

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЭС: ПОВЫШАЯ ПЕНСИОННЫЙ ВОЗРАСТ

В 2017 г. в преддверии принятия ключевых решений по подходам к стимулированию модернизации тепловых электростанций в РФ нашей компанией было подготовлено исследование «Модернизация ТЭС: маневр уклонения от рынка?», где были рассмотрены вопросы обновления оптовой тепловой генерации и выполнено сравнение основных вариантов финансирования модернизации: «рыночного», требующего заметного (до 50%) роста цен в сегменте рынка мощности для всех электростанций, и «целевого» - за счет создания специального механизма отбора проектов.

Регулятор выбрал целевой вариант, подразумевающий конкурентный отбор проектов. 70% проектов уже распределено, однако системные эффекты в части глубины модернизации и роста эффективности энергосистемы ограничены. Повысить качество проектов КОММОД и их устойчивость в долгосрочной перспективе можно, внедрив в механизм ряд новаций.

АВТОРЫ



Алексей ЖИХАРЕВ

Партнер практики «Электроэнергетика»,
кандидат экономических наук



Николай ПОСЫПАНКО

Руководитель направления
регулирования энергорынков



Ростислав КОСТЮК

Аналитик

СОДЕРЖАНИЕ

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ	3
ВВЕДЕНИЕ	6
ПРЕДЫСТОРИЯ КОММОД	8
ТОЧКА ОТСЧЕТА.....	8
КРИТЕРИИ ОТБОРОВ И ФАКТОРЫ ДОХОДНОСТИ.....	11
РЕЗУЛЬТАТЫ ОТБОРОВ.....	14
КОНКУРЕНЦИЯ И МОЩНОСТИ.....	14
ГЛУБИНА МОДЕРНИЗАЦИИ.....	15
РОЛЬ ПРАВИТЕЛЬСТВЕННОЙ КОМИССИИ.....	17
ПАРОГАЗОВЫЙ ЦИКЛ.....	20
СИСТЕМНЫЕ ПРОГНОЗЫ.....	23
ВОЗРАСТ И ПАРКОВЫЙ РЕСУРС.....	23
ТОПЛИВНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ.....	24
УГЛЕРОДНЫЙ СЛЕД.....	26
ПЛАТЕЖИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	27
ГАРАНТИИ ПОСТАВКИ МОЩНОСТИ.....	29

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

- Для привлечения поддерживающих инвестиций в тепловую генерацию регулятор в 2019 г. запустил механизм конкурсных отборов проектов модернизации с совокупной квотой 39 ГВт (26% мощностей оптовых ТЭС). Проекты должны быть реализованы в 2022–2031 гг., отборы пройти в 2019–2025 гг.
- Позже квота была увеличена на 3,6 ГВт (до 42,6 ГВт): из них 2,0 ГВт в 2019 г. были распределены Правительственной комиссией¹, еще 1,6 ГВт выделены для проектов с парогазовой установкой (ПГУ) на инновационных отечественных газовых турбинах.
- Спустя 2 года после вступления в силу рассчитанного на 10 лет механизма стимулирования инвестиций в модернизацию тепловых электростанций, 70% (26,8 ГВт) общей изначальной квоты распределено между игроками отрасли.
- Механизм КОММОД дает свободу генераторам в части технической конфигурации проектов, но конкуренция и отсутствие запрета на частичную модернизацию привели к тому, что из 127 проектов в 52 ремонтируется что-то одно: турбина или котлоагрегат; в 59 – заменяется турбина или котлоагрегат; лишь в 9 проектах модернизируется и котел, и турбина; только в 7 проектах предусмотрена надстройка газовой турбиной.
- Из-за такой «выборочной» модернизации средняя глубина обновления в КОММОД составила 44%, даже с учетом более капиталоемких проектов, прошедших по квоте Правительственной комиссии и инновационных отечественных ПГУ. Если эти проекты не учитывать, то глубина модернизации находится на уровне 37%.
- Потребители заплатят за модернизацию уже выбранных 26,8 ГВт ТЭС в общей сложности 2,8 трлн руб. (за период с 2022 по 2042 г.), на пике платежей в 2028 г. нагрузка составит 99 млрд руб.

¹ Правительственная комиссия по вопросам развития электроэнергетики, созданная на основании Постановления Правительства РФ от 29 сентября 2008 г. №726 (Правком)

- При полном использовании квоты КОММОД, принимая во внимание глубину модернизации, средний возраст оптовых ТЭС в России к 2035 г. достигнет 43 лет (+10 лет по сравнению с текущим уровнем и -5 лет по сравнению со сценарием без КОММОД).
- Если не предпринять новых системных мер развития механизма КОММОД, в сценарии ежегодного роста потребления электроэнергии на 0,5% прогнозный показатель расхода условного топлива на ОРЭМ к 2030 г. снизится с текущих 306 до 303 г.у.т./кВтч, что не соответствует целевым показателям отраслевого развития (270^2 - 287^3 г.у.т./кВтч).
- Углеродный след выработки электрической энергии оптовых ТЭС в ценовых зонах ОРЭМ в 2020 г. составил 589 г CO₂-экв./кВтч. С учетом безуглеродной выработки АЭС, ГЭС и ВИЭ средняя углеродоемкость электроэнергетики находилась на уровне 343 г CO₂-экв./кВтч. КОММОД позволит снизить этот показатель к 2030 г. всего на 2 г CO₂-экв./кВтч, прежде всего за счет проектов ПГУ.
- Проекты перевода ТЭС на более экономичный парогазовый цикл уступают проектам, прошедшим конкурентные отборы, по показателю эффективности (более 2200 руб./МВтч в ценах 2021 г. при среднем показателе эффективности в конкурентных отборах в 1-ой ценовой зоне – 1796 руб./МВтч). Основных причин – две: уровень цен на природный газ и вынужденная конкуренция с проектами фрагментированной модернизации.

² План мероприятий по повышению энергетической эффективности экономики Российской Федерации (проект от 11 августа 2020) - https://www.economy.gov.ru/material/file/3723842eac0fb0c0e7a789f2b8996ecb/plan_meropriyatij.pdf

³ Проект Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. (от 23 марта 2020) - https://economy.gov.ru/material/news/minekonomrazvitiya_rossii_podgotovilo_proekt_strategii_dolgosrochnogo_razvitiya_rossii_s_nizkim_urovнем_vybrossov_parnikovyh_gazov_do_2050_goda_.html

- 1,6 ГВт инновационных ПГУ на базе отечественных газовых турбин оказались в 2 раза дороже отобранных в 2019 г. Правительственной комиссией проектов надстроек газовыми турбинами и будут стоить потребителям около 34 млрд руб. в год, то есть порядка 36% всей прогнозной нагрузки прошедших КОММОД 26,8 ГВт мощностей.
- Для роста качества проектов, отбираемых в КОММОД, в том числе повышения конкурентоспособности ПГУ, в существующий механизм необходимо внести изменения. Эффективными мерами могут стать:
 - Отдельная квота для проектов модернизации ТЭЦ, более дорогих по сравнению с конденсационными блоками;
 - Обязанность инвесторов проводить комплексную модернизацию основного генерирующего оборудования (одновременная замена котлоагрегата, паровой турбины, генератора);
 - Учет стоимостного показателя сокращения углеродного следа выработки электрической энергии;
 - Включение в формулу цены КОММОД бонусного модификатора спарк-спреда, создающего инвестиционные стимулы для проектов ПГУ в условиях актуальной конъюнктуры цен на газ.

ВВЕДЕНИЕ

Реализуемая в настоящий момент комплексная программа модернизации оптовых тепловых электростанций (КОММОД)⁴ – не первый искусственно запускаемый инвестиционный цикл в отечественной энергетике. В 2010 г. на российском энергорынке появились договоры о предоставлении мощности (ДПМ), право на заключение которых компании изначально получали на основании решения Правительства. ДПМ гарантировали ускоренный возврат капитальных вложений в генерирующие мощности, снимая при этом большую часть страновых и валютных рисков для инвестора. В рамках данного механизма было построено 23,5 ГВт и модернизировано 5,2 ГВт ТЭС, последний объект введен в эксплуатацию в 2020 г.

Новый подход к модернизации ТЭС, утвержденный в начале 2019 г., выглядел как весьма прогрессивный для отрасли, поскольку 85% квот мощностей планировалось разыгрывать на конкурсе по объективным «счетным» критериям и только 15% проектов должны были быть распределены Правительственной комиссией.

Суммарная квота механизма КОММОД – 42,6 ГВт, должна позволить ежегодно в 2022–2031 гг. модернизировать около 4 ГВт, в то время как для поддержания среднего возраста оптовых ТЭС в России необходимо обновлять не менее 2,4 ГВт самых старых электростанций в год⁵.

К 2021 г. состоялись отборы проектов модернизации тепловых электростанций на 2022–2027 гг., в рамках которых генерирующие компании взяли на себя обязательства обновить в общей сложности 25,3 ГВт оптовых ТЭС. 19,8 ГВт – по результатам конкурентных отборов, 4,2 ГВт – на основании решений Правительственной комиссии и 1,3 ГВт (на 2027–2028 гг.) – в рамках отдельной квоты для российских инновационных газовых турбин. Исходя из заявленных параметров проектов модернизации совокупный прирост установленной мощности составит 1,5 ГВт.

⁴ Постановление правительства РФ от 25.01.2019 г. №43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций»

⁵ См. исследование VYGON Consulting «Модернизация ТЭС: Маневр уклонения от рынка?», 2017 г. - <https://vygon.consulting/products/issue-1084/>

Одновременно с запуском конкурсного механизма целевого финансирования проектов модернизации Правительство РФ решило⁶ дополнительно, на 20% сверх инфляции, проиндексировать цены в сегменте КОМ. Данная мера призвана была обеспечить энергокомпаниям возможность проводить менее капиталоемкую модернизацию электростанций.

В данном обзоре выполнена оценка наиболее интересных и важных, на наш взгляд, аспектов текущего процесса модернизации тепловой генерации в России, которые формируют инвестиционный ландшафт в секторе тепловой электроэнергетики и непосредственно влияют как на уровень конечной цены, так и на параметры энергосистемы в долгосрочной перспективе.

⁶ Постановление правительства РФ от 25.01.2019 г. №43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций»

ПРЕДЫСТОРИЯ КОММОД

ТОЧКА ОТСЧЕТА

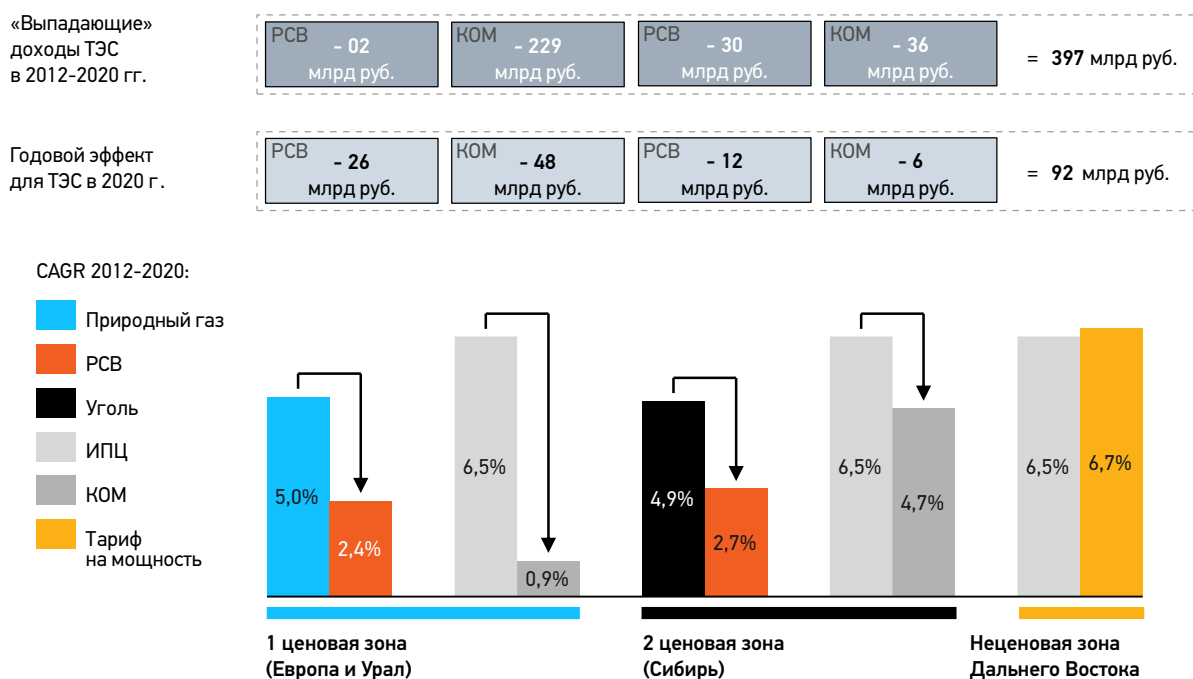
В 2019 г. в России был внедрен специальный конкурсный механизм оплаты модернизации тепловой генерации в рамках отборов КОММОД. Решению предшествовало введение ряда системных мер по удержанию роста цен в конкурентных сегментах оптового рынка – электрической энергии (PCB) и мощности (КОМ), приведших к значительному снижению денежного потока генераторов.

Основные из этих мер:

1. Ограниченная индексация ценовых индикаторов конкурентных отборов на рынке мощности КОМ;
2. Установление предельных уровней цен в конкурентных отборах КОМ (price cap, в том числе в разрезе зон свободного перетока (ЗСП));
3. Регуляторные ограничения ценовых заявок генераторов в сегменте конкурентного рынка электрической энергии PCB.

В результате, если не считать эффекты от контрактов ДПМ, заключенных для целевой окупаемости конкретных проектов, совокупный размер выпадающих доходов тепловой генерации на ОРЭМ за 2012–2020 гг. из-за действий регулятора составил 397 млрд руб., только по итогам 2020 г. – 92 млрд руб.

Рис.1. Динамика ключевых ценовых параметров на ОРЭМ



Источник: VYGON Consulting

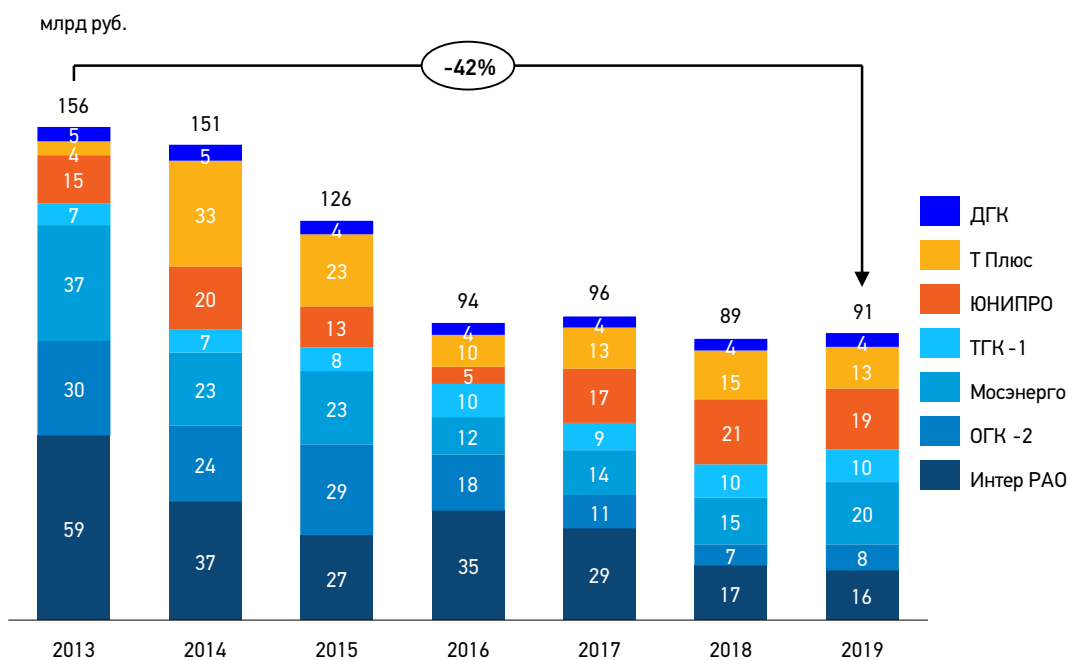
Выпадающие из денежного потока генераторов 38 из 92 млрд руб. – это результат сниженного темпа роста цен РСВ (2,4% в 1-ой ценовой зоне и 2,7% – во 2-ой) относительно цен на топливо (5,0% в среднем для природного газа, 4,9% – для энергетических угля).

Снижение цен РСВ обусловлено не только прямыми регуляторными мерами, но и новыми вводами всех видов электростанций в энергосистеме и сопутствующим ростом топливной эффективности генерации, поэтому в ретроспективной оценке учтено среднегодовое снижение удельного расхода топлива ТЭС на выработку электроэнергии (в целом по ЕЭС ежегодный рост эффективности за этот период составил 0,95%).

54 млрд руб., недополученные ТЭС в 2020 г., сформировались за счет цен КОМ, средний темп роста которых составил за 2012–2020 гг. лишь 0,9% для 1-ой ценовой зоны и 4,7% – для 2-ой.

В тот же период на территории неценовой зоны Дальнего Востока средневзвешенный тариф на мощность оптовой генерации рос на 6,7%, то есть на 0,2 п.п. выше накопленной инфляции за 2012–2019 гг.

Рис.2. Инвестиции крупнейших генерирующих компаний



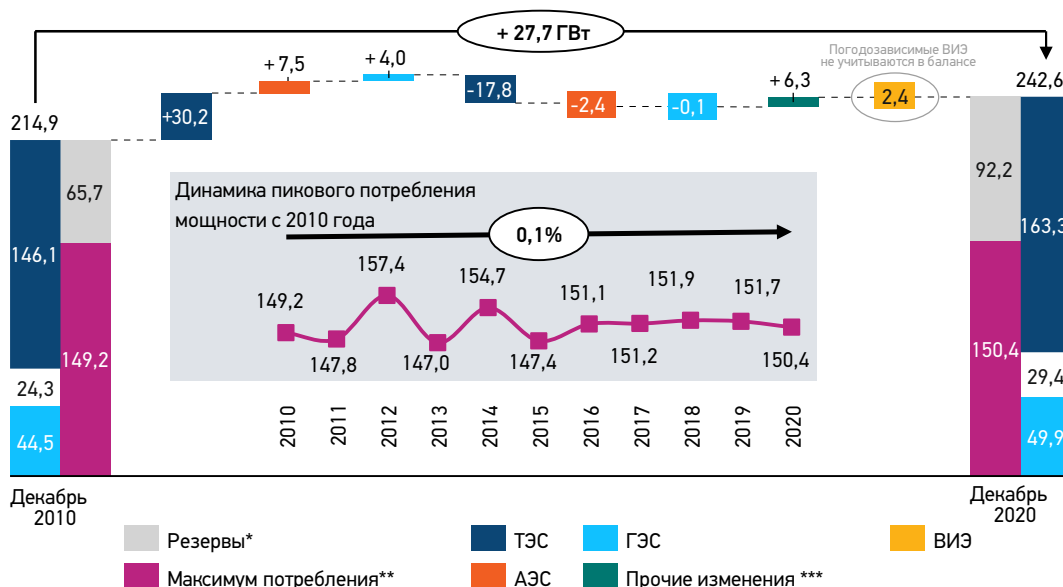
Источник: открытые данные компаний

Искусственное снижение цен на электрическую энергию имеет ряд негативных долгосрочных последствий. Регуляторное давление на уровни цен не только подавляет стимулы к инвестициям в качественную модернизацию и строительство эффективных электростанций (инвестиции семи крупнейших компаний снизились за период 2013–2019 гг. на 42%), но и создает сильный сигнал на вывод мощностей, а значит приводит к дефициту предложения на рынке.

В конечном итоге значимость работы каждой конкретной станции для региональной и федеральной энергосистемы увеличивается, что становится серьезным основанием для роста механизмов индивидуальных субсидий в генерации.

Но избыток генерирующих мощностей, с которыми Россия подошла к сегодняшнему дню, пока не дает в полной мере проявиться этому эффекту. Рост профицита обусловлен стагнирующим спросом на мощность – CAGR 0,1% и вводом 41,5 ГВт новых мощностей, 29,6 ГВт из которых было построено за этот период по договорам о предоставлении мощности.

Рис.3. Ретроспектива изменения баланса мощности в ЕЭС России, ГВт



*Включая ограничения поставки мощности, невыпускаемые резервы и плановые ремонты

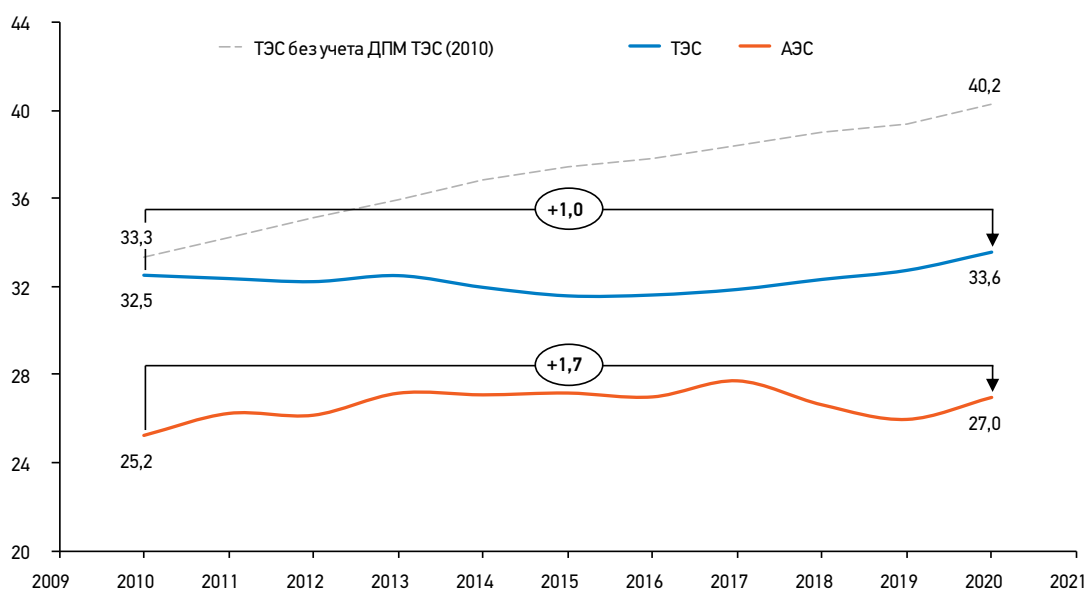
**Указаны максимумы потребления в 2010–2020 гг.

*** Учитывается перемаркировка ГЭС и ТЭС (2,2 ГВт), присоединение к ЕЭС (Крым, западный и центральный энергорайоны Республики Саха (Якутия)) (2,1 ГВт), прочие уточнения и присоединения (2 ГВт)

Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

При этом даже в условиях масштабной программы строительства новых мощностей по ДПМ средний возраст генерации оставался на уровне 33 лет, в то время как без учета ДПМ оптовые ТЭС в 2020 г. отметили бы 40-летний юбилей.

Рис.4. Средний возраст электростанций в ценовых зонах ЕЭС России



Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

КРИТЕРИИ ОТБОРОВ И ФАКТОРЫ ДОХОДНОСТИ

Перед национальным энергетическим регулятором Минэнерго стоял выбор – поднять цены продажи мощности для всех оптовых электростанций или ввести специальный адресный механизм модернизации генерации. По нашим оценкам, альтернативой КОММОДу являлся единовременный рост цен КОМ на 50% в 1-ой ценовой зоне и 16% во 2-ой ценовой зоне⁷. Такой рост цен позволял привлечь достаточно инвестиций в поддержание рентабельной генерации и мог приблизить рынок мощности КОМ к экономически обоснованному уровню.

Ключевым барьером пересмотра цен для всех генераторов в КОМ стали опасения нецелевого использования роста платежей потребителей: часть денег могла не пойти на модернизацию, поскольку генератор принимал бы это решение исходя из своих бизнес-приоритетов, в том числе руководствуясь фактическим состоянием оборудования и иными нуждами. Проще говоря, регулятор хотел адресно распределить дополнительные средства, прежде всего компаниям со старыми мощностями.

⁷ См. исследование VYGON Consulting «Модернизация ТЭС: Маневр уклонения от рынка?», 2017 г. - <https://vygon.consulting/products/issue-1084/>

Контроль целевого характера инвестиций в утвержденном механизме КОММОД осуществляется за счет специальных критериев допуска ТЭС к отбору⁸, а также обязательств по модернизации и поставке мощности победителей.

В качестве первичных фильтров выбора ТЭС используются критерии возраста, износа (превышение паркового ресурса) и востребованности. В то же время механизм отбора проектов модернизации ТЭС по показателю эффективности и формула цены поставки по договору о предоставлении мощности предполагают серьезное влияние на конкуренцию и других факторов (Таблица 1).

Ключевыми конкурентными преимуществами в отборе являются:

- низкие капитальные затраты проекта;
- высокие показатели загрузки генерации в период, предшествующий отбору.

Проекты ПГУ даже с минимальными типовыми капзатратами (18 тыс. руб./кВт в ценах 2020 г.) оказываются неконкурентны, поскольку соответствующий рост КПД и выработки при актуальном уровне цен на природный газ не компенсирует дополнительных вложений по сравнению с проектом замены котла или турбины (7 и 13 тыс. руб./кВт).

Таким образом, в КОММОДе созданы стимулы для обновления наиболее востребованной (т.е. эффективной) генерации, меньше причин у инвесторов модернизировать наименее эффективные генерирующие мощности и еще меньше – реализовывать дорогостоящие проекты надстройки газовыми турбинами.

⁸ Постановление правительства РФ от 25.01.2019 г. №43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций»

Таблица 1. Основные факторы, влияющие на выбор проектов КОММОД

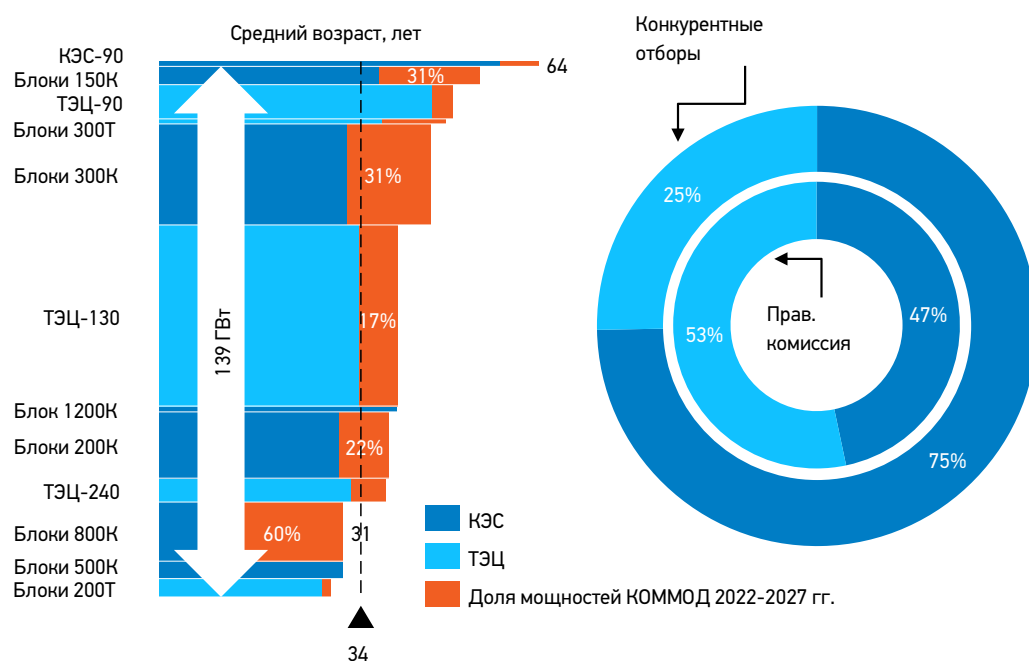
Факторы	Примечание															
Критерии квалификации																
Возраст	Более 40 лет для энергетических котлов															
Износ	На 1 января года отбора генерирующее оборудование должно быть задействовано в работе не менее: <ul style="list-style-type: none"> • 270 тыс. часов (турбина 10 МПа и менее) • 220 тыс. часов (турбина мощностью менее 350 МВт и давлением пара более 10 МПа) • 100 тыс. часов (турбина мощностью 350 МВт и более и давлением пара более 10 МПа) 															
Востребованность	Доля дней, когда генератор был включен в течение 24 месяцев до месяца, в котором устанавливается соответствие объекта данному критерию, должна превышать 40% (без учета согласованных ремонтных периодов)															
Наличие резерва мощности в энергорайоне	ОО ЕЭС определяет максимально допустимое снижение установленной мощности генерации в ОЭС или энергорайоне на период модернизации с учетом режимов потребления и всех технологических ограничений. К примеру, возможности модернизации Сакмарской ТЭЦ, Каргалинской ТЭЦ, Кировских ТЭЦ (ОЭС Урала), Саранской ТЭЦ (ОЭС Средней Волги) ограничены.															
Преимущества в отборе		Чувствительность изменения показателя эффективности														
Снижение объема заявленных инвестиций	Преимущества в отборе получают проекты, заявившие мероприятия с меньшей капиталоемкостью	<p>руб./МВтч</p> <p>CAPEX, тыс. руб./кВт</p> <table border="1"> <tr><th>CAPEX (тыс. руб./кВт)</th><th>Показатель эффективности (руб./МВтч)</th></tr> <tr><td>12</td><td>2060</td></tr> <tr><td>16</td><td>2236</td></tr> <tr><td>20</td><td>2413</td></tr> <tr><td>24</td><td>2589</td></tr> <tr><td>28</td><td>2765</td></tr> <tr><td>32</td><td>2942</td></tr> </table>	CAPEX (тыс. руб./кВт)	Показатель эффективности (руб./МВтч)	12	2060	16	2236	20	2413	24	2589	28	2765	32	2942
CAPEX (тыс. руб./кВт)	Показатель эффективности (руб./МВтч)															
12	2060															
16	2236															
20	2413															
24	2589															
28	2765															
32	2942															
Коэффициент использования установленной мощности	Высокий фактический КИУМ за два календарных года, предшествующих году проведения отбора, позволяет снизить показатель эффективности, с которым объект участвует в отборе	<p>руб./МВтч</p> <p>КИУМ, %</p> <table border="1"> <tr><th>КИУМ (%)</th><th>Показатель эффективности (руб./МВтч)</th></tr> <tr><td>50</td><td>2235</td></tr> <tr><td>55</td><td>2139</td></tr> <tr><td>60</td><td>2060</td></tr> <tr><td>65</td><td>1992</td></tr> <tr><td>70</td><td>1935</td></tr> <tr><td>75</td><td>1885</td></tr> </table>	КИУМ (%)	Показатель эффективности (руб./МВтч)	50	2235	55	2139	60	2060	65	1992	70	1935	75	1885
КИУМ (%)	Показатель эффективности (руб./МВтч)															
50	2235															
55	2139															
60	2060															
65	1992															
70	1935															
75	1885															
Тариф поставки мощности по регулируемым договорам (РД)	Низкий тариф РД, утвержденный для поставки мощности конкретным генератором, позволяет станции снизить заявку при сохранении доходности. Высокий тариф, наоборот, снижает привлекательность участия в КОММОД.	<p>руб./МВтч</p> <p>Цена РД, % от цены КОМ</p> <table border="1"> <tr><th>Цена РД (% от цены КОМ)</th><th>Показатель эффективности (руб./МВтч)</th></tr> <tr><td>-30</td><td>1971</td></tr> <tr><td>-20</td><td>2016</td></tr> <tr><td>-10</td><td>2060</td></tr> <tr><td>0</td><td>2104</td></tr> <tr><td>+10</td><td>2148</td></tr> <tr><td>+20</td><td>2192</td></tr> </table>	Цена РД (% от цены КОМ)	Показатель эффективности (руб./МВтч)	-30	1971	-20	2016	-10	2060	0	2104	+10	2148	+20	2192
Цена РД (% от цены КОМ)	Показатель эффективности (руб./МВтч)															
-30	1971															
-20	2016															
-10	2060															
0	2104															
+10	2148															
+20	2192															
Актуальная рентабельность электростанции (включая рынки электроэнергии и мощности)	Текущие убытки, если они могут быть снижены во время модернизации, позволяют станции снизить заявку при сохранении ожидаемой доходности от проекта. Высокая маржинальность станции на рынках РСВ и КОМ делает участие в КОММОД менее эффективным.	<p>млн руб./МВт</p> <p>EBITDA, млн руб./МВт</p> <table border="1"> <tr><th>EBITDA (млн руб./МВт)</th><th>Показатель эффективности (млн руб./МВт)</th></tr> <tr><td>1</td><td>2060</td></tr> <tr><td>0,6</td><td>2047</td></tr> <tr><td>0,2</td><td>2035</td></tr> <tr><td>-0,3</td><td>2023</td></tr> <tr><td>-0,7</td><td>2010</td></tr> <tr><td>-1</td><td>1998</td></tr> </table>	EBITDA (млн руб./МВт)	Показатель эффективности (млн руб./МВт)	1	2060	0,6	2047	0,2	2035	-0,3	2023	-0,7	2010	-1	1998
EBITDA (млн руб./МВт)	Показатель эффективности (млн руб./МВт)															
1	2060															
0,6	2047															
0,2	2035															
-0,3	2023															
-0,7	2010															
-1	1998															
Рост КПД электростанции после модернизации	Рост КПД в связи с реализацией мероприятий КОММОД позволяет снизить показатель эффективности электростанции	<p>млн руб./МВт</p> <p>Прирост КПД, п.п.</p> <table border="1"> <tr><th>Прирост КПД (п.п.)</th><th>Показатель эффективности (млн руб./МВт)</th></tr> <tr><td>0</td><td>2060</td></tr> <tr><td>+2</td><td>2010</td></tr> <tr><td>+4</td><td>1949</td></tr> <tr><td>+6</td><td>1887</td></tr> <tr><td>+8</td><td>1813</td></tr> <tr><td>+10</td><td>1764</td></tr> </table>	Прирост КПД (п.п.)	Показатель эффективности (млн руб./МВт)	0	2060	+2	2010	+4	1949	+6	1887	+8	1813	+10	1764
Прирост КПД (п.п.)	Показатель эффективности (млн руб./МВт)															
0	2060															
+2	2010															
+4	1949															
+6	1887															
+8	1813															
+10	1764															

РЕЗУЛЬТАТЫ ОТБОРОВ

КОНКУРЕНЦИЯ И МОЩНОСТИ

К настоящему моменту КОММОД затронул 25,3 ГВт из действующих 138 ГВт тепловых электростанций на ОРЭМ, которые будут остановлены для ремонта или полностью демонтированы. Заявленные мероприятия должны позволить ввести в эксплуатацию 26,8 ГВт обновленных мощностей в 2022–2027 гг. Прирост на 1,5 ГВт (6%) обеспечен увеличением паспортных характеристик установленной мощности турбин в 60% проектов.

Рис.5. Мощности в модернизации ТЭС, ГВт



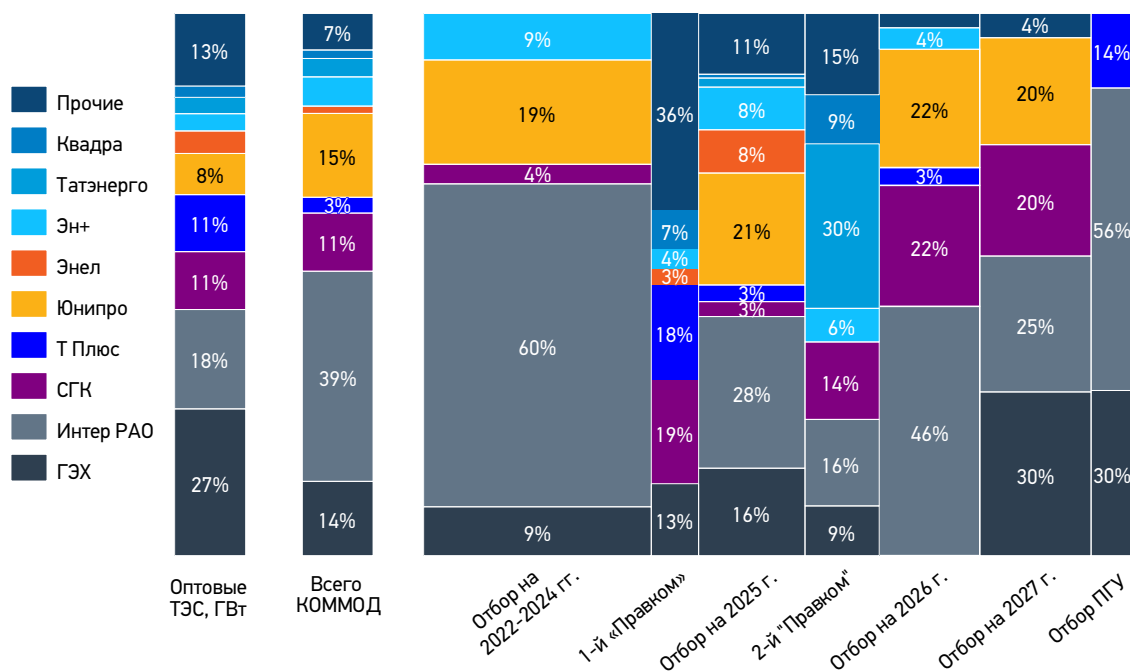
Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

Объем старых мощностей, подходящих по критериям для модернизации в отборах на 2022–2024 гг., 2025 г., 2026 г. и 2027 г., достигал 60 ГВт, то есть в 10-15 раз превышал годовую квоту на обновление, что создало условия для достаточно острой ценовой конкуренции.

При этом более низкие удельные затраты для замены и ремонта блоков большой мощности на конденсационных станциях по сравнению с ТЭЦ обеспечили им долю 75% в общей квоте. Так, например, успешно прошли отбор 9 из 15 работающих в ЕЭС России блоков К-800 (800 МВт).

Распределение проектов между компаниями также оказалось неравномерным. Группа «Интер РАО», владея 18% мощностей тепловых электростанций на ОРЭМ, выиграла 39% квоты на модернизацию, а, например, «Т Плюс», контролирующей 11% оптовых ТЭС, получил право на обновление лишь 3% от разыгранной квоты.

Рис.6. Конкуренция между компаниями в отборах КОММОД



Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

ГЛУБИНА МОДЕРНИЗАЦИИ

Один из ключевых мотивов госпрограммы КОММОД был связан с опасением возникновения дефицита генерации в условиях низких цен на мощность в КОМ, недостаточных не только для нового строительства, но и для обновления ТЭС. Исходя из этого риска для регулятора, разумно было стимулировать комплексные проекты замены ключевого энергетического оборудования – энергетических котлов, паровых и газовых турбин, генераторов⁹. Стоимость комплекса таких мероприятий примерно в 3 раза дешевле нового строительства, а оно могло бы потребоваться «завтра», в случае закрытия электростанций, экономически невостребованных «сегодня».

Но в конкурентных отборах на 2022–2025 гг. генераторам было разрешено заявить в качестве основных мероприятий такие проекты, как «замена и модернизация цилиндра высокого давления паровой турбины» (22 из 57 основных мероприятий) или «ремонт котлоагрегата» (18 из 57 основных мероприятий) с удельными нормативными типовыми капитальными затратами 5,5 и 6 тыс. руб./кВт.

В результате средневзвешенный уровень капитальных затрат на конкурентных отборах с поставкой мощности в 2022-2024 гг. и 2025 г составил 6,5 и 7,8 тыс.руб./кВт в 1-ой ценовой зоне,

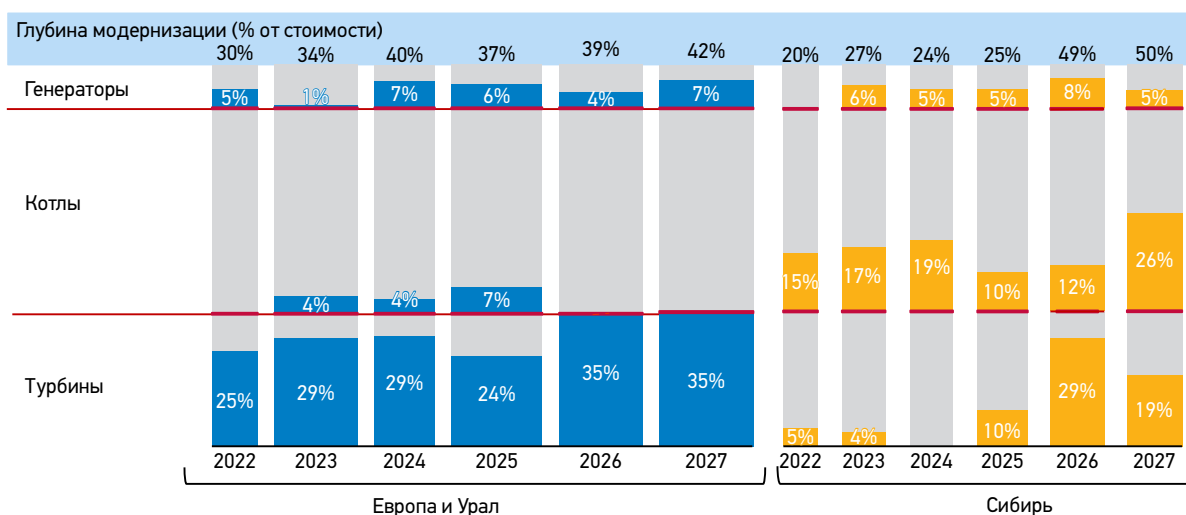
⁹ См. исследование VYGON Consulting «Модернизация ТЭС: Маневр уклонения от рынка?», 2017 г. - <https://vygon.consulting/products/issue-1084/>

9,9 и 9,6 тыс.руб./кВт во 2-ой ценовой зоне, то есть в 5 раз ниже, чем планировалось при разработке механизма¹⁰.

Таким образом, «эффективная» глубина модернизации, которая для целей настоящего исследования рассчитана как отношение заявленных типовых капитальных затрат к сумме капитальных затрат для комплексной модернизации (замены энергетического котла, паровой турбины и генератора, без учета реконструкции/строительства зданий), сложилась в первом (на 2022-2024 гг.) и втором (на 2025 г.) конкурентных отборах на уровне 30-40% в 1-ой ценовой зоне и 20-27% во 2-ой ценовой зоне.

Начиная с 3-го отбора на 2026 г. критерии для проектов изменились: «ремонт» теперь можно заявлять только в качестве дополнения к основному мероприятию по комплексной замене котла или турбины. В результате 33 из 36 проектов, отобранных на 2026 г., предполагают замену паровой турбины, в оставшихся 3 проектах заявлена замена котлоагрегата. Это позволило поднять расчетную глубину модернизации в 1-ой ценовой зоне до 42%, во 2-ой ценовой зоне до 50%.

Рис.7. Глубина модернизации отобранных на 2022–2027 гг. проектов (конкурентный отбор)

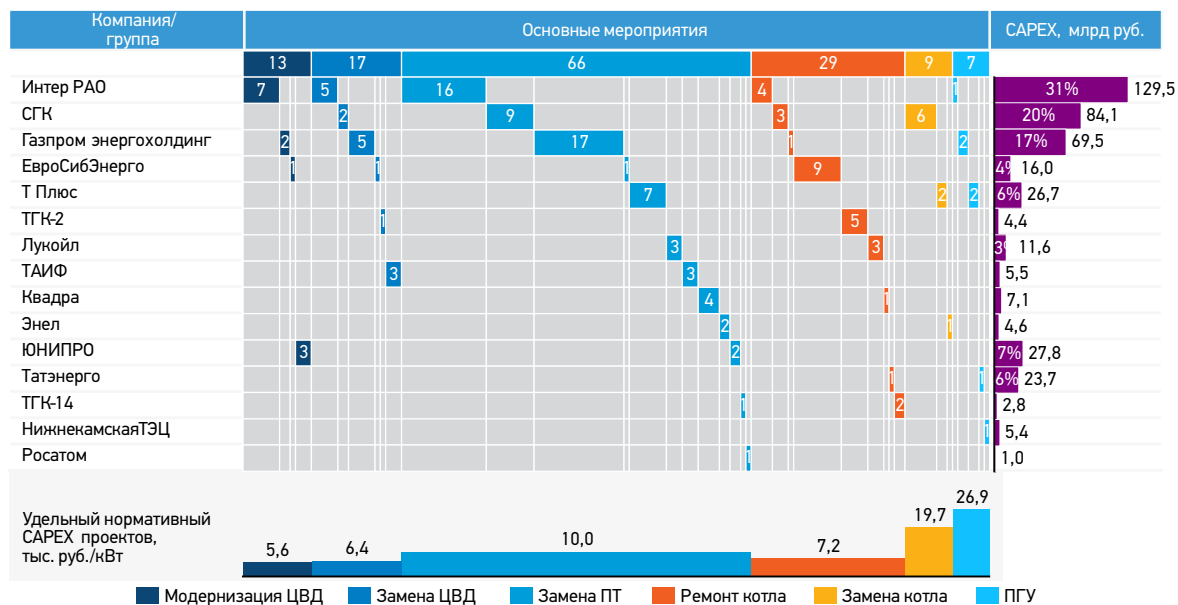


Источник: VYGON Consulting

По результатам отборов к 2027 г. компаниями должно быть проведено 141 основное мероприятие модернизации (всего проектов КОММОД – 127, в 14 проектах есть по 2 основных мероприятия). Лидеры по количеству проектов – «Интер РАО» (33 проекта), «Сибирская генерирующая компания» (20 проектов) и «Газпром энергохолдинг» (27 проектов)

¹⁰ Приложение к пояснительной записке Минэнерго России к проекту постановления «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций», 2018 г.

Таблица 2. Основные мероприятия компаний, отобранных в КОММОД

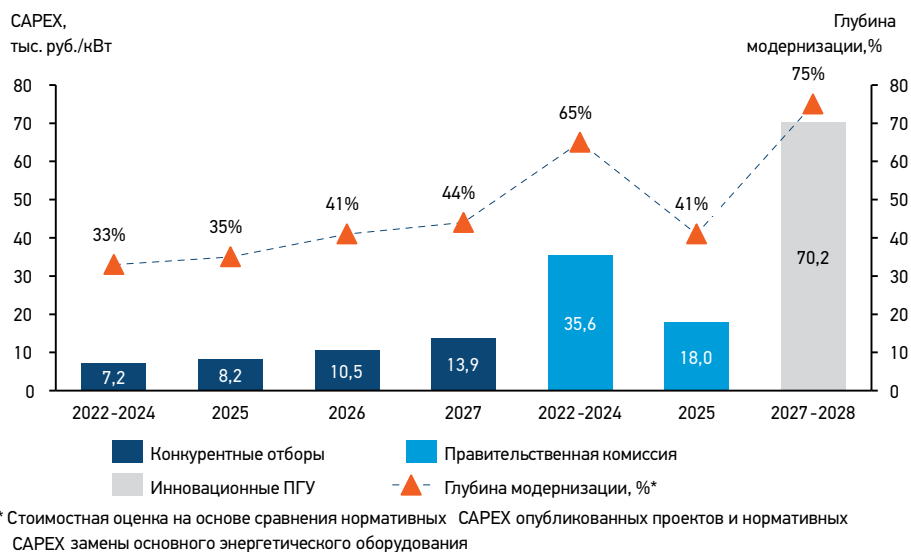


Источник: СО ЕЭС, YGON Consulting

РОЛЬ ПРАВИТЕЛЬСТВЕННОЙ КОМИССИИ

Невысокая глубина модернизации в конкурентных отборах на 2022–2025 гг. поставки мощности была отчасти компенсирована работой Правительственной комиссии, которая распределила право на модернизацию 4,6 ГВт или 17% от всех мощностей.

Рис.8. Удельные CAPEX на разных этапах отбора КОММОД

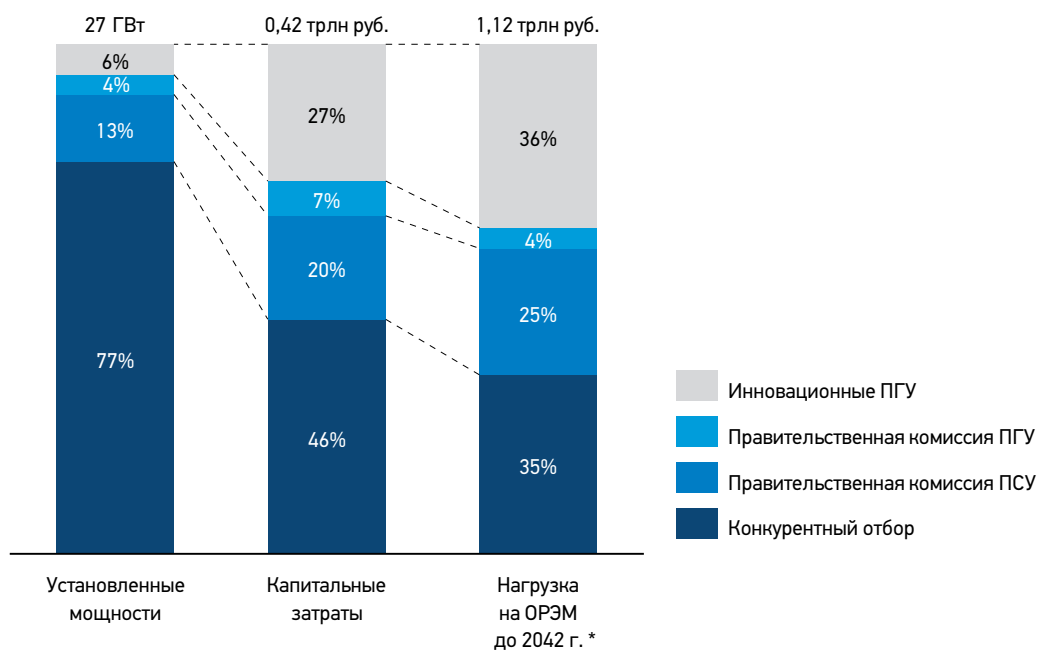


Источник: СО ЕЭС, YGON Consulting

Удельные капитальные затраты проектов, одобренных Правительственной комиссией, были в 1,8–5 раз выше чем в отборах в рамках конкурентных процедур.

17% установленных мощностей проектов КОММОД, выбранных по решению Правительственной комиссии, потребуют 27% всех капитальных затрат. При этом нагрузка на потребителей ОРЭМ на горизонте до 2042 г. составит около 330 млрд руб. (в ценах соответствующих лет), или 29% от общего объема платежей.

Рис.9. Распределение капитальных затрат и нагрузки на потребителей между конкурентным отбором, Правительственной комиссией и проектами инновационных ПГУ



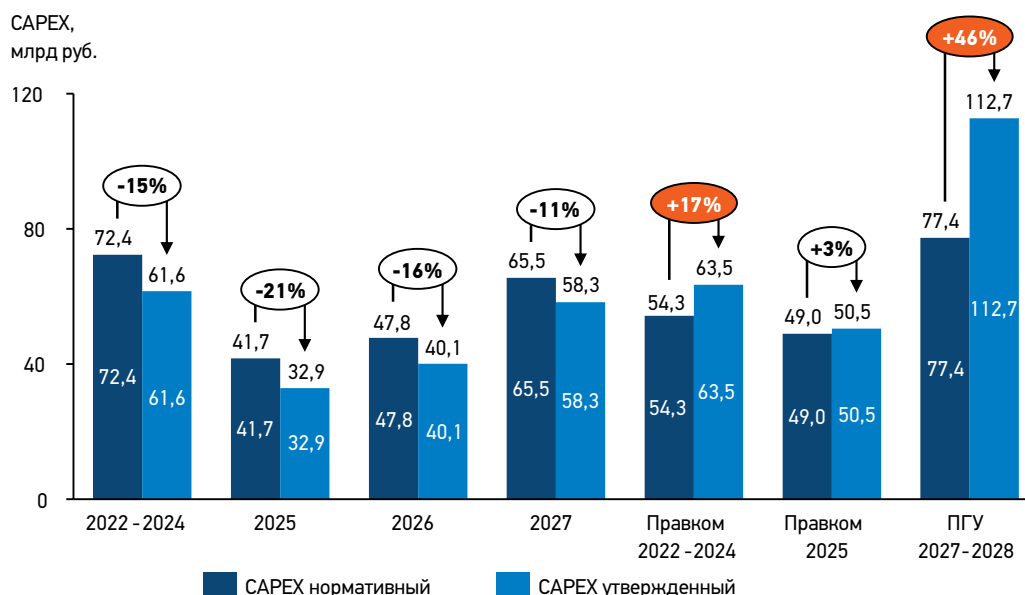
* в ценах соответствующих лет

Источник: СО ЕЭС, YGON Consulting

Ценовая конкуренция между проектами, рассматриваемыми Правительственной комиссией, была невысокой: если утвержденные капитальные вложения проектов в открытом конкурсе снижались относительно типовых в среднем на 5–20% (экономия – 28 млрд руб.), то одобренные Правкомом проекты стоили на 10 млрд руб. дороже типовых нормативных расценок¹¹.

¹¹ Правила определения величин предельных (максимальных и минимальных) капитальных затрат на реализацию проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, утв. Постановлением Правительства РФ от 25.01.2019 г. №43

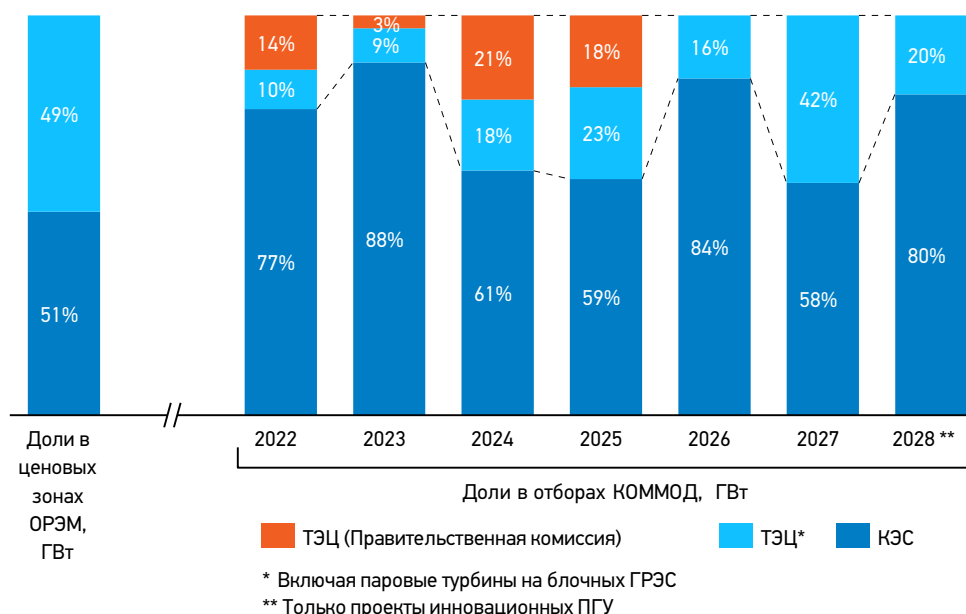
Рис.10. Снижение CAPEX относительно типового на различных этапах КОММОД



Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

Интересно, что Правительственная комиссия отдавала предпочтение модернизации когенерации (53% против 47%) и тем самым частично скорректировала итоги конкурентных отборов, где доля ТЭЦ для разных лет в общей квоте составляла от 9% до 42%.

Рис.11. Конкуренция между ТЭЦ и КЭС в отборах КОММОД

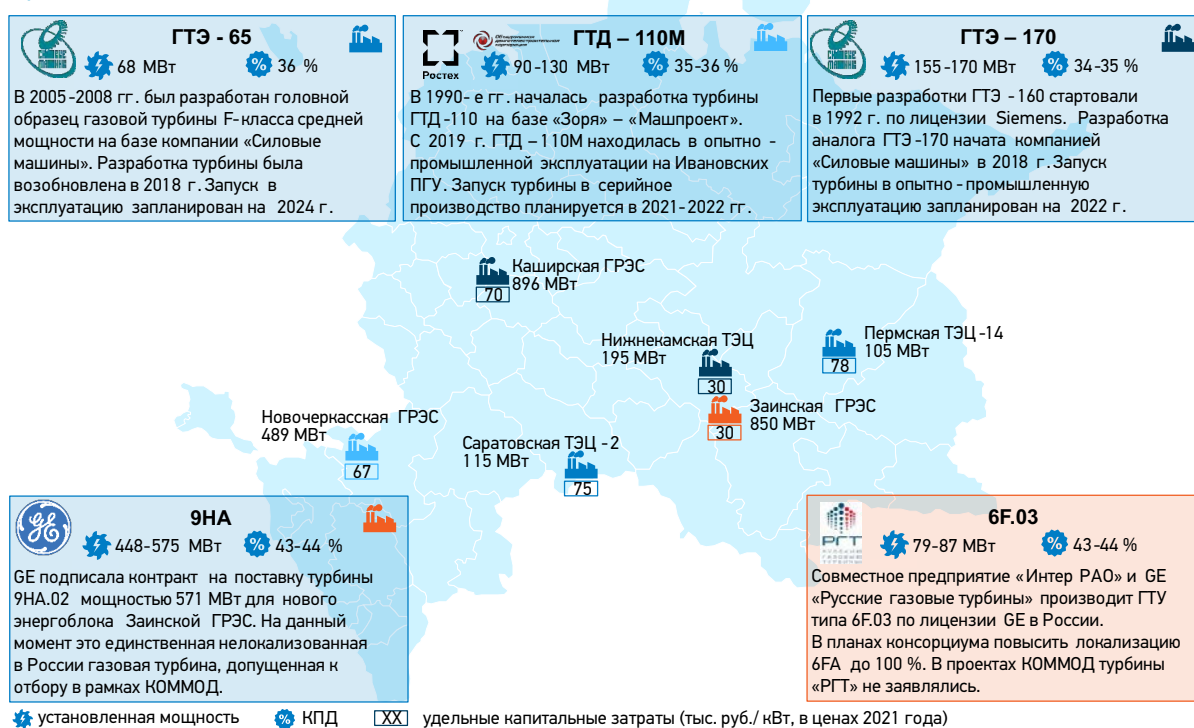


Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

ПАРОГАЗОВЫЙ ЦИКЛ

Капитальные затраты модернизации с надстройкой газовой турбиной, исходя из нормативных показателей, составляют от 25 до 112 тыс. руб./кВт (в ценах 2021 г.) в зависимости от мощности генерирующего объекта. Показатели эффективности проектов перевода ТЭС на парогазовый цикл, утвержденных Правительственной комиссией (Нижнекамская ТЭЦ и Заинская ГРЭС), находятся на уровне 2200–2400 руб./МВтч (в ценах 2021 г.), что на 3–12% дороже самого дорогого из прошедших конкурентных отборов в 1-ой ценовой зоне проектов и на 24% дороже среднего уровня.

Рис.12. Основные типы газовых турбин, используемых в рамках КОММОД (проекты ПГУ)

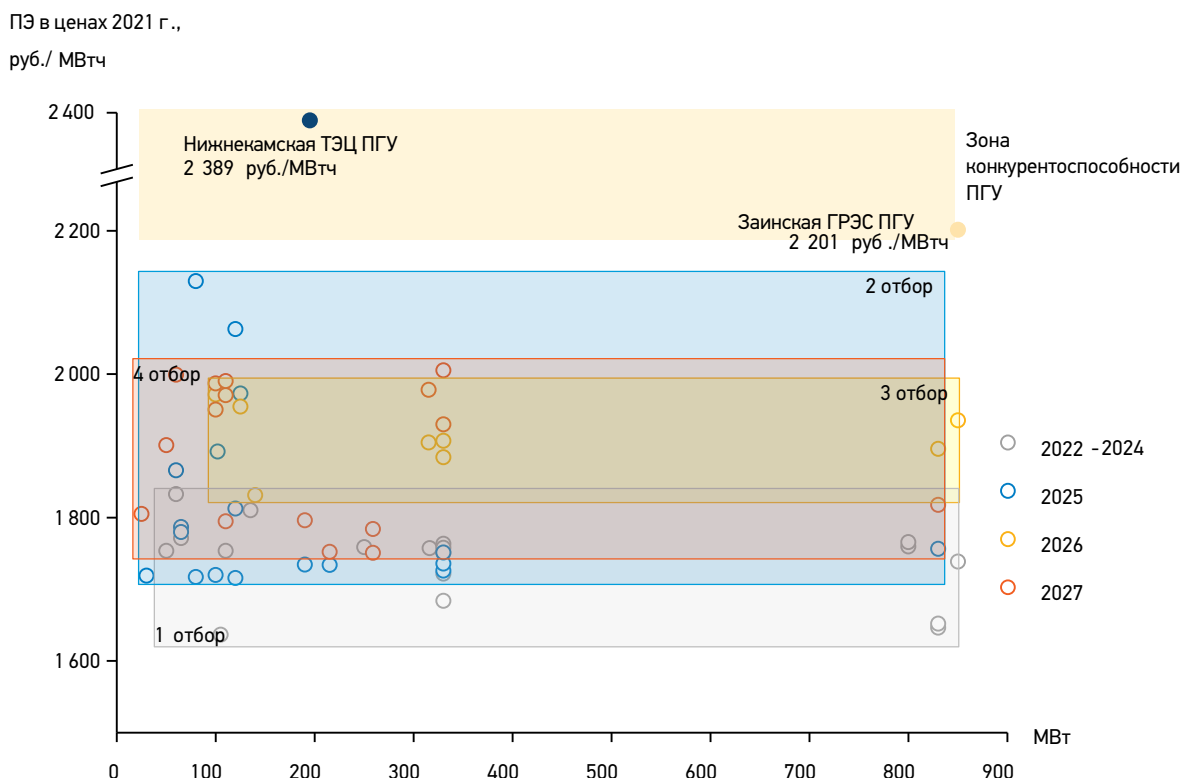


Источник: СО ЭЭС, YGON Consulting

Капитальные затраты на инновационные газовые турбины превышают затраты на модернизацию блоков Нижнекамской ТЭЦ и Заинской ГРЭС в 2,5 раза - 70 против 30 тыс. руб./кВт (в ценах 2021 г.), соответствующие показатели эффективности оказались выше в среднем на 62%. Вследствие этого цена мощности для покупателей ОРЭМ также будет существенно отличаться: 1,8-2,3 млн руб./МВт в месяц для инновационных ПГУ, против 0,4-0,8 млн руб./МВт в месяц для отобранных Правкомом.

12 Постановление правительства РФ от 25.01.2019 г. №43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций»

Рис.13. Диапазоны показателей эффективности в конкурентных отборах КОММОД



Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

Допустимый набор мероприятий для модернизации ТЭС в КОММОД ставит проекты ПГУ в заведомо неконкурентное положение. Самые эффективные надстройки ПГУ подразумевают отказ от энергетического котла, модернизацию или замену паровой турбины и, при изменении выдаваемой мощности, замену генератора (показатель эффективности 2300 руб./МВтч и выше). Расчетная глубина модернизации такого проекта составит более 80%.

Конкурирующие с ними проекты паросилового цикла могут ограничиться лишь заменой турбины или котла, показатели глубины обновления составят 25% и 38% соответственно. Таким образом, недорогие проекты ПСУ выигрывают в ценовой конкуренции, но могут быть худшим выбором с точки зрения обновления всей энергосистемы, что не учтено в текущем механизме сравнения проектов.

Таблица 3. Варианты эволюции механизма КОММОД

Вариант	Описание регуляторных изменений	Эффекты	Возможная доля вводов ПГУ
Квота ТЭЦ 50%	Отдельная квота (50% мощностей или платежей) для ТЭЦ в конкурентном отборе	<ul style="list-style-type: none"> Снижение уровня конкуренции в отборах (ТЭЦ не конкурируют с КЭС); ПЭ в отборах для ТЭЦ вырастут с 1829 до 2150-2200 руб./МВтч в 1 ЦЗ и повысят привлекательность проектов надстроек газовыми турбинами ТЭЦ 	До 15% квоты в 1-ой ценовой зоне
Комплексная модернизация	Обязательная модернизация комплекса оборудования – котел, паровая турбина и генератор	<ul style="list-style-type: none"> ПЭ проекта (газ, паросилового цикл) повысится с 1796 до 2200-2400 руб./МВтч, приблизившись к ПЭ проектов ПГУ 	До 25% квоты в 1-ой ценовой зоне
Бонусные модификаторы спарк-спреда	<p>Включение в цену мощности КОММОД для проектов ПГУ мультипликатора эффекта роста КПД</p> <p>Аналогичные меры могут быть приняты для угольных проектов ССКПП¹³ во 2-ой ценовой зоне</p>	<ul style="list-style-type: none"> Если генератор получит в цене КОММОД бонус к маржинальному доходу на РСВ (например, + 50% прогнозной маржи за счет роста КПД и выработки), ПЭ проектов ПГУ снизятся с 3167 до 2000 руб./МВтч Дополнительный стимул можно создать, предусмотрев «фиксацию» высокой базовой цены в ближайших узлах расчетной модели ОРЭМ на период окупаемости проекта Строительство ПГУ будет востребовано в наиболее дорогих энергорайонах ОРЭМ, что позволит оказать давление на цены РСВ и компенсировать бонусные эффекты для ПГУ 	40% и более от квоты в 1-ой ценовой зоне
Плата за углеродный след	В случае отражения платы за углеродный след в показателе эффективности, ПГУ получит преимущество перед паросиловыми блоками на уровне 400–600 руб./МВтч (40 евро/тонну CO ₂ -экв.)	<ul style="list-style-type: none"> ПЭ проекта (газ, паросилового цикл) повысится с 1800–2000 до 3600–3800, ПЭ наиболее эффективных ПГУ вырастут с 2200–2400 до 3500–3800 руб./МВтч, приблизившись к ПЭ проектов ПГУ 	60% и более квоты в 1-ой ценовой зоне

Источник: VYGON Consulting

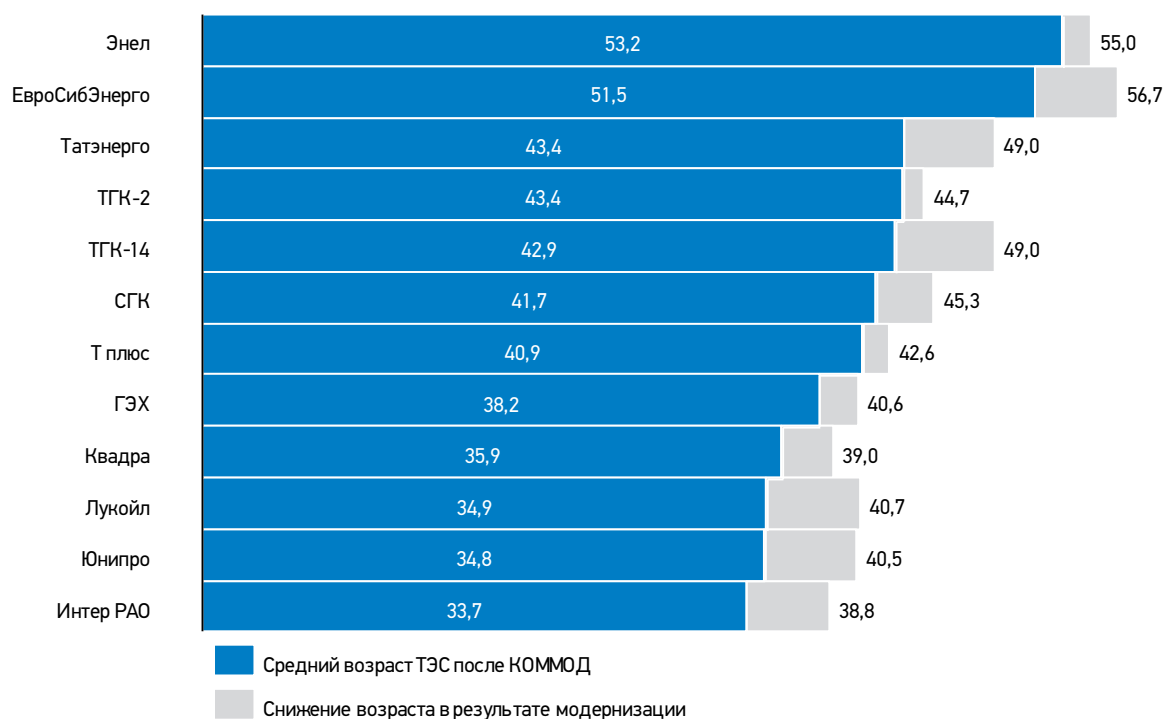
13 суперсверхкритические параметры пара

СИСТЕМНЫЕ ПРОГНОЗЫ

ВОЗРАСТ И ПАРКОВЫЙ РЕСУРС

Учитывая результаты прошедших отборов КОММОД «Интер РАО», «Юнипро» и «Лукойл» будут иметь один из самых молодых парков электростанций на рынке, но расчетный возраст энергоактивов отдельных компаний, например, «Энел» к 2026 г. может превысить 50 лет.

Рис.14. Средневзвешенный возраст ТЭС по компаниям на конец 2026 г., лет

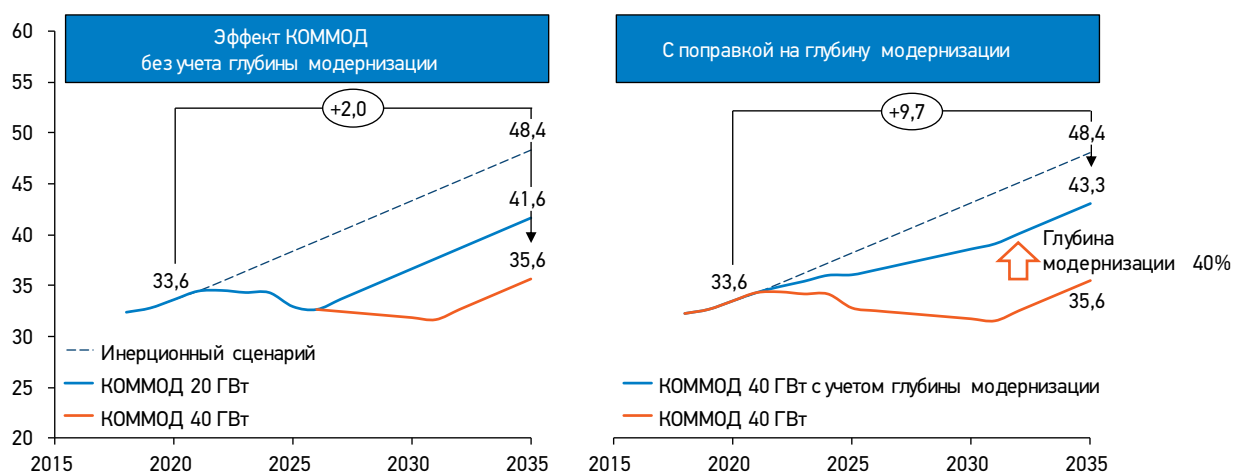


Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

Если же говорить о системных эффектах, то в условном «инерционном» сценарии в отсутствие новых вводов и выводов генерации и без учета программы КОММОД средневзвешенный возраст ТЭС к 2035 г. составил бы 48,6 лет, увеличившись с текущих 33,6 лет.

По результатам отборов модернизации ТЭС в 2022–2027 гг. будет обновлено 25 ГВт, что арифметически, с учетом обнуления ресурса соответствующих турбин и энергоблоков, соответствует снижению средневзвешенного возраста на 6,8 лет. Но поскольку модернизация носила фрагментированный характер, в 52 из 141 основного мероприятия (более трети проектов) были заявлены только ремонты цилиндров высокого давления (ЦВД) и котлов, еще в 59 менялось что-то одно – турбина либо энергетический котел, расчет среднего возраста и ресурса ТЭС в системе требует комплексного подхода.

Рис. 15. Эффект КОММОД в изменении среднего возраста ТЭС



Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

Если применить упрощенный корректирующий коэффициент, соответствующий доле стоимости замененного оборудования в полной стоимости замены основного оборудования (энергетический котел, паровая турбина, генератор), влияние отборов КОММОД на средний возраст электростанций в системе будет гораздо ниже.

С учетом средней глубины обновления в 44%, даже после завершения модернизации планируемых 43 ГВт мощностей, прогнозируемый средневзвешенный возраст снизится примерно на 5,1 лет. В отсутствие дополнительных инвестиций оптовые ТЭС в среднем к 2035 г. постареют на 9,9 лет, их возраст достигнет 43,5 лет.

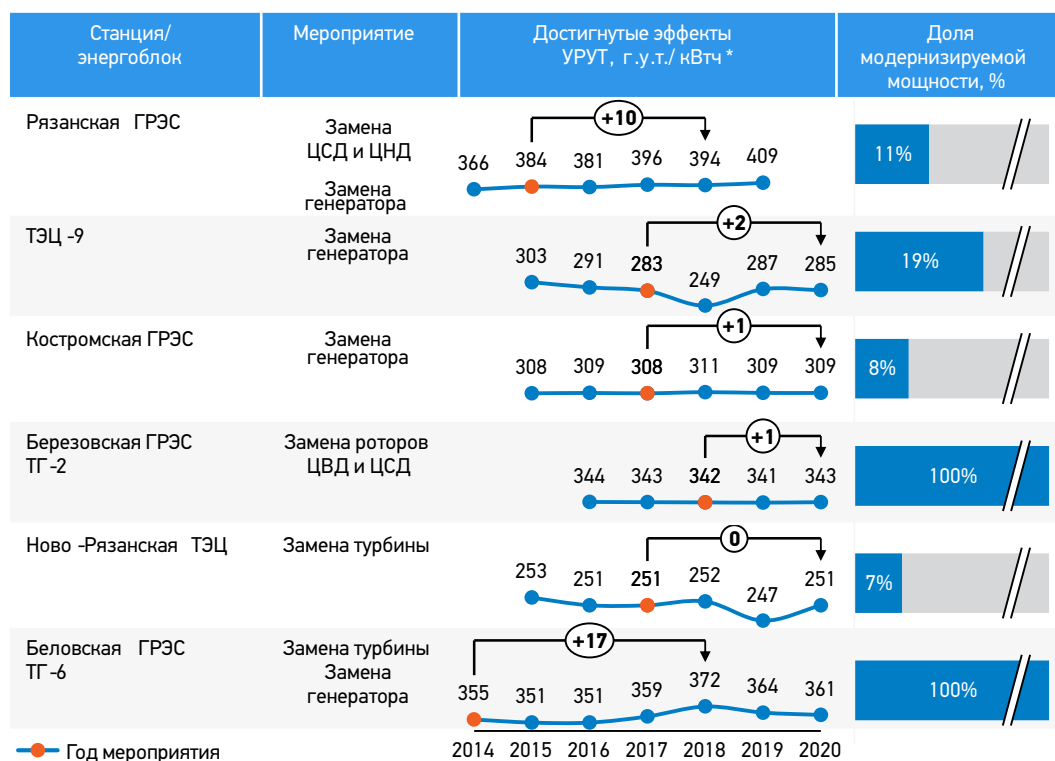
ТОПЛИВНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Такие проекты, как замена ЦВД, генератора или паровой турбины, аналогичные заявленным в КОММОД, осуществлялись генерирующими компаниями и ранее и не требовали при этом специальной программы модернизации.

При этом ретроспектива результатов такой модернизации говорит об исчезающе малых эффектах в части топливной экономичности для проектов ремонтов и замен турбин, энергетических котлов и генераторов.

Исходя из результатов состоявшихся отборов модернизации ТЭС значительного роста топливной эффективности в Единой энергетической системе России достигнуто не будет. Для части заявленных проектов рост индивидуальных показателей «нетто КПД» и УРУТ на отпуск электроэнергии будет связан с увеличением установленной и рабочей мощности турбин за счет оптимизации собственных нужд и роста отпуска энергии в сеть.

Таблица 4. Результаты реализации отдельных проектов модернизации ТЭС



* Фактические значения в соответствии с предложениями об установлении регулируемых тарифов и иными опубликованными в открытом доступе материалами. Для 2020 г. указаны плановые показатели компаний, согласно опубликованным предложениям об установлении регулируемых тарифов.

Источник: данные компаний, VYGON Consulting

Из 127 отобранных в КОММОД проектов модернизации только 7 предполагают надстройку парогазовой установки, а значит и плановый рост КПД до 52–63%. При этом 2 проекта были одобрены Правительственной комиссией, а не прошли открытый конкурсный отбор, а 5 проектов распределены в рамках специальной квоты (1,6 ГВт) для инновационных газовых турбин.

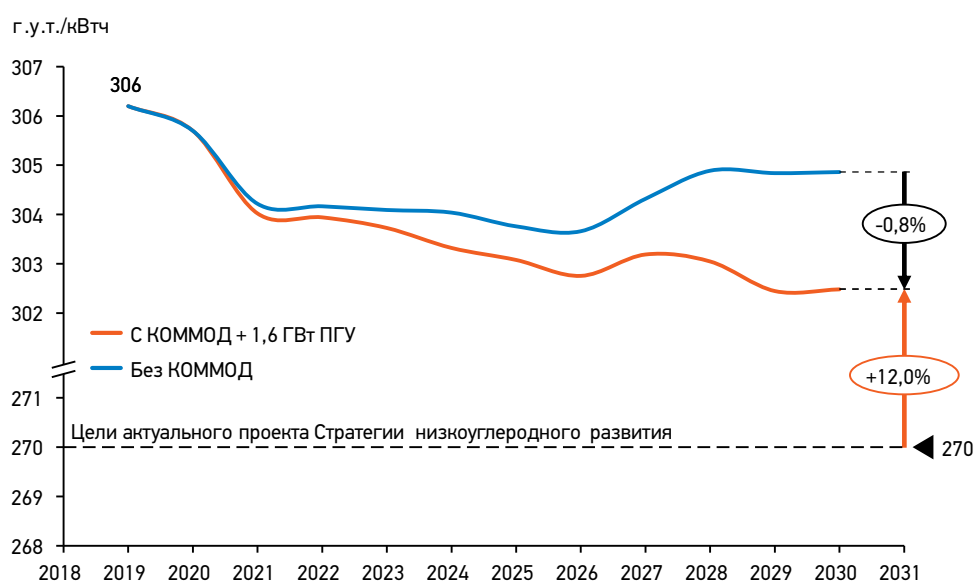
Основной эффект – порядка 2,4 граммов экономии условного топлива (0,8%) на каждый киловатт-час в ценовых зонах ЕЭС России, будет достигнут в случае своевременного запуска и эффективной работы новых проектов парогазового цикла, утвержденных Правительственной комиссией¹⁴ (1 ГВт мощностей в Республике Татарстан) и вводами парогазовых станций с эффективностью 50–52% по уже утвержденной квоте в 1,6 ГВт в 2027–2028 гг.

¹⁴ Распоряжения Правительства РФ от 02.08.2019 №1713-р, от 07.02.2020 г. №232-р

Именно на проекты модернизации тепловой генерации Минэкономразвития России возлагает максимальные надежды в рамках проектов Стратегии долгосрочного развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. и Комплексного плана мероприятий по повышению энергетической эффективности экономики РФ. Согласно Базовому сценарию стратегии к 2030 г. удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии снижается до 270 г/кВтч, однако анализ результатов, достигаемых в результате программы КОММОД, показывает, что в 2030 г. фактическое превышение показателя удельного расхода условного топлива относительно планируемого в стратегии составит 12%.

С точки зрения топливной эффективности разыгранные в рамках КОММОД 70% квот будут в 10–15 раз менее значимы чем программа ДПМ ТЭС, во время реализации которой УРУТ в энергосистеме снизился на 9%.

Рис. 16. Прогноз топливной эффективности оптовых ТЭС в ценовых зонах

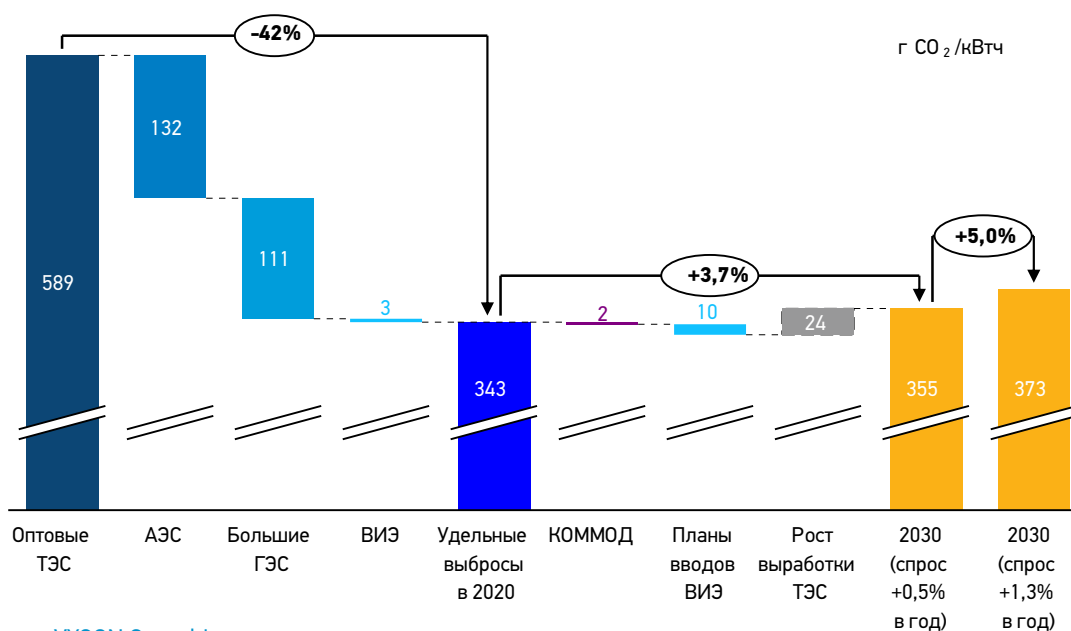


Источник: данные компаний, VYGON Consulting

УГЛЕРОДНЫЙ СЛЕД

Учитывая низкую результативность в части повышения топливной эффективности, модернизация ТЭС в ценовых зонах оптового рынка не приводит и к качественным изменениям с точки зрения выбросов парниковых газов в электроэнергетике. По нашим оценкам, к 2030 г. проекты, реализуемые в рамках КОММОД, приведут к снижению выбросов в ценовых зонах оптового рынка на 2 г CO₂-экв./кВтч, то есть менее чем на 1% от текущих 343 г CO₂-экв./кВтч.

Рис.17. Углеродный след в ценовых зонах ОРЭМ



Источник: VYGON Consulting

Вклад программы ДПМ ВИЭ в тех же условиях составит около 12 г CO₂-экв./кВтч. При этом удельный показатель выбросов парниковых газов в ценовых зонах оптового рынка к 2030 г. относительно 2020 г. в сценарии ежегодного роста спроса на 0,5%, сохранении текущего уровня мощностей атомной и гидрогенерации может вырасти, поскольку 80% нового спроса будет покрыто выработкой тепловой генерации. Большой объем потребления может потребовать нового строительства мощностей или увеличения загрузки ТЭС с ростом среднего удельного расхода топлива и выбросов парниковых газов.

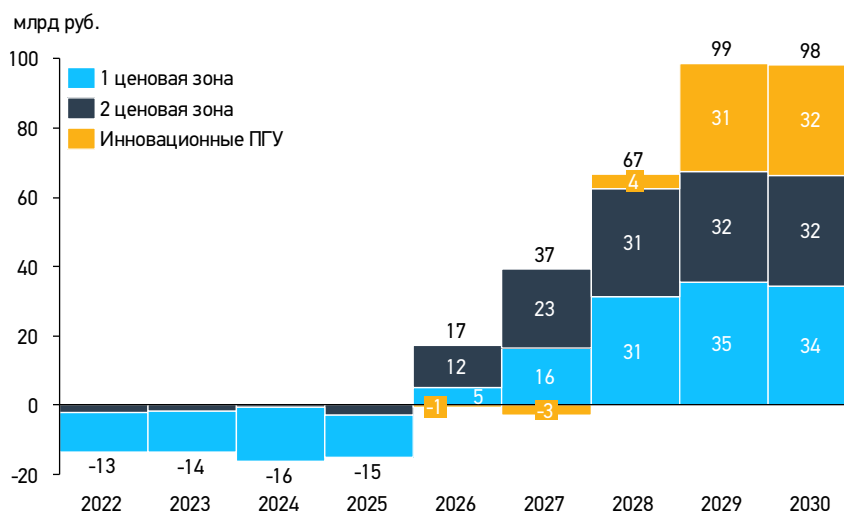
В сценарии роста спроса на электрическую энергию на 1,3% в год удельные выбросы в ценовых зонах ОРЭМ могут вырасти к 2030 г. на 9%, составив около 373 г CO₂-экв./кВтч.

ПЛАТЕЖИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Совокупный платеж потребителей оптового рынка в 2022–2035 гг. по отобранным на 2022–2027 гг. проектам будет зависеть от фактических темпов роста цены РСВ, инфляции и ставки долгосрочных государственных облигаций, корректирующих формулу цены для снятия странового риска с инвесторов. Исходя из текущих макроэкономических прогнозов до 2035 г. потребители заплатят около 1,7 трлн руб. (в ценах соответствующих лет).

При этом фактическая нагрузка – сверх прогнозных уровней цены на мощность в сегменте КОМ составит порядка 713 млрд руб. до 2035 г. с пиковым значением в 2029 г. – около 99 млрд руб.

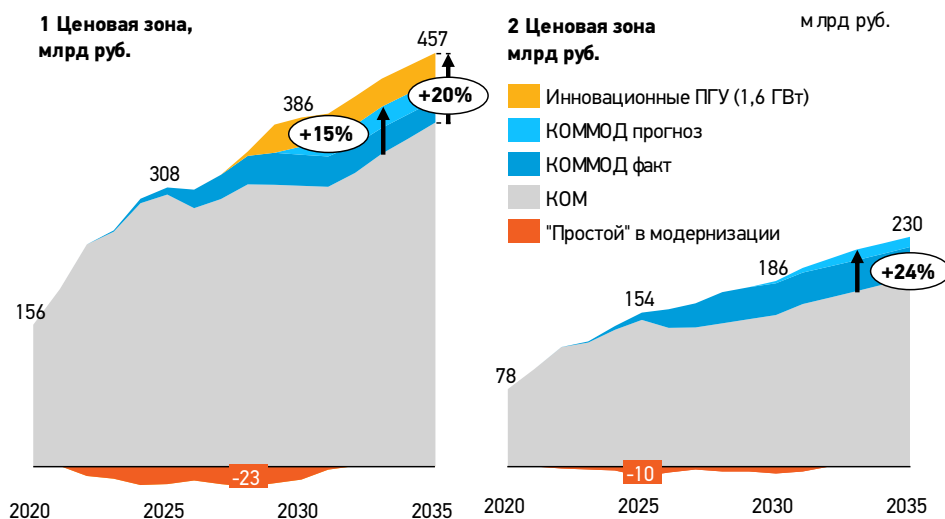
Рис.18. Нагрузка на оптовый рынок проектов модернизации, отобранных на 2022-2027 гг. (в ценах соответствующих лет)



Источник: VYGON Consulting

Дополнительная годовая нагрузка от КОММОД (сверх цены КОМ и РД) составит порядка 15% (20% с учетом проектов ПГУ) от платежа на мощность в 1-ой ценовой зоне и порядка 24% во 2-ой ценовой зоне.

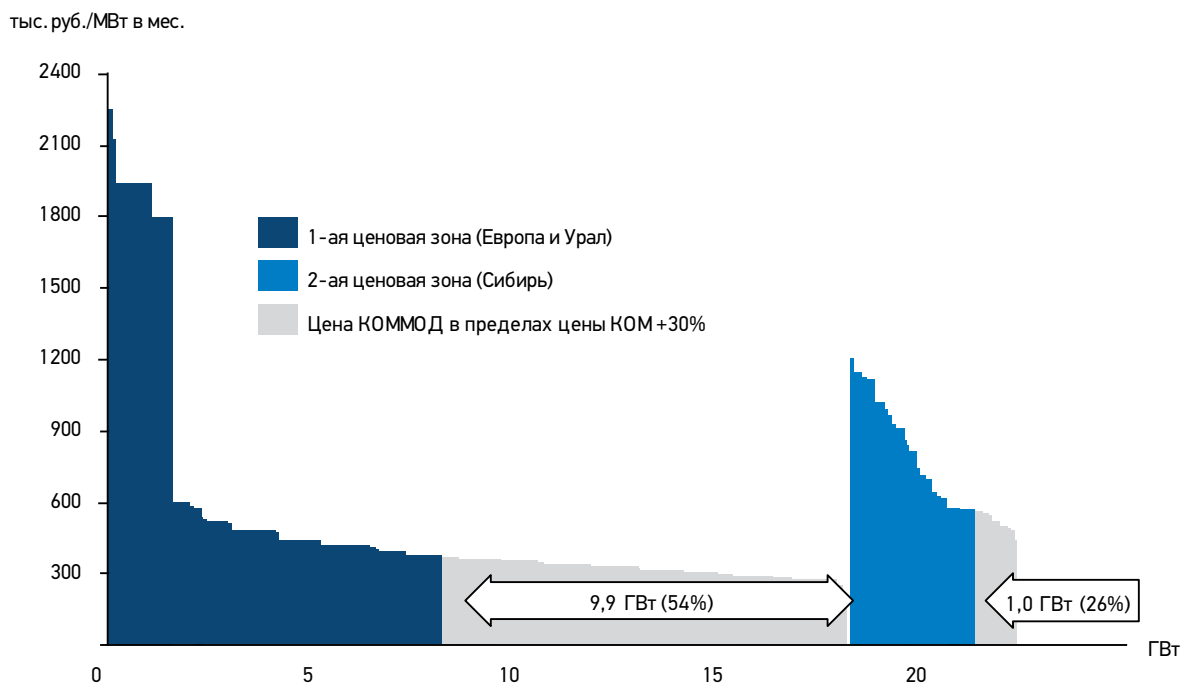
Рис.19. Нагрузка на оптовый рынок от объектов КОММОД в 2021-2035 гг. (в ценах соответствующих лет)



Источник: VYGON Consulting

Необходимо отметить, что значительная часть объектов, отобранных в конкурентном КОММОД, получит прирост цены на мощность в пределах 30% прогнозной цены КОМ. Так в 1-ой ценовой зоне – это 9,9 из 18,2 ГВт (54%), а во 2-ой – 1,0 ГВт из 4,1 ГВт (26%).

Рис.20. Прогнозные цены на мощность в КОММОД (1-ая и 2-ая ЦЗ), конкурентный отбор



Источник: VYGON Consulting

ГАРАНТИИ ПОСТАВКИ МОЩНОСТИ

В рамках действующего механизма КОММОД допускается возможность одностороннего выхода оператора электростанции из договора о предоставлении мощности. Возврат из модели поставки мощности по спецконтракту ДПМ в общий конкурентный рынок КОМ может быть произведен без какого-либо штрафа – в случае если заявка поступит до проведения очередного КОМ, то есть за 6 календарных лет.

Таким образом, «материальные» гарантии поставки мощности модернизированных объектов на 16-летний срок контрактов КОММОД отсутствуют. Стимулы генераторов к продолжению эксплуатации станции остаются в плоскости экономики, и будущее мощностей ТЭС на оптовом рынке по-прежнему зависит от формирующейся цены в сегменте КОМ.

В 2021 г., уже после контрактации около половины мощностей в рамках механизма КОММОД, регулятор запретил вывод из эксплуатации любого объекта генерации, построенного с гарантиями о возврате инвестиционных вложений (ДПМ, КОММОД и аналоги), в течение 25 лет с даты запуска.

Важно, что он «задним числом» снижает эффективность для отдельных проектов, даже тех, что уже поставляют мощность на ОРЭМ. Но само положение о запрете (как и постановление Правительства¹⁵) действует лишь до 2027 г. и не содержит экономических стимулов для четкого исполнения.

Ключевым фактором, определяющим темпы закрытия старых мощностей, должна стать реализация актуальных положений по выводу объектов энергетики из эксплуатации¹⁶. На сегодняшний день эксплуатация порядка 8 ГВт¹⁷ мощностей на оптовом рынке неэффективна для собственников и энергосистемы. Закрытие ТЭС и строительство замещающих мощностей в рамках механизма КОМ новых генерирующих объектов должно стать одной из практических бизнес-опций оптимизации портфеля активов энергокомпаний.

15 Постановление Правительства РФ от 30.01.2021 N 86

16 Постановление Правительства РФ от 30.01.2021 N 86

17 Доклад Министра энергетики РФ в Совете Федерации «О результатах деятельности Минэнерго России и отраслей ТЭК в 2020 году и ключевых задачах на предстоящий период»

Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер, являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как призыв или рекомендация к совершению каких-либо действий.

ООО «ВЫГОН Консалтинг» и его сотрудники не несут ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник ООО «ВЫГОН Консалтинг».

VYGON Consulting

123610, Россия, Москва, Краснопресненская наб., 12,
3-й подъезд, офис 1608-1610

тел.: +7 495 543 76 43

e-mail: info@vygon.consulting

web: <http://vygon.consulting>

