

Консолидированные финансовые и производственные результаты деятельности Группы «Интер РАО» за I полугодие 2018 года

15 августа 2018 года



Основные факторы, определившие финансовые и операционные результаты Группы

1

ГЕНЕРАЦИЯ В РФ:

- Ввод в эксплуатацию 1 790 МВт новой генерирующей мощности в рамках договоров о предоставлении мощности (ДПМ);
- Ввод в эксплуатацию арендуемых объектов ООО «Калининградская генерация» (Талаховская ТЭС и Маяковская ТЭС);
- Рост цен на мощность, реализуемую в сегменте конкурентного отбора мощности (КОМ);
- Неблагоприятная ценовая конъюнктура на рынке на сутки вперёд (РСВ): в первой ценовой зоне снижение цен на электроэнергию на 2,1% и незначительное повышение цен на электроэнергию во второй ценовой зоне на 0,6%;
- Рост среднеотпускных тарифов на тепловую энергию для конечных потребителей по российским активам Группы на 4,4%, а также снижение средней температуры наружного воздуха в регионах присутствия станций.

2

СБЫТ В РФ:

- Рост среднеотпускных цен для конечных потребителей вследствие увеличения регулируемых (сетевого тарифа) и нерегулируемых составляющих (ДПМ ТЭС, АЭС, ВИЭ, а также надбавки на выравнивание тарифов в ДФО).
- Расширение регионов присутствия и абонентской базы по гарантирующим поставщикам и нерегулируемым сбытовым компаниям Группы;
- Активное развитие сегмента дополнительных сервисов.

3

ТРЕЙДИНГ:

- Увеличение экспорта электроэнергии в Финляндию на 15%, а также импорта электроэнергии из Казахстана на 35%;
- Рост цены на бирже электроэнергии Nord Pool в зоне Литва и Финляндия;
- Ослабление среднего курса национальной валюты РФ по отношению к основным валютам экспортных контрактов на поставку электроэнергии (снижение к евро – на 14,5%).

4

ЗАРУБЕЖНЫЕ АКТИВЫ:

- Увеличение платы за готовность мощности Trakya Elektrik;
- Рост среднего тарифа продажи электроэнергии АО «Теласи»;
- Возобновление прямых поставок электроэнергии в Молдавию.





I. Результаты операционной деятельности

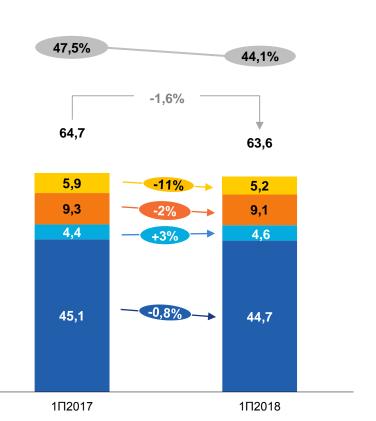


Производство электроэнергии и тепла

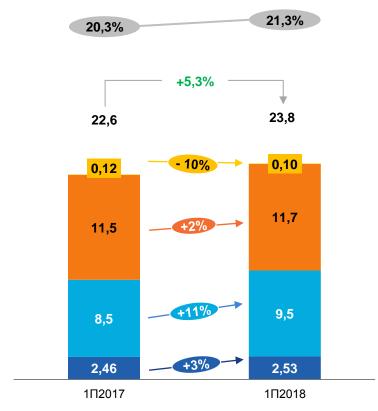
Динамика выработки электроэнергии

Динамика отпуска теплоэнергии с коллекторов

ТВт*ч







[■]Группа «Интер РАО — Электрогенерация» (1) ■ Группа «ТГК-11» и Группа «Томская генерация» ■ Группа «БГК» ■ Зарубежная генерация (2)

—#% → Динамика выработки электроэнергии/отпуска теплоэнергии с коллекторов x% КИУМ на э/э и т/э

Снижение выработки электроэнергии вследствие оптимизации состава включённого генерирующего оборудования

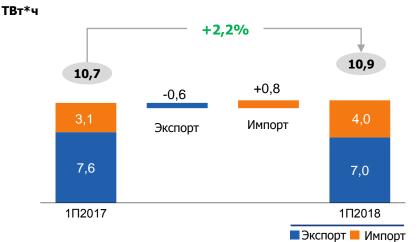
⁽¹⁾ Включает АО «Интер РАО - Электрогенерация» и ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»

⁽²⁾ Включает результаты АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»



Внешнеэкономическая деятельность*

Объемы экспортно-импортных операций



Динамика экспорта электроэнергии и ценовой спрэд



Спрэд цен на э/э в РФ (Европа и Урал) и Финляндии (правая ось)Спрэд цен на э/э в РФ (Европа и Урал) и Литве (правая ось)

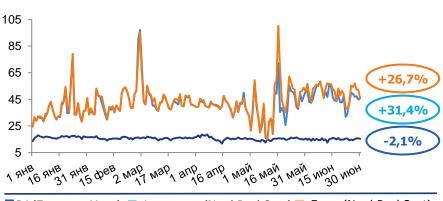
■Объём экспорта в Финляндию ■ Объём экспорта в Литву

Структура экспорта/импорта за 1П2018



Динамика спотовых цен на электроэнергию

€/МВт*ч



■РФ(Европа и Урал) ■ Финляндия(Nord Pool Spot) ■ Литва(Nord Pool Spot)

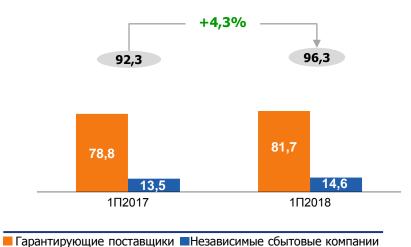
#% Динамика спотовых цен год к году



Сбыт электроэнергии

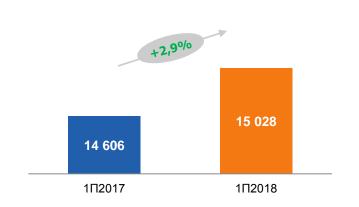


ТВт*ч



Размер клиентской базы

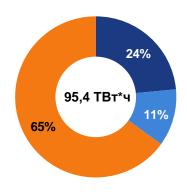
тыс. абонентов



География присутствия сбытового бизнеса



Структура реализации электроэнергии на розничном рынке



[■] Население и приравненные к нему категории потребителей

[■] Прочие потребители ■ Компенсация потерь





II. Повышение операционной эффективности

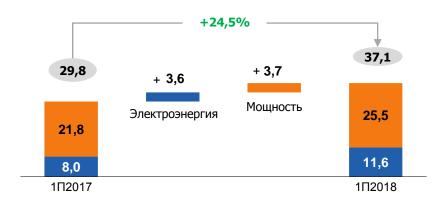




Повышение операционной эффективности электрогенерирующего бизнеса⁽¹⁾

Увеличение выручки по объектам ДПМ⁽²⁾

млрд руб.



- (1) Включает АО «Интер РАО Электрогенерация» и ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»
- (2) На слайде представлена выручка по объектам ДПМ, сальдированная по значению продажи и покупки электроэнергии и мощности

Загрузка новых высокорентабельных энергоблоков

Выработка высокорентабельного оборудования увеличилась на 8%



Переаттестация оборудования

МВт

Эффект от переаттестаций установленной мощности⁽³⁾: **288 млн рублей** Прирост по итогам переаттестации⁽⁴⁾: **185 МВт**



- (3) От переаттестаций, проведенных за 2017 -2018 г.г.
- (4) Среднее значение объема переаттестованной мощности за 1П2018 года

Оптимизация загрузки низкорентабельной генерации

млн кВт*ч



^{*} с учётом работы блока с июня 2017 года

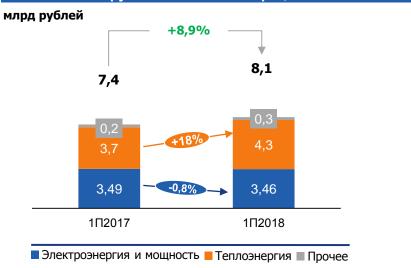


Повышение операционной эффективности теплогенерирующего бизнеса





Динамика маржинальной прибыли Группы «ТГК-11» и Группы «Томская Генерация»

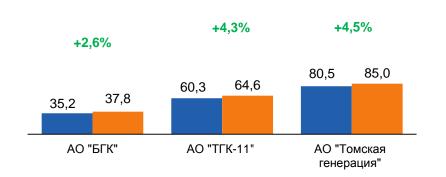


Уровень собираемости платежей за теплоэнергию



Выработка электроэнергии в теплофикационном режиме



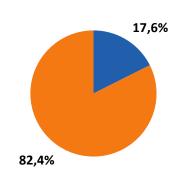




Повышение операционной эффективности розничного бизнеса

Доля на российском розничном рынке



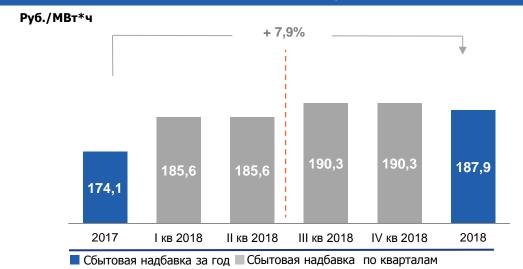


Сбыты Группы «Интер РАО»
Другие сбытовые компании

Маржинальная прибыль по ДПС



Динамика сбытовой надбавки гарантирующим поставщикам⁽¹⁾

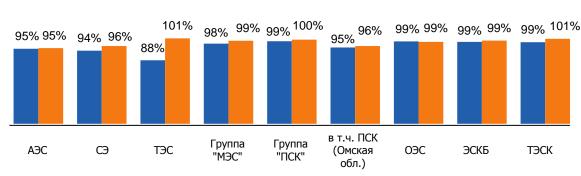


(1) На основе средневзвешенных сбытовых надбавок по гарантирующим поставщикам Группы без учёта ООО «ЭСВ»

Уровень собираемости платежей по гарантирующим поставщикам

%

Средний уровень собираемости платежей за 6 месяцев 2018 года составил 99%*



^{*}c учётом результатов деятельности ООО «Энергосбыт Волга» с 01.04.2018





III. Финансовые результаты по МСФО





Ключевые финансовые показатели

(млрд руб.)	1П2018	1П2017	Изменение
Выручка	460.7	413.8	11.3%
Операционные расходы	422.4	388.0	8.9%
Операционная прибыль	43.5	29.3	48.3%
EBITDA	59.4	48.1	23.5%
Рентабельность по EBITDA	12.9%	11.6%	10.9%
Чистая прибыль	38.3	30.8	24.4%
Капитальные расходы	13.8	12.3	11.7%
′млрд руб.)	30.06.2018	31.12.2017	Изменение
1 того активы	674.9	639.1	5.6%
И того капитал	469.0	461.5	1.6%
Кредиты и займы ⁽¹⁾	12.7	16.2	-21.5%
Обязательства по аренде ⁽²⁾	35.6	12.7	в 2.8 раза
Чистый долг ⁽³⁾	-132.6	-135.5	-

Примечания:

⁻здесь и далее в презентации все относительные процентные изменения показаны из расчёта в млн руб.

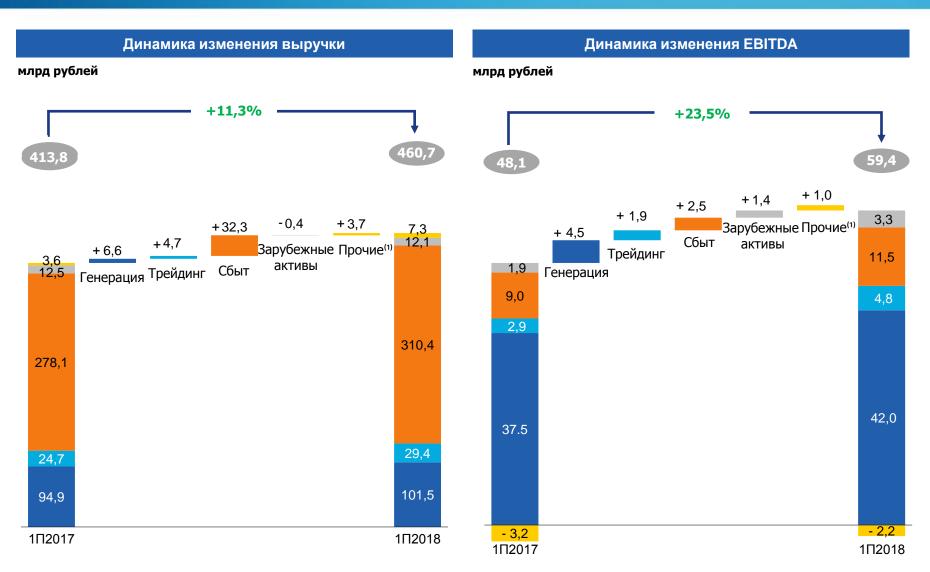
⁽¹⁾ С учётом доли долга в совместных предприятиях в размере 0,1 млрд руб. на 30.06.2018

⁽²⁾ В результате вступления в силу стандарта МСФО 16 «Аренда» в отчёте о финансовом положении на 31.12.2017 признаны обязательства по аренде в размере 12,3 млрд рублей. Общая сумма обязательств по аренде включая долю обязательств в совместных предприятиях составила 12,7 млрд рублей.

⁽³⁾ С учётом депозитов со сроком от 3 до 12 месяцев в размере 24.6 млрд руб. на 30.06.2018 (22,3 млрд руб. на 31.12.2017), обязательств по аренде в совместных предприятиях) в размере 35,6 млрд руб. (12,7 млрд руб. на 31.12.2017) и с учётом доли долга в совместных предприятиях в размере 0,1 млрд руб. на 30.06.2018



Динамика ключевых показателей



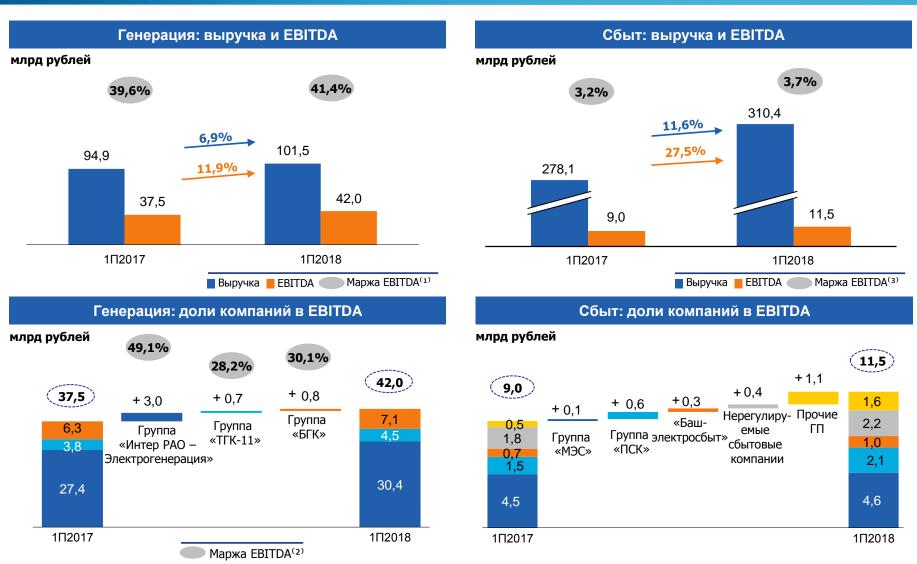
Примечание:

⁻ здесь и далее в презентации Генерация включает в себя финансовые результаты сегментов «Электрогенерация в РФ» и «Теплогенерация в РФ»

⁽¹⁾ Включает сегменты «Инжиниринг в РФ» и «Корпоративный центр»



«Генерация» и «Сбыт»



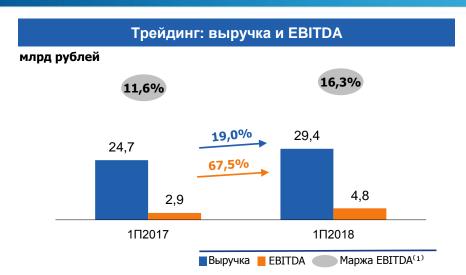
⁽¹⁾ Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (26., млрд рублей за 1 полугодие 2017 года и 28,7 млрд рублей за 1 полугодие 2018 года)

⁽²⁾ Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки за I полугодие 2018 года (по Группе «Интер РАО — Электрогенерация» - 20,9 млрд рублей; по Группе «ТГК-11» - 2,1 млрд рублей; по Группе «БГК» — 5,7 млрд рублей)

⁽³⁾ Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (0,8 млрд рублей за I полугодие 2017 года и 0,8 млрд рублей за 1 полугодие 2018 года).



«Трейдинг» и «Зарубежные активы»



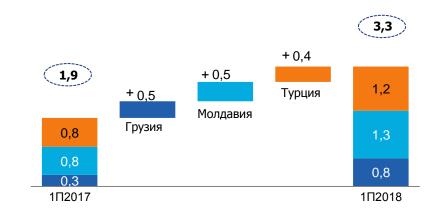


Трейдинг: доли стран в выручке



Зарубежные активы: доли стран в **EBITDA**

млрд рублей



- (1) Показатель «Маржа ЕВІТDA» рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (1,1 млрд рублей за I полугодие 2017 года и 1,3 млрд рублей за I полугодие 2018 года)
- (2) Белоруссия, Грузия, Южная Осетия, Азербайджан, Монголия, Норвегия, Латвия, Эстония, Украина и Польша

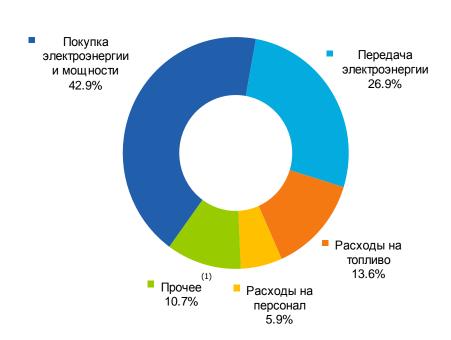


Консолидированные операционные расходы

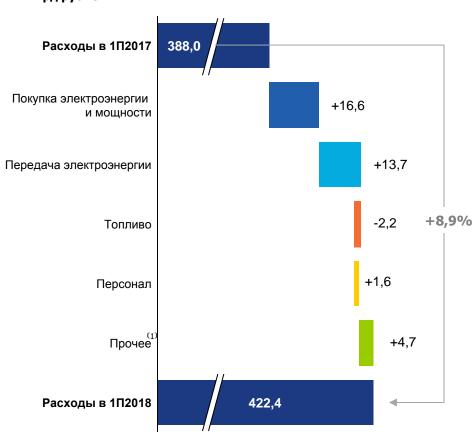








Консолидированные операционные расходы Группы «Интер РАО» за I полугодие 2018 года составили 422,4 млрд рублей

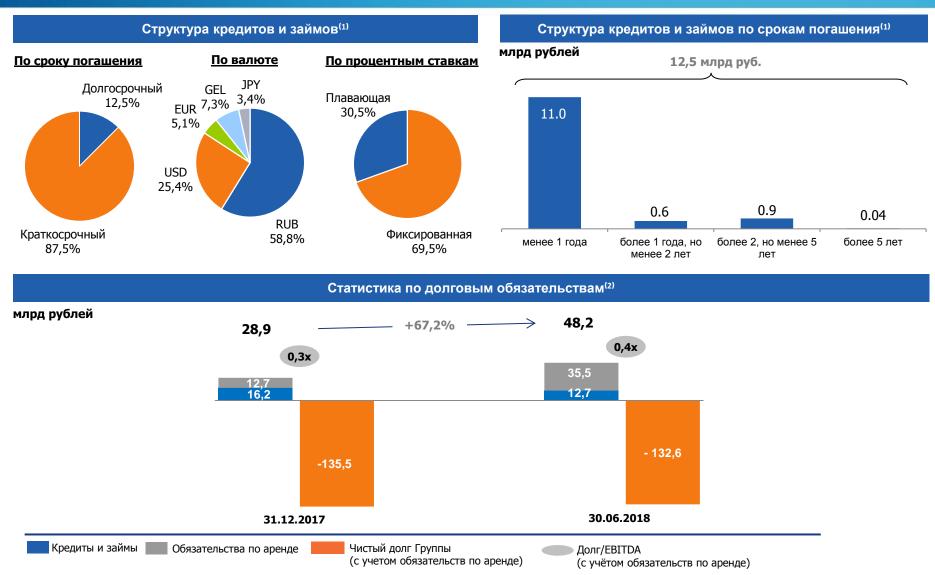


Темп роста консолидированной выручки Группы «Интер РАО» за I полугодие 2018 г. (+11,3%) превысил темп роста консолидированных операционных расходов (+8,9%)

⁽¹⁾ Прочие расходы включают в себя амортизацию, резервы по сомнительной дебиторской задолженности, прочие резервы, расходы по строительным контрактам и другие операционные расходы



Анализ долговых обязательств и ликвидности



⁽¹⁾ Без учёта доли долга в совместных предприятиях;

²⁾ Включает долю долга и обязательства по аренде в совместных предприятиях на 30.06.2018 в размере 0,1 млрд руб. и 0,4 млрд руб. соответственно, (на 31.12.2017 долю обязательства по аренде в СП в размере 0,4 млрд руб.) и депозиты со сроком погашения от 3 до 12 мес.





IV. Переход на эталонное регулирование





Переход на эталонное регулирование

Цели и задачи

- Определение четких и «прозрачных» процедур установления тарифов;
- Повышение результатов операционной деятельности регулируемых организаций;
- Повышение инвестиционной привлекательности за счёт долгосрочных методов тарифного регулирования;
- Развитие конкуренции в энергосбытовом секторе на основании применения лучших практик функционирования гарантирующих поставщиков на территории Российской Федерации, их дифференциация в зависимости от региона Российской Федерации и масштаба компании.

Основные характеристики

- Сбытовая надбавка устанавливается в руб./кВт*ч, а не в виде формулы;
- Предусмотрен поэтапный переход к эталонной НВВ в течение 2-3 лет;
- Сбытовая надбавка дифференцируется по группам потребителей, регионам и группам масштаба в зависимости от количества точек поставки;
- Эталонные затраты пересматриваются не чаще, чем раз в три года.

Составляющие эталонной выручки (НВВ) в соответствии с моделью эталонного сбыта⁽¹⁾:

Постоянные компоненты эталонных затрат

- Оплата труда, содержание помещений;
- Печать и доставка счетов;
- Колл-центры и интернет-обслуживание;
- Сбор показаний приборов учёта;
- Приём ГП оплаты без комиссии;

Постоянные компоненты установлены на три года и дифференцируются по региональным кластерам и группам масштаба в зависимости от количества точек поставки.

Переменные компоненты эталонных затрат

- Резерв по сомнительным долгам 1,5% от валовой выручки;
- % по кредитам ключевая ставка +4%;
- Неподконтрольные затраты (амортизация, налоги, капвложения из прибыли в соответствии с инвестиционной программой);
- Прибыль (РПП) 1,5% от валовой выручки без инфраструктурных услуг.

С 1 июля 2018 г. сбытовые надбавки (СН) ГП установлены по методу сравнения аналогов, при котором эталонная выручка (НВВ) формируется на основе эталонных затрат (ранее регулировалась по методу «затраты +»)



Новый порядок тарифообразования в теплоснабжении («Альтернативная котельная»)



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН от 29 июля 2017 №279-ФЗ

О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере Теплоснабжения

Вступил в силу с августа 2017 гола

Основные цели

- Изменение системы тарифообразования;
- Создание ценовых зон с предельной ценой АК;
- Определение зоны ответственности ЕТО в ценовых зонах.

Особенности нового порядка теплоснабжения

- Тарифообразование конечная цена на теплоэнергию ограничена уровнем цены альтернативной котельной (АК)
 - Уровень цены АК не выше расчётной цены «у потребителя» в зоне обслуживания
 - Если цена АК ниже текущего тарифа, конечная цена для потребителя замораживается до момента достижения цены АК
 - Если цена АК выше текущего тарифа, поэтапное повышение тарифа до уровня АК в течение 5 лет
- Новая зона ответственности ЕТО
 - Формирование и регулярная актуализация схемы теплоснабжения
 - Обеспечение реализации инвестиционных мероприятий, прописанных в схеме теплоснабжения
 - Преимущественное право на заключение концессионных соглашений без конкурса в рамках зоны деятельности
- Решение о переходе к новой модели добровольное и индивидуальное для каждого муниципалитета.
 Решение принимает Правительство РФ с согласия губернатора региона на основании заявки от муниципалитета и ЕТО.

ФУНКЦИИ КОНТРОЛЯ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ТЕПЛОЭНЕРГИЮ ЗАКРЕПЛЕНЫ ЗА АНТИМОНОПОЛЬНЫМИ ОРГАНАМИ ДЛЯ НЕДОПУЩЕНИЯ МАНИПУЛИРОВАНИЯ ДОМИНИРУЮЩИМ ПОЛОЖЕНИЕМ СО СТОРОНЫ ЕТО





V. Модернизация генерирующего оборудования



Этапы и параметры модернизации

Этапы проведения модернизации



Параметры модернизации

1 ОБЪЕМЫ И СРОКИ

2022		2023-2031	
1 Ц3 – 2,4 ГВт	2 Ц3 – 0,6 ГВт	1 Ц3 – 3,2 ГВт	2 Ц3 – 0,8 ГВт

- 2 УДЕЛЬНЫЕ САРЕХ
 - Типовой удельный Сарех для каждого вида поименованных в ПП работ.
 - Предельный Сарех. Величина, которую не может превышать сумма Сарех по работам:
 - 33 тыс. руб/кВт для газа
 - 54 тыс. руб/кВт для угля
 - 44 тыс.руб/кВт надстройка ГТУ (ожид.)

3 ЛОКАЛИЗАЦИЯ 90% (Методика Минпромторга)

- СРОК ДОГОВОРА И ОПЛАТА -16-летний договор, при этом:
- 1-й год оплата только OPEX
- 2-16 год компенсация Сарех с нормой доходности 14% с корректировкой на ОФЗ
- **ПОРЯДОК ИНДЕКСАЦИИ** Сарех индексируется с 01.01.2018 до года в котором производится отбор
- 6 СОБЛЮДЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИОННЫХ ТРЕБОВАНИЙ



Принципы отбора и оплаты мощности

Отбор

Показатель эффективности =
$$\frac{\text{Ц}capex + OPEX}{\text{КИУМ} \times 730}$$
 + Црсв $\times (1 - \text{Крсв})$ min

Составляющая платы за мощность

Составляющая платы за электроэнергию

КИУМ	фактический КИУМ генерирующего объекта за 3 года до отбора
730	среднее число часов в месяце
Црсв	средняя цена РСВ в ЦЗ за 12 месяцев до отбора
Крсв	норма прибыли в рынке электроэнергии (рентабельность)

Параметры конкуренции

- Капитальные затраты. Чем ниже, тем более конкурентен
- Эксплуатационные затраты. Чем ниже, тем более конкурентен
- Норма прибыли в рынке электроэнергии (Крсв). Чем больше прибыли готов отдать с рынка электроэнергии, тем более конкурентен. При отборе генератор берёт на себя ответственность за КИУМ и рентабельность в рынке электроэнергии

Оплата мощности

САРЕХ + НД	аннуитетный возврат инвестиций исходя из заявки с нормой доходности = 14% и корректировкой на доходность ДГО в течение 15 лет
OPEX	оплата исходя из заявки на конкурсе, с индексацией на (ИПЦ-0,1 п.п.)
Налоги	в платеж включен возврат налога на прибыль и налога на имущество
Црсв	средняя цена РСВ в месяце поставки в ГТП объекта
Крсв	заявленный при отборе Крсв
КИУМ	заявленный при отборе КИУМ
Ч	количество часов в месяце поставки

ОТБОР ПРОИЗВОДИТСЯ ПО ОДНОСТАВОЧНОЙ ЦЕНЕ, УЧИТЫВАЮЩЕЙ ПЛАТУ КАК В РЫНКЕ МОЩНОСТИ, ТАК И В РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Типы модернизации генерирующего оборудования

Типы модернизации и минимальный состав работ



КОТЁЛ

и

ТУРБИНА

Одно из 1.1 или 1.2:

- 1.1. Комплексная замена котла
- 1.2. Замена в полном объёме не менее 3-х элементов:
 - барабан
 - пароперегреватель
 - коллектор пароперегревателя
 - топочный экран
 - перепускные трубопроводы
 - трубопроводы между котлом и турбиной

Квалификационные требования для котла – год ввода ранее 40 лет до начала поставки по модернизации

Одно из 2.1 - 2.3:

- 2.1. Комплексная замена турбины
- 2.2. Надстройка ГТУ
- **2.3.** Замена ЦВД
- 2.4. Замена ЦВД плюс одно из:
 - ЦСД (ЦСД и ЦНД)
 - ЦНД

Квалификационные требования для турбины:

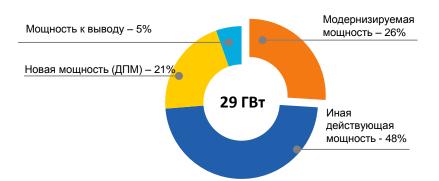
выработка паркового ресурса:

- Менее 50 МВт 270 тыс. час.
- 50-300 MBт 220 тыс. час.
- 300-500 MBт 170 тыс. час.
- Более 500 MBт 100 тыс. час.

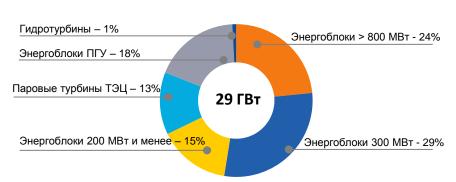
+ Опционально

- комплексная замена генератора
- замена ротора
- строительство градирни
- замена электрофильтров
- замена дымовой трубы на угольной станции
- замена системы топливоподготовки
- реконструкция главного корпуса
- реконструкция золоотвала

Структура текущей установленной мощности Группы



Структура оборудования установленной мощности Группы



ПЛАНИРУЕМЫЕ К МОДЕРНИЗАЦИИ ПРОЕКТЫ ГРУППЫ «ИНТЕР РАО» СООТВЕТСТВУЮТ КВАЛИФИКАЦИОННЫМ ТРЕБОВАНИЯМ





VII. Q&A сессия

