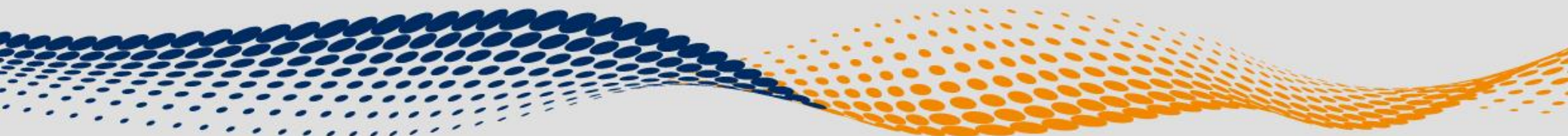




Консолидированные финансовые и производственные результаты деятельности Группы «Интер РАО» за 2016 год

1 марта 2017 года



Основные факторы, определившие операционные результаты Группы

1

ГЕНЕРАЦИЯ В РФ:

- Ввод в эксплуатацию 445 МВт новой генерирующей мощности в рамках договоров о предоставлении мощности (ДПМ);
- Вывод из эксплуатации 835 МВт устаревшей неэффективной мощности;
- Рост платы за мощность по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) в среднем на 27,7% вследствие роста доходности долгосрочных государственных обязательств, уточнения механизма расчёта Крсв, индексации величины эксплуатационных расходов на индекс потребительских цен, а также начала оплаты дельты ДПМ с седьмого года поставки по ряду объектов;
- Рост цен на мощность, реализуемую в сегменте конкурентного отбора мощности (КОМ), на 16,5%;
- Рост цен на электроэнергию на рынке на сутки вперёд (РСВ) в первой ценовой зоне (на 4,0%) и неблагоприятная ценовая конъюнктура во второй ценовой зоне (снижение цен на электроэнергию составило 5,7%);
- Рост среднеотпускных тарифов на тепловую энергию для конечных потребителей по российским активам Группы на 9,6%;
- Оптимизация закупочных цен на топливо по российским активам Группы.

2

СБЫТ В РФ:

- Вхождение в периметр Группы «Интер РАО» гарантирующего поставщика «Башэнергосбыт»;
- Рост среднеотпускных 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:

- Увеличение объёма экспортных поставок электроэнергии в Финляндию на 56,1% и в Белоруссию на 13,0% при снижении поставок в Казахстан на 24,5%, а также прекращение экспорта электроэнергии на Украину в рамках коммерческих договоров;
- Снижение среднего курса национальной валюты РФ по отношению к основным валютам экспортных контрактов на поставку электроэнергии: к доллару США - на 10,0%, к евро – на 9,5% 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.

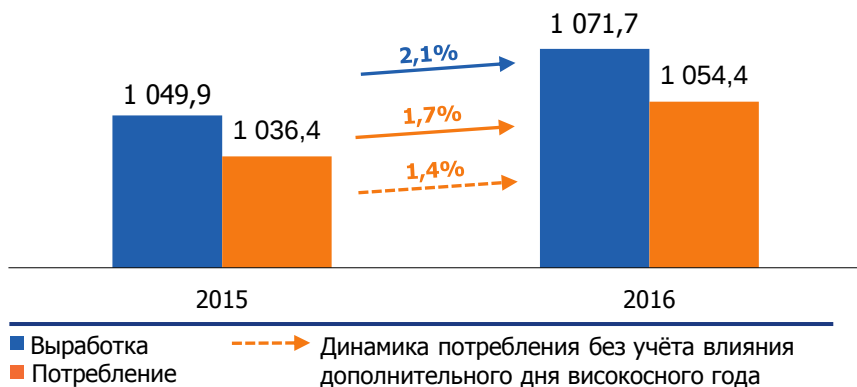


I. Результаты операционной деятельности



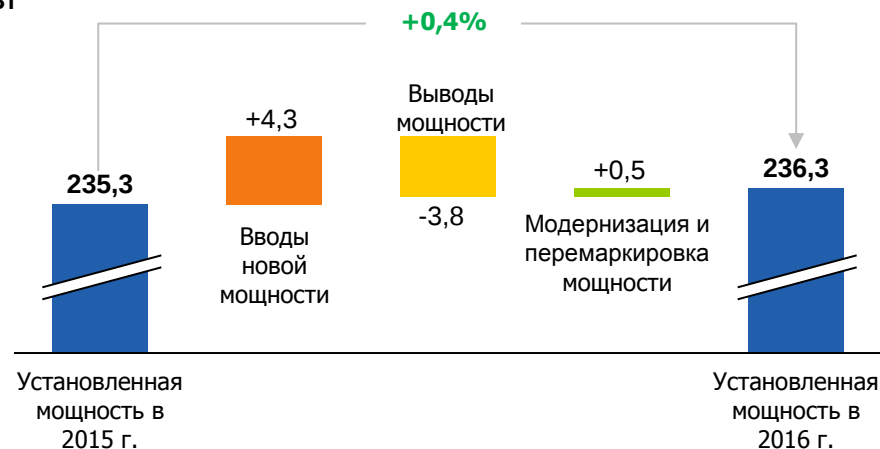
Динамика производства и потребления электроэнергии в РФ⁽¹⁾

ТВт*ч

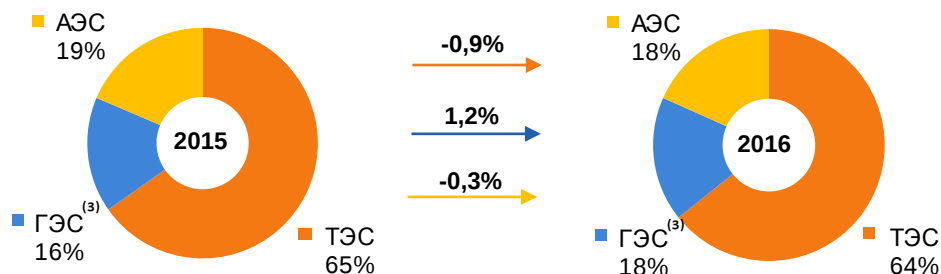


Вводы и выходы генерирующих мощностей в ЕЭС России⁽¹⁾

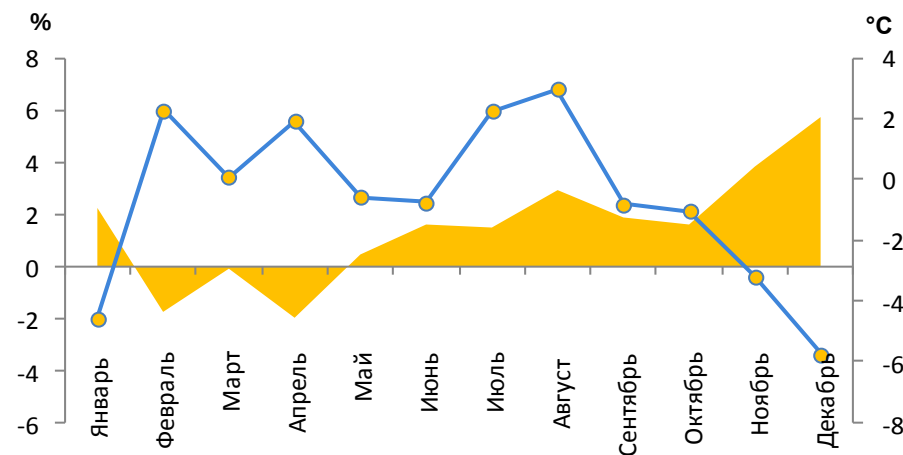
ГВт



Динамика распределения нагрузки на электростанциях РФ⁽²⁾



Влияние температурного фактора⁽¹⁾



(1) По данным «СО ЕЭС»

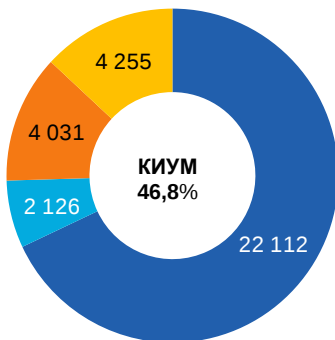
(2) По данным Министерства энергетики РФ

(3) Выработка на возобновляемых источниках электроэнергии ВЭС, СЭС отражена в выработке ГЭС

Производство электроэнергии и тепла

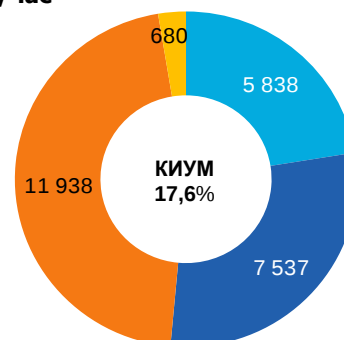
Установленная электрическая мощность

Всего: 32 524 МВт



Установленная тепловая мощность

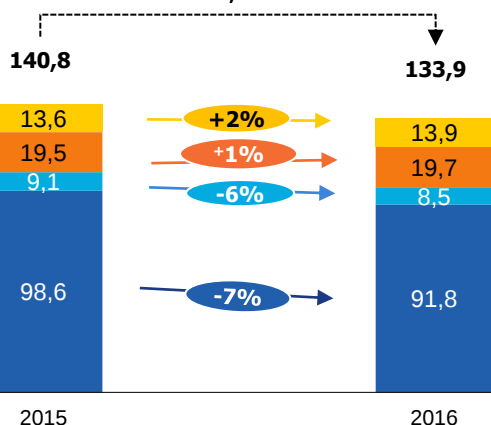
Всего: 25 993 Гкал/час



Динамика выработки электроэнергии

ТВт*ч

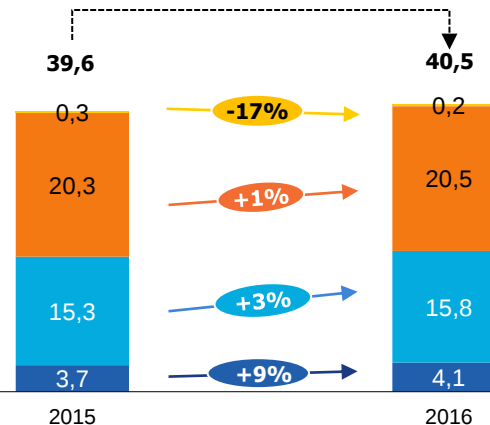
-4,9%



Динамика отпуска теплоэнергии с коллекторов

млн Гкал

+2,3%



■ Группа «Интер РАО – Электрогенерация» ■ Группа «ТГК-11»¹ ■ Группа «БГК» ■ Зарубежная генерация

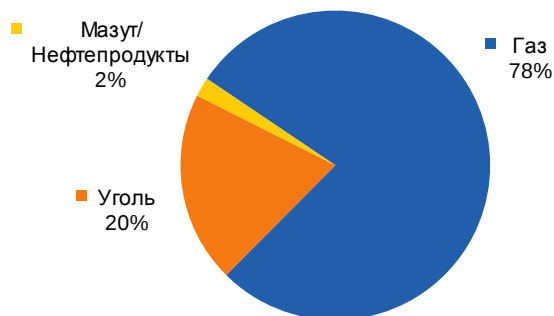
— #% — Динамика выработки электроэнергии /отпуска теплоэнергии с коллекторов

Снижение выработки электроэнергии вследствие оптимизации загрузки и вывода из эксплуатации неэффективного генерирующего оборудования Группы «Интер РАО»

¹ Включает показатели АО «ТГК-11», АО «Томская генерация», АО «Омск РТС», АО «Томск РТС»

Потребление топлива

Топливный баланс



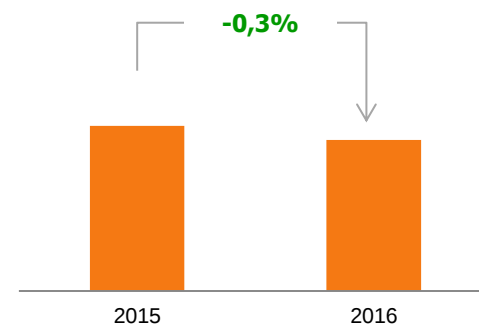
Потребление газа по Группе «Интер РАО» : 30,0 млрд куб. м

Потребление угля по Группе «Интер РАО» : 15,7 млн тонн

Эффективное взаимодействие с поставщиками газа

С 1 января 2016 года Группа «Интер РАО» перешла на закупку природного газа для нужд станций Группы у независимого поставщика – НК «Роснефть» – с дисконтом к регулируемой цене на газ для промышленных потребителей.

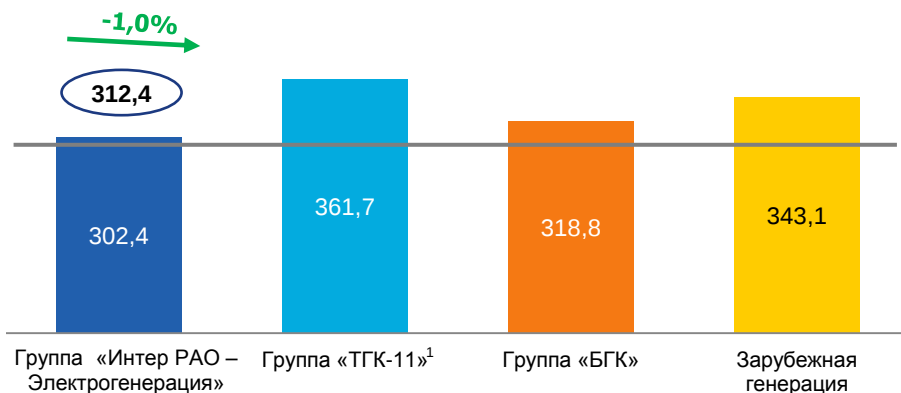
Снижение закупочных цен на газ*



* По Российским активам Группы «Интер РАО»

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии

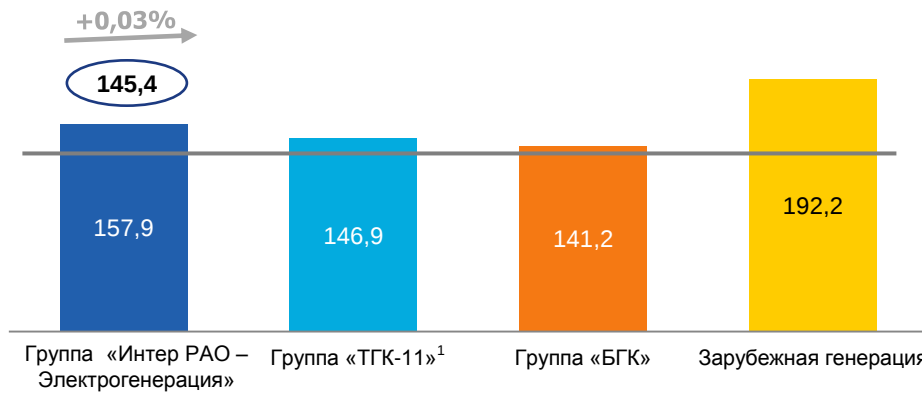
г/кВт*ч



- УРУТ на отпуск электроэнергии по Группе «Интер РАО»

Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты

кг/Гкал

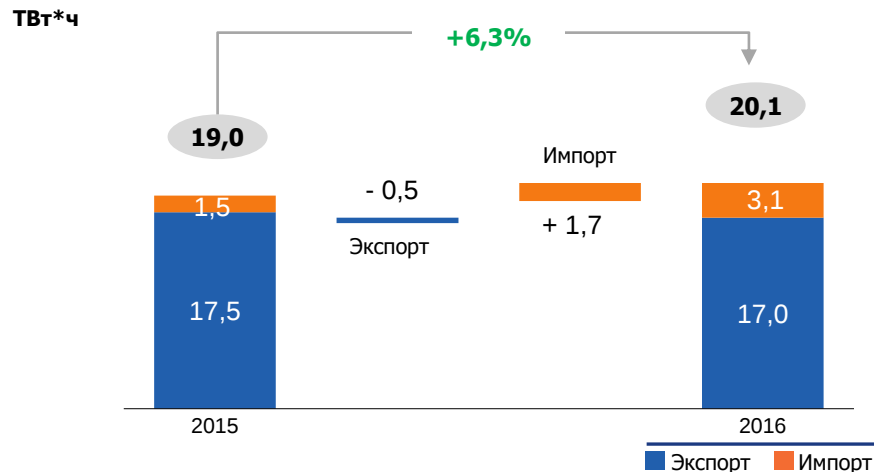


- УРУТ на отпуск теплоты по Группе «Интер РАО»

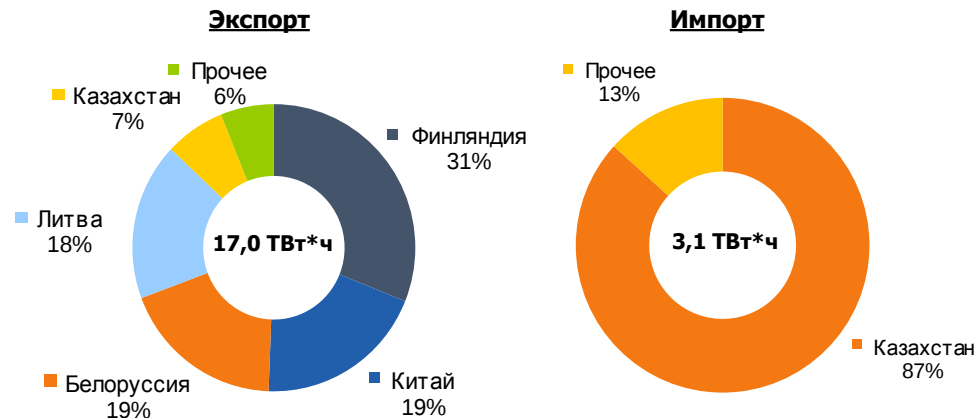
¹ Включает показатели АО «ТГК-11», АО «Томская генерация», АО «Омск РТС», АО «Томск РТС»

Внешнеэкономическая деятельность

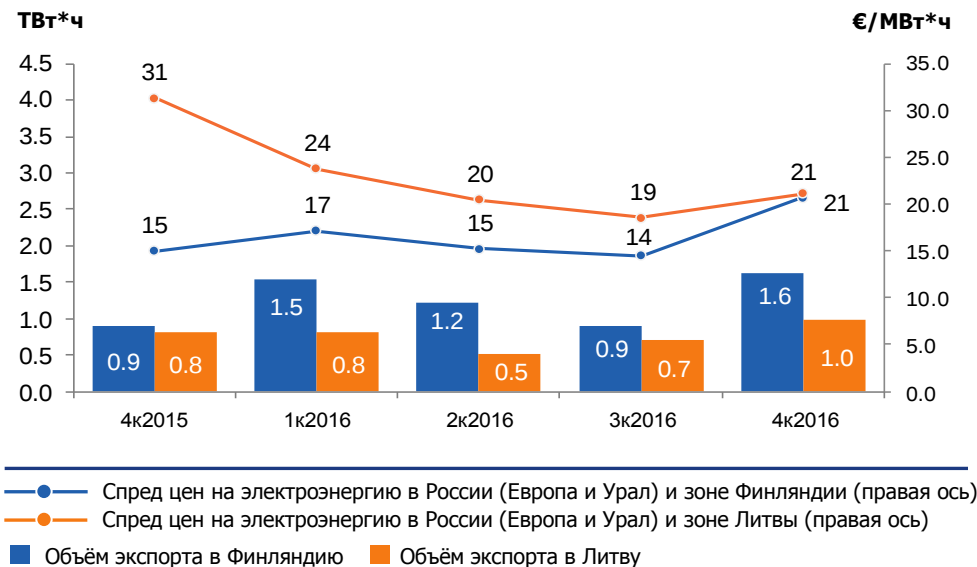
Объёмы экспортно-импортных операций



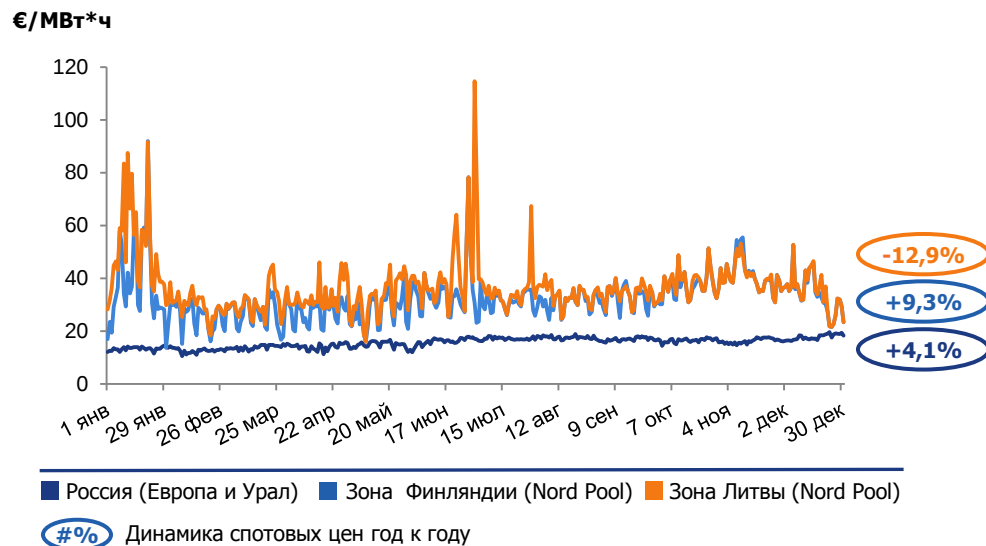
Структура экспортно-импортных операций



Динамика экспортных поставок электроэнергии и ценовой спред



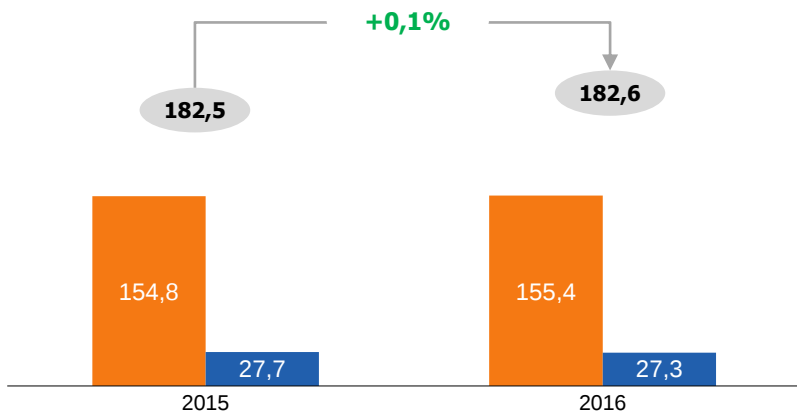
Динамика спотовых цен на электроэнергию



Сбыт электроэнергии

Объём полезного отпуска электроэнергии потребителям*

ТВт*ч



■ Гарантирующие поставщики ■ Нерегулируемые сбытовые компании

*Данные представлены с учётом показателей «Башэнергосбыта» в 2015 -2016 году

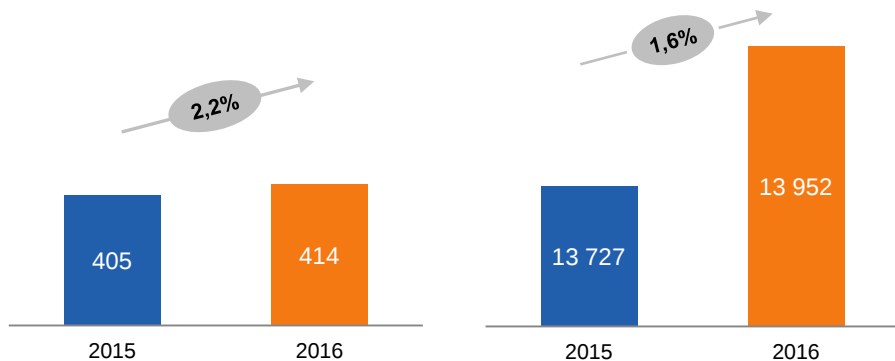
География присутствия сбытового бизнеса



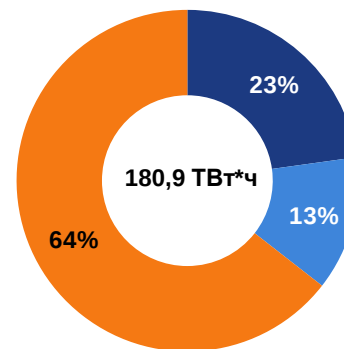
Размер клиентской базы

Юридические лица,
тыс. абонентов

Физические лица,
тыс. абонентов



Структура реализации электроэнергии на розничном рынке



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



II. Повышение операционной эффективности

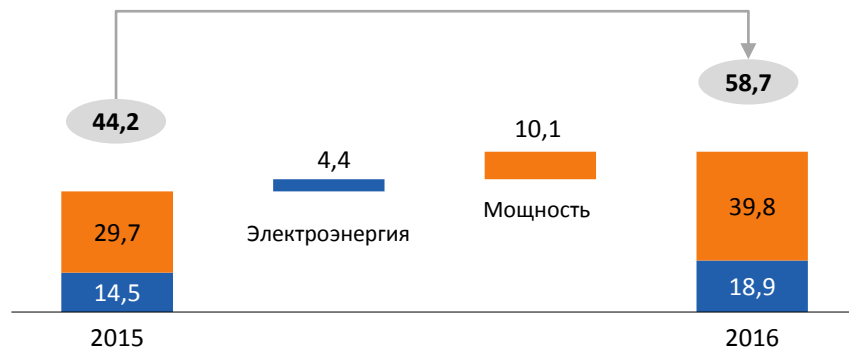


Повышение операционной эффективности электрогенерирующего бизнеса¹

Увеличение выручки по объектам ДПМ*

млрд руб.

32,9%



*Выручка по объектам ДПМ, сальдированная по значению продажи и покупки электроэнергии и мощности

Вывод неэффективного оборудования

МВт

Совокупный эффект на прибыль от вывода оборудования составил **0,8 млрд рублей****; снижение УРУТ – **3,58 г/кВт*ч**

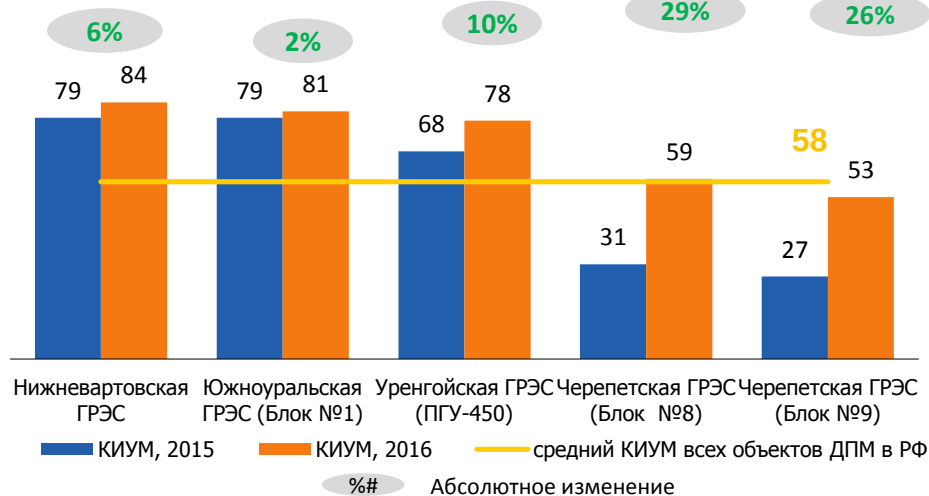


■ Установленная мощность выведенного оборудования с 01.01.2016

** с учётом амортизации

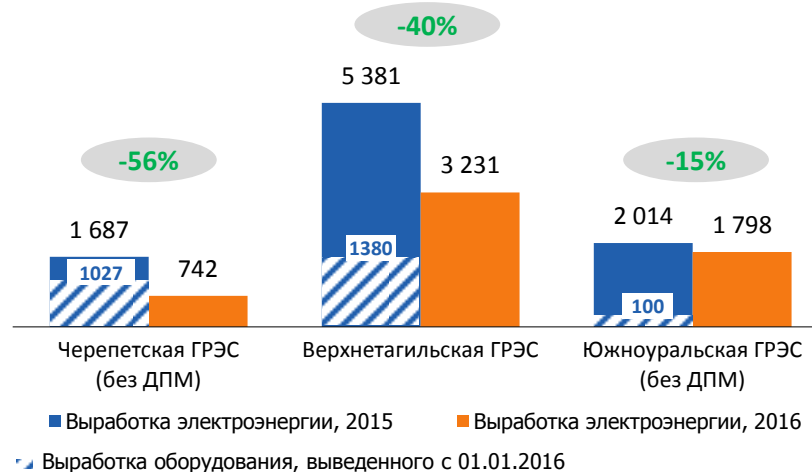
Загрузка новых высокорентабельных энергоблоков (ДПМ)

МВт



Оптимизация загрузки низкорентабельной генерации

млн кВт*ч

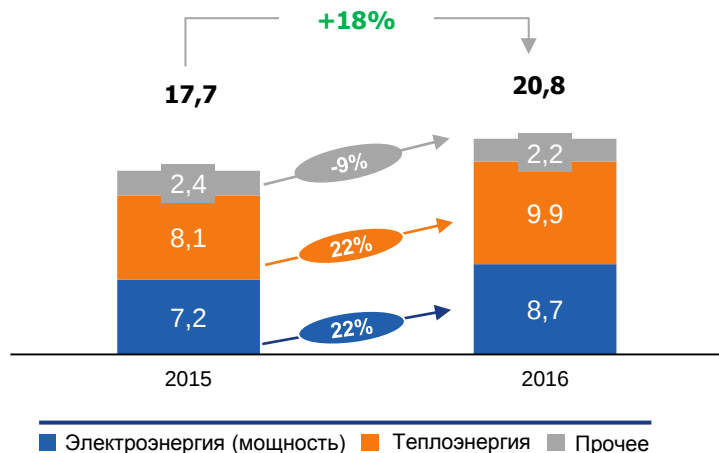


¹ Включает показатели АО «Интер РАО – Электрогенерация» и ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»

Повышение операционной эффективности теплогенерирующего бизнеса¹

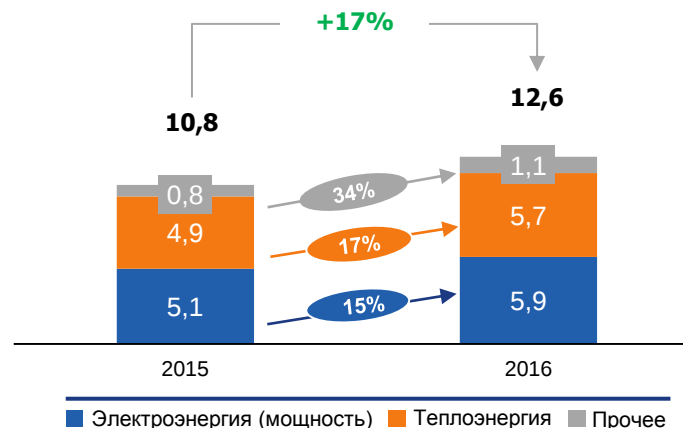
Динамика маржинальной прибыли Группы «БГК»

млрд руб.



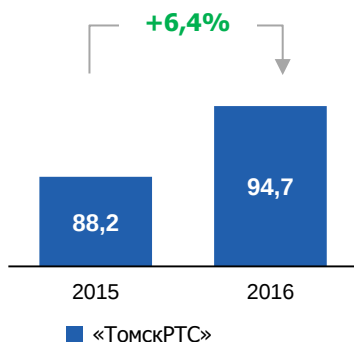
Динамика маржинальной прибыли Группы «ТГК-11»

млрд руб.



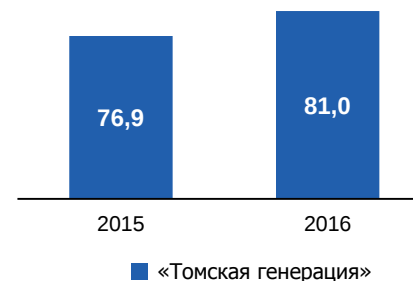
Уровень собираемости платежей за теплоэнергию

%



Выработка электроэнергии в теплофикационном режиме

%

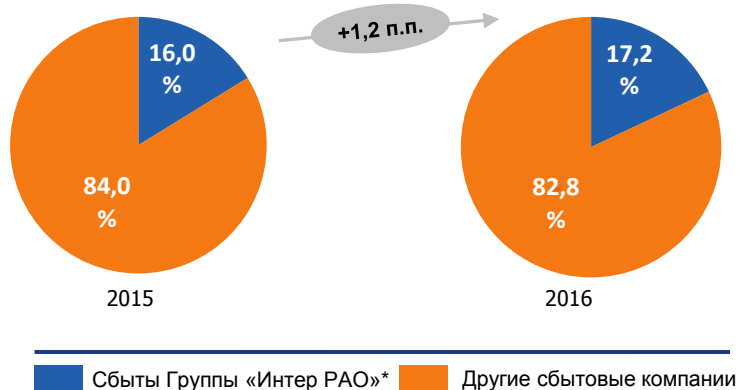


Получение экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию способствовало повышению маржинальности теплогенерирующего бизнеса Группы «Интер РАО»

¹ Включает ООО «БГК», ООО «БашРТС», АО «ТГК-11», АО «Томская генерация», АО «ОмскРТС», АО «ТомскРТС»

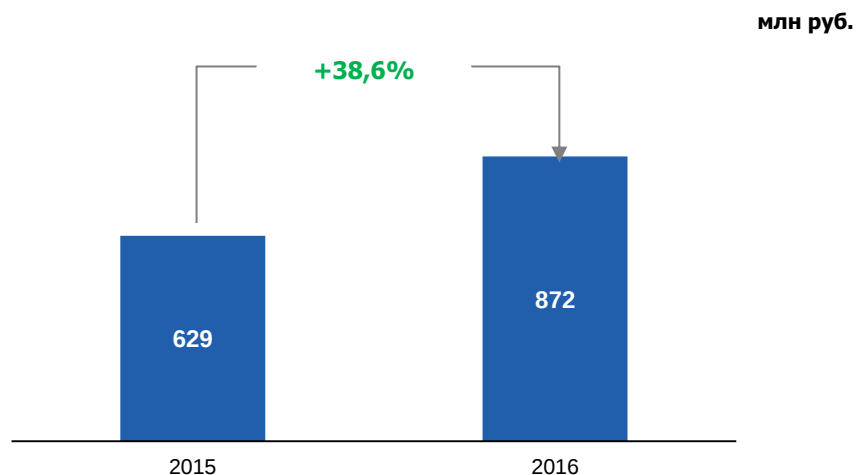
Повышение операционной эффективности розничного бизнеса

Доля на российском розничном рынке



*Данные представлены с учётом «Башэнергосбыта» в 2016 году

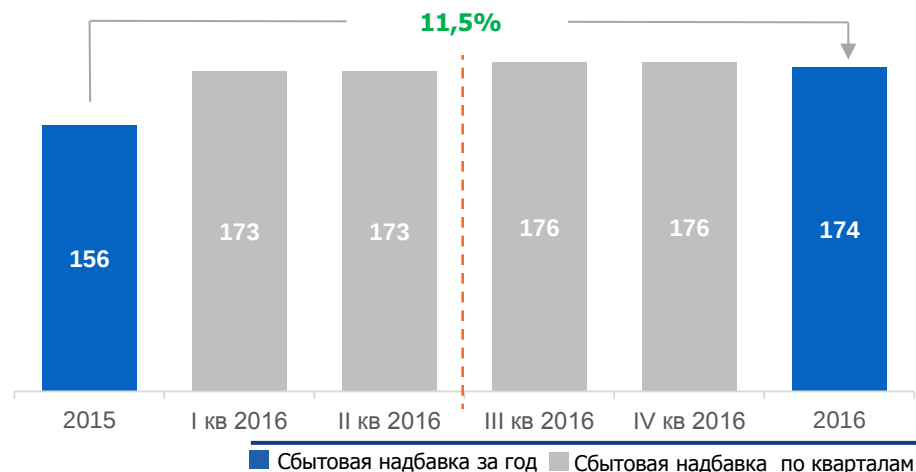
Прибыль от продаж дополнительных сервисов



¹ На основе средневзвешенных сбытовых надбавок по гарантирующим поставщикам Группы

Динамика сбытовой надбавки* гарантирующим поставщикам¹

Руб./МВт*ч



*Данные представлены с учётом «Башэнергосбыта» в 2016 году

Уровень собираемости платежей за 2016 год



Основные направления повышения операционной эффективности в 2017 году



1

Электрогенерирующий бизнес

- Своевременный ввод в эксплуатацию объектов ДПМ: ПГУ-420 Верхнетагильской ГРЭС и ПГУ-800 Пермской ГРЭС с увеличением установленной мощности сверх параметров ДПМ;
- Оптимизация загрузки генерирующего оборудования в условиях снижения энергопотребления на низкомаржинальных станциях;
- Вывод из эксплуатации 1 195 ГВт неэффективной генерирующей мощности на Верхнетагильской и Черепетской ГРЭС;
- Продолжение оптимизации сроков ремонтных площадок без снижения объёма работ, перенос срока ремонтов высокоэффективного оборудования из периодов высокой маржинальности;
- Перемаркировка (увеличение оплачиваемой мощности) на 64 МВт на Пермской ГРЭС (60 МВт), Южноуральской ГРЭС-2 (4 МВт);
- Проведение опытных сжиганий углей альтернативных поставщиков с целью оптимизация топливных издержек.



2

Теплогенерирующий бизнес

- Своевременный ввод в эксплуатацию объектов ДПМ: Затонской ТЭЦ и Омской ТЭЦ-3 (ТГ-10);
- Расширение географии присутствия за счёт строительства новой тепловой Затонской ТЭЦ в микрорайоне «Забелье» в г. Уфе;
- Продолжение мероприятий по снижению уровня потерь в тепловых сетях;
- Усиление претензионно-исковой работы с должниками на рынке тепла;
- Перевод потребителей - собственников помещений в МКД и жилых домах на прямые расчёты с ресурсоснабжающей организацией в целях исключения роста задолженности управляющих компаний;
- Увеличение отпуска тепловой энергии, в том числе в части коллекторных потребителей с использованием механизма свободной договорной цены;
- Актуализация схем теплоснабжения городов присутствия активов, подтверждение статуса единой теплоснабжающей организации;
- Анализ возможностей по заключению концессионных соглашений в теплоснабжении с целью модернизации активов и снижения убытков Обществ.



3

Сбытовой бизнес

- Сохранение собираемости платежей на розничном рынке;
- Повышение клиентоориентированности в ЭСК Группы (работа клиентских офисов, внедрение программ лояльности);
- Реализация этапов проекта «Единый биллинг юридических лиц» в АО "Петербургская сбытовая компания" и ПАО "Тамбовская энергосбытовая компания";
- Стандартизация расчётов с физическими лицами в рамках проекта «Унифицированный биллинг физических лиц», разработка и внедрение Единой методологии по работе с потребителями – физическими лицами.
- Разработка новых продуктов по дополнительным сервисам и трансляция лучших практик на общества Группы (установка приборов учёта, программы по энергосбережению);
- Повышение рентабельности продаж по дополнительным сервисам;
- Интеграция «Башэнергосбыта» в сбытовой сегмент Группы «Интер РАО»;
- Перевод потребителей «Башэнергосбыта» в единый контактный центр Группы «Интер РАО» Европейской зоны (г. Орёл).



III. Финансовые результаты по МСФО



Ключевые финансовые показатели

(млрд руб.)	2016	2015	Изменение
Выручка	868,2	832,0	4,4%
Операционные расходы	830,0	815,0	1,9%
Операционная прибыль	77,3	25,7	в 3,0 раза
EBITDA	96,3	72,4	33,0%
Рентабельность по EBITDA	11,1%	8,7%	27,4%
EBIT	73,4	48,8	50,4%
Чистая прибыль	61,3	23,8	в 2,6 раза
Свободный денежный поток (FCF)	45,6	33,7	35,4%
Капитальные расходы	34,7	29,0	20,0%
(млрд руб.)	31.12.2016	31.12.2015	Изменение
Итого активы	571,6	569,0	0,5%
Итого капитал	419,2	366,2	14,5%
Скорректированный долг¹	17,8	92,1	-80,7%
Скорректированный чистый долг²	-78,2	8,0	-

Примечания:

- здесь и далее в презентации все относительные процентные изменения показаны из расчёта в млн рублей;
- здесь и далее в презентации показатель EBITDA рассчитан в соответствии с новой методикой, принятой в Группе «Интер РАО».

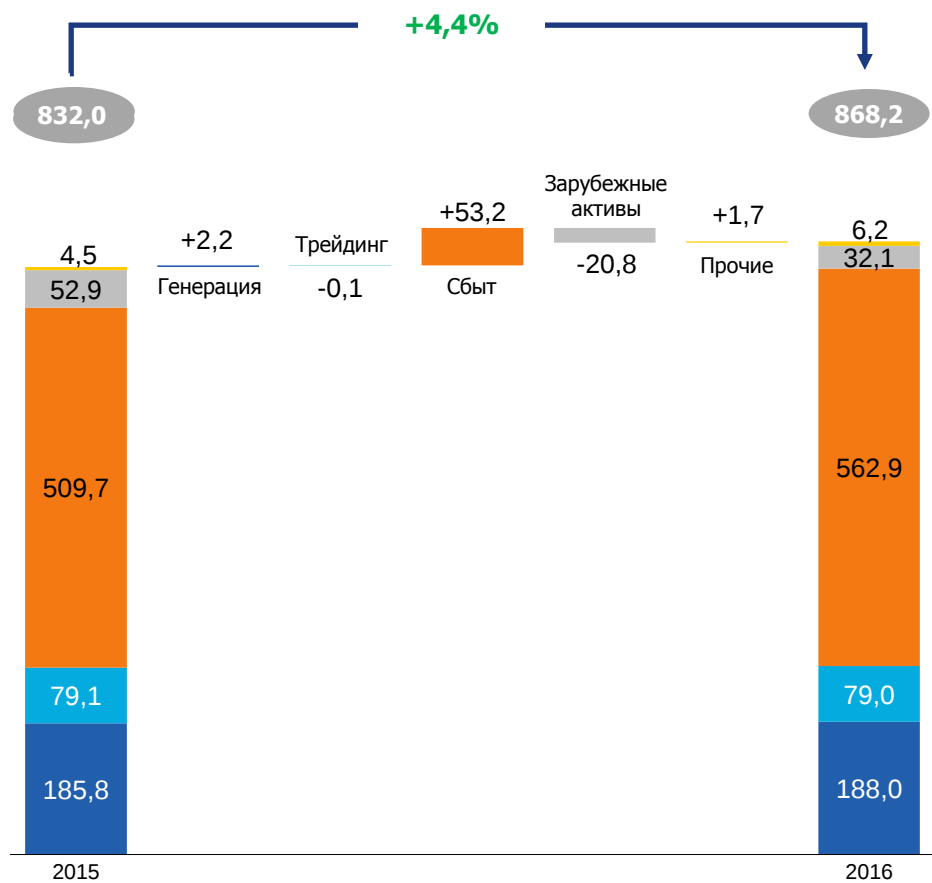
¹ Включает долю долга в совместных предприятиях в размере 0,2 млрд руб. на 31.12.2016 (13,9 млрд руб. на 31.12.2015)

² Включает депозиты со сроком погашения от 3 до 12 месяцев в размере 0,02 млрд руб. на 31.12.2016 (17,8 млрд руб. на 31.12.2015) и долю долга в совместных предприятиях в размере 0,2 млрд руб. на 31.12.2016 (13,9 млрд руб. на 31.12.2015)

Динамика ключевых показателей

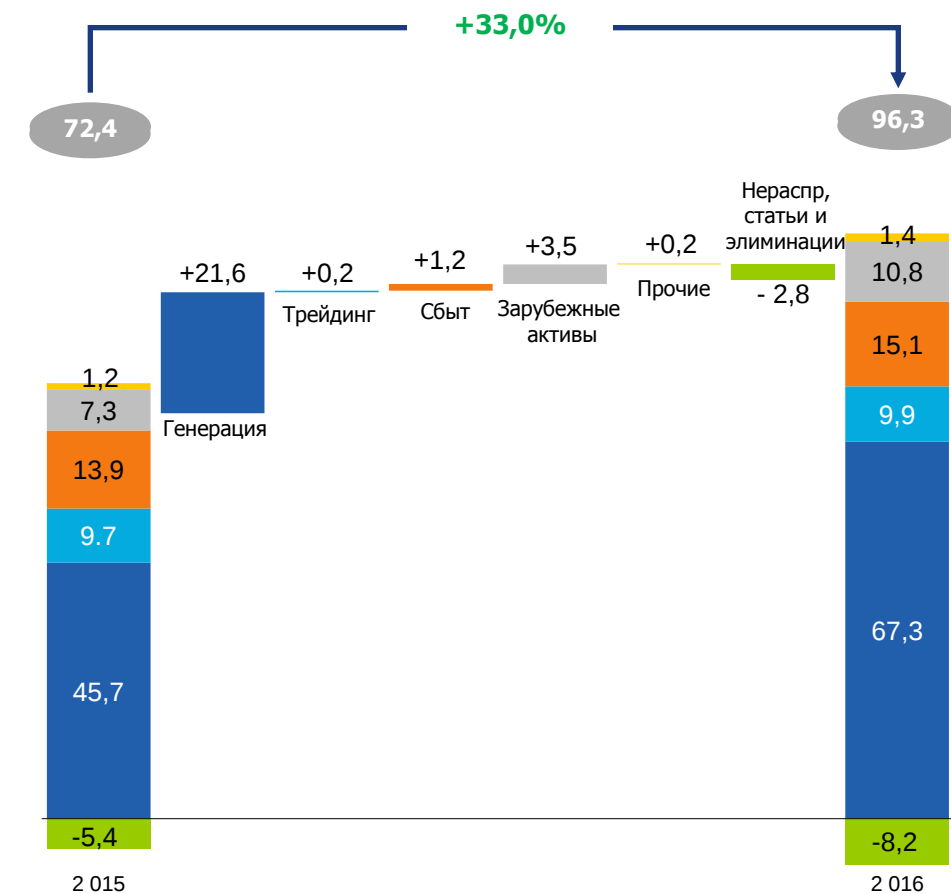
Динамика изменения выручки

млрд руб.



Динамика изменения EBITDA

млрд руб.

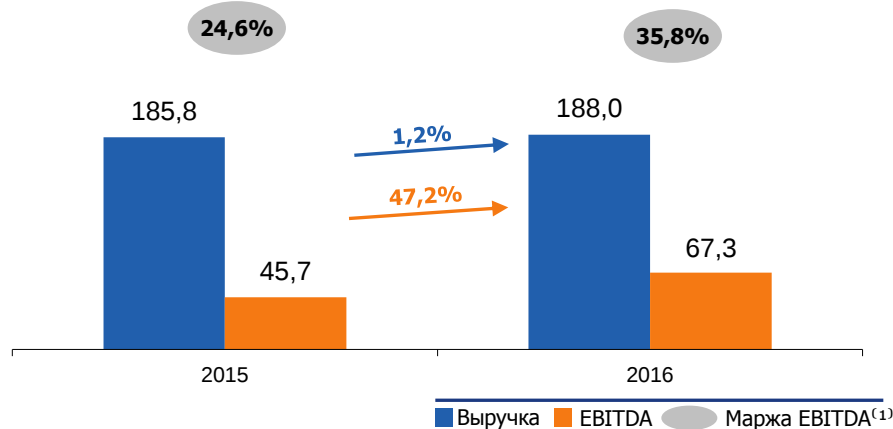


Основной рост показателя EBITDA произошёл за счёт сегмента «Генерация»

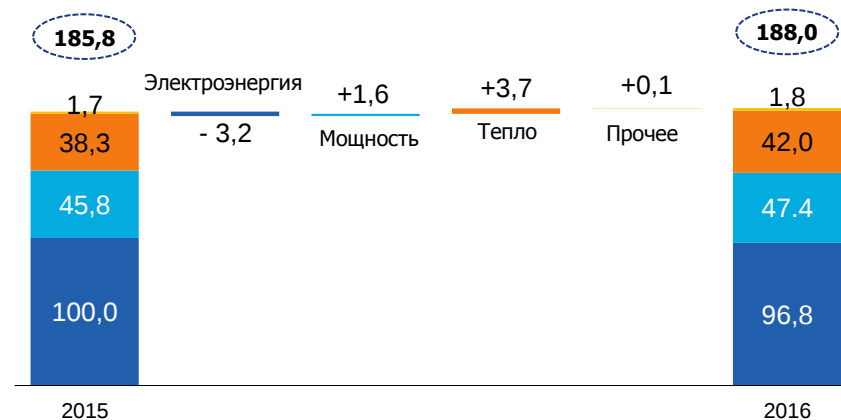
Ключевые сегменты: «Генерация»

Выручка и EBITDA

млрд руб.

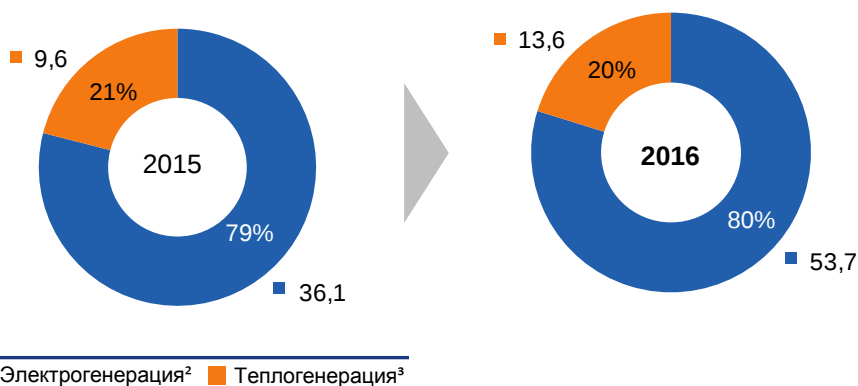


Структура выручки



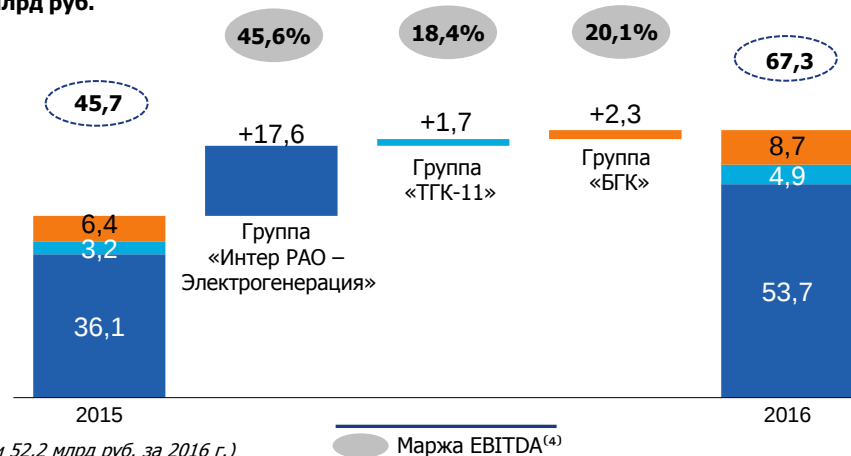
Структура EBITDA

млрд руб.



Доли компаний в EBITDA

млрд руб.



(1) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (42,6 млрд руб. за 2015 г. и 52,2 млрд руб. за 2016 г.)

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

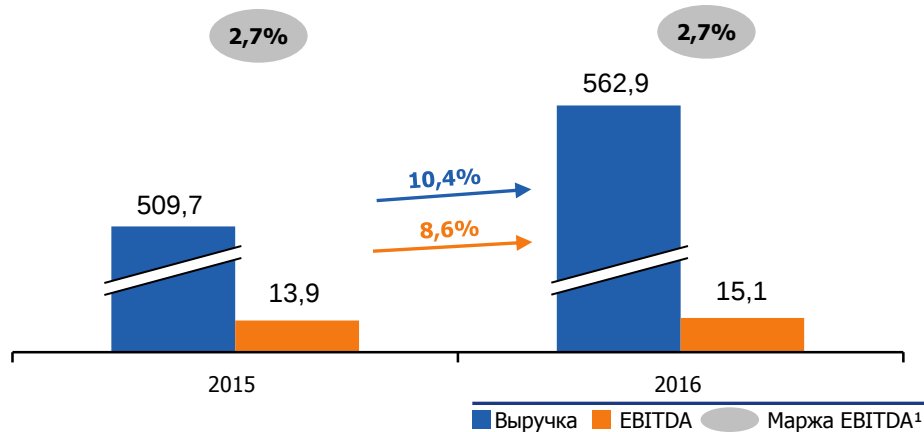
(3) Подсегмент «Теплогенерация» включает в себя финансовые результаты Группы «БГК» и Группы «ТГК-11»

(4) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки за 2016 г. (по Группе «Интер РАО – Электрогенерация» - 38,8 млрд руб.; по Группе «ТГК-11» - 3,4 млрд руб.; по Группе «БГК» - 10,0 млрд руб.)

Ключевые сегменты: «Сбыт»

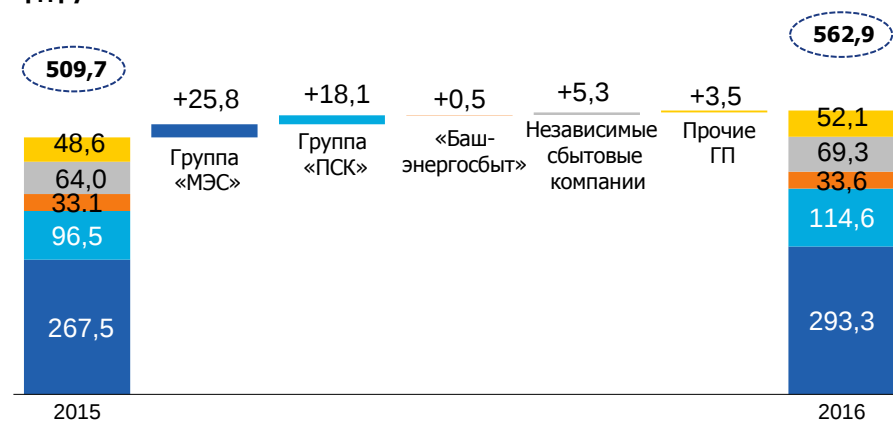
Выручка и EBITDA

млрд руб.



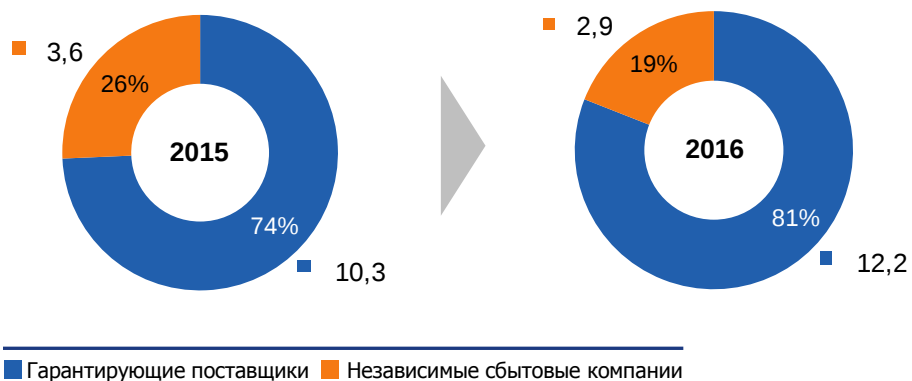
Доли компаний в выручке

млрд руб.



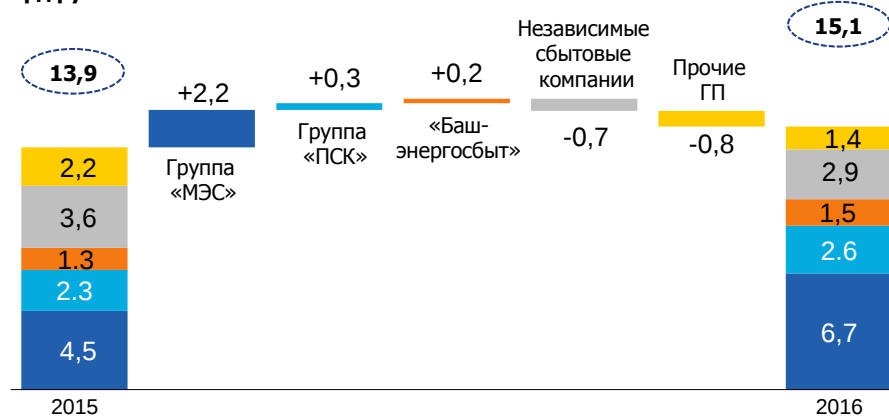
Структура EBITDA

млрд руб.



Доли компаний в EBITDA

млрд руб.

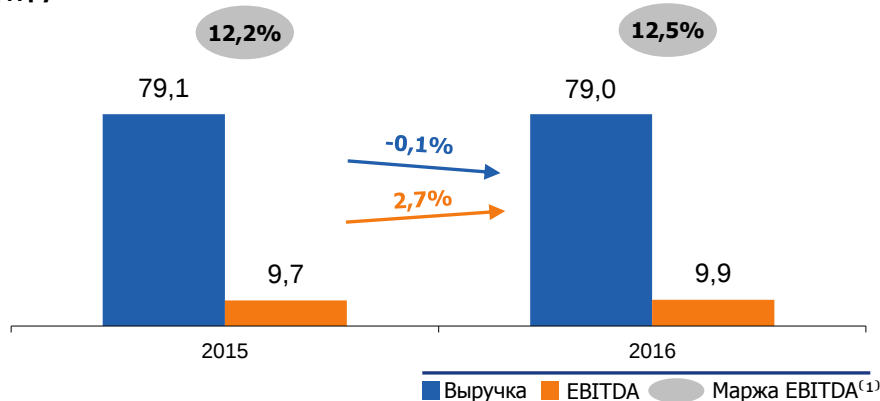


¹ Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (1,4 млрд руб. за 2015 г. и 1,4 млрд руб. за 2016 г.)

Ключевые сегменты: «Трейдинг» и «Зарубежные активы»

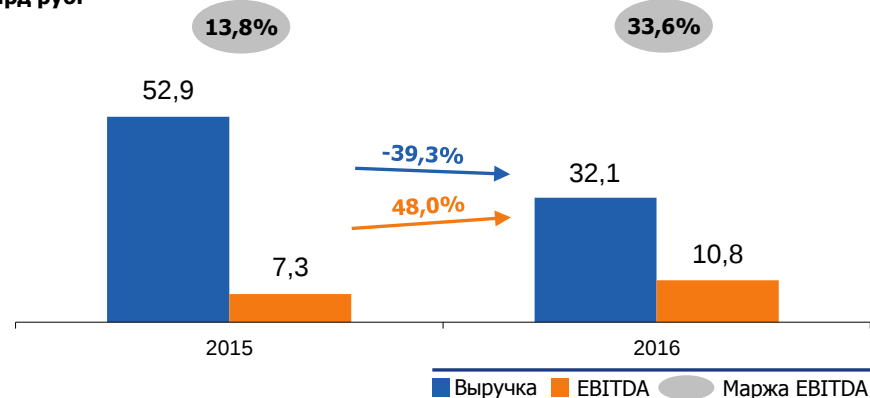
Трейдинг: выручка и EBITDA

млрд руб.



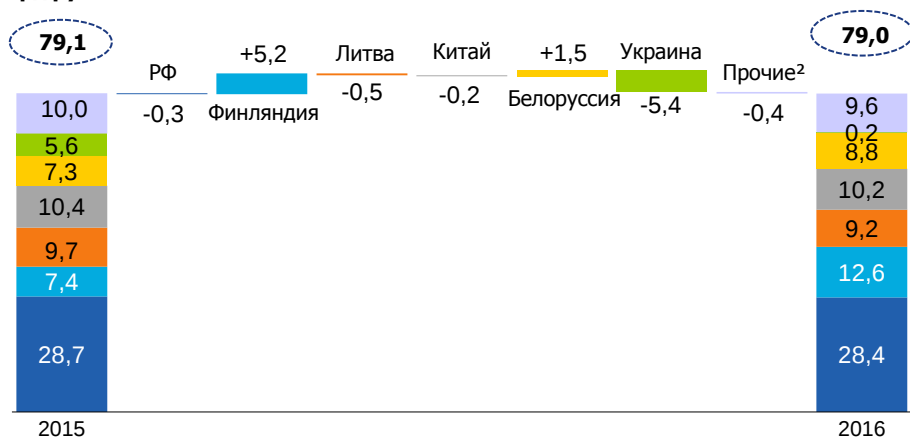
Зарубежные активы: выручка и EBITDA

млрд руб.



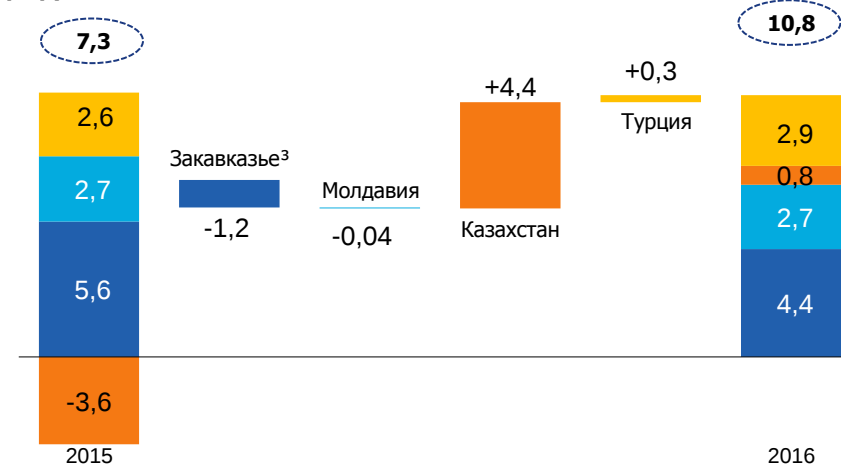
Трейдинг: доли стран в выручке

млрд руб.



Зарубежные активы: доли стран в EBITDA

млрд руб.



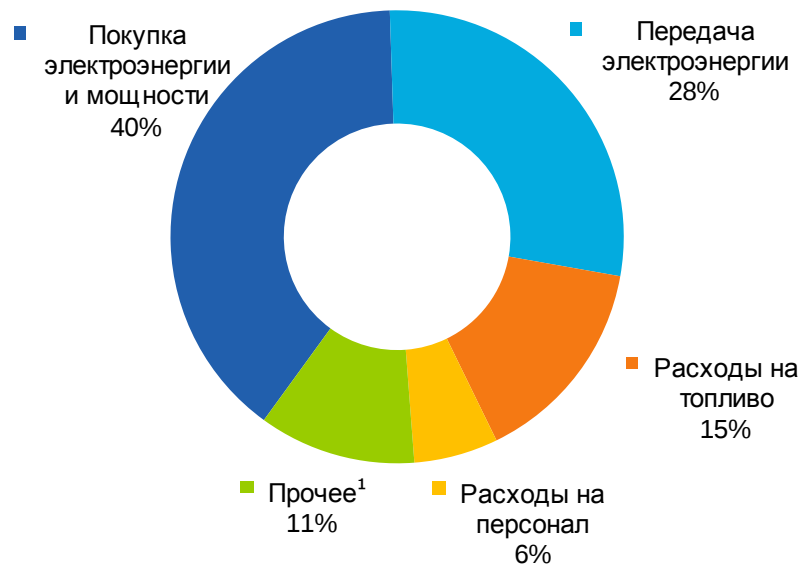
¹ Показатель «Маржа EBITDA» рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (1,5 млрд руб. за 2015 г. и 1,6 млрд руб. за 2016 г.)

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

³ Сегмент «Закавказье» включает финансовые результаты подсегмента «Грузия» и «Армения»

Консолидированные операционные расходы

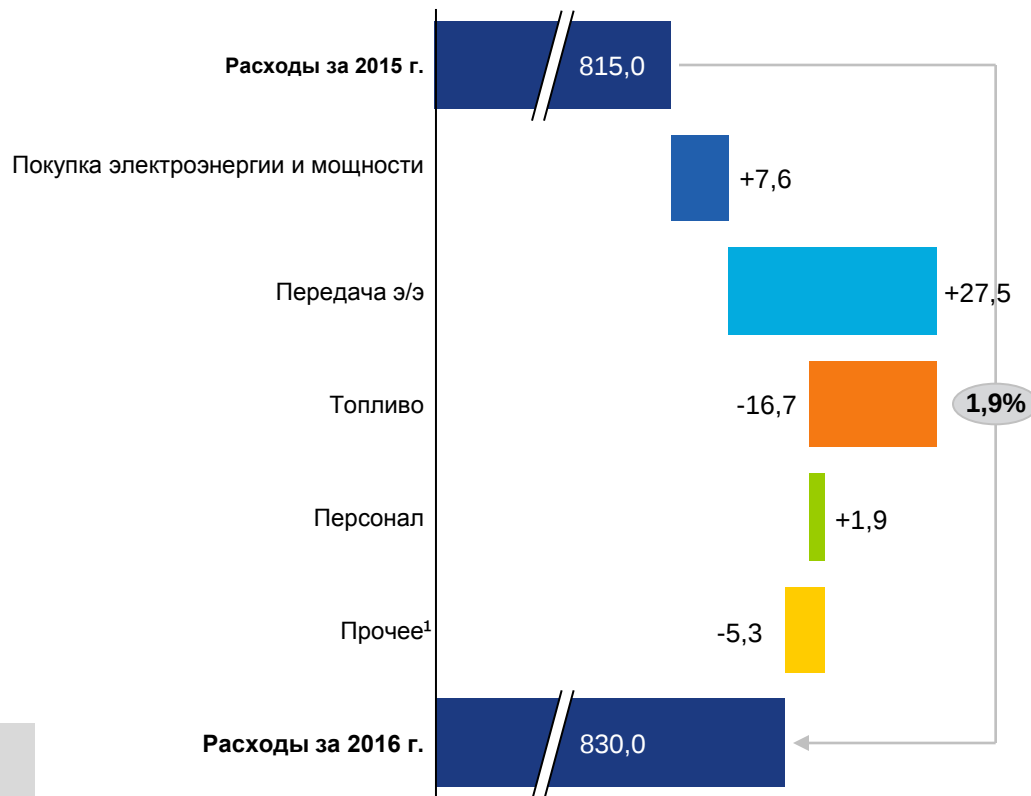
Структура операционных расходов



Консолидированные расходы Группы «Интер РАО» за 2016 г. составили 830,0 млрд рублей

Динамика операционных расходов

млрд руб.



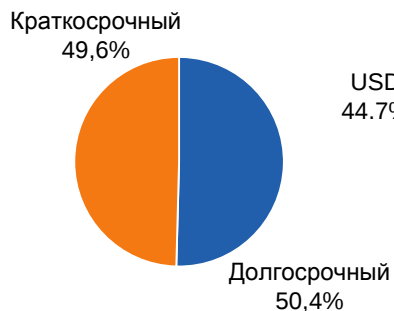
Темп роста консолидированной выручки по Группе «Интер РАО» за 2016 год (+4,4%) превысил темп роста консолидированных операционных расходов (+1,9%)

¹ Прочие расходы включают в себя амортизацию, резервы по сомнительной дебиторской задолженности, обесценение объектов основных средств и НЗС и другие операционные расходы

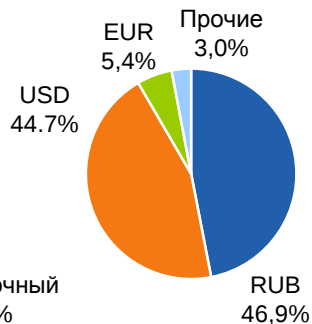
Анализ долговых обязательств и ликвидности¹

Структура долга²

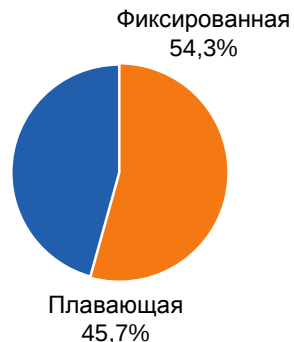
По сроку погашения



По валюте



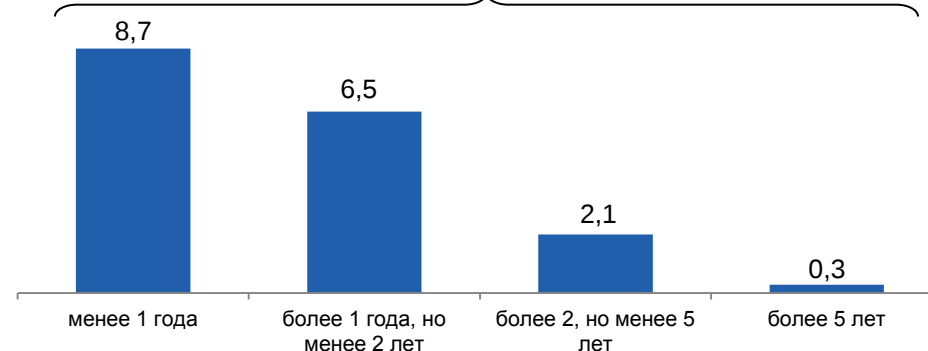
По процентным ставкам



Структура долга по срокам погашения²

млрд руб.

17,6 млрд руб.

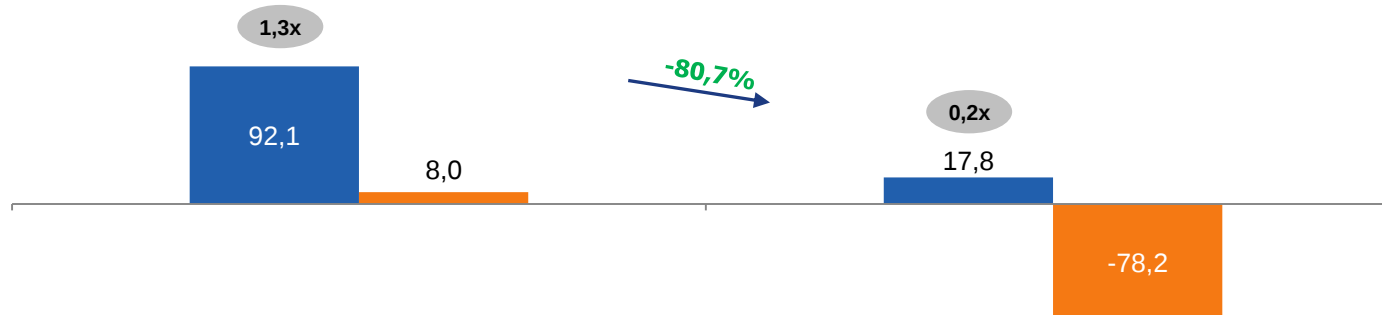


Статистика по долговым обязательствам³

млрд руб.

31.12.2015

31.12.2016



■ Долг Группы ■ Чистый долг Группы⁴ ● Долг/EBITDA

¹ С учётом финансового лизинга

² Без учёта доли долга в совместных предприятиях

³ Включает долю долга в совместных предприятиях в размере 0,2 млрд руб. на 31.12.2016 (13,9 млрд руб. на 31.12.2015)

⁴ Включает депозиты со сроком погашения от 3 до 12 месяцев



IV. Развитие оптового рынка мощности



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

Факторы роста платы за мощность по ДПМ

Коэффициент РСВ

- Отражает долю затрат, компенсируемую в платеже за мощность с учётом прогнозной прибыли с рынка э/э
- Пересчёт производится после окончания 3-го и 6-го года поставки при отклонении от базового более чем на 10%

Доходность ДГО

- Используется для расчёта нормы доходности инвестированного капитала по объектам ДПМ;
- Определяется как средняя доходность государственных облигаций со сроком погашения 7-11 лет

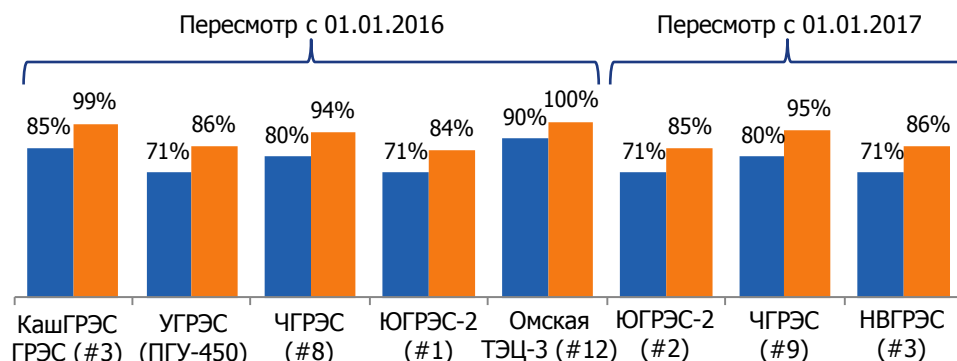
Дельта ДПМ

- Составляющая платежа ДПМ, обеспечивающая возврат инвестиций за 10 лет при сроке окупаемости 15 лет
- Оплата дельты фактически осуществляется с 7-го по 10-й год поставки мощности

Инфляция (ИПЦ)

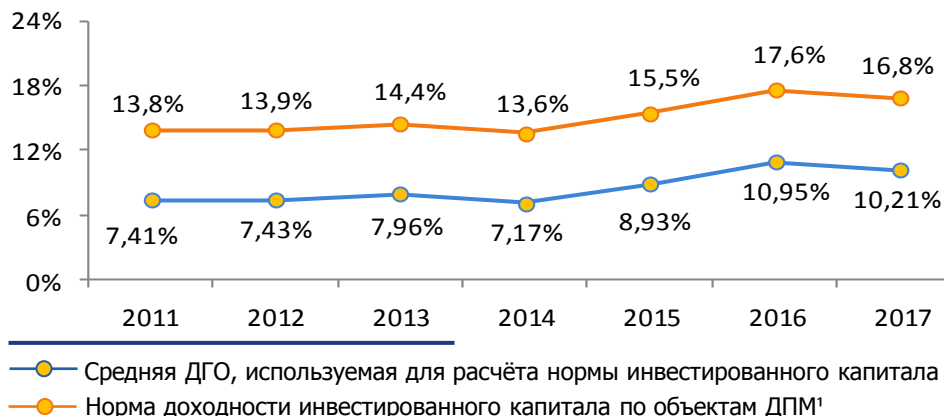
- Используется для индексации базовой величины эксплуатационных затрат при расчёте платежа по ДПМ

Пересмотр коэффициента РСВ



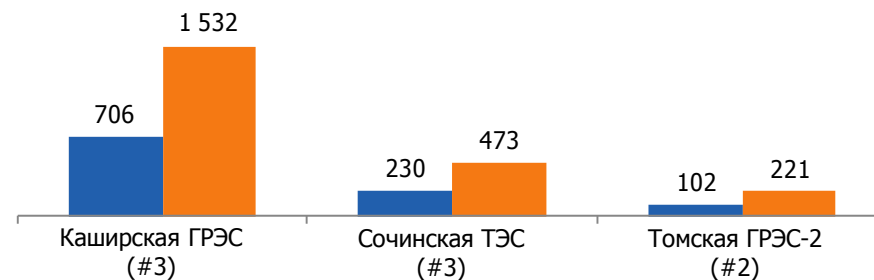
■ Значение Крсв до пересмотра ■ Значение Крсв после пересмотра

Изменение доходности ДГО и инвестированного капитала



Оплата дельты ДПМ

Млн руб.



■ Размер дельты ДПМ за II полугодие 2016 г. ■ Размер дельты ДПМ за 2017 г.

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

² Прирост выручки от реализации мощности по ДПМ относительно базовых параметров, закреплённых в законодательстве

Основные задачи по усовершенствованию законодательной базы

1

Модернизация устаревших генерирующих мощностей

- Текущая модель рынка мощности не даёт источника средств для модернизации устаревшего генерирующего оборудования:
 - парк блоков К-300 Группы «Интер РАО» насчитывает 31 единицу суммарной мощностью 9,3 ГВт, что составляет свыше 30% установленной мощности российских генерирующих активов Группы «Интер РАО». При этом на текущий момент по 28 блокам из 31 израсходован парковый ресурс;
- Министерство энергетики РФ поддерживает инициативу генераторов о необходимости внедрения механизма финансирования программ модернизации;
- Существует несколько возможных механизмов финансирования модернизации:
 - конкурсный отбор инвестиционных проектов (по типу Механизма госгарантирования инвестиций МГИ);
 - изменение модели КОМ;
 - «ДПМ штрих»;
- Наиболее предпочтительным из них является механизм «ДПМ штрих», который представляет из себя централизованно разработанную комплексную программу с учётом прогнозов развития регионов.

2

Увеличение платежей за мощность по ДПМ

- На текущий момент при определении дельты ДПМ за 11-15 гг. поставки мощности не учитывается снижение объёмов продажи мощности на величину собственных нужд, что не совсем адекватно отражает прогнозный объём продаж мощности и снижает дельту ДПМ;
- Уведомление о начале разработки изменений в постановление Правительства РФ, устраняющих данный пробел, вынесен Министерством энергетики РФ на общественное обсуждение.

3

«Исключение роста объёмов штрафов» за неготовность оборудования к работе

- Действующая редакция п. 55 Правил оптового рынка с 1 января 2018 года предусматривает рост коэффициентов, снижающих оплату мощности за неготовность к выработке электроэнергии до верхней границы диапазонов, что увеличит стоимость недопоставленной мощности.
- Для того, чтобы этого избежать в 2016 году разработаны два варианта методики определения штрафов за неготовность (Минэнерго и Минэкономразвития), предполагающие отсутствие роста штрафов (в случае Минэкономразвития возможно даже снижение от текущих значений) при низкой аварийности и высоком КИУМ оборудования.
- В декабре 2016 года Правительством РФ была рассмотрена концепция Минэкономразвития. До конца 2017 года соответствующие изменения должны быть доработаны и внесены в правила оптового рынка.



V. Q&A сессия

