

Консолидированные финансовые и производственные результаты деятельности Группы «Интер РАО» за I полугодие 2017 года

29 августа 2017 года



Основные факторы, определившие финансовые и операционные результаты Группы



ГЕНЕРАЦИЯ В РФ:

- Ввод в эксплуатацию 567 МВт новой и модернизированной генерирующей мощности в рамках договоров о предоставлении мощности (ДПМ);
- Вывод из эксплуатации 1 271 МВт устаревшей неэффективной мощности;
- Рост платы за мощность по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) в среднем на 5,3% вследствие уточнения механизма расчёта Крсв, индексации величины эксплуатационных расходов на индекс потребительских цен и начала оплаты дельты ДПМ по ряду объектов;
- Рост цен на мощность, реализуемую в сегменте конкурентного отбора мощности (КОМ), на 17,8%;
- Рост цен на электроэнергию на рынке на сутки вперёд (РСВ) в первой ценовой зоне (на 0,5%) и неблагоприятная ценовая конъюнктура во второй ценовой зоне (снижение цен на электроэнергию на 4,3%);
- Рост среднеотпускных тарифов на тепловую энергию для конечных потребителей по российским активам Группы на 6,6%;
- Оптимизация закупочных цен на топливо по российским активам Группы.

2

СБЫТ В РФ:

- Расширение регионов присутствия и абонентской базы по гарантирующим поставщикам и нерегулируемым сбытовым компаниям Группы;
- Активное развитие сегмента дополнительных сервисов.

3

ТРЕЙДИНГ:

- Снижение объёма экспортных поставок электроэнергии в Грузию на 44,5%, в Белоруссию на 20,4%, в Финляндию на 4,5% при увеличении поставок в Литву на 13,0% и росте импорта из Казахстана в 2,27 раза;
- Укрепление среднего курса национальной валюты РФ по отношению к основным валютам экспортных контрактов на поставку электроэнергии: к доллару США на 17,5%, к евро на 20,0% год к году.

4

ЗАРУБЕЖНЫЕ АКТИВЫ:

- Завершение сделки по продаже акций ЗАО «Электрические сети Армении» и ОАО «Разданская ТЭС» в декабре 2016 года;
- Реализация 100% долей в ООО «Мтквари энергетика» в пользу консорциума международных инвесторов в июне 2016 года;
- Реклассификация 50-процентной доли участия в совместном предприятии АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» в состав активов,
 классифицируемых как предназначенные для продажи





I. Результаты операционной деятельности



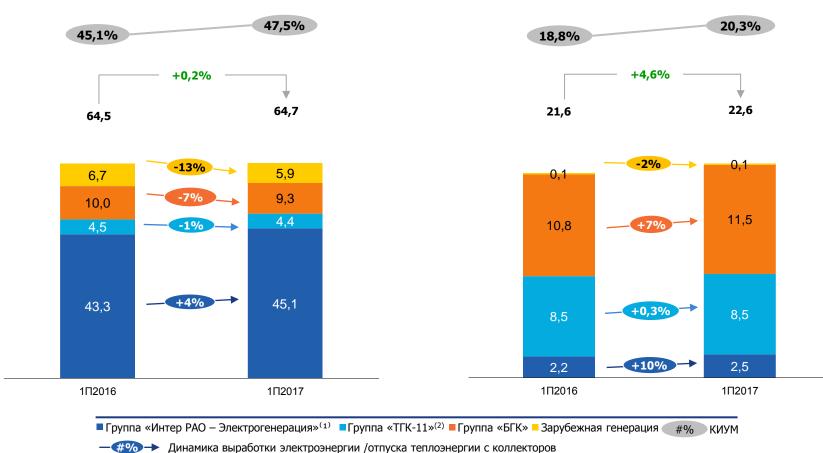
Производство электроэнергии и тепла



Динамика отпуска теплоэнергии с коллекторов

ТВт*ч

млн Гкал.



Поддержание уровня выработки электроэнергии вследствие вывода неэффективного генерирующего оборудования,

а также оптимизации профиля загрузки станций Группы «Интер РАО»

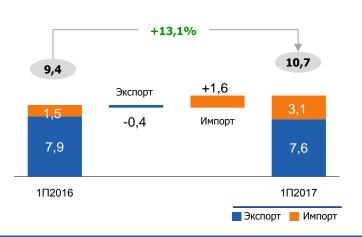
- (1) Включает АО «Интер РАО Электрогенерация» и ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»
- (2) Включает АО «ТГК-11», АО «Томская генерация», АО «ОмскРТС», АО «ТомскРТС»



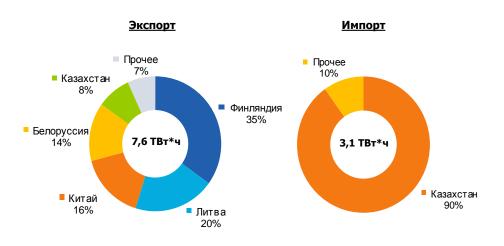
Внешнеэкономическая деятельность

Объёмы экспортно-импортных операций

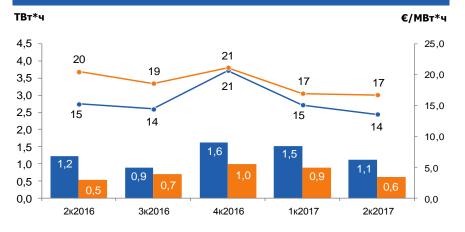
ТВт*ч



Структура экспортно-импортных операций за І полугодие 2017 года

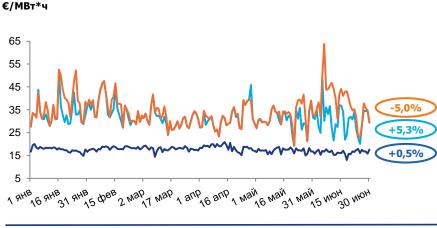


Динамика экспортных поставок электроэнергии и ценовой спрэд



Спрэд цен на электроэнергию в России (Европа и Урал) и зоне Финляндии (правая ось)
 Спрэд цен на электроэнергию в России (Европа и Урал) и зоне Литвы (правая ось)
 Объём экспорта в Финляндию

Динамика спотовых цен на электроэнергию



■ Россия (Европа и Урал) ■ Зона Финляндии (Nord Pool Spot) ■ Зона Литвы (Nord Pool Spot) (#%) Динамика спотовых цен год к году



Сбыт электроэнергии

Объём полезного отпуска электроэнергии потребителям*

ТВт*ч



География присутствия сбытового бизнеса



Размер клиентской базы*

Юридические лица, тыс. абонентов Физические лица, тыс. абонентов 3,70/о 2,00/о 11 4 180 13 902 11 П2016 1 П2017

Структура реализации электроэнергии на розничном рынке



*Данные представлены с учетом ООО «ЭСКБ» в 1П2016 года





II. Повышение операционной эффективности





Повышение операционной эффективности электрогенерирующего бизнеса⁽¹⁾

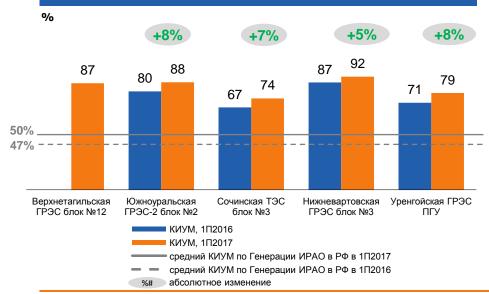
Увеличение выручки по объектам ДПМ⁽²⁾

млрд руб.



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

Загрузка новых высокорентабельных энергоблоков (ДПМ)



Вывод неэффективного оборудования

МВт

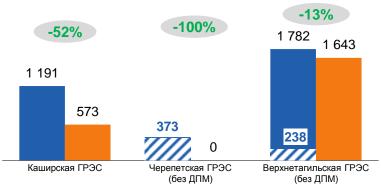
Сокращение убытка от реализации электроэнергии - **164 млн рублей** Сокращение УПЗ – **521 млн рублей**



■Установленная мощность выведенного оборудования с 01.01.2017

Оптимизация загрузки низкорентабельной генерации

Млн кВт*ч



- ■Выработка электроэнергии, 1П2016
- ■Выработка электроэнергии, 1П2017
- Выработка оборудования выведенного с 01.01.2017



Завершение строительства объектов ДПМ Группы «Интер РАО»







*Распоряжение Правительства РФ от 02.02.2016 № 132-р

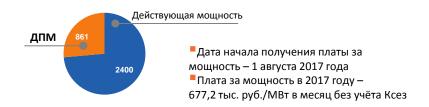
Технические характеристики нового блока

- Вид оборудования ПГУ
- Вид топлива природный газ
- ■КПД 58%





ПЕРМСКАЯ ГРЭС (бл. #4)



Технические характеристики нового блока

- Вид оборудования ПГУ
- Вид топлива природный газ
- ■КПД 56,4%

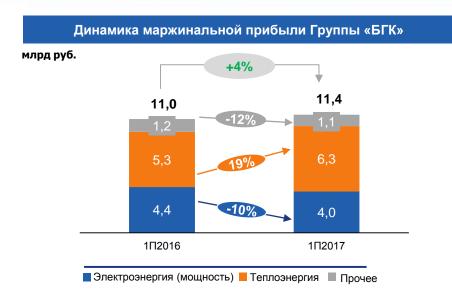


Пермский

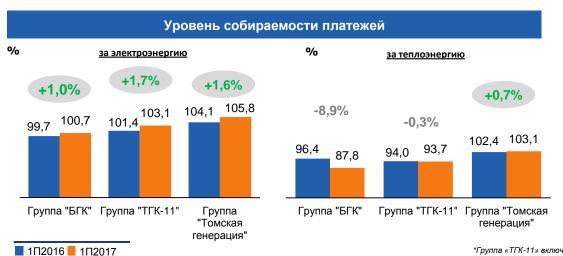
Край



Повышение операционной эффективности теплогенерирующего бизнеса









*Группа «ТГК-11» включает АО «ТГК-11», АО «Омск РТС», АО «Томская генерация», АО «ТомскРТС»

Получение экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию способствовало повышению маржинальности теплогенерирующего бизнеса Группы «Интер РАО»



Повышение операционной эффективности розничного бизнеса

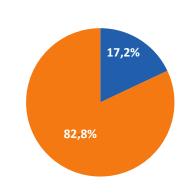
«Томск-

энергосбыт»

Группа

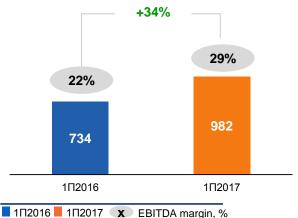
"МЭС"



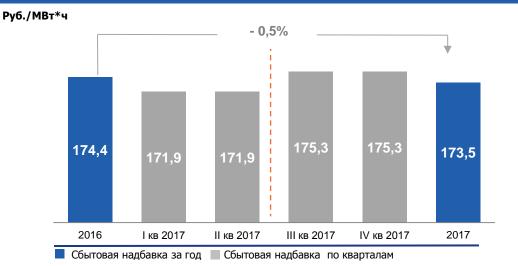




Маржинальная прибыль по дополнительным сервисам Млн руб.



Динамика сбытовой надбавки гарантирующим поставщикам(1)

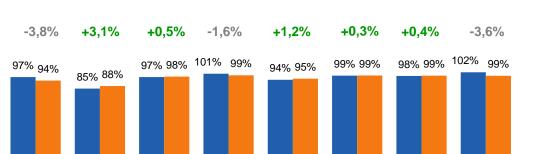


(1) На основе средневзвешенных сбытовых надбавок по гарантирующим поставщикам Группы

Уровень собираемости платежей

Группа

"ПСК"



в т.ч. Омская

энергосбыто-

вая компания

Орловский

ЭСК Башкор-

тостана

Средний уровень собираемости платежей в 1П2017 составил 97,7% (1П2016 – 97,77%)

11

Тамбовская

ЭСК

«Алтай-

энергосбыт»

«Саратов-

энерго»

%

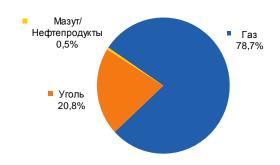
+0,1%

95% 95%



Оптимизация расходов на топливо в 1П2017

Топливный баланс

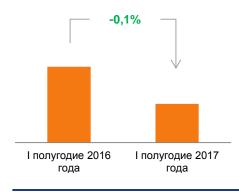


Потребление газа по Группе «Интер РАО»: 14,6 млрд куб. м.

Потребление угля по Группе «Интер РАО»: 7,9 млн тонн

Эффективное взаимодействие с поставщиками газа*

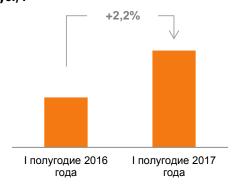
руб./т



^{*}По российским активам Группы «Интер РАО» с учётом стоимости транспортировки (без НДС)

Сдерживание роста закупочных цен на уголь*

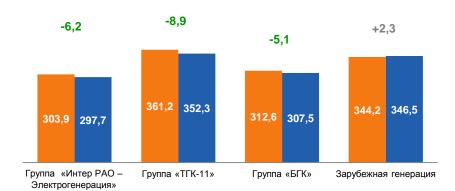
руб./т



^{*}По российским активам Группы «Интер РАО» с учётом стоимости транспортировки (без НДС)

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии

г/кВт*ч



Средний УРУТ по Группе «Интер РАО» составил 305,4 г/кВт*ч (-5,8 г/кВт*ч п-к-п)

Удельный расход условного топлива на отпуск теплоэнергии

кг/Гкал



Средний УРУТ по Группе «Интер РАО» составил 143,3 кг/Гкал (-1,4 кг/Гкал п-к-п)

Х

- изменение год к году (г/кВт*ч по э/э и кг/Гкал по т/э)





III. Финансовые результаты по МСФО





Ключевые финансовые показатели

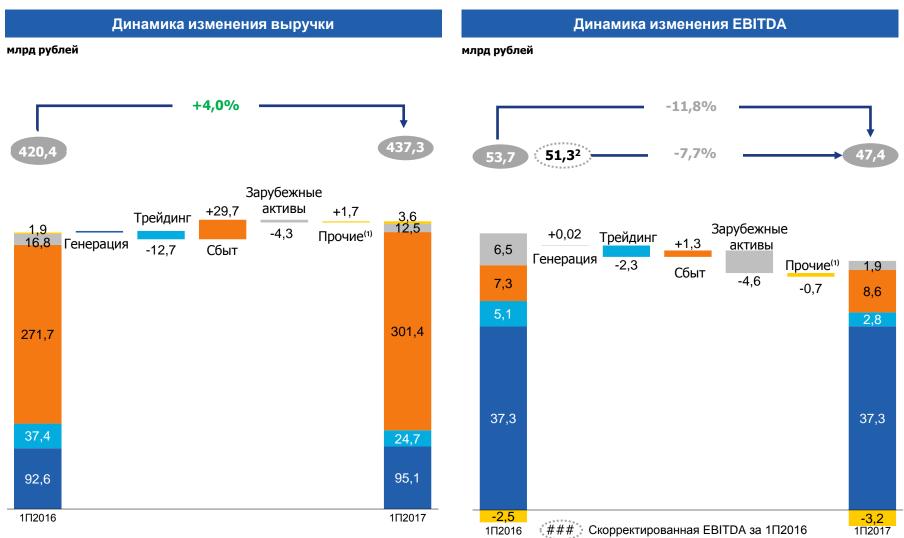
(млрд руб.)	1П2017	1П2016	Изменение
Выручка	437,3	420,4	4,0%
Операционные расходы	412,0	388,3	6,1%
Скорректированные операционные расходы(1)	409,7	392,7	4,3%
Операционная прибыль	28,5	67,9	(58,0%)
Скорректированная операционная прибыль ⁽²⁾	30,9	31,6	(2,3%)
EBITDA	47,4	53,7	(11,8%)
Скорректированная EBITDA ⁽³⁾	47,4	51,3	(7,7%)
Рентабельность по EBITDA	10,8%	12,8%	(15,2%)
Чистая прибыль	29,9	62,0	(51,7%)
Скорректированная чистая прибыль ⁽²⁾	31,8	26,6	19,7%
Капитальные расходы	12,3	13,5	(8,5%)
	`~'		
(млрд руб.)	30.06.2017	31.12.2016	Изменение
Итого активы	588,7	571,6	3,0%
Итого капитал	435,1	419,2	3,8%
Скорректированный долг ⁽⁴⁾	27,0	17,8	51,7%
Скорректированный чистый долг ⁽⁵⁾	(94,2)	(78,2)	 - -

Примечания:

- здесь и далее в презентации все относительные процентные изменения показаны из расчёта в млн руб.
- (1) Исключает из состава операционных расходов восстановление резерва под обесценение основных средств в размере 4,4 млрд руб. в I полугодии 2016 г. и начисление обесценения основных средств в размере 2,4 млрд руб. в I полугодии 2017 г.
- (2) Скорректированная операционная и чистая прибыль исключает эффекты начисления/восстановления обесценения основных средств и прибыль от продажи активов, классифицированных как предназначенные для продажи, в I полугодии 2016 г. в размере 31,9 млрд руб. Показатель скорректированной чистой прибыли также учитывает эффект признания отложенных налогов по начислению/восстановлению обесценения основных средств.
- (3) Исключает из состава EBITDA в I полугодии 2016 г. показатели выбывших активов в Армении и Грузии, а также показатель АО «Экибастузская ГРЭС-2» в связи с его реклассификацией в состав активов, классифицируемых как предназначенных для продажи.
- (4) Включает долю долга в совместных предприятиях в размере 0,1 млрд руб. на 30.06.2017 (0,2 млрд руб. на 31.12.2016)
- (5) Включает депозиты со сроком погашения от 3 до 12 месяцев в размере 15,4 млрд руб. на 30.06.2017 (0,02 млрд руб. на 31.12.2016) и долю долга в совместных предприятиях в размере 0,1 млрд руб. на 30.06.2017 (0,2 млрд руб. на 31.12.2016)



Динамика ключевых показателей

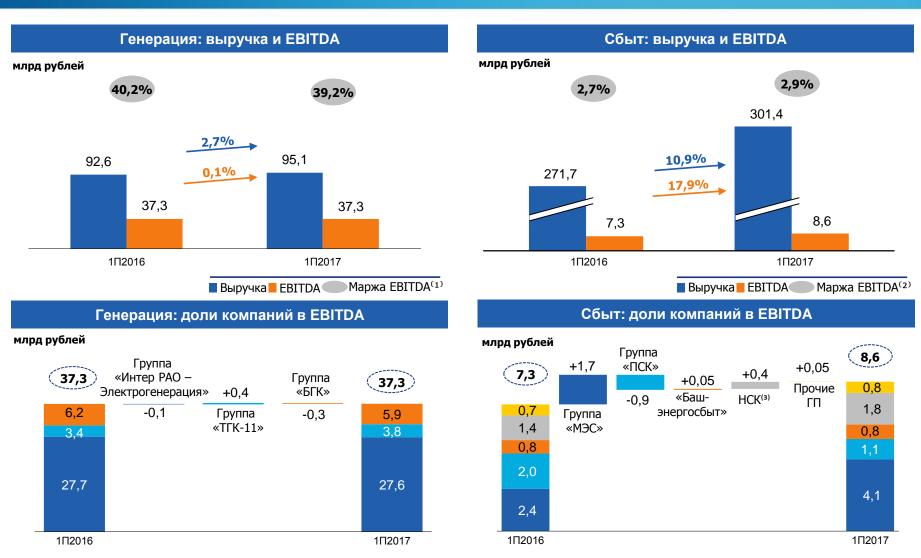


Примечание:

- здесь и далее в презентации Генерация включает в себя финансовые результаты сегментов «Электрогенерация» и «Теплогенерация»
- (1) Включая сегменты «Инжиниринг» и «Корпоративный центр»
- (2) Исключает из состава EBITDA в I полугодии 2016 г. показатели выбывших активов в Армении и Грузии, а также показатель АО «Экибастузская ГРЭС-2» в связи с его реклассификацией в состав активов, классифицируемых как предназначенных для продажи.



«Генерация» и «Сбыт»



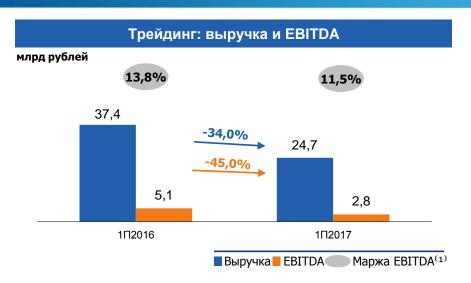
⁽¹⁾ Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (24,4 млрд рублей за I полугодие 2016 года и 26,7 млрд рублей за I полугодие 2017 года)

⁽²⁾ Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (0,7 млрд рублей за I полугодие 2016 года и 0,8 млрд рублей за I полугодие 2017 года)

⁽³⁾ Нерегулируемые сбытовые компании

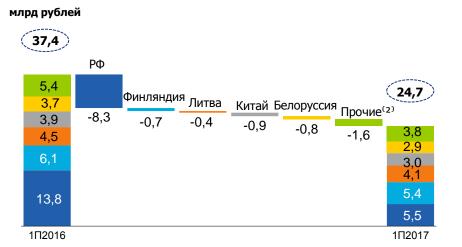


«Трейдинг» и «Зарубежные активы»



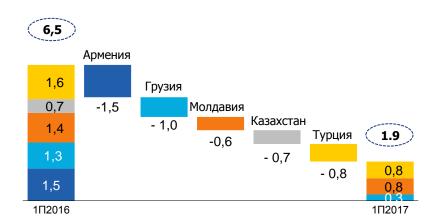


Трейдинг: доли стран в выручке



Зарубежные активы: доли стран в **EBITDA**

млрд рублей



- (1) Показатель «Маржа EBITDA» рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (0,8 млрд рублей за I полугодие 2016 года и 1,1 млрд рублей за I полугодие 2017 года)
- (2) Казахстан, Грузия, Южная Осетия, Азербайджан, Монголия, Норвегия, Латвия, Эстония , Украина и Польша



Консолидированные скорректированные операционные расходы⁽¹⁾



Динамика скорректированных операционных расходов





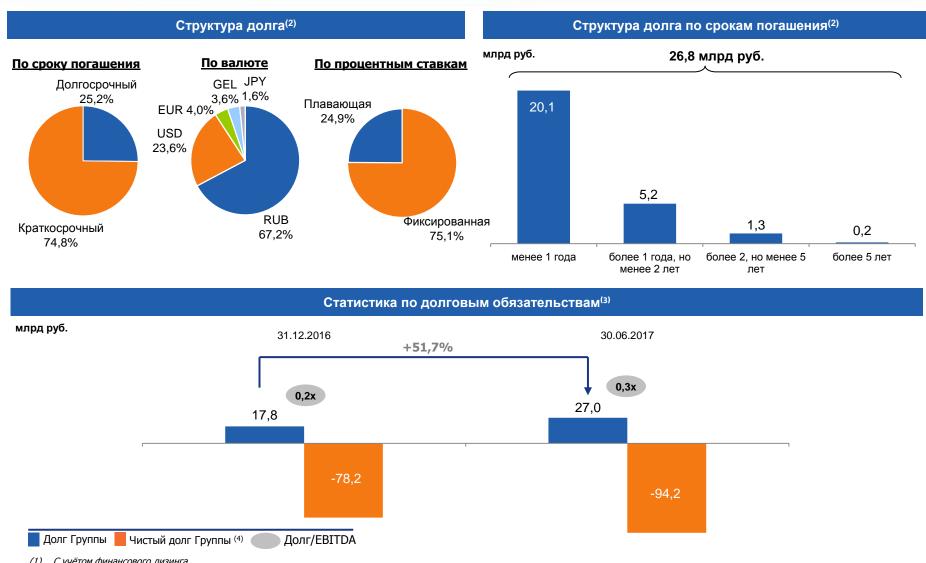
Основной фактор роста операционных расходов Группы «Интер РАО» в I полугодии 2017 г. - рост расходов на передачу электроэнергии

⁽¹⁾ Исключает из состава операционных расходов восстановление резерва под обесценение основных средств в размере 4,4 млрд руб. в І полугодии 2016 г. и начисление обесценения основных средств в размере 2,4 млрд руб. в І полугодии 2017 г.

⁽²⁾ Прочие расходы включают в себя амортизацию, резервы по сомнительной дебиторской задолженности, прочие резервы и другие операционные расходы



Анализ долговых обязательств и ликвидности⁽¹⁾



- С учётом финансового лизинга
- Без учёта доли долга в совместных предприятиях
- Включает долю долга в совместных предприятиях в размере 0,15 млрд руб. на 30.06.2017 (0,15 млрд руб. на 31.12.2016)
- Включает депозиты со сроком погашения от 3 до 12 месяцев





IV. Переход на эталонное регулирование





Изменения в законодательстве в 2017 году

Эталонный сбыт¹

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

Составляющие эталонной выручки (НВВ):

- Постоянные компоненты эталонных затрат (оплата труда, содержание помещений; печать и доставка счетов; колл-центр и интернет-обслуживание; сбор показаний приборов учёта; прием ГП оплаты без комиссии, накладные расходы) дифференцируются по региональным кластерам и группам масштаба в зависимости от количества точек поставки;
- Переменные составляющие затрат:
 - резерв по сомнительным долгам 1,5 % от валовой выручки;
 - Проценты по кредитам ключевая ставка + 4%;
- Неподконтрольные затраты (амортизация, налоги, кап. вложения из прибыли в соответствии с инвестиционной программой);
- Прибыль (РПП) 1,5 % от валовой выручки без инфраструктурных услуг.

Особенности:

- Сбытовая надбавка устанавливается не в виде формулы, а в рублях за кВт*ч;
- Предусмотрен поэтапный переход к эталонной НВВ в течение 2-3 лет;
- Сбытовая надбавка дифференцируется по группам потребителей;
- Эталонные затраты пересматриваются не чаще одного раза в три года.

Альтернативная котельная²

Новая модель рынка тепловой энергии: изменение системы тарифообразования, зоны ответственности ЕТО.
Закон вступил в силу с августа 2017 года.

Особенности:

- 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 пяти лет.
- Новая зона ответственности FTO:
 - 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.

- (1) Постановление правительства РФ от 21.07.2017 N863
- (2) Федеральный закон от 29.07.2017 № 279-Ф3





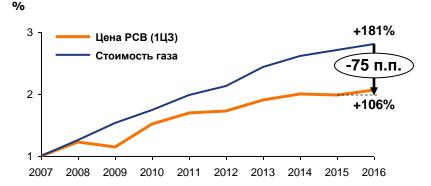
V. Модернизация генерирующего оборудования





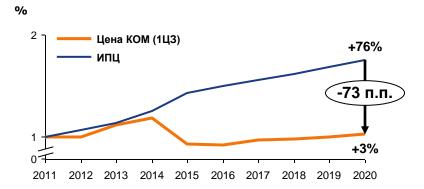
Отраслевые эффекты реализации программы ДПМ-1





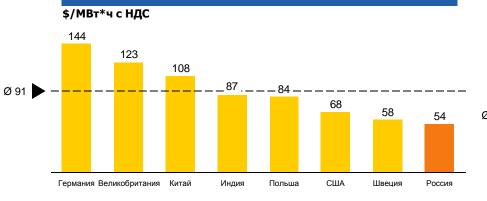
Благодаря масштабным вводам новых мощностей, цена электроэнергии на оптовом рынке увеличивалась на четверть медленнее роста цены на газ

Динамика ИПЦ** и цен КОМ первой ценовой зоны

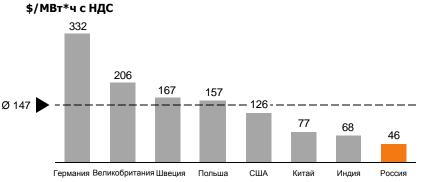


Темп роста цены на мощность с момента запуска конкурентного рынка мощности на 73 п.п. ниже темпа роста инфляции

Цена электроэнергии для промышленности, 2016



Цена электроэнергии для населения, 2016



Цена на электроэнергию в России сохраняется на самом низком уровне по сравнению с основными крупными экономиками мира Стоимость электроэнергии для промышленности в 1,6 раза ниже среднего, для населения – в три раза ниже

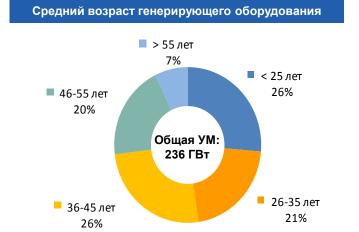
^{*} Первая ценовая зона оптового рынка электроэнергии объединяет порядка 80% электростанций ОЭС РФ (без учёта ОЭС Востока и неценовых зон)

^{** -} цены КОМ на 2017-2020 гг. будут индексироваться на фактический ИПЦ предыдущего года минус один процентный пункт. Значения ИПЦ из проекта прогноза МЭР до 2020 года

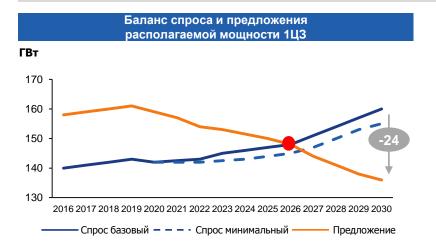


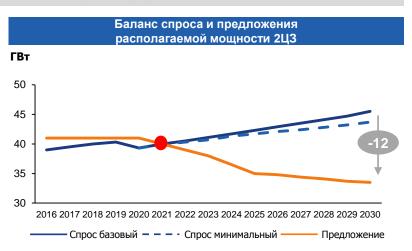
Предпосылки модернизации: устаревание генерирующих мощностей





Возраст российских генерирующих мощностей на 50% выше усредненного значения для крупнейших мировых экономик. Уровень износа тепловой генерации по состоянию на конец 2016 года достиг 56%*



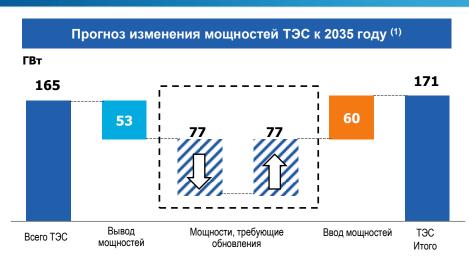


Около половины установленной мощности ТЭС РФ (без учёта ОЭС Востока) либо достигнет к 2030 году критического возраста 55 лет, либо нерентабельна в текущей регуляторной среде

^{*} Рассчитано исходя из среднего возраста российских ТЭС с предположением о сроке полезного использования ТЭС на уровне 55 лет



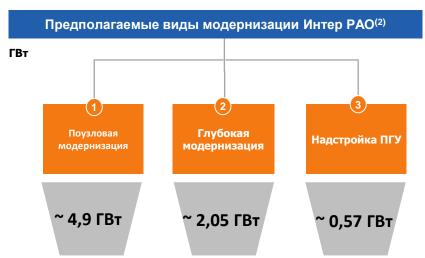
Модернизация генерирующего оборудования



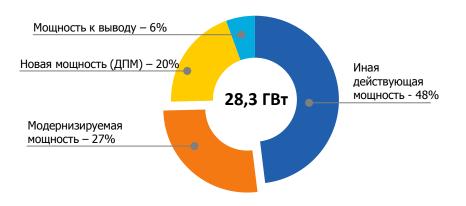
Способы финансирования модернизации генерирующего оборудования

- Увеличение платы за мощность в КОМ;
- Разные варианты подхода к формированию кривой мощности в модели эластичного спроса с разнообразными наклонами кривой спроса;
- Механизм гарантированного возврата инвестиций на модернизацию действующего генерирующего оборудования;
- Конкурс на отбор инвестиционных проектов по типу МГИ.

129 ГВт мощностей к 2035 году достигают паркового ресурса: 53 ГВт рекомендуемо к демонтажу, 76 ГВт (37 ГВт ГРЭС + 39 ГВт ТЭЦ) – к модернизации



Разбивка текущей установленной мощности Интер РАО



МЕХАНИЗМ КОМПЕНСАЦИИ ЗАТРАТ НА МОДЕРНИЗАЦИЮ ПОЗВОЛИТ ПОЛУЧИТЬ ГАРАНТИРОВАННЫЙ ВОЗВРАТ НА ИНВЕСТИЦИИ В ДЕЙСТВУЮЩУЮ НЕ-ДПМ МОЩНОСТЬ БЕЗ УВЕЛИЧЕНИЯ ПЛАТЁЖНОЙ НАГРУЗКИ НА КОНЕЧНОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ

⁽¹⁾ Прогноз изменения мощностей ТЭС к 2035 году по централизованной зоне энергоснабжения России в соответствии с утверждённой Генсхемой (утверждена Распоряжением Правительства РФ от 09.06.2017 № 1203-р) (2) На основании прогнозов Группы «Интер РАО»





VI. Q&А-сессия

