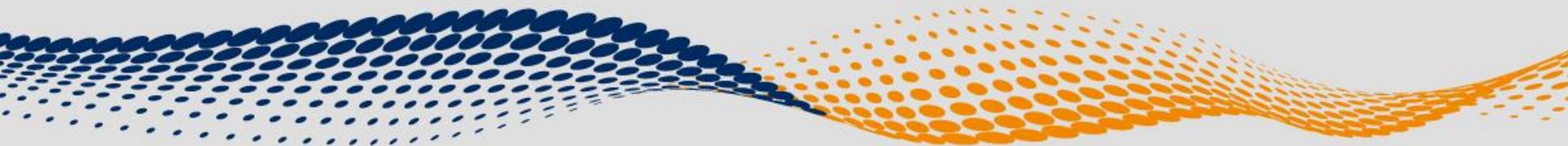




## Консолидированные финансовые и производственные результаты деятельности Группы «Интер РАО» за 2017 год

26 февраля 2018 года



# Основные факторы, определившие финансовые и операционные результаты Группы

1

## ГЕНЕРАЦИЯ В РФ:

- Ввод в эксплуатацию 1 470 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 0.5% г-к-г вследствие уточнения механизма расчёта Крsv, 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 22.6% г-к-г;
- Неблагоприятная ценовая конъюнктура на рынке на сутки вперёд (PCB): в первой ценовой зоне снижение цен на электроэнергию на 2.2% и незначительный рост цен на электроэнергию во второй ценовой зоне на 0.1% г-к-г;
- Рост среднееотпускных тарифов на тепловую энергию для конечных потребителей по российским активам Группы на 4.5% г-к-г.

2

## СБЫТ В РФ:

- Рост среднееотпускных цен для конечных потребителей за счёт роста регулируемых и нерегулируемых составляющих предельной цены;
- 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 Белоруссию на 14.1%, в Финляндию - на 4.6% при увеличении поставок в Литву на 3.7%, а также увеличение импорта электроэнергии из Казахстана в 2.1 раза г-к-г;
- Укрепление среднего курса национальной валюты РФ по отношению к основным валютам экспортных контрактов на поставку электроэнергии: к доллару США - на 12.9% и к евро – на 11.2% г-к-г.

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%-ной доли участия в совместном предприятии АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» в состав активов, классифицируемых, как предназначенные для продажи.



**ИНТЕР  
РАО ЕЭС**

энергия без границ



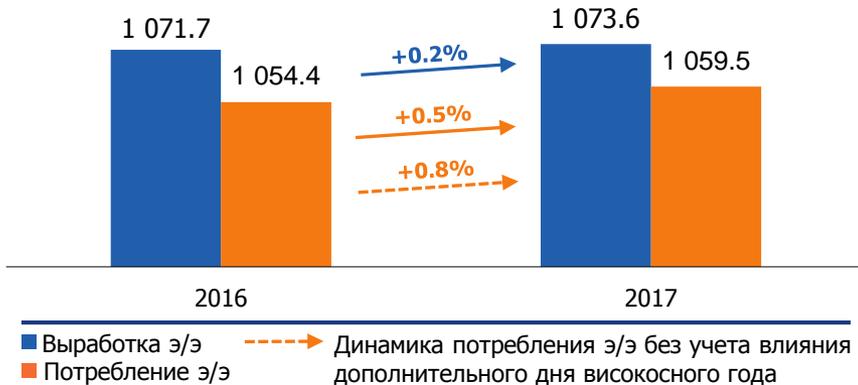
## I. Результаты операционной деятельности



# Условия функционирования рынка электроэнергии РФ в 2017 г.

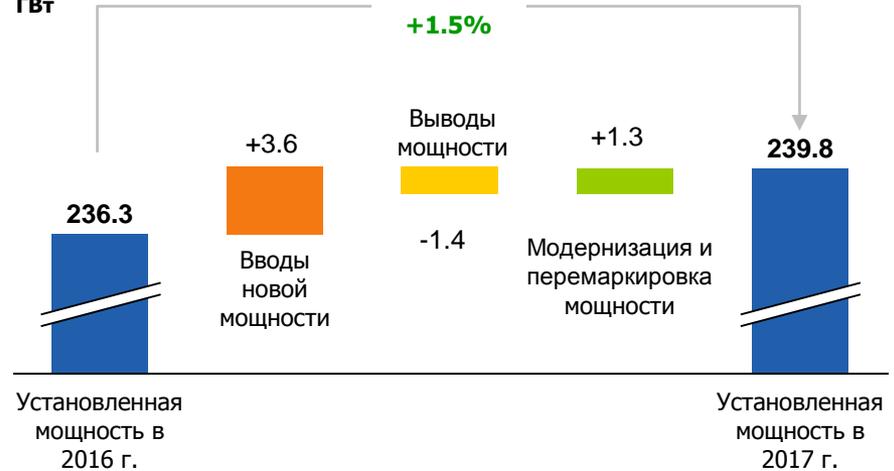
## Динамика производства и потребления э/э в РФ<sup>(1)</sup>

ТВт\*ч

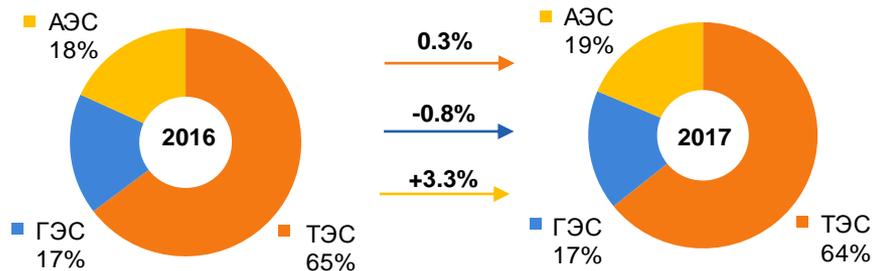


## Вводы и выходы генерирующих мощностей в ЕЭС России<sup>(1)</sup>

ГВт

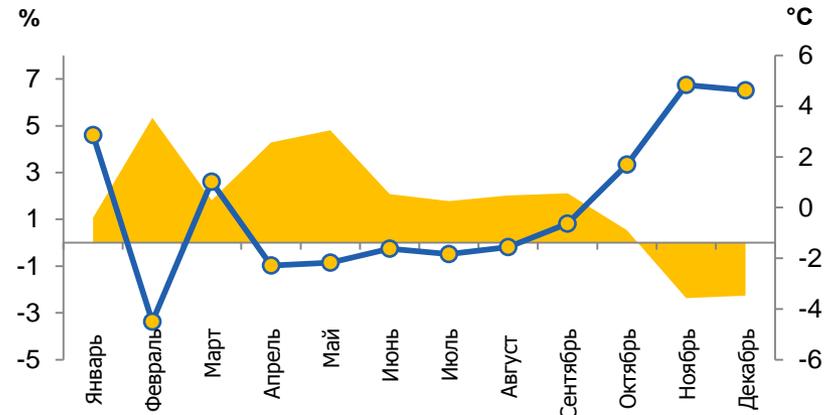


## Динамика распределения нагрузки на электростанциях РФ<sup>(2)</sup>



→ Изменение в структуре производства э/э по типам электростанций

## Влияние температурного фактора<sup>(1)</sup>



■ Относительная величина изменения объема потребления э/э в % от 2016 г.  
—●— Отклонение среднемесячной температуры наружного воздуха (°C) от 2016 г.

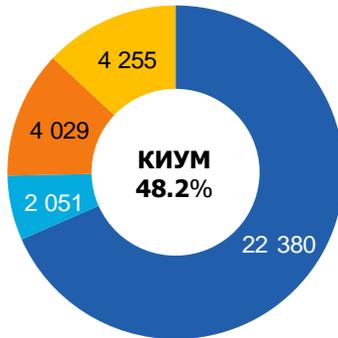
(1) По данным «СО ЕЭС»

(2) По данным Госкомстата по всей РФ

# Производство электроэнергии и тепла

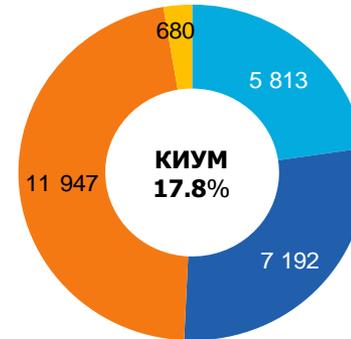
## Установленная электрическая мощность

Всего: 32 715 МВт



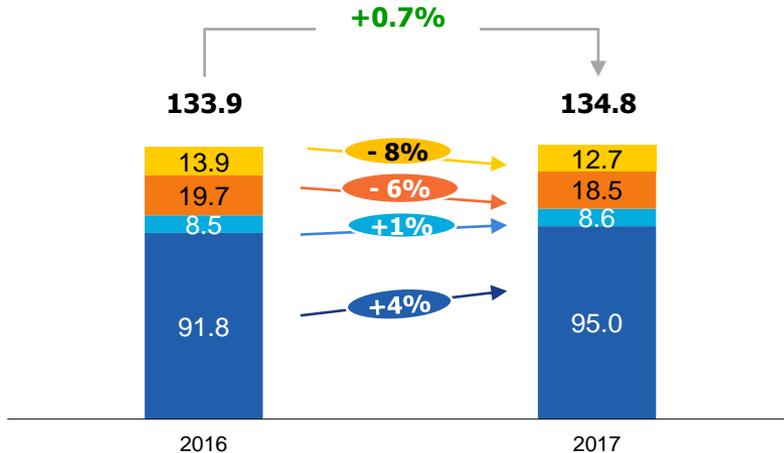
## Установленная тепловая мощность

Всего: 25 632 Гкал/час



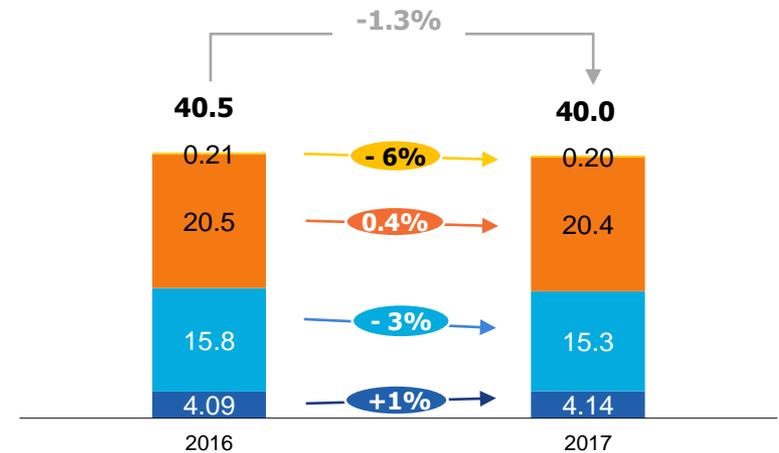
## Динамика выработки электроэнергии

ТВт\*ч



## Динамика отпуска теплоэнергии с коллекторов

млн Гкал



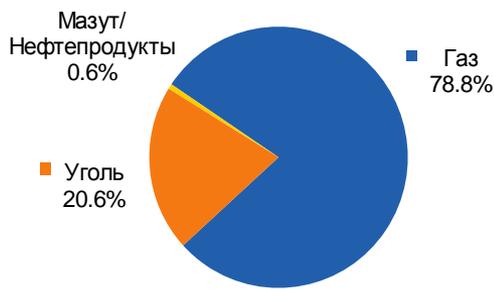
■ Группа «Интер РАО – Электрогенерация» ■ Группа «ТГК-11» и Группа «Томская генерация» ■ Группа «БГК» ■ Зарубежная генерация

— #% — Динамика выработки электроэнергии/отпуска теплоэнергии с коллекторов

**Увеличение выработки электроэнергии вследствие работы эффективного нового генерирующего оборудования Группы «Интер РАО»**

# Оптимизация расходов на топливо в 2017

## Топливный баланс



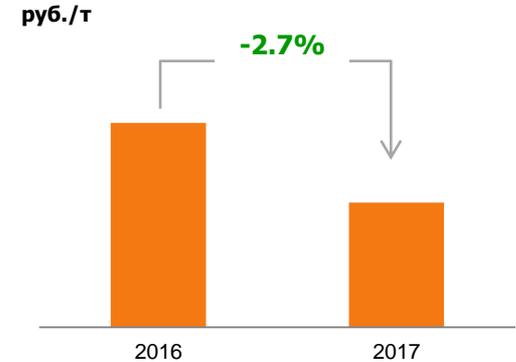
Потребление газа по Группе «Интер РАО»: 30.0 млрд куб. м.

Потребление угля по Группе «Интер РАО»: 15.9 млн тонн

## Эффективное взаимодействие с поставщиками газа

- Начиная с 1 января 2016 года Группа «Интер РАО» закупает природный газ преимущественно у независимого поставщика – ПАО «НК «Роснефть» с дисконтом к регулируемой цене для промышленных потребителей

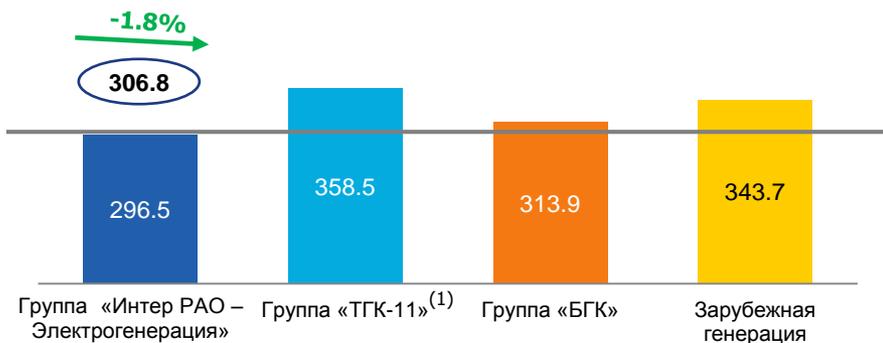
## Снижение закупочных цен на уголь\*



\* По Российским активам Группы «Интер РАО»

## Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии

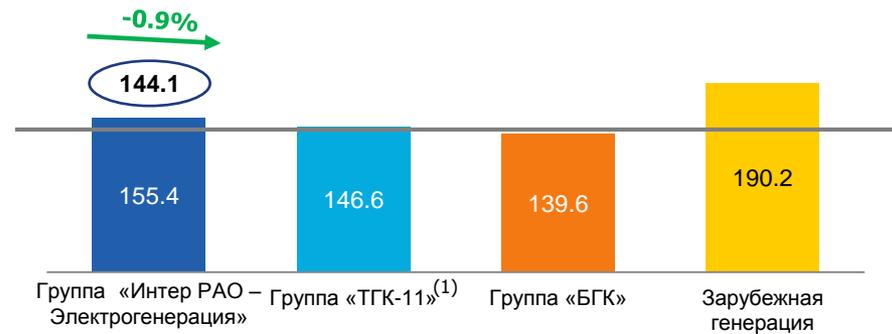
г/кВт\*ч



# - УРУТ на отпуск электроэнергии по Группе «Интер РАО»

## Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты

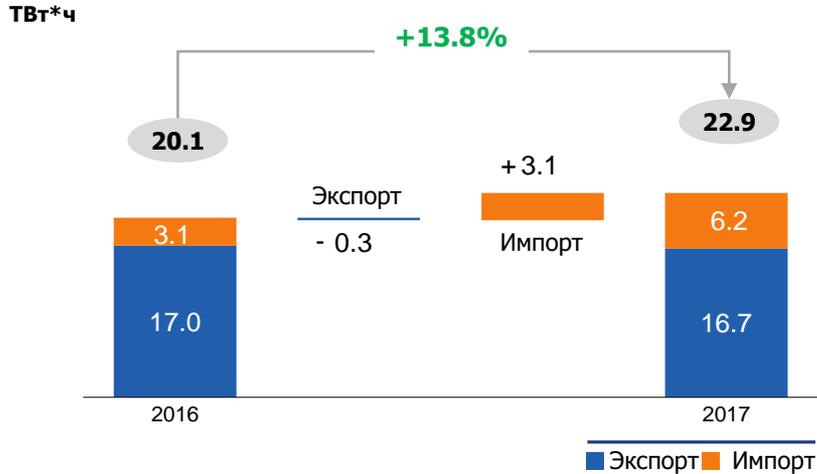
кг/Гкал



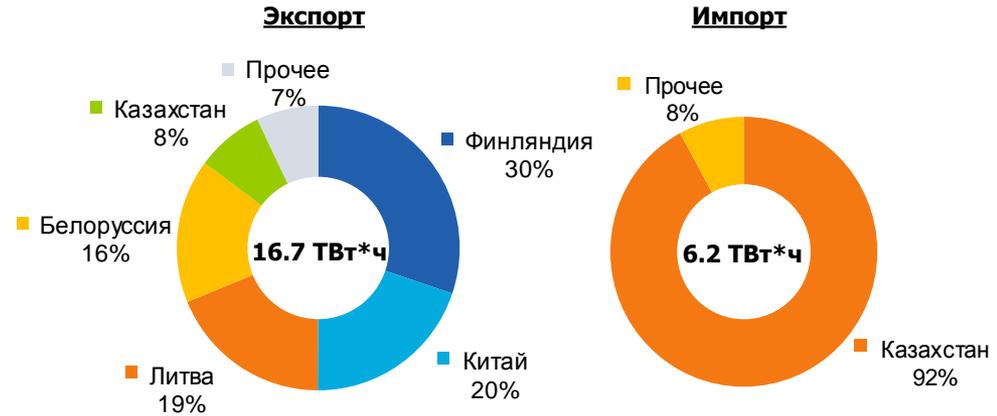
# - УРУТ на отпуск теплоты по Группе «Интер РАО»

(1) Группа «ТГК-11» включает АО «ТГК-11», АО «Омск РТС», АО «Томская генерация», АО «Томск РТС»

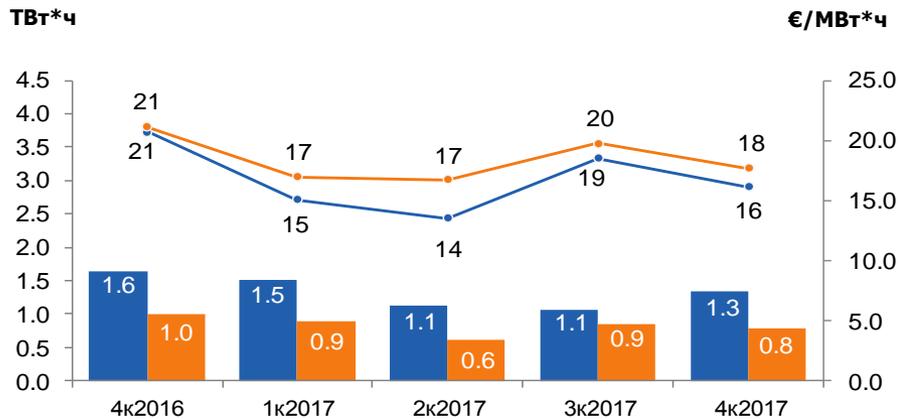
## Объемы экспортно-импортных операций



## Структура экспорта/импорта за 2017

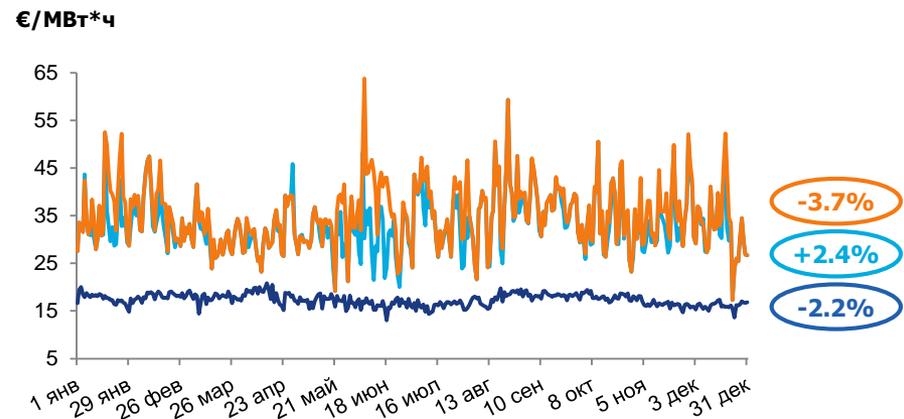


## Динамика экспорта электроэнергии и ценовой спрэд



- 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)
- Объем экспорта в Финляндию ■ Объем экспорта в Литву

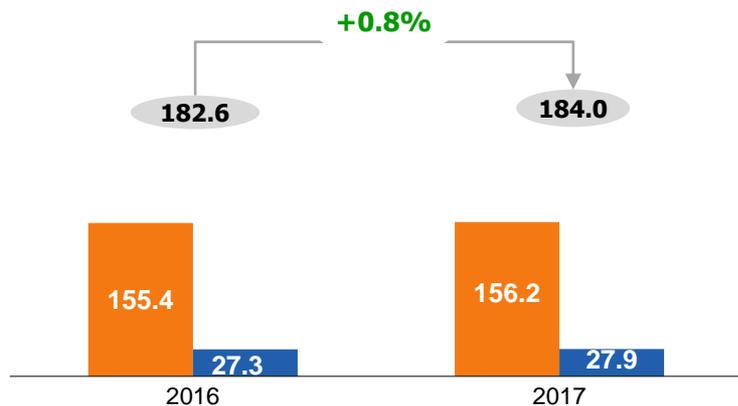
## Динамика спотовых цен на электроэнергию



- РФ(Европа и Урал) ■ Финляндия(Nord Pool Spot) ■ Литва(Nord Pool Spot)
- Ⓢ Динамика спотовых цен год к году

## Объем полезного отпуска электроэнергии<sup>(1)</sup>

ТВт\*ч



■ Гарантирующие поставщики ■ Независимые сбытовые компании

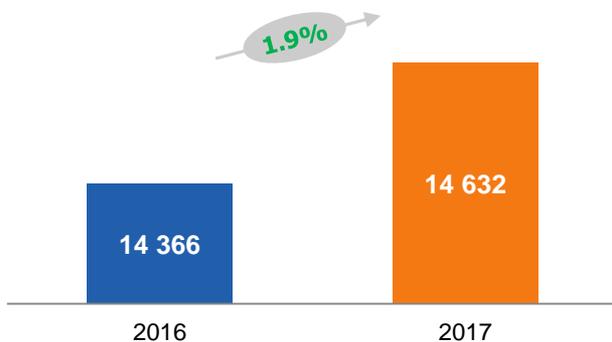
## География присутствия сбытового бизнеса



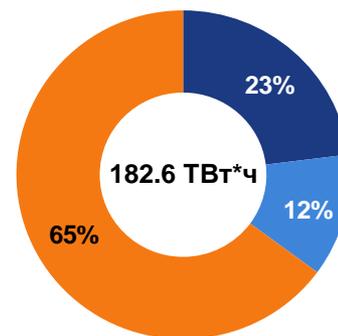
■ Гарантирующие поставщики  
■ Независимые сбытовые компании

## Размер клиентской базы<sup>(1)</sup>

тыс. абонентов



## Структура реализации электроэнергии на розничном рынке



■ Население и приравненные к нему категории потребителей  
■ Прочие потребители ■ Компенсация потерь

(1) Данные представлены с учетом ООО «ЭСКБ» за 2016 год



**ИНТЕР  
РАО ЕЭС**

энергия без границ



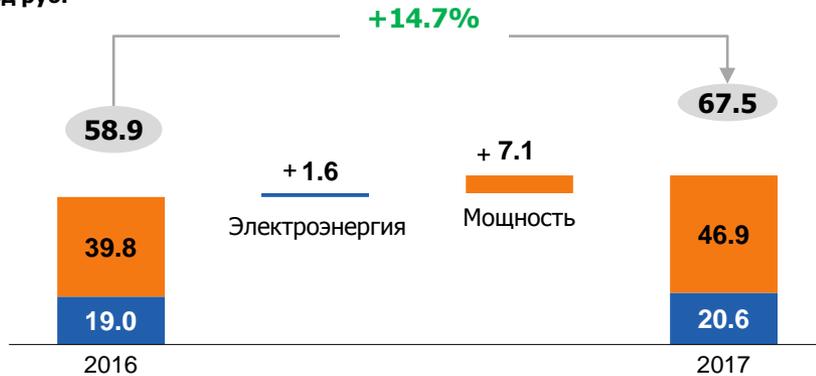
## II. Повышение операционной эффективности



# Повышение операционной эффективности электрогенерирующего бизнеса<sup>(1)</sup>

## Увеличение выручки по объектам ДПМ<sup>(2)</sup>

млрд руб.

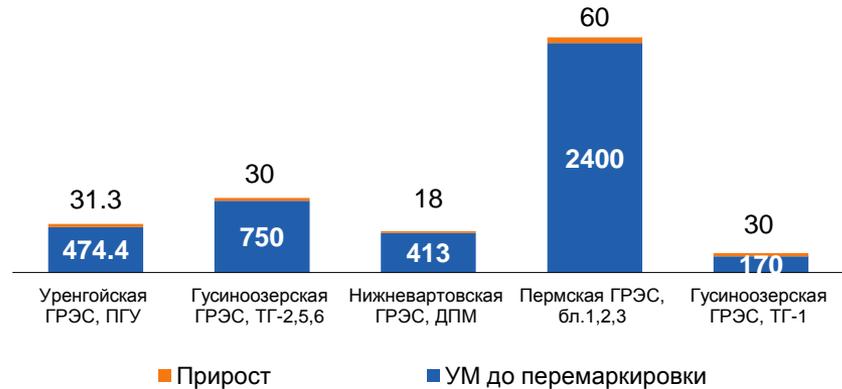


(1) Включает АО «Интер РАО - Электрогенерация» и ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»  
 (2) На слайде представлена выручка по объектам ДПМ, сальдированная по значению продажи и покупки электроэнергии и мощности

## Основные перемаркировки оборудования в 2016-2017

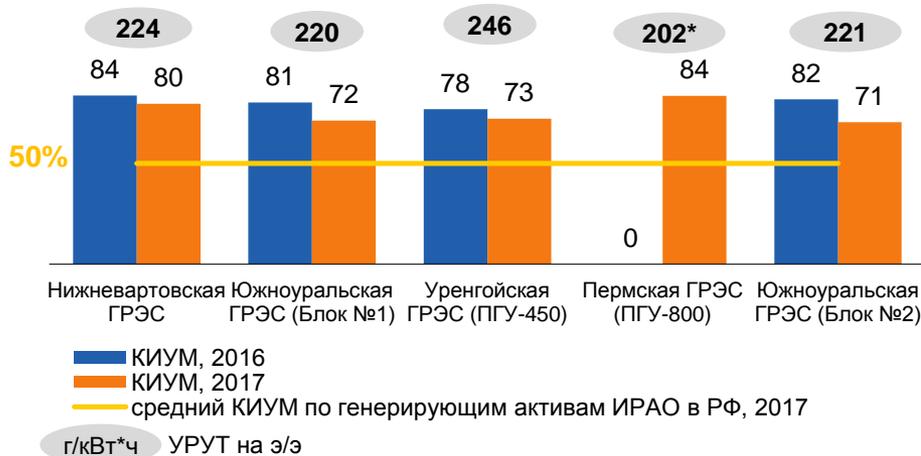
МВт

Эффект от переаттестаций установленной мощности **431 млн рублей**  
 Прирост по итогам переаттестации: **173.8 МВт**



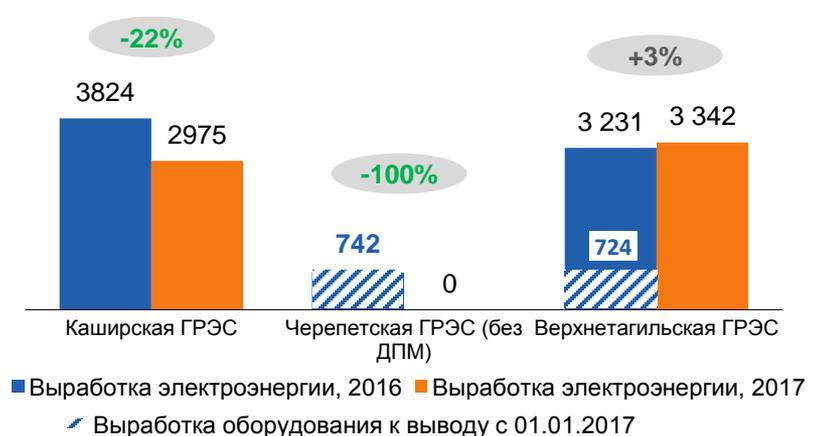
## Загрузка новых высокорентабельных энергоблоков (ДПМ)

МВт



## Оптимизация загрузки низкорентабельной генерации

млн кВт\*ч

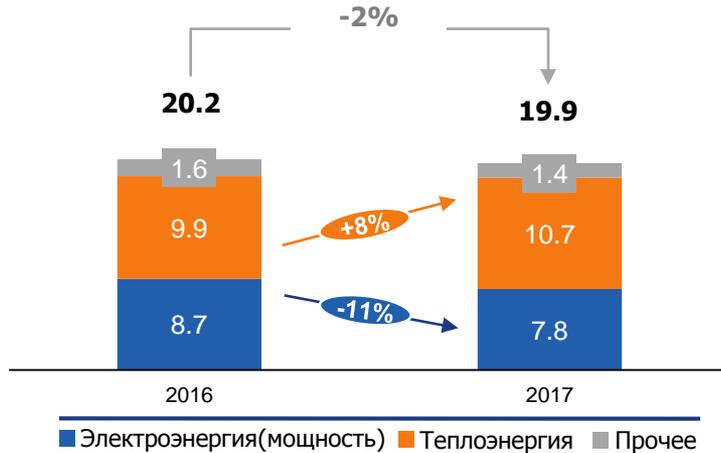


\*с учетом отнесения части затрат на топливо в период ПНР на инвестиционные затраты

# Повышение операционной эффективности теплогенерирующего бизнеса

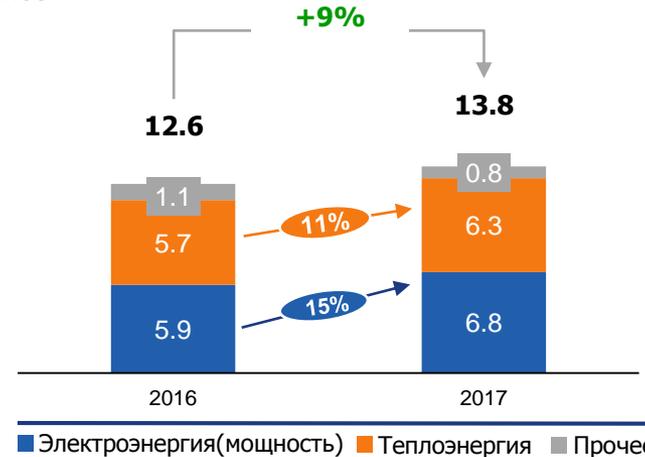
## Динамика маржинальной прибыли Группы «БГК»

млрд рублей



## Динамика маржинальной прибыли Группы «ТГК-11»\*

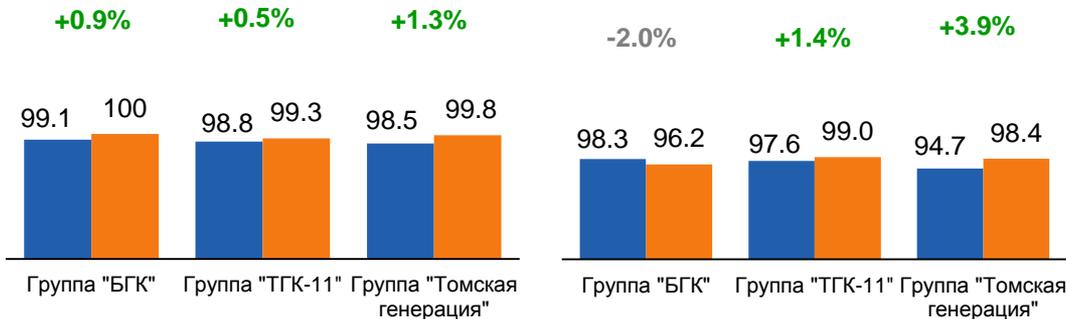
млрд рублей



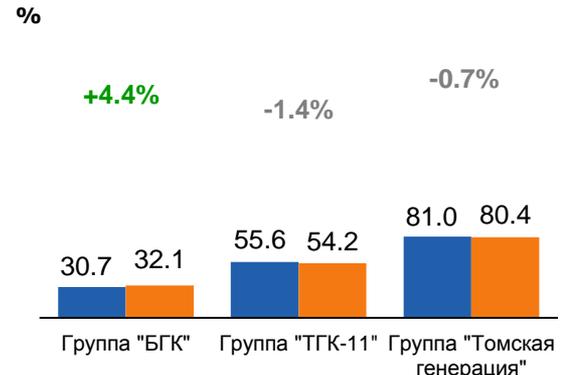
\*Группа «ТГК-11» включает АО «ТГК-11», АО «Омск РТС», АО «Томская генерация», АО «Томск РТС»

## Уровень собираемости платежей

% за электроэнергию      % за теплоэнергию

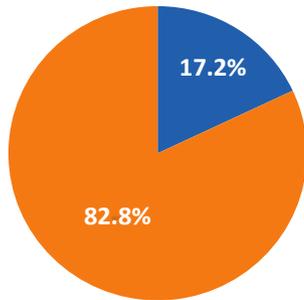


## Выработка электроэнергии в теплофикационном режиме



# Повышение операционной эффективности электросбытового бизнеса

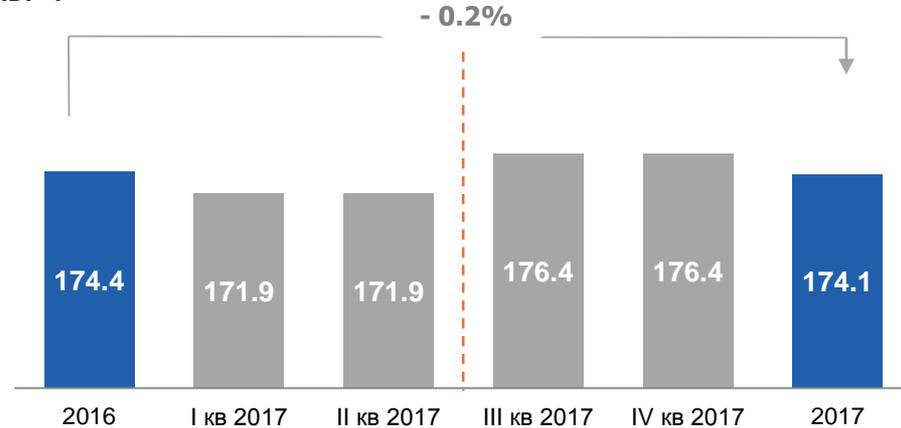
## Доля на российском розничном рынке



■ Сбыты Группы «Интер РАО»  
 ■ Другие сбытовые компании

## Динамика сбытовой надбавки гарантирующим поставщикам<sup>(1)</sup>

Руб./МВт\*ч

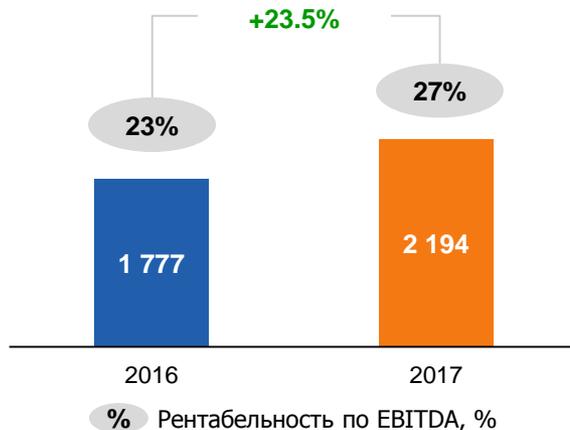


■ Сбытовая надбавка за год ■ Сбытовая надбавка по кварталам

<sup>(1)</sup> На основе средневзвешенных сбытовых надбавок по гарантирующим поставщикам Группы

## Маржинальная прибыль по ДПС

млн рублей



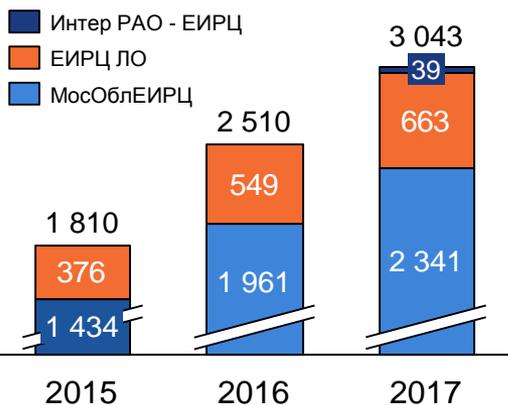
## Уровень собираемости платежей по гарантирующим поставщикам

Средний уровень собираемости платежей за 2017 год составил 99,1%

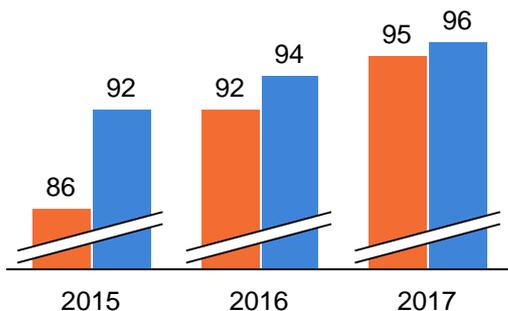




## Рост клиентской базы, тыс. л/сч



## Рост уровня оплаты ЖКУ, %



## Предпосылки создания ЕИРЦ

- Нарастающие неплатежи в сфере ЖКУ Московской и Ленинградской областей
- Рост задолженности УК перед РСО и, как следствие, рост задолженности предприятий ЖКХ перед Гарантирующими поставщиками электроэнергии
- Регулярные банкротства управляющих компаний и предприятий ЖКХ
- Большое количество непрозрачных расчетных центров на уровне отдельных муниципалитетов

## Цели создания ЕИРЦ

- Создание прозрачной системы расчетов за жилищно-коммунальные услуги в регионах
- Внедрение удобного и понятного для клиента Единого платежного документа (ЕПД)
- Создание удобной и современной системы обслуживания и информирования граждан
- Повышение платежной дисциплины граждан (системных неплательщиков)
- Снижение задолженности ресурсоснабжающих организаций за поставку ресурсов

## Задачи развития на 2018 год

01	<b>ЕДИНЫЙ ПЛАТЁЖНЫЙ ДОКУМЕНТ</b>	ВКЛЮЧЕНИЕ В ЕПД ВСЕГО ПЕРЕЧНЯ КОММУНАЛЬНЫХ УСЛУГ
02	<b>ОНЛАЙН-СЕРВИСЫ И ПЛАТЕЖИ</b>	РАЗВИТИЕ ДИСТАНЦИОННЫХ И ОНЛАЙН СЕРВИСОВ ОБСЛУЖИВАНИЯ И ОПЛАТЫ
03	<b>ВЫХОД НА САМООКУПАЕМОСТЬ</b>	ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ, РАСШИРЕНИЕ ГЕОГРАФИИ ПРИСУТСТВИЯ
04	<b>РАЗВИТИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ПЛАТНЫХ СЕРВИСОВ</b>	РОСТ ПРОДАЖ ПЛАТНЫХ СЕРВИСОВ ПОТРЕБИТЕЛЯМ КОММУНАЛЬНЫХ УСЛУГ

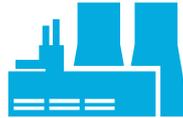
# Основные направления повышения операционной эффективности в 2018 году



1

## Электрогенерирующий бизнес

- Ввод в эксплуатацию объектов ДПМ на Затонской ТЭЦ;
- Оптимизация загрузки генерирующего оборудования в условиях снижения энергопотребления на низкомаржинальных станциях;
- Ввод в эксплуатацию объектов Калининградской генерации;
- Оптимизация ремонтной деятельности (проект «Ремонт») с целью оптимального распределения ресурсов для поддержания надежной работы оборудования;
- Реализация проекта «Бережливое производство» с целью повышения эффективности работы оборудования;
- Повышение эффективности теплового бизнеса.



2

## Теплогенерирующий бизнес

- Продолжение мероприятий по снижению уровня потерь в тепловых сетях;
- Усиление претензионно-исковой работы с должниками на рынке тепла;
- Увеличение отпуска тепловой энергии, в том числе, в части коллекторных потребителей с использованием механизма свободной договорной цены;
- Актуализация схем теплоснабжения городов присутствия активов, сохранение статуса единой теплоснабжающей организации;
- Проведение мероприятий по обеспечению достаточности нормативов потребления коммунальных услуг в регионах присутствия теплоснабжающих ДО Группы;
- Разработка нормативных документов с целью развития и улучшения регуляторного режима;
- Анализ возможностей по заключению концессионных соглашений в теплоснабжении с целью модернизации активов и снижения убытков Обществ.



3

## Электросбытовой бизнес

- Реализация этапов проекта «Единый биллинг юридических лиц» в ООО «Энергетическая сбытовая компания Башкортостана», ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания», ООО «Саратовэнерго»;
- Стандартизация расчетов с физическими лицами в рамках проекта «Унифицированный биллинг физических лиц», внедрение Единой методологии по работе с потребителями – физическими лицами;
- Реализация этапов проекта в части внедрения биллинга физических лиц в ООО «Энергетическая сбытовая компания Башкортостана»;
- Повышение платежной дисциплины клиентов физических лиц ПАО «Мосэнергосбыт», имеющих дебиторскую задолженность, путем реализации проекта «Оптимизация процессов сбора дебиторской задолженности с использованием методов машинного анализа и обучения («умная дебиторская задолженность»).



**ИНТЕР  
РАО ЕЭС**

энергия без границ



## III. Финансовые результаты по МСФО



(млрд руб.)	2017	2016	Изменение
<b>Выручка</b>	<b>917.0</b>	<b>868.2</b>	<b>5.6%</b>
Операционные расходы	869.5	830.0	4.7%
Операционная прибыль	56.1	77.3	-27.4%
ЕБИТДА	95.5	96.3	-0.8%
<b>Скорректированная ЕБИТДА<sup>(1)</sup></b>	<b>95.5</b>	<b>93.5</b>	<b>2.1%</b>
Рентабельность по ЕБИТДА	10.4%	11.1%	-6.1%
Чистая прибыль	54.4	61.3	-11.2%
<b>Капитальные расходы</b>	<b>31.5</b>	<b>34.7</b>	<b>-9.3%</b>

(млрд руб.)	31.12.2017	31.12.2016	Изменение
<b>Итого активы</b>	<b>625.1</b>	<b>571.6</b>	<b>9.4%</b>
<b>Итого капитал</b>	<b>459.4</b>	<b>419.2</b>	<b>9.6%</b>
<b>Скорректированный долг<sup>(2)</sup></b>	<b>16.4</b>	<b>17.8</b>	<b>-7.6%</b>
<b>Скорректированный чистый долг<sup>(3)</sup></b>	<b>-147.9</b>	<b>-78.2</b>	<b>-</b>

**Примечания:**

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

(1) Исключает из состава ЕБИТДА за 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 предназначенные для продажи.

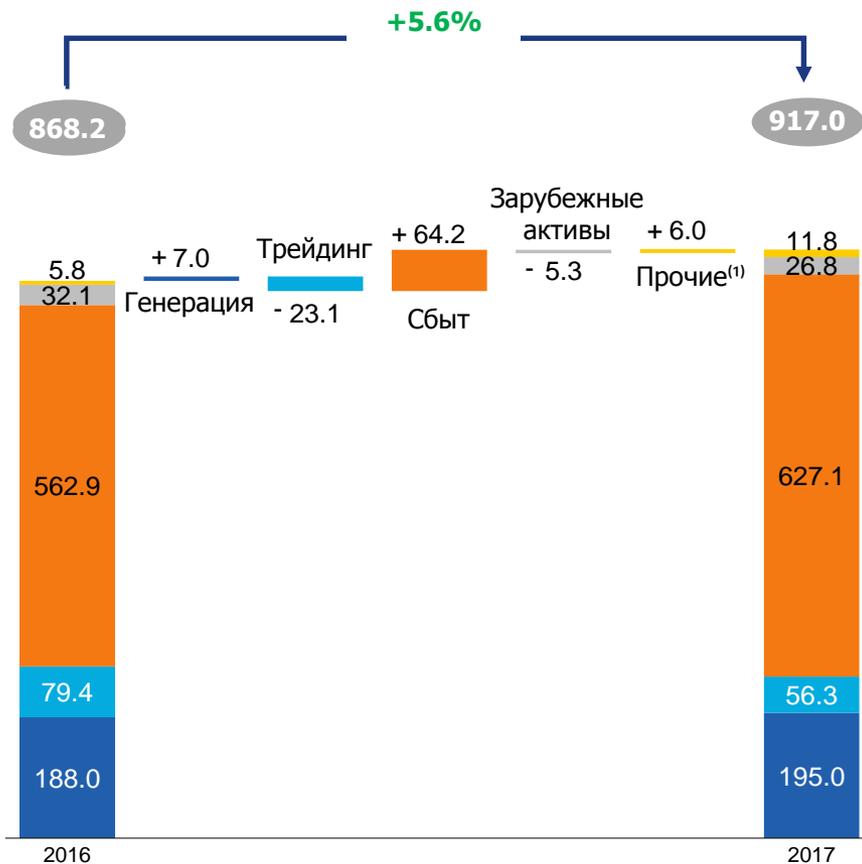
(2) Включает долю долга в совместных предприятиях в размере 0.2 млрд руб. на 31.12.2016

(3) Включает депозиты со сроком погашения от 3 до 12 месяцев в размере 22.3 млрд руб. на 31.12.2017 (0.02 млрд руб. на 31.12.2016) и долю долга в совместных предприятиях в размере 0.2 млрд руб. на 31.12.2016

# Динамика ключевых показателей

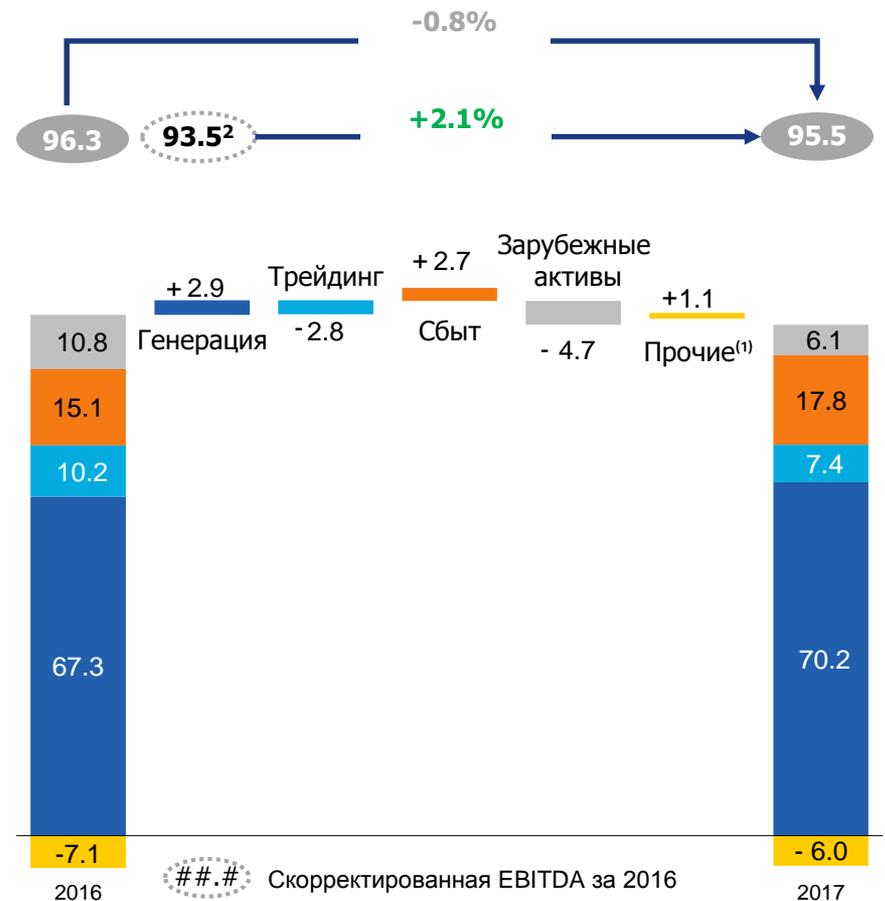
## Динамика изменения выручки

млрд рублей



## Динамика изменения EBITDA

млрд рублей



Примечание:

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

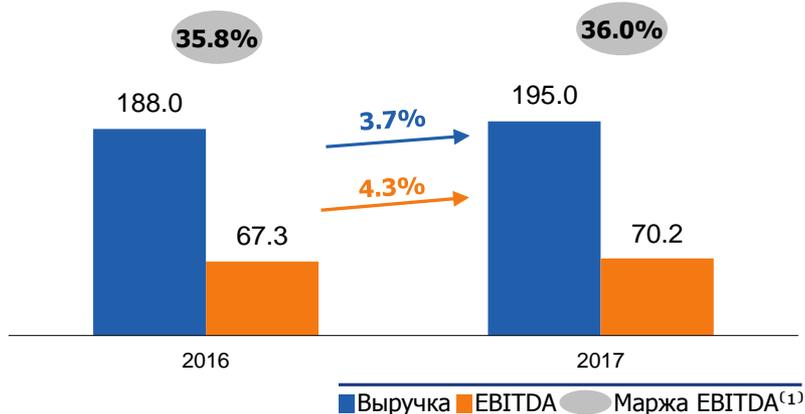
(1) Включая сегменты «Инжиниринг» и «Корпоративный центр»

(2) Исключает из состава EBITDA за 2016 г. показатели выывших активов в Армении и Грузии, а также показатель АО «Экибастузская ГРЭС-2» в связи с его реклассификацией в состав активов, классифицируемых как предназначенные для продажи.

# Ключевые сегменты: «Генерация»

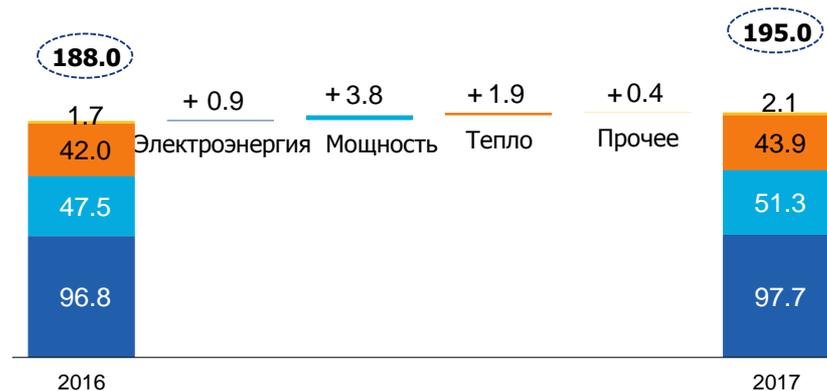
## Генерация: выручка и EBITDA

млрд рублей



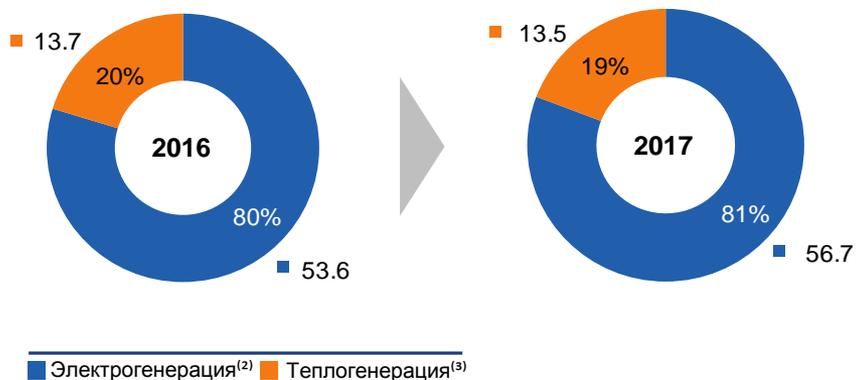
## Структура выручки

млрд рублей



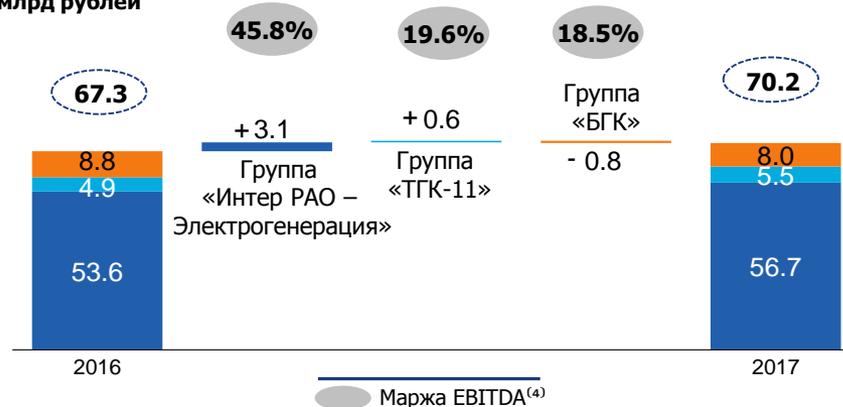
## Структура EBITDA

млрд рублей



## Доли компаний в EBITDA

млрд рублей



(1) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (52.2 млрд руб. за 2016 г. и 55.6 млрд руб. за 2017 г.)

(2) Подсегмент «Электрогенерация» включает в себя финансовые результаты Группы «Интер РАО – Электрогенерация»

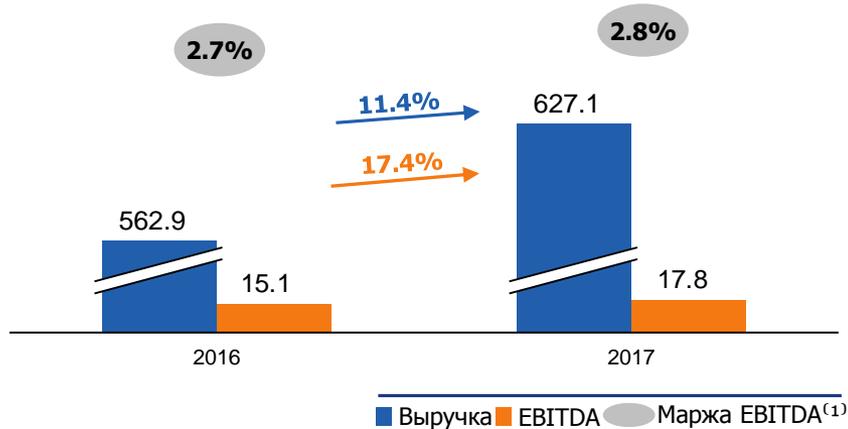
(3) Подсегмент «Теплогенерация» включает в себя финансовые результаты Группы «БГК» и Группы «ТГК-11»

(4) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки за 2017 г. (по Группе «Интер РАО – Электрогенерация» - 41.9 млрд руб.; по Группе «ТГК-11» - 3.6 млрд руб.; по Группе «БГК» - 10.1 млрд руб.)

# Ключевые сегменты: «Сбыт»

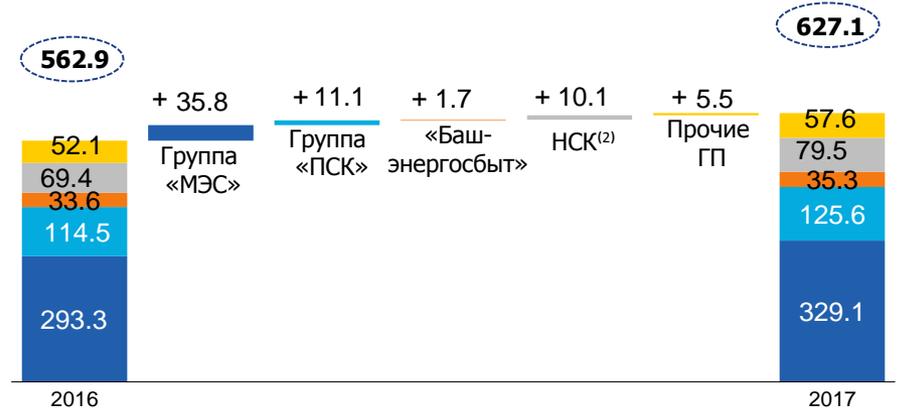
## Сбыт: выручка и EBITDA

млрд рублей



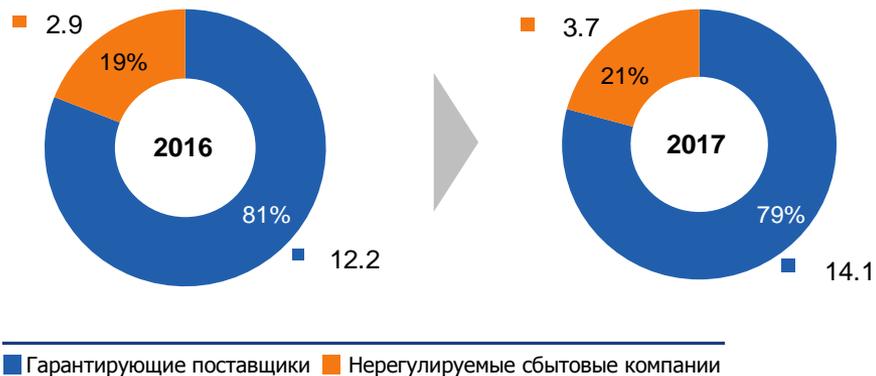
## Доли компаний в выручке

млрд рублей



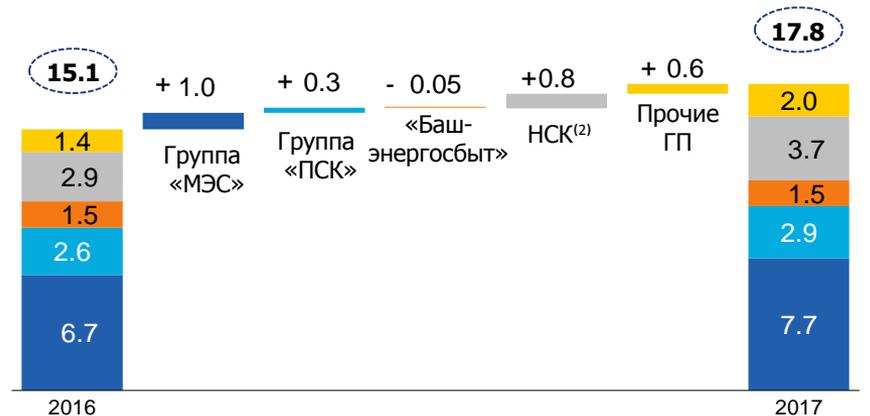
## Структура EBITDA

млрд рублей



## Доли компаний в EBITDA

млрд рублей



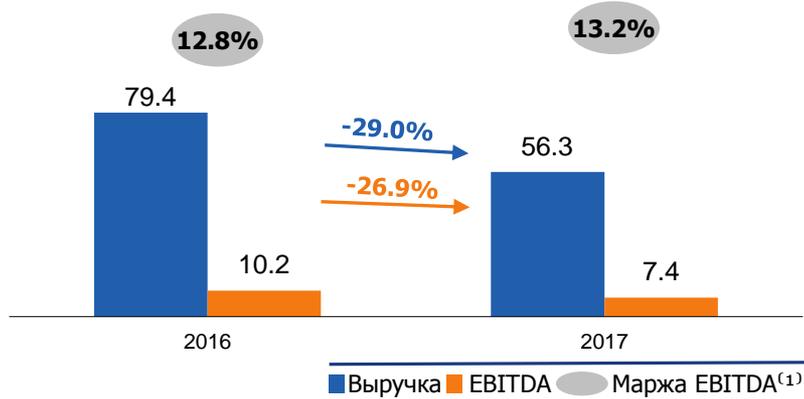
(1) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (1.4 млрд руб. за 2016 г. и 1.5 млрд руб. за 2017 г.)

(2) Нерегулируемые сбытовые компании

# «Трейдинг» и «Зарубежные активы»

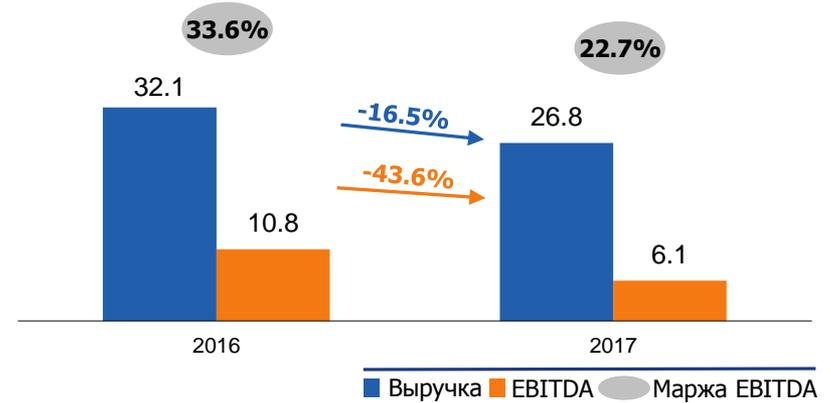
## Трейдинг: выручка и EBITDA

млрд рублей



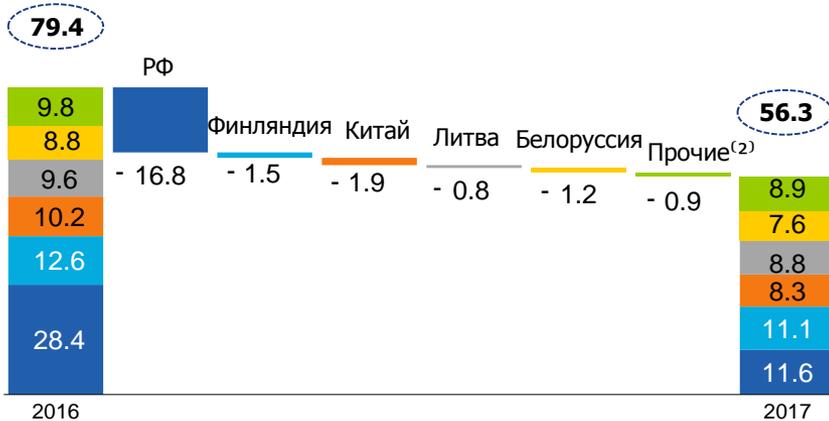
## Зарубежные активы: выручка и EBITDA

млрд рублей



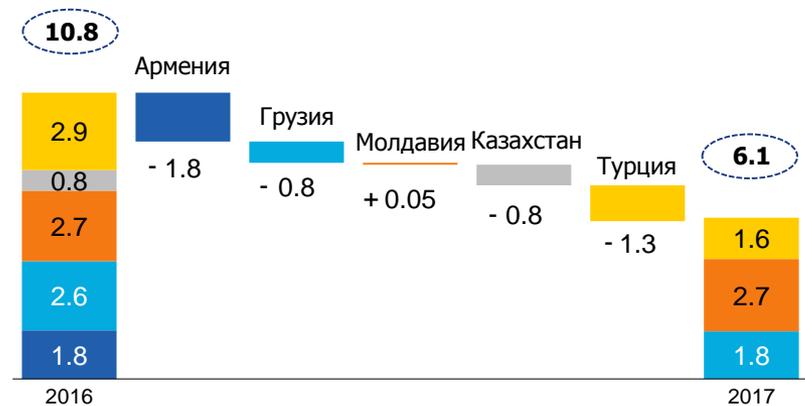
## Трейдинг: доли стран в выручке

млрд рублей



## Зарубежные активы: доли стран в EBITDA

млрд рублей



(1) Показатель «Маржа EBITDA» рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (1.6 млрд рублей за 2016 год и 2.3 млрд рублей за 2017 года)

(2) Казахстан, Грузия, Южная Осетия, Азербайджан, Монголия, Норвегия, Латвия, Эстония, Украина и Польша

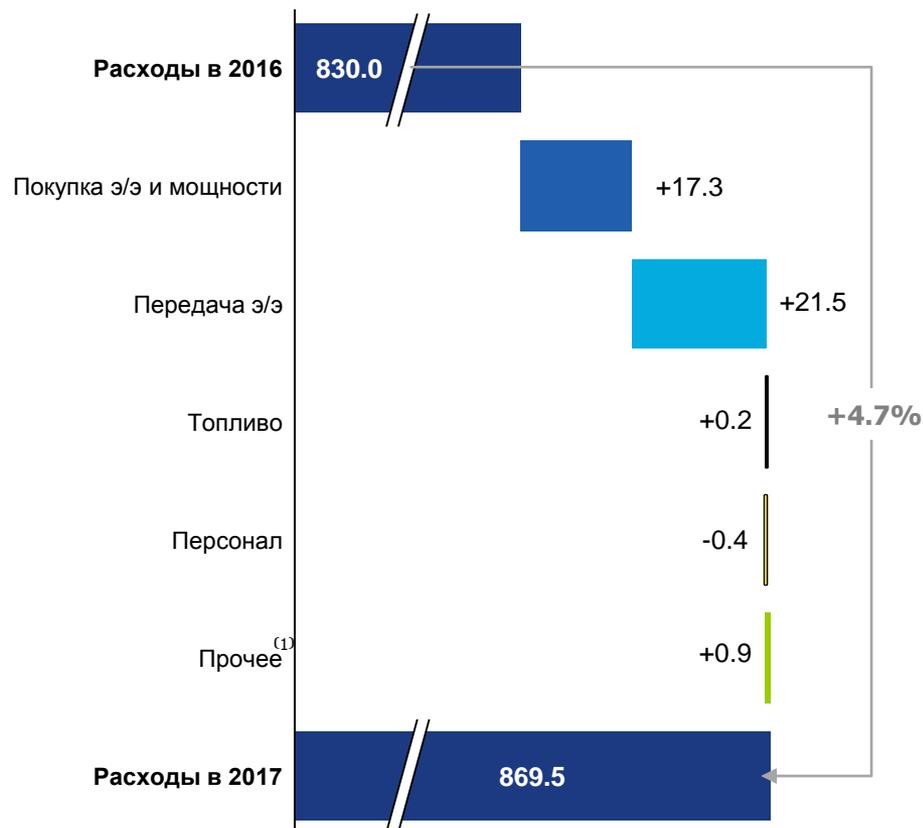
## Структура операционных расходов



**Консолидированные расходы Группы «Интер РАО» за 2017 год составили 869.5 млрд рублей<sup>(1)</sup>**

## Динамика операционных расходов

млрд рублей

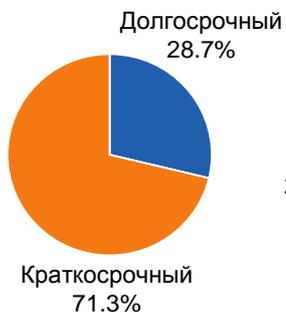


**Темп роста консолидированной выручки по Группе «Интер РАО» за 2017 г (+5.6% год к году) превысил темп роста консолидированных операционных расходов (+4.7% год к году)**

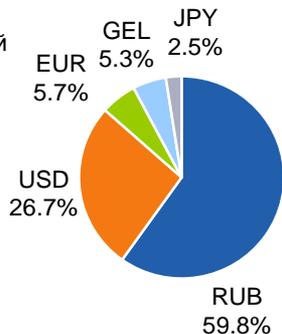
<sup>(1)</sup> Прочие расходы включают в себя амортизацию, резервы по сомнительной дебиторской задолженности, прочие резервы и другие операционные расходы

## Структура долга<sup>(2)</sup>

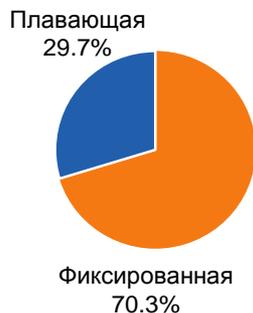
### По сроку погашения



### По валюте



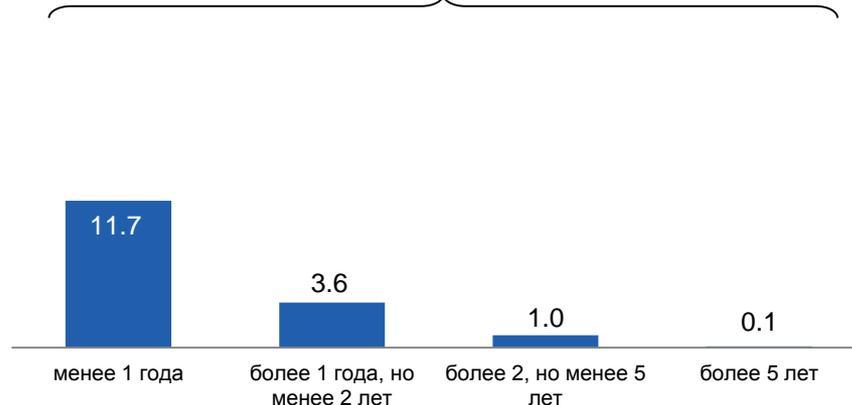
### По процентным ставкам



## Структура долга по срокам погашения<sup>(2)</sup>

млрд руб.

16.4 млрд руб.



## Статистика по долговым обязательствам<sup>(3)</sup>

млрд руб.



■ Долг Группы ■ Чистый долг Группы<sup>(4)</sup> ● Долг/ЕБИТДА

(1) С учетом финансового лизинга

(2) Без учета доли долга в совместных предприятиях

(3) Включает долю долга в совместных предприятиях на 31.12.2016 в размере 0,15 млрд руб. На 31.12.2017 доля долга в совместных предприятиях отсутствует.

(4) Включает депозиты со сроком погашения от 3 до 12 месяцев



**ИНТЕР  
РАО ЕЭС**

энергия без границ



## IV. Развитие оптового рынка мощности



# Динамика цен на рынке электроэнергии и мощности в 2017 - 2018П\* годах

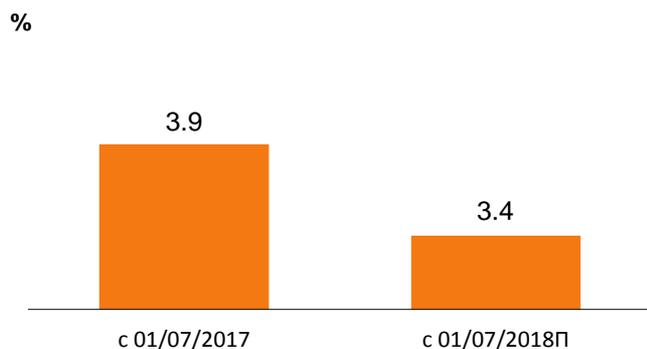
## Динамика потребления электроэнергии в РФ<sup>(1)</sup>



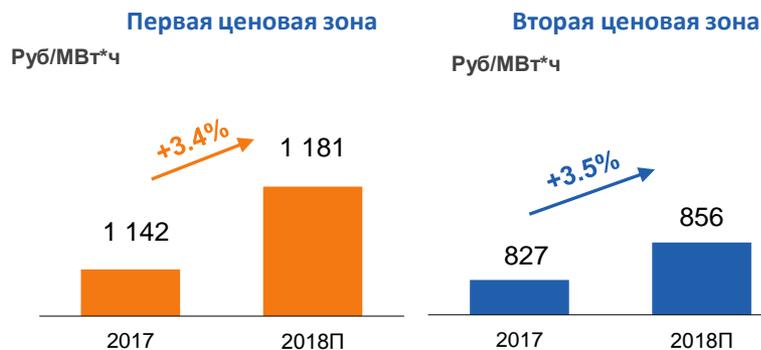
## Среднечасовая выработка ГЭС



## Индексация цен на газ



## Динамика цен РСВ<sup>(2)</sup>



**Снижение предложения ГЭС и рост электропотребления вкупе с ростом цен на топливо приводят к ожидаемому росту цен РСВ на 3,4% и на 3,5% для Первой и Второй ценовых зон соответственно**

1) В соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2017-2023 гг., утверждённой приказом Минэнерго от 01.03.2017 № 143

2) В соответствии с актуальными прогнозами свободных (нерегулируемых) цен на электрическую (мощность) по субъектам Российской Федерации на 2017 и 2018 годы Ассоциации «НП Совет рынка»

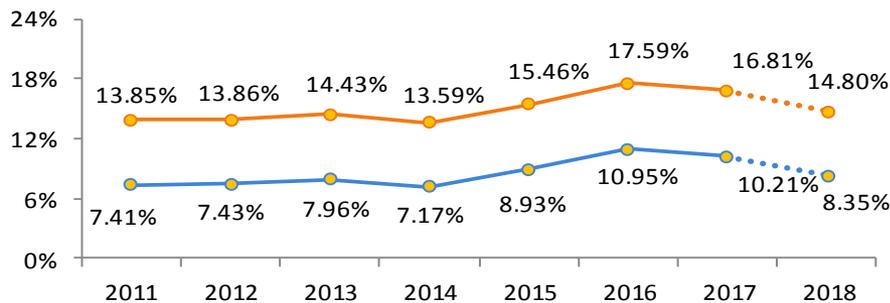
\* Ожидания Группы «Интер РАО» на 31.12.2017

# Повышение платы за мощность по действующим объектам ДПМ Группы «Интер РАО»

## Факторы роста платы за мощность по ДПМ

<b>Коэффициент РСВ</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Отражает долю затрат, компенсируемую в платеже за мощность с учетом прогнозной прибыли с рынка э/э</li> <li>Пересчет Крсв производится после окончания 3 и 6 года поставки при отклонении от базового более чем на 10%</li> </ul>
<b>Доходность ДГО</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Используется для расчета нормы доходности инвестированного капитала по ДПМ объектам;</li> <li>Определяется как средняя доходность государственных облигаций со сроком погашения 7-11 лет</li> </ul>
<b>Дельта ДПМ</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Составляющая платежа ДПМ, обеспечивающая возврат инвестиций за 10 лет при сроке окупаемости 15 лет</li> <li>Оплата дельты фактически осуществляется с 7 по 10 год поставки мощности</li> </ul>
<b>Инфляция (ИПЦ)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Используется для индексации базовой величины эксплуатационных затрат при расчете платежа по ДПМ</li> </ul>

## Изменение доходности ДГО и инвестированного капитала



—●— Средняя ДГО, используемая для расчета нормы инвестированного капитала  
 —●— Норма доходности инвестированного капитала по ДПМ объектам<sup>(1)</sup>

**РЕАЛИЗАЦИЯ МАСШТАБНОЙ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ ГРУППЫ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ 26 ГЕНЕРИРУЮЩИХ ДПМ ОБЪЕКТОВ ЗАВЕРШЕНА НА 93 % И СОСТАВЛЯЕТ 5.7 ГВТ. ЗАВЕРШЕНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОСЛЕДНЕГО ДПМ ОБЪЕКТА ОЖИДАЕТСЯ В НАЧАЛЕ 2018 ГОДА**

## Пересмотр коэффициента РСВ

	До 2016	С 2016	Изменение
Южноуральская ГРЭС (Блок 1)	0.71	0.84	+0.13
Черепетская ГРЭС (Блок 8)	0.80	0.94	+0.14
Уренгойская ГРЭС (ПГУ)	0.71	0.86	+0.15
Каширская ГРЭС (Блок 3)	0.85	0.99	+0.14

	До 2017	С 2017	Изменение
Южноуральская ГРЭС (Блок 2)	0.71	0.88	+0.17
Черепетская ГРЭС (Блок 9)	0.80	1.00	+0.2
Нижневартовская ГРЭС (Блок 3)	0.71	0.90	+0.19

	До 2017	С 2018	Изменение
Ивановские ПГУ (Блок 2)	0.71	0.83	+0.12

## Оплата дельты ДПМ

	2017
Каширская ГРЭС (Блок 3)	330 МВт
Сочинская ТЭС (Блок 3)	82.5 МВт
Томская ГРЭС (ТГ-2)	50 МВт

	2018
Каширская ГРЭС (Блок 3)	330 МВт
Сочинская ТЭС (Блок 3)	82.5 МВт
Томская ГРЭС (ТГ-2)	50 МВт
Ивановские ПГУ (Блок 2)	325 МВт
Гусиноозерская ГРЭС (ТГ-4)	210 МВт
Харанорская ГРЭС (Блок 3)	235 МВт
Уренгойская ГРЭС <sup>(2)</sup>	505.7 МВт

**ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ РОСТ ВЫРУЧКИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ МОЩНОСТИ ПО ДПМ ПРОЕКТАМ ГРУППЫ В 2018 ГОДУ СОСТАВИТ ПОРЯДКА 7,9 МЛРД РУБЛЕЙ**

(1) С учетом базового уровня доходности 15% (без дополнительной эмиссии)

(2) С октября 2018 года



**ИНТЕР  
РАО ЕЭС**

энергия без границ



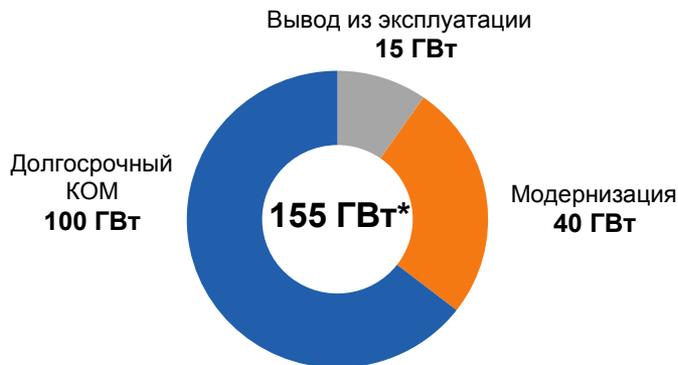
## V. Модернизация генерирующего оборудования



## Сроки реализации механизма модернизации генерирующего оборудования



## Программа по сохранению и развитию мощностей

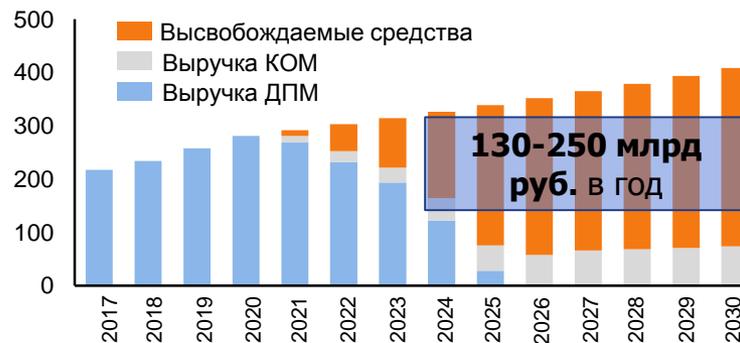


Период действия с 2022 до 2035 года

\* совокупная мощность ТЭС на 31.12.2017

## Динамика выручки ДПМ ТЭС

Млрд. рублей

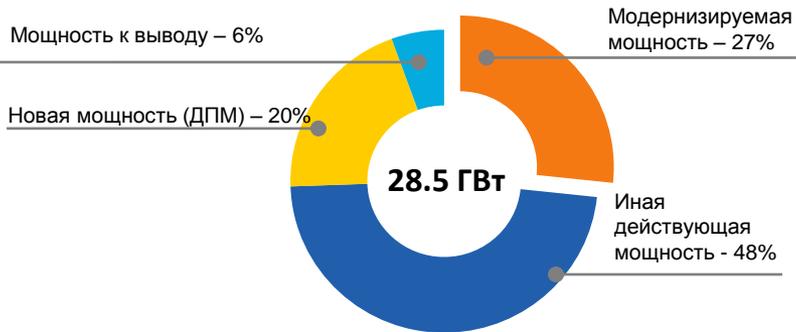


Объем затрат 2,5 трлн. руб. с 2021 по 2035 гг. (1,5 трлн. по 2030 г.)\*\*

\*\* в ценах 2021 года

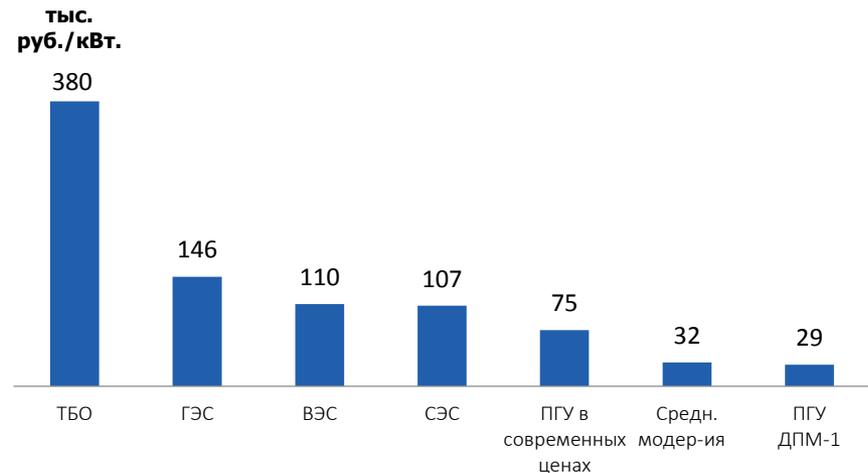
Рассматривается несколько механизмов по модернизации генерирующего оборудования

## Структура текущей установленной мощности Группы



Предварительный объем модернизации составляет порядка 7.6 ГВт

## Сравнение удельных капитальных затрат на строительство 1 кВт мощности



## Базовые принципы конкурсного механизма отбора проектов модернизации на 2021-2030 гг.

### Кто участвует? Только ТЭС по критериям:

- ✓ участие в отборе теплофикационных и конденсационных электрических станций с наработкой 100 000 - 200 000 часов;
- ✓ коэффициент востребованности (включенности) за последние 2 года выше среднего по ценовым зонам;
- ✓ для оборудования неблочных ТЭС (котел, генератор) срок службы не менее 40 лет, КИУМ за прошедшие 2 года выше среднего по рынку.

### Порядок отбора

- Конкурсный отбор проектов осуществляется по следующим принципам:
- ✓ отбираются проекты с самой низкой удельной стоимостью с учетом объемных и стоимостных ограничений;
  - ✓ отбираются проекты с наилучшим технико-экономическими показателями снижения УРУТ;
  - ✓ Перечень отобранных объектов утверждается решением Правительства РФ.

### Базовые принципы ценообразования на мощность

- ✓ Возврат инвестиций в течение 15-20 лет;
- ✓ Возврат CAPEX с расчетной доходностью аналогично ДПМ;
- ✓ OPEX соответствует цене КОМ.

(1) Прогноз изменения мощностей ТЭС к 2035 году по централизованной зоне энергоснабжения России в соответствии с утвержденной ГенСхемой (Утверждена Распоряжением Правительства РФ от 09.06.2017г. № 1203-р)

(2) На основании прогнозов Группы Интер РАО

# Карта модернизируемого оборудования

- Модернизация наиболее приоритетная
- Модернизация наименее приоритетная
- Модернизация [надстройка ПГУ/новое строительство]

К наиболее приоритетным проектам относятся объекты, расположенные в Оренбургской области, Пермском крае, Республике Башкортостан, Омской области, Томской области.

К наименее приоритетным проектам относятся объекты, расположенные в Костромской области, Пермском крае, Республике Башкортостан, Омской области, ХМАО.

Модернизация [надстройка/новое строительство]:  
Республика Башкортостан, Костромская область,  
Оренбургская область, Свердловская область,  
Забайкальский край, ХМАО.





**ИНТЕР  
РАО ЕЭС**

энергия без границ



## VI. Развитие модели эталонного сбыта



## Составляющие эталонной выручки в соответствии с моделью эталонного сбыта<sup>(1)</sup>:

- **Постоянные компоненты эталонных затрат:**
  - оплата труда, содержание помещений,
  - печать и доставка счетов,
  - колл-центр и интернет-обслуживание,
  - сбор показаний приборов учета,
  - прием ГП оплаты без комиссии.

## Постоянные компоненты эталонных затрат установлены ФАС на 3 года

- **Переменные составляющие затрат:**
  - резерв по сомнительным долгам – 1.5 % от валовой выручки,
  - % по заемным средствам – 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.

## 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;
- Эталонные затраты пересматриваются не чаще, чем раз, каждые три года.

*(1) Постановление Правительства РФ от 21.07.2017 N 863, Приказ ФАС России от 21.11.2017 г. № 1554/17*



**ИНТЕР  
РАО ЕЭС**

**энергия без границ**



## **VII. Q&A сессия**

