Обеспечение энергетической стабильности Дальнего Востока: проблемы и возможности

На фоне активного развития инфраструктуры и промышленных кластеров Дальний Восток сталкивается с растущим дефицитом энергомощностей в регионе, что ограничивает его потенциальный экономический рост. Введение конкурентного ценообразования, стимулирующих механизмов и программ по строительству новых генерирующих объектов должны способствовать привлечению инвестиций и улучшению энергетической ситуации в регионе. Рост энергопотребления, значительно опережающий средние темпы его роста по России, и условия данных программ способствуют повышению инвестиционной привлекательности электрогенерирующих компаний, действующих в регионе, за счет гарантированной доходности.

Российская электроэнергетика - стабильная отрасль. Её характеризуют сформировавшаяся структура регулирования тарифов и устойчивая система сбыта. При этом активное промышленное развитие нашей страны невозможно без строительства новых и обновления старых генерирующих мощностей. За последние пять лет установленная мощность в Объединенной энергетической системе (ОЭС) России выросла более чем на 8% - до 263,1 ГВт. Тем не менее есть зоны, где спрос на электроэнергию существенно опережает предложение. Особенно заметен рост дефицита энергомощностей на Дальнем Востоке, значение которого для отечественной экономики стремительно повышается в связи с геополитической ситуацией и переориентацией российских торговых потоков. Регион до сих пор остается неценовой зоной, в которой действуют устанавливаемые государством тарифы, что серьезно сдерживает привлечение инвестиций в новую генерацию. Необходимость либерализации рынка электроэнергии макрорегиона обсуждалась давно, но только в июле 2024 года принят закон о поэтапном запуске оптового энергорынка ОЭС Востока.

Ранее ожидания от реформы РАО «ЕЭС» и либерализации рынка электроэнергии способствовали активному притоку инвесторов в отрасль и росту акционерной стоимости компаний. Есть ли сегодня такой потенциал?

Энергосистема Дальневосточного федерального округа

Дальневосточный федеральный округ (ДФО) – уникальный макрорегион России. Крупнейший по размерам территории (более трети площади всей страны, или 40,6%), но в тоже время самый малонаселенный (около 8 млн человек, или примерно 5,4% населения). Сейчас практически на всей территории Дальнего Востока - центральной и северной ее частей - нет оптового рынка электроэнергии, там существуют лишь разрозненные изолированные энергосистемы. Зоны, входящие в объединенные энергосистемы (ОЭС), расположены только на юге региона. В ДФО их две: юго-восточная часть ДФО относится к ОЭС Востока, а юго-западные территории ДФО — к ОЭС Сибири.

ОЭС Востока работает изолировано от других энергосистем и относится к неценовой зоне, где продажа электроэнергии осуществляется на оптовом рынке по регулируемым государством ценам.

При существующих регуляторных механизмах динамичное развитие энергосистемы ДФО невозможно, в ОЭС Востока отсутствуют стимулы для модернизации генерирующих мощностей, говорится в материалах Аналитического центра при правительстве РФ. Только два региона ДФО – Бурятия и Забайкальский край относятся к ОЭС Сибири, которая входит во вторую ценовую зону оптового рынка электроэнергии.

Следует отметить, что формирование существующей системы электрогенерации на Дальнем Востоке происходило под влиянием географических и исторических факторов. В ОЭС Востока, действующей на основной части территории ДФО, по данным за 2023 год преобладают тепловые электростанции (58,8 % от установленной мощности), а 41,2% приходится на ГЭС. Мощность всех электростанций региона — 11,2 ГВт, объем потребления — 45,9 млрд кВт•ч. Для сравнения: в соседней ОЭС Сибири спрос и располагаемые мощности в пять раз больше - потребление 229,9 млрд кВт•ч в 2023 году, а установленная мощность находится на уровне 52,2 ГВт. Для энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия, которые географически расположены на территории ДФО, но входят в состав ОЭС Сибири, так же как для ОЭС Востока характерны высокие темпы роста спроса в сравнении со среднероссийскими значениями.

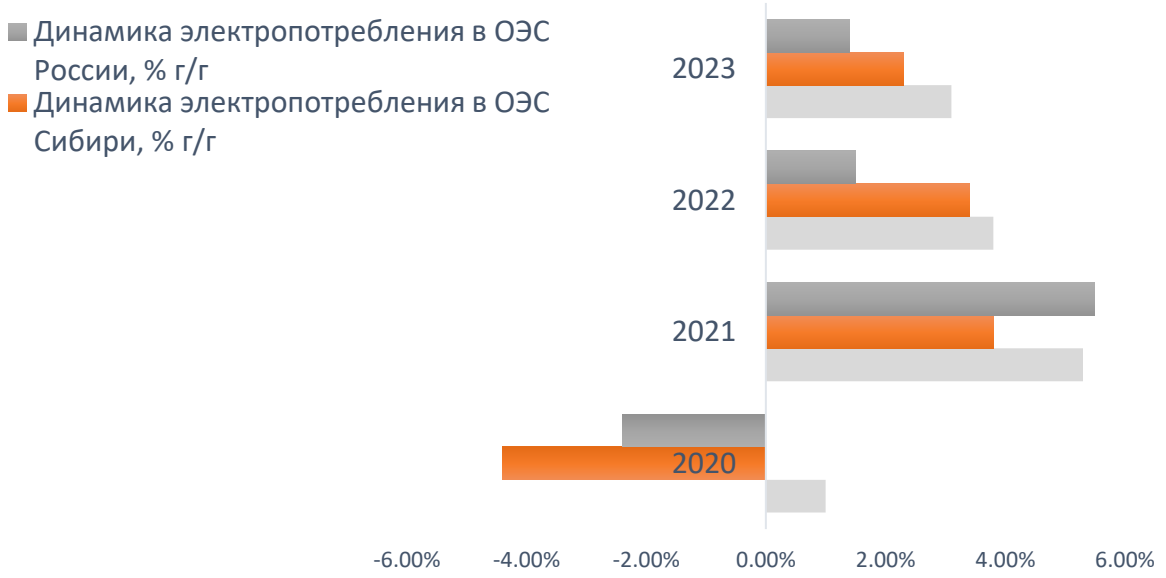
Источник: Системный Оператор

Перспективы развития

Промышленное и социально-экономическое развитие Дальнего Востока является для Российской Федерации «национальным приоритетом на весь XXI век», следует из заявления Президента РФ Владимира Путина на Восточном экономическом форуме (ВЭФ) 2024 года. В результате реализации государственных программ и стратегически важных инициатив наблюдается рост инвестиций в основной капитал, увеличивается промышленное производство и, как результат – ВВП региона. ДФО занимает первое место среди федеральных округов по темпам роста инвестиций в основной капитал. По данным федерального автономного научного учреждения «Востокгосплан», за 2023

год инвестиции выросли на 20,4% (в РФ – на 9,8%), составив 3,4 трлн руб. Масштабная Национальная программа социально-экономического развития Дальнего Востока на период до 2024 г. и на перспективу до 2035 г. включает крупные добывающие и инфраструктурные проекты. Правительство России также утвердило долгосрочные планы комплексного социально-экономического развития 25 дальневосточных городов до 2030 года.

Повышение экономической активности влечет за собой рост электропотребления, который в ДФО в последнее время уже традиционно превышает среднероссийские показатели. В частности, за период 2020–2022 гг. электропотребление в ОЭС Востока увеличилось примерно на 10%, тогда как в остальной части страны примерно на 4%. По результатам 2023 года темпы потребления электроэнергии в ОЭС Востока продолжают расти намного быстрее, чем в среднем по России — 3,1% против 1,4% в год. По словам Президента РФ, в дальнейшем — на горизонте до 2030 года они будут прибавлять ежегодно в среднем около 5%, что в два раза выше прогнозируемого среднероссийского показателя. Основным драйвером роста выступает промышленность, а точнее предприятия газо- и нефтепереработки, химического сектора, металлургии и магистральные нефтепроводы.



Источник: Системный Оператор

При этом Дальний Восток в 2023 году в два раза опередил среднероссийские показатели по темпу роста строительства (+19%), а по темпам ввода жилья — в три раза (+26%). Объем инвестиций в развитие региона, помимо уже вложенных 4,3 трлн рублей, составляет 9,6 трлн рублей, реализуется 97 крупных инвестпроектов на сумму 7,6 трлн рублей.[1]

Крупнейшие инфраструктурные проекты в регионе включают:

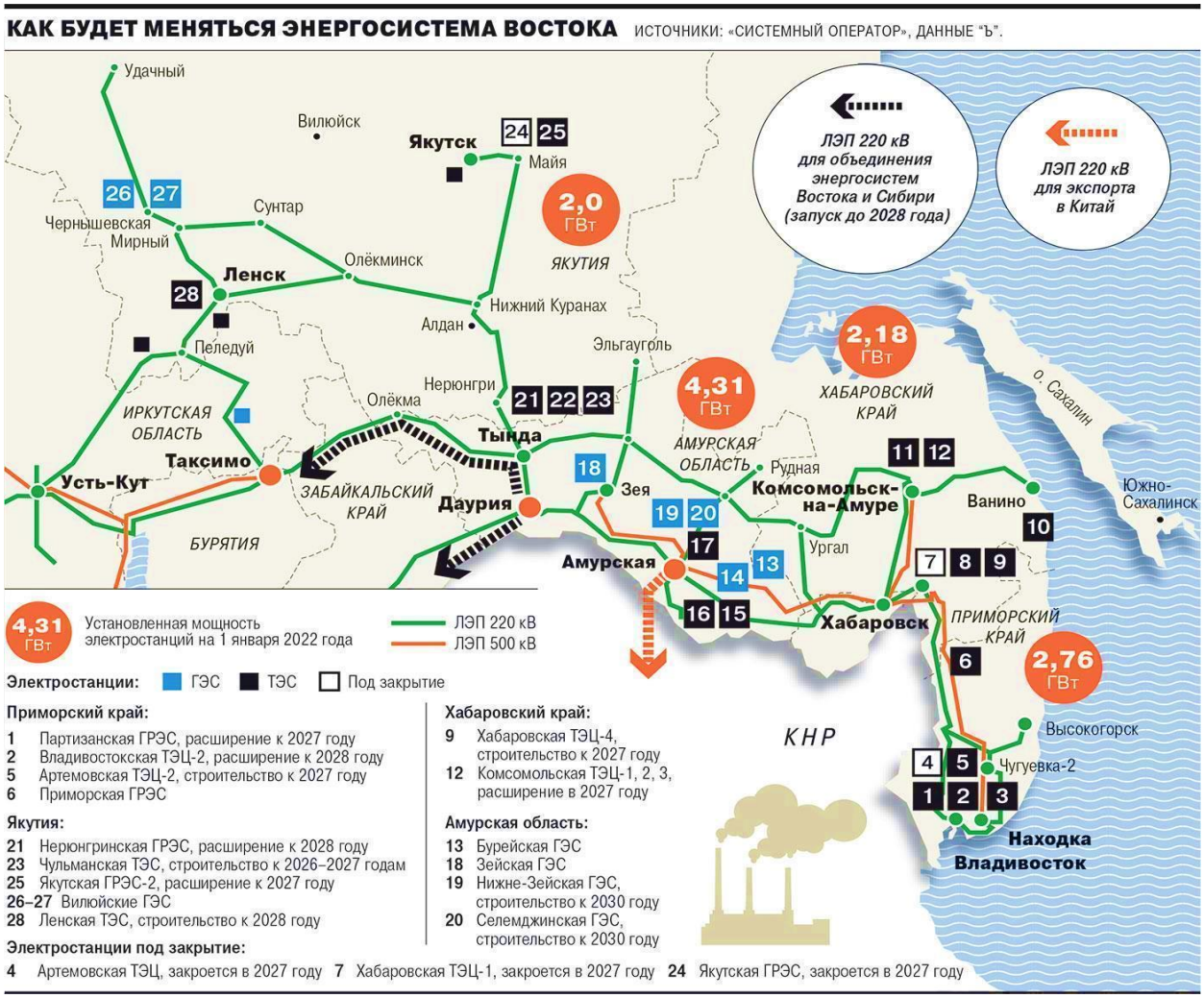
- **развитие инфраструктуры Восточного Полигона:** модернизация Байкало-Амурской Магистрали (БАМ) и Транссибирской железной дороги (около 20% энергопотребления на Дальнем Востоке);
- **освоение ряда крупных месторождений:**

[1] https://obozdv.ru/news/2936?ysclid=lypniwn0714177718

- нефтегазовых: Дальневосточный СПГ;
- угольных: Сугодинско-Огоджинское, Эльгинский угольный комплекс;
- медных: Удоканское месторождения, третьего по запасам месторождения меди в мире и первого в России, и строительство гидрометаллургического завода;
- золоторудных: «Совиное», «Сухой Лог»;

— **развитие портовой инфраструктуры Дальнего Востока:** строительство судостроительной верфи на Сахалине, ввод второй очереди Дальневосточного судостроительного комплекса «Звезда», строительство Морского порта «Суходол», «Бухта Север», третья очередь терминала СУЭКа в Ванинском районе и СПГ-терминала НОВАТЭКа;

— **развитие Северного Морского Пути.**



Источник: Коммерсантъ

Кроме того, в регионе ведется активная газификация, начавшаяся после ввода в эксплуатацию в 2019 году газопровода «Сила Сибири». Новые промышленные объекты и развитие инфраструктуры увеличивают спрос на жилье. Проект «Дальневосточный гектар» способствует притоку населения и развитию сельского хозяйства. Подключение новых потребителей и производств стимулирует развитие малого и среднего бизнеса и формирование благоприятного предпринимательского климата. В регионе применяются механизмы господдержки, такие как: территории опережающего развития (ТОР), свободный порт Владивосток, инфраструктурная поддержка крупных инвестиционных проектов, включая программу дальневосточной ипотеки, которая служит драйвером роста жилищного строительства в регионе.

Энергодефицит

Важно подчеркнуть, что выполнение столь масштабных проектов и планов невозможно без активного развития электроэнергетического сектора. В начале сентября 2024 года Системный оператор единой энергетической системы (СО ЕЭС) представил для общественного обсуждения Проект схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы. В документе выделены территории дефицита мощности. Одна из них — юго-восточная часть ОЭС Сибири, включающая Иркутскую область и относящиеся к ДФО Забайкальский край и Республика Бурятия. Еще одной территорией дефицита обозначена ОЭС Востока. То есть вместе это как раз зоны оптового рынка электроэнергии регионов ДФО.

Согласно разработанной СО ЕЭС и утвержденной Минэнерго России программе развития электроэнергетических систем на 2024–2029 годы, к 2029 году в ОЭС Востока дефицит составит не менее 1,348 МВт установленной мощности, а в контексте опережающего развития - до 1,935 МВт. Кроме того, в Забайкальском крае, Республике Бурятия и Иркутске, которые входят в ОЭС Сибири, объем дефицита на ближайшие годы составит 1,225 ГВт.

По словам Сергея Цивилева, многие инвесторы сталкиваются на Дальнем Востоке с нехваткой генерации, и наращивание ее объемов должно происходить с опережающей динамикой. К 2030 году, по оценкам Минэнерго РФ, в дальневосточных регионах в рамках существующих проектов должны быть построены генерирующие объекты общей мощностью 2,6 гигаватта (ГВт). При этом строящихся мощностей может быть недостаточно. К 2030 году дефицит электроэнергии в ДФО может составить 3 ГВт, заявил на ВЭФ-2024 представитель Президента РФ в ДФО Юрий Трутнев.

Программа развития электроэнергетики на территории ДФО до 2050 г.

Владимир Путин поставил задачу сформировать Энергетическую стратегию РФ до 2050 года, одна из ключевых задач которой – не допустить, чтобы дефицит электроэнергии стал сдерживающим фактором развития экономики. «В энергостратегии Дальний Восток мы выделили в отдельный блок и конкретизировали подходы развития энергетики макрорегиона» — сообщил Сергей Цивилев на ВЭФ. Планируется, что обновленная энергостратегия будет представлена до конца года. Ее основные аспекты должны включать в себя планы по введению дифференцированных энерготарифов для населения, механизмам проектного финансирования для создания энергетической инфраструктуры, строительству энергомоста из ОЭС Сибири в ОЭС Востока, модернизации неэффективных тепловых электростанций, строительству атомных электростанций малой мощности, реализации региональных программ модернизации электросетевого комплекса. Помимо данных инициатив, дальнейшее развитие энергетической инфраструктуры в регионе может проходить за счет запланированной газификации, которая позволит электрогенерирующим компаниям перейти с преимущественно угольной генерации на газовую, что повысит их операционную эффективность и улучшит экологическую обстановку.

При этом необходимо отметить, что обеспечение функционирования и развития российского электроэнергетического рынка находится под контролем государства. Реализуются различные программы, направленные на строительство и модернизацию мощностей, привлечение в сектор капитала за счет инвестиций крупного бизнеса. Рассмотрим их подробнее.

Параметры программ для строительства и модернизации мощностей в ценовых зонах

Название	Название	Сроки	Цель	Объем инвестиций	Мощности	Возврат
ДПМ	Договор о Предоставлении Мощности	2010–2020 гг.	Строительство новых генерирующих мощностей в районах с энергодефицитом или наиболее изношенными объектами генерации	около 4 трлн руб.	почти 30 ГВт, что составило порядка 12% от всей суммарной установленной мощности Единой энергосистемы (на конец 2020 года)	Повышенный тариф на мощность. Фактическая доходность по программе ДПМ была привязана к ставке ОФЗ, что в условиях экономической нестабильности позволяла генераторам иметь внутреннюю норму доходности проектов, соотносимую с монетарной политикой ЦБ РФ. В 2023 г. фактическая доходность превышала 15%, в то время как базовый параметр доходности по проектам ДПМ для ГЭС и АЭС составлял 10,5% годовых, для ВИЭ – 12–14%, для тепловых энергоблоков – 14% годовых.
КОММод (ДПМ 2)	Конкурентный Отбор Мощности Модернизированных Объектов	2022–2031 гг.	Модернизация востребованных действующих мощностей, исчерпавших парковый ресурс оборудования старше 40 лет	достигает 1,9 трлн руб. или 1,5 трлн руб. в ценах 2020 г.	41 ГВт	Повышенный тариф на мощность. Нормативная доходность инвестиций установлена на уровне 14% (с корректировкой на доходность ОФЗ).
КОМ НГО	Конкурентный Отбор Мощности Новых Генерирующих Объектов	2016 - текущее время	Строительство генерирующих объектов с требуемыми техническими характеристиками на территориях с локальным дефицитом активной мощности			Повышенный тариф на мощность. Нормативная доходность инвестиций устанавливается для каждого конкурса отдельно.

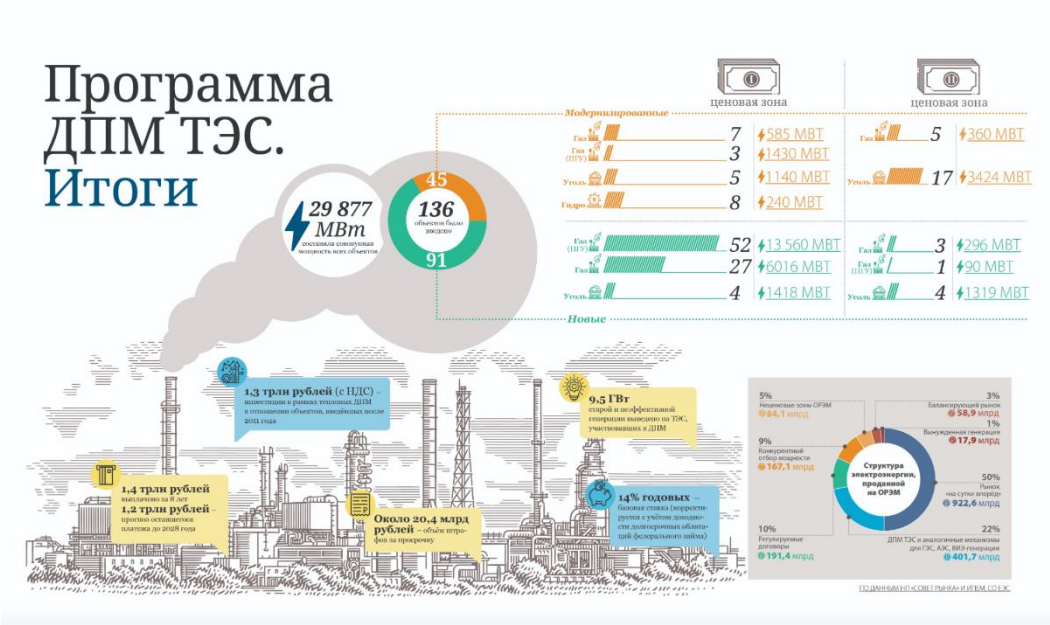
ДПМ

Первым большим опытом внедрения в отрасли рыночных механизмов стала программа ДПМ (договор о предоставлении мощности), которая проводилась в энергосистемах первой и второй ценовых зон с либерализованным рынком электроэнергии (2010–2020 годы). Основной целью программы являлось привлечение инвестиций для строительства новых генерирующих мощностей в районах с энергодефицитом или наиболее изношенными объектами генерации.

Механизм позволял генераторам получать гарантированный возврат инвестиций за счет повышенных тарифов. Так, за счет программы ДПМ в 2010–2020 годах в России было введено почти 30 ГВт, что составило порядка 12% от всей суммарной установленной мощности Единой энергосистемы (на конец 2020 года). Механизм ДПМ дал возможность выводить из эксплуатации изношенное оборудование. За годы реализации программы выведено 9,5 ГВт неэффективных мощностей.

Возврат инвестиций осуществлялся за счёт увеличенного тарифа на мощность. Фактическая доходность по программе ДПМ была привязана к ставке ОФЗ, что в условиях экономической нестабильности позволяло генераторам иметь внутреннюю норму доходности проектов, соотносимую с монетарной политикой ЦБ РФ. В 2023 г. фактическая доходность превышала 15%, в то время как базовый параметр доходности по проектам ДПМ для ГЭС и АЭС составлял 10,5% годовых, для ВИЭ – 12–14%, для тепловых энергоблоков – 14% годовых.

К настоящему времени сроки действия тарифов на мощность по ДПМ по большинству проектов уже завершены, а по остальным закончатся в ближайшие несколько лет. Программа ДПМ стала важным фактором развития сектора и привлечения капитала. Так, Индекс МосБиржи Электроэнергетика вырос в 2,2 раза с 2014 по 2020 гг. (период максимальных платежей по ДМП). Участие в программе позволило компаниям получить мультипликационный эффект для инвестиционной привлекательности за счет создания базы для возрастающего долгосрочного денежного потока, что в свою очередь вело к росту фундаментальной стоимости компаний и создавало базу для дивидендных выплат.



Источник: Переток.ру

КОММод

После завершения строительства объектов ДПМ запущена программа КОММод (конкурентный отбор мощности модернизированных объектов) или ДПМ-2, которая предусматривает модернизацию 41 ГВт востребованных действующих мощностей, исчерпавших парковый ресурс оборудования старше 40 лет. Период действия программы - 2022–2031 гг., для её осуществления также предусмотрены повышенные тарифы на мощность, при которых нормативная доходность инвестиций установлена на уровне 14% (с корректировкой на доходность ОФЗ). Однако в сравнении с программой ДПМ, объем которой составил около 4 трлн руб., объем инвестиций по программе КОММод существенно ниже - 1,9 трлн руб. или 1,5 трлн руб. в ценах 2020 г.

Развитие мощностей на Дальнем Востоке

ОЭС Востока не является либерализованной ценовой зоной, поэтому федеральные программы ДПМ и КОММод на неё не распространялись. Неценовая зона ОЭС Востока подразумевала систему государственного регулирования тарифов, которая позволяет сдерживать рост цен. Вместе с тем, такой механизм лимитирует выручку электрогенераторов и не создает привлекательных условий для инвестиций. По этой причине в регионе недостаточно проектов, обеспечивающих рост акционерной стоимости компаний российской электроэнергетики.

Строительство новых мощностей в регионе производилось на внеконкурсной основе в основном компанией «РусГидро», тепловые и гидроэлектростанции которой вырабатывают 70% электроэнергии в ДФО. По сути, в «десятые» годы в регион шли только государственные инвестиции. Для проведения модернизации и постройки новых мощностей в 2012 году указом Президента РФ в уставной капитал «РусГидро» были внесены 50 млрд рублей, которые были направлены на строительство двух ГРЭС (первая очередь: Сахалинская и Якутская), ТЭЦ в городе Советская Гавань и Благовещенской ТЭЦ (вторая очередь).

Затем в регионе стал применяться «ручной» или внеконкурсный механизм компенсации затрат на модернизацию и строительство ТЭС. В его рамках «РусГидро» было выбрано для строительства и модернизации 6 электростанций, которые увеличат мощности на 2,1 ГВт. Гарантированный возврат инвестиций в течение 15 лет зафиксирован на уровне 12,5%.

Кроме того, на внеконкурсных условиях компания Газпром энергохолдинг построила Свободненскую ТЭС (160 МВт) для Амурского ГПЗ в рамках проекта «Сила Сибири». Это был первый крупный проект компании, выполненный вне рамок ДПМ на момент ввода в 2021 году. Его стоимость составила 39 млрд руб., срок возврата инвестиций - 14 лет, возвратность гарантирована долгосрочным контрактом с ГПЗ, доходность инвестиций оценивается в 12–14%.

Электроснабжение Восточного полигона РЖД

Необходимость срочно развивать дополнительные мощности возникла на фоне существенного изменения геополитической ситуации и переориентации транспортных потоков на новые направления. Увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей (Восточный полигон РЖД) требует строительства не менее 3 ГВт новой генерации до 2030 года. Железнодорожные объекты Восточного полигона уже сейчас формируют около 20% от общего спроса на электроэнергию в Сибири и на Дальнем Востоке. Для электрификации этого масштабного проекта Правительство России привлекло компании с высокой долей государственного участия - Интер РАО и Газпром энергохолдинг.

В 2023 году Интер РАО начало строить Новоленскую ТЭС в Якутии с установленной мощностью 550 МВт и планируемым запуском 1 июля 2028 года. Помимо поставок энергии на Восточный полигон, ТЭС должна обеспечить электроэнергией и поспособствовать развитию минерально-сырьевой базы региона, в том числе месторождения Сухой Лог. Общие инвестиции в проект компания оценивает в 257 млрд рублей, а норму доходности - в 13,25%.

Кроме того, в начале лета этого года Газпром энергохолдинг приступил к строительству Южно-Якутской ТЭС мощностью 330 МВт в районе населенного пункта Чульман (Республика Якутия). Планируется, что станция начнет работу в 2026–2027 гг. Базовая норма доходности в действующем механизме «модернизация в неценовых зонах» может быть заложена на уровне порядка 12,5%. Тариф, обеспечивающий возврат инвестиций, устанавливается на срок 15 лет и рассчитывается с

учетом доходности ОФЗ, также тариф снижается на величину прогнозной прибыли на рынке электроэнергии. Итоговая стоимость проекта пока не раскрывалась.

Фиксированный тариф, обеспечивающий нормативную доходность, позволяет рассчитывать на гарантированный возврат инвестиций по проектам в установленные сроки.

Дальнейшие перспективы

Как представляется, без новых рыночных механизмов инвестиций потенциал госкомпаний по строительству проектов в регионе в значительной мере исчерпан. Привлечь инвестиции в ОЭС Востока может запуск в ДФО оптового энергорынка, соответствующий закон Госдума РФ приняла сразу во втором и третьем чтениях в конце июля 2024 года. Планируется, что он вступит в силу в 2025 году и обеспечит поэтапный переход к конкурентному ценообразованию к 1 января 2028 года. По мнению Сергея Цивилева, «Технически энергосистема готова: ценовые последствия просчитаны, а механизмы, исключающие ценовые шоки, выстроены. Мы также ждем увеличения потока инвестиций в строительство и модернизацию генерирующих объектов». Для инвесторов, по его словам, становится доступна вся палитра механизмов ценовых зон оптового рынка электроэнергии и мощности.

Следует отметить, что реализация данного проекта позволит использовать уже имеющиеся наработки по привлечению инвестиций в строительство и модернизацию мощностей, успешно реализованные в европейской части страны и Сибири. Кроме того, введение конкурентного ценообразования будет способствовать развитию энергетической инфраструктуры, стимулирует поставщиков повышать эффективность, а генераторов оптимизировать расходы.

Государство также рассматривает вариант сохранения дальневосточной надбавки по энергетике до 2028 года и направления ее на модернизацию мощностей. Эта надбавка сейчас расходуется, в основном, на компенсацию операционных расходов генерирующих объектов ДФО. Если направить ее на модернизацию, то это может придать дополнительный импульс инвестиционному развитию генерирующих компаний.

Президент РФ также поручил правительству предусмотреть механизмы проектного финансирования для долгосрочной программы развития энергетических мощностей на Дальнем Востоке.

Для привлечения в сектор инвестиций вероятнее всего будут использованы и программы, экономические выгодные для бизнеса. Подобный механизм уже отрабатывается в ОЭС Сибири, в том числе в Забайкальском крае и Республике Бурятия, которые географически расположены на территории ДФО.

В обоих регионах проводились программы ДПМ и КОММод по привлечению инвестиций:

- В рамках ДПМ установленная мощность была увеличена в обоих регионах на 266,25 МВт: Интер РАО (+213,75 МВт на Харанорской ГРЭС, +19,5 МВт на Гусиноозерской ГРЭС) и ТГК-14 (+27 МВт на Улан-Удэнской ТЭЦ-1, +6 МВт на Читинской ТЭЦ-2).
- В рамках КОММод в Республике Бурятия и Забайкальском крае отобраны мощности Интер РАО (Гусиноозерская ГРЭС на 614 МВт) и ТГК-14 (Читинская ТЭЦ-1 на 254 МВт).

Вместе с тем, построенных и модернизированных мощностей не хватает для покрытия энергодефицита, который оценивается в 1,225 ГВт. По юго-восточной части ОЭС Сибири в этом году

прошли два конкурса конкурентного отбора мощностей новых генерирующих объектов (КОМ НГО) – это механизм строительства генерирующих объектов с требуемыми техническими характеристиками на территориях с локальным дефицитом активной мощности. Предполагается, что генераторы получают гарантированный возврат инвестиций за счет повышенного тарифа на мощность.

Оба механизма, КОММод и КОМ НГО, позволяют фиксировать стоимость строительства. В них есть налоговая и топливная составляющие, а также затраты на содержание. Эти механизмы привязаны к доходности облигаций федерального займа, то есть если будут происходить изменения, то доходность инвестиций, заложенная в тариф, пересчитывается. Таким образом, для генерирующих компаний снижается большинство рисков, связанных с окупаемостью крупных и долгосрочных вложений.

В рамках КОМ НГО в марте 2024 года были отобраны 525 МВт новой мощности для строительства электростанций в Иркутской области и Бурятии. Победителями стали «Байкальская энергетическая компания» и ТГК-14. Не на все вынесенные на конкурс проекты поступили заявки от участников. По мнению некоторых генераторов, заявленная нормативная доходность по условиям конкурса была ограничена низким для них уровнем 12%.

Реальная доходность зависит от фактических инвестиций, поэтому каждый проект индивидуален. Например, для ТГК-14 проект развития мощностей Улан-Удэнской ТЭЦ-2 является, по сути, уникальным – значительная часть инфраструктуры уже была построена во времена СССР. Вероятно, это позволяет с запасом удовлетворить заявленные на конкурсе условия в виде предельных значений суммарных удельных капитальных затрат на уровне 405 млн руб. за 1 МВт (в ценах 2028 года).

На повторном конкурсе в августе были отобраны четыре проекта суммарной установленной мощностью 780 МВт: два энергоблока мощностью 230 МВт каждый построят на Харанорской ГРЭС «Интер РАО», ещё один той же мощности – на Иркутской ТЭЦ-11 «Байкальской энергетической компании» (БЭК, структура En+ Group), блок на 90 МВт также будет возведён на Улан-Удэнской ТЭЦ-2 ТГК-14. Все они предполагают строительство угольных паросиловых блоков к 1 июля 2029 года.

В рамках обоих проведенных конкурсов КОМ НГО в этом году были отобраны проекты ТГК-14, Группы En+ и Интер РАО. Их общая мощность 1305 МВт, из которых 615 МВт предполагается построить в ДФО. В свою очередь в ОЭС Востока по решениям Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики одобрены строительство и модернизация станций «Русгидро» и «Газпром энергохолдинг». Общая вновь вводимая мощность к 2030 году составит 2,607 МВт. Но это не станет окончательным решением проблемы. Для покрытия дефицита, как следует из Проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы, необходимо построить линии электропередач постоянного тока на 1,500 МВт из центральной части ОЭС Сибири и осуществить строительство дополнительных объектов генерации — не менее 1,385 МВт установленной мощности гарантированной генерации в ОЭС Сибири и 1,647 МВт — в ОЭС Востока.

В начале октября Газпром Энергохолдинг предложил сократить срок окупаемости проектов по строительству новых ТЭС в рамках КОМ НГО с текущих 15-20 лет до 5 лет. Сейчас средняя гарантированная фиксированная доходность находится на уровне 14% годовых (при ставке ОФЗ 8,5%) на период 15 лет. Минэнерго согласен рассматривать данное предложение, считая, что нужно «найти золотую середину» между сроком окупаемости и ценой, которую будет ежегодно оплачивать промышленность. Цена соответственно может быть меньше при снижении срока окупаемости.

Из-за отсутствия параллельной синхронной связи с единой энергетической сетью страны Дальний Восток сталкивается с нестабильностью электроснабжения и ограниченной возможностью передачи энергии между объектами, что ведет к перебоям в энергоснабжении и росту издержек.

На этом фоне ТГК-14 является показательным примером мультипликативного эффекта, который может получить частная генерация от участия в федеральных программах по строительству и модернизации мощностей. Компания активно использовала и использует весь спектр механизмов, применяемых для развития электроэнергетики в ДФО:

- **ДПМ:** строительство 27 МВт на Улан-Удэнской ТЭЦ-1 и 6М Вт на Читинской ТЭЦ-2,
- **КОММод:** модернизация Читинской ТЭЦ-1 на 254 МВт,
- **КОМ НГО I:** строительство блока на Улан-Удэнской ТЭЦ-2 (65 МВт)
- **КОМ НГО II:** строительство блока на Улан-Удэнской ТЭЦ-2 (90 МВт).

С начала участия в ДПМ ТГК-14 удвоила выручку до 16,8 млрд рублей, а капитализация утроилась до 15,6 млрд (2010 в сравнении с 2023). Компания вернулась к практике дивидендных выплат, которые за последние два года в совокупности составили более 3 млрд рублей. Объем инвестиций, по оценкам ТГК-14, в рамках проекта КОМ НГО I находится на уровне 18,1 млрд рублей с ожидаемой датой ввода в конце 2028 года и началом поставки мощности с 01.01.2029. В рамках проекта КОМ НГО II объем инвестиций находится на уровне 27,6 млрд рублей с ожидаемой датой вводом июле 2029 года. По первому проекту тариф на мощность предусматривает денежный поток от новой выработки в размере 75 млрд рублей. При биржевых котировках на середину сентября 2024 года капитализация ТГК-14 составляет 16 млрд рублей, что показывает колоссальный потенциал для роста.

Участие в таких проектах как КОМ НГО позволяет создать надежную базу для роста фундаментальной стоимости компании. Регион и новые потребители будут обеспечены надежным энергоснабжением и теплом, компания получит гарантированный денежный поток от инвестиционных проектов, а новые эффективные мощности позволят повысить рентабельность и улучшить экологию. На примере ТГК-14 видно, что после реализации проектов ДПМ и аналогичных электроэнергетические компании получают положительный синергический эффект.

По оценкам СО, к 2029 году в ОЭС Востока дефицит составит не менее 1,348 МВт установленной мощности, а в контексте опережающего развития - до 1,935 МВт.

С помощью первой программы ДПМ электрогенераторы построили новые мощности и в то же время увеличили собственную фундаментальную стоимость из-за возросшего денежного потока. Сейчас наступает время для развития мощностей в регионе, не охваченном ДПМ – Дальнем Востоке.

Следует отметить, что после реализации проектов по постройке и модернизации генерации по указанной схеме, компании, помимо описанных механизмов возврата инвестиций через рынок мощности, получают также повышенный доход за счет продажи электроэнергии на оптовом рынке. Это вызвано тем, что новое оборудование повышает топливную эффективность станции, а расходы на топливо для энергетиков – основная составляющая затрат. Дополнительный эффект получают станции, работающие в режиме когенерации, которые одновременно с выработкой электроэнергии поставляют тепло потребителям.

Среди публичных акционерных обществ, которые уже участвуют в строительстве новых мощностей в ДФО: Русгидро, Интер РАО, компании Газпром энергохолдинга и ТГК-14. В режиме когенерации работают ТЭЦ ТГК-14 и некоторые ТЭЦ Русгидро.

Участие компаний энергетического сектора в новых проектах повышает их инвестиционную привлекательность, так как они получают положительный синергический эффект на свою стоимость за счет: а) возрастающих платежей на оптовом рынке электроэнергии; б) модернизации/строительства мощностей, которые будут востребованы из-за энергодефицита региона; в) реализации проектов, предполагающих гарантированный возврат инвестиций через различные механизмы доходности.

При этом, если для крупных публичных холдингов, чьи мощности распределены по всей стране, таких как Интер РАО, Газпром энергохолдинг, общий удельный эффект на денежный поток будет не таким значительным, то для Русгидро, которая имеет в ДФО 12,9 ГВт мощности, и регионального электрогенератора ТГК-14 удельный эффект будет гораздо более существенным. Так, строительство Новоленской ТЭС приведет к увеличению установленной мощности Интер РАО на 1,8%, в то время как, например, установленная мощность ТГК-14 за счет участия в проектах КОМ НГО увеличится на 24–28%.

В заключение важно подчеркнуть, что комплексная программа по развитию электроэнергетики на Дальнем Востоке может повысить интерес инвесторов к сектору, как в свое время ожидания от программы строительства новых мощностей в начале реформы электроэнергетики.

Дивидендная история Компаний, действующих в регионе

Компания	EV/EBITDA (2023)	Направлено на выплату дивидендов		
		за 2021	за 2022	за 2023
РусГидро	4,86	55,4% от ЧП МСФО	115,7% от ЧП МСФО	-
Интер РАО	-0,68	95% от ЧП РСБУ	95% от ЧП РСБУ	95% от ЧП РСБУ
ТГК-14	6,29	-	100% от ЧП РСБУ	153% от ЧП РСБУ (96% от ЧП РСБУ за 2023 г. + нераспределенная прибыль прошлых лет по итогам 2023 г. и 6м 2023 г.)
ОГК-2	1,32	50% от ЧП РСБУ	База не раскрывается, дивидендная доходность 10.5%	-

Источник: данные компаний, Смартлаб

Параметры текущих проектов по модернизации и строительству новых мощностей в ДФО

Компания	Вводимая новая мощность в регионе (до 2030 г)	Установленная мощность	Год ввода	% от текущей установленной мощности компании	Механизм отбора
РусГидро	6 проектов	2100	2024–2028	5,45%	внеконкурсная основа
	Артёмовская ТЭЦ-2	440	2027		
	Хабаровская ТЭЦ-4	410	2027		
	Якутская ГРЭС-2	160	2026		
	Владивостокская ТЭЦ-2	360	2024–2028		
	Партизанская ГРЭС	280	2027		
	Нерюнгринская ГРЭС	450	2026		
Интер РАО	Новоленская ТЭС	550	2028	1,77%	внеконкурсная основа
ТГК-14	Улан-Удэнская ТЭЦ-2	65 (90)	2028	10,00% (14,00%)	КОМ НГО I

ТГК-14	Улан-Удэнская ТЭЦ-2	90	2029	14,00%	КОМ НГО II
Газпром Энергохолдинг	Южно-Якутская ТЭС	330	2027	0,88%	внеконкурсная основа

Источник: данные компаний

ООО «Горизонт КФ»

Контакты:

+7 (495) 225-03-35

info@horizon.ru

www.horizon.ru

@HorizonCF