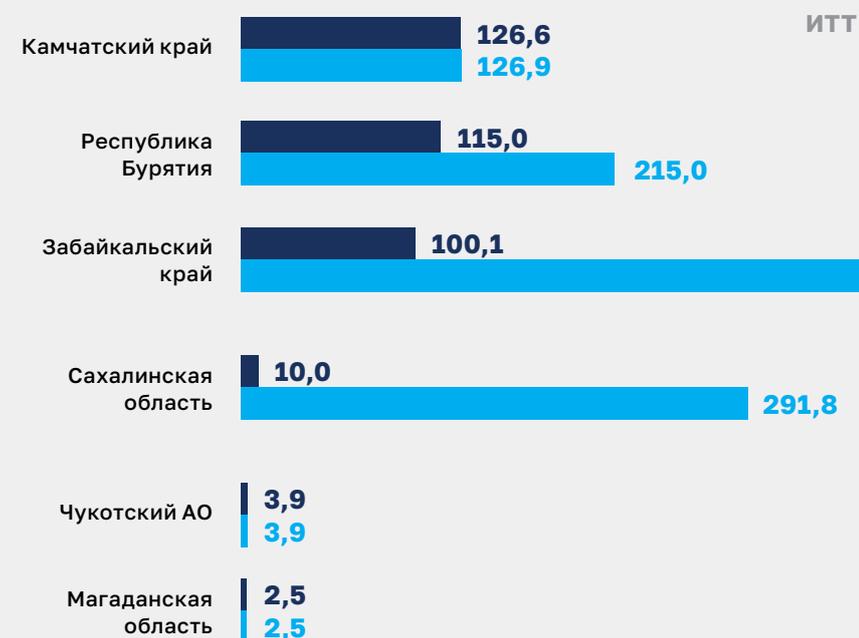
Установленная мощность ВИЭ, МВт



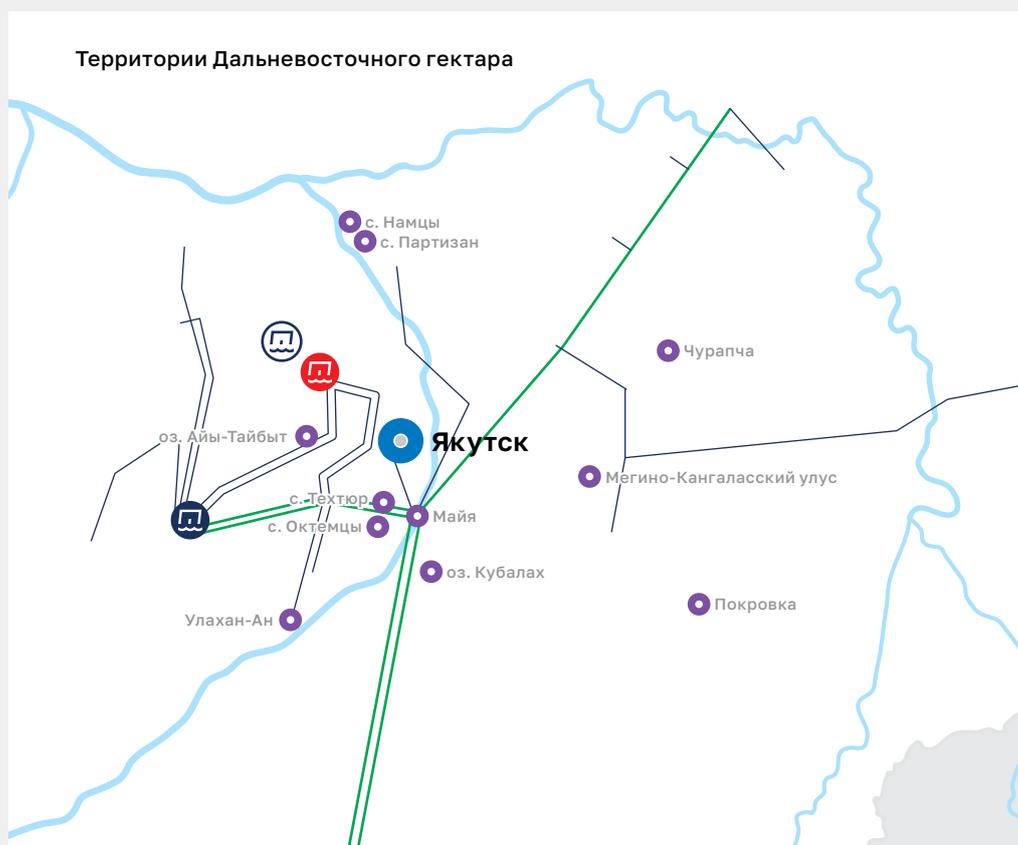
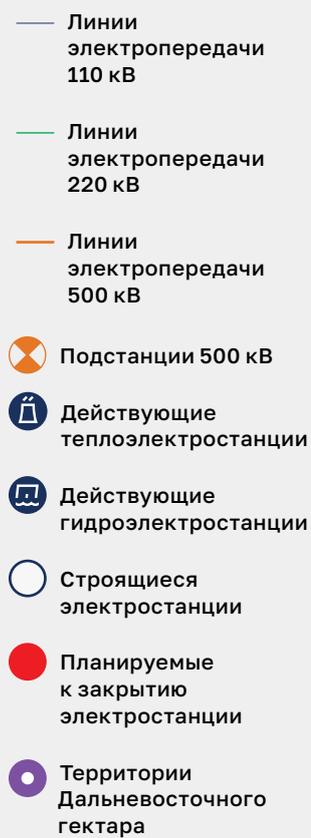
Доля ВИЭ, %



Источник: Ассоциация развития возобновляемой энергетики



Энергосистема Республики Саха (Якутия)



Раскрытие экономического потенциала региона

С развитием рынка электроэнергии в среднесрочной перспективе ожидается увеличение выработки электроэнергии. Как результат, возрастет число рабочих мест в макрорегионе, будет увеличен валовый региональный продукт, вырастут налоговые поступления.

Развитие электроэнергетического рынка на территориях ОЭС Востока позволит привлечь в макрорегион инвестиции, создать рабочие места. Также будут созданы условия для дополнительной передачи электрической энергии и мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока и в ее энергодефицитные районы, что позволит эффективно развивать территории Дальнего Востока.

Реализация возобновляемого потенциала Дальнего Востока позволит сократить потребление завозимого топлива (от 15 до 70% в зависимости

от климатических условий), сэкономить на издержках по его транспортировке и обеспечить круглосуточный режим электроснабжения потребителей независимо от их места проживания. Сокращение затрат на завозное топливо также позволит направить сэкономленные бюджетные средства на другие социально значимые вопросы макрорегиона.

На Дальнем Востоке залегают большие объемы полезных ископаемых, таких как золото, литий, медь, вольфрам, олово, свинец, цинк и др. Развитие рынка электроэнергии позволит сделать разработку локальных месторождений перспективным инвестиционным направлением, и это привлечет в макрорегион более 1 трлн руб. новых инвестиций, обеспечит более 100 тыс. новых рабочих мест.

Изменение обстановки с электро- и энергоснабжением позволит улучшить качество жизни местного населения, привлечь новых жителей, а также простимулирует освоение земельных участков в рамках проекта «Дальневосточный гектар».



до 70%

сократятся поставки дизельного топлива за счет развития потенциала ВИЭ в ДФО

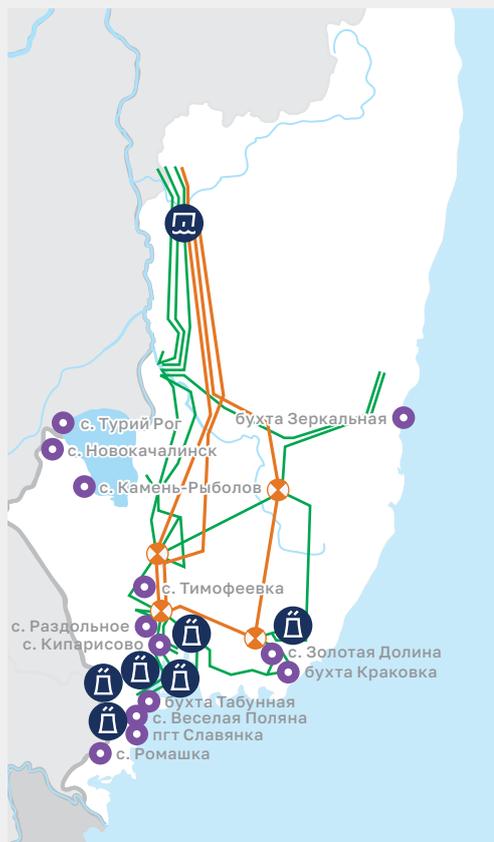


10-15 лет

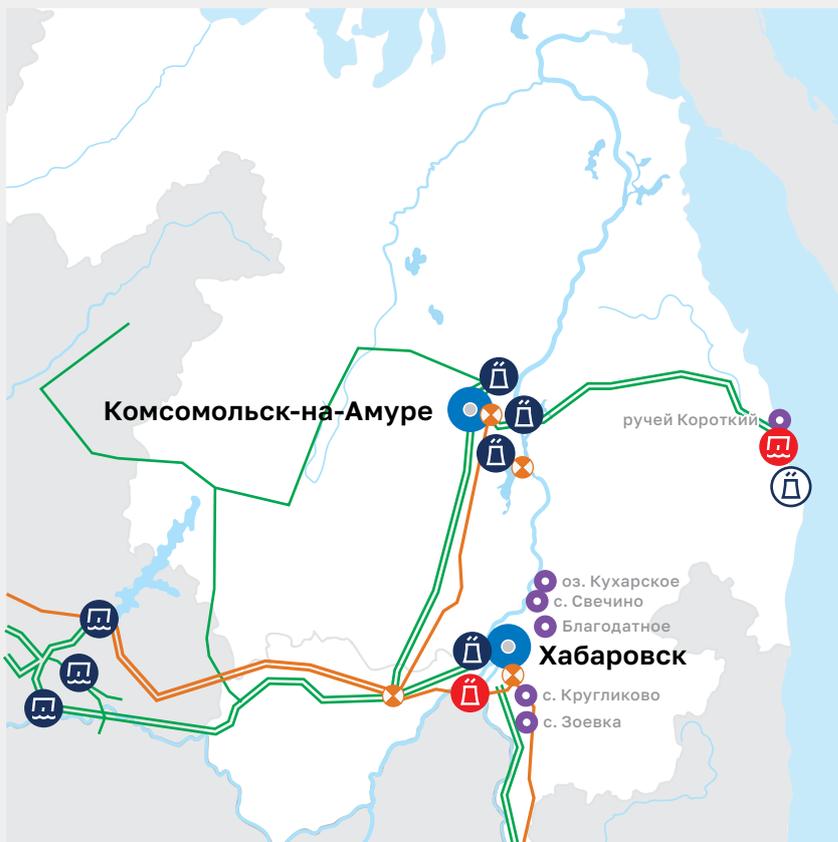
срок окупаемости проектов возобновляемой энергетики

Источник: корпорации развития Дальнего Востока и Арктики

Энергосистема Приморского края



Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области



Улучшение экологической ситуации

В числе прочих преимуществ развития рынка в ОЭС Востока – улучшение экологической обстановки за счет сокращения выбросов парниковых газов при реализации коммерческих проектов в секторе ВИЭ.

Вместе с тем обеспечить электроснабжение Дальнего Востока только за счет ВИЭ невозможно. Суровые климатические условия в ряде регионов в совокупности с наличием крупных промышленных потребителей диктуют необходимость развития комбинированных электростанций, а также модернизации существующих энергоустановок, работающих на традиционном топливе.

Развитие транспортного коридора на Восток

Это особенно актуально в условиях вынужденной переориентации национальной экономики на Восток.

Развитие рынка электроэнергии в регионе создаст необходимые условия для реализации проектов строительства электрифицированных железнодорожных путей.

Конкурентные условия электроснабжения в регионе позволят ликвидировать дефицит мощности, который замедляет развитие Восточного полигона, что создаст возможности для расширения сотрудничества России со странами Азии.



1,2 тыс. км

железнодорожных путей будет построено¹²

100 тыс.

рабочих мест удастся создать за счет развития рынка электроэнергии на ОЭС Востока

Источник: корпорации развития Дальнего Востока и Арктики

¹² Согласно планам модернизации и расширения Восточного полигона железных дорог

107078, Москва, пр-т Академика Сахарова, 12
ас.gov.ru

