



Консолидированные финансовые и производственные результаты деятельности Группы «Интер РАО» за 2014 год

26 февраля 2015 года



Основные факторы, определяющие финансовые результаты Группы



ГЕНЕРАЦИЯ:

- Ввод в эксплуатацию с конца 2013 года 2,1 ГВт новой и модернизированной генерирующей мощности в рамках ДПМ;
- Благоприятная ценовая конъюнктура на внутреннем рынке в 2014 году: рост цен на РСВ в первой ценовой зоне – 5,3% год к году, во второй ценовой зоне – 8,0% год к году;
- Рост цен на мощность, реализуемую в сегменте КОМ, – 8,6% год к году;
- Рост цен на газ в 2014 году по российским генерирующим активам Группы – 7,1% год к году, снижение цены на уголь на 4% год к году;
- Рост среднетарифных тарифов на отпуск тепла с коллекторов по российским активам Группы – в среднем 20,7% год к году;



СБЫТ:

- Рост сбытовых надбавок гарантирующим поставщикам Группы «Интер РАО» в 2014 году – в среднем 6,6% год к году;
- Получение статуса гарантирующего поставщика в Орловской области с февраля 2014 года и в Омской области с марта 2014 года;
- Расширение регионов присутствия и клиентской базы по гарантирующим поставщикам и независимым сбытовым компаниям;



ТРЕЙДИНГ:

- Снижение курса национальной валюты РФ по отношению к основным валютам экспортных контрактов на поставку электроэнергии (EUR, USD), что привело к росту маржинальности поставок и позволило увеличить объем трейдинговых операций в четвертом квартале 2014 года.



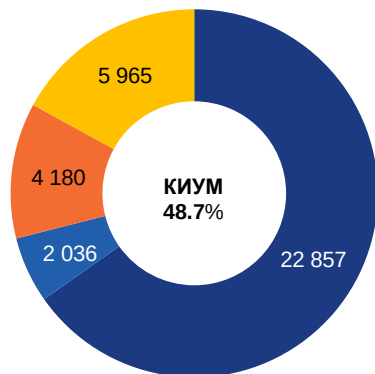
I. Результаты операционной деятельности



Производство электроэнергии и тепла

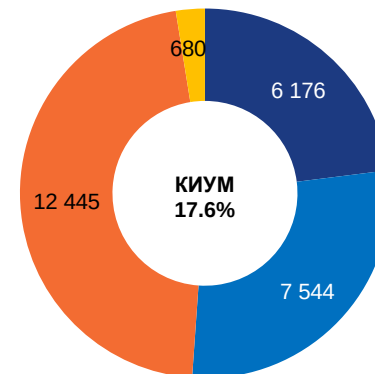
Структура установленной электрической мощности

Всего: 35 038 МВт



Структура установленной тепловой мощности

Всего: 26 844 Гкал/час

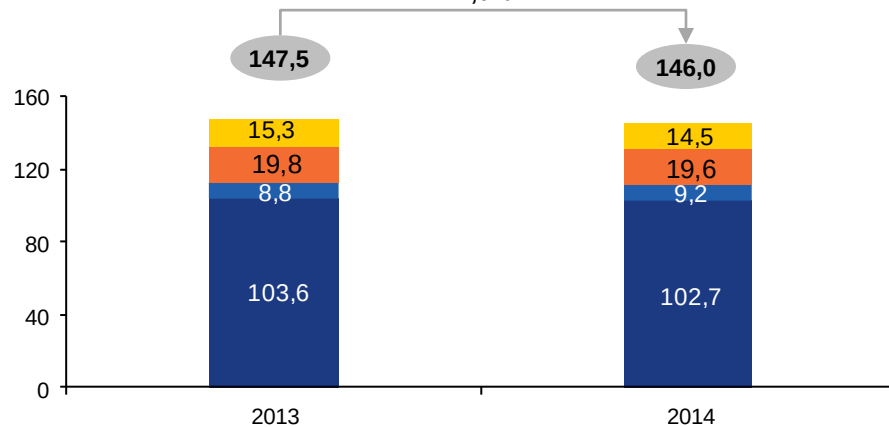


■ Группа «Интер РАО – Электрогенерация» ■ Группа «ТГК-11» ■ Группа «БГК» ■ Зарубежная генерация

Динамика выработки электроэнергии

ТВт/час

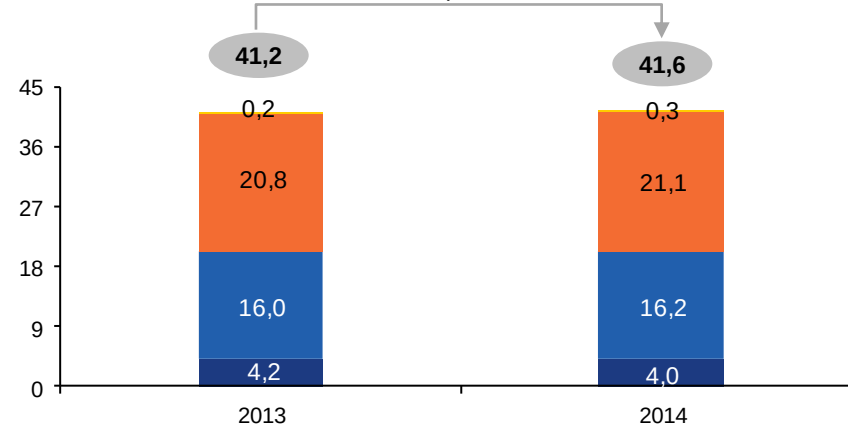
-1,0%



Динамика отпуска теплоэнергии с коллекторов

Млн Гкал

0,9%



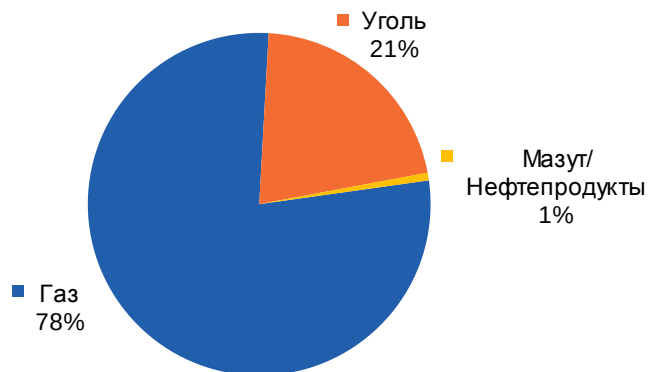
■ Группа «Интер РАО – Электрогенерация» ■ Группа «ТГК-11» ■ Группа «БГК» ■ Зарубежная генерация

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



Потребление топлива

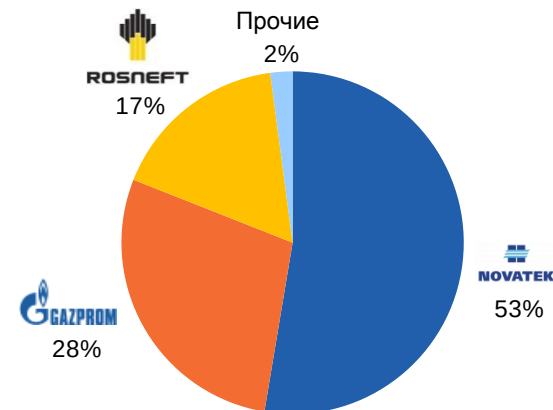
Топливный баланс



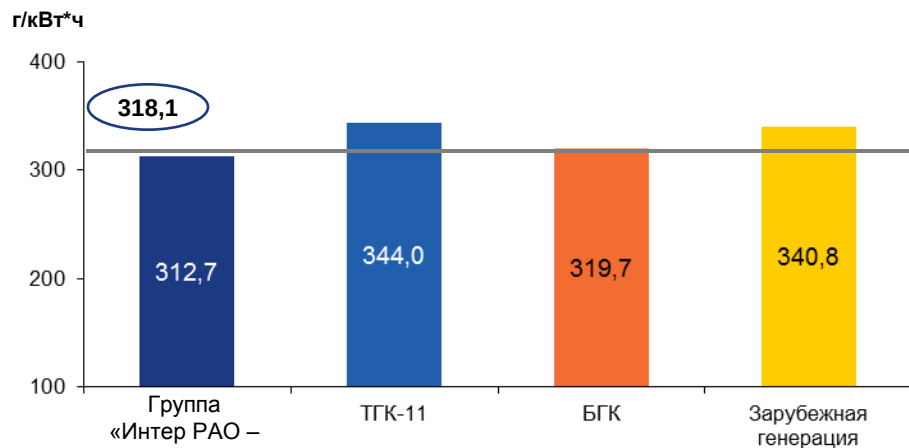
Потребление газа по Группе «Интер РАО» составило 33,2 млрд куб. м.

Потребление угля по Группе «Интер РАО» составило 18,0 млн тонн

Структура поставщиков газа⁽¹⁾



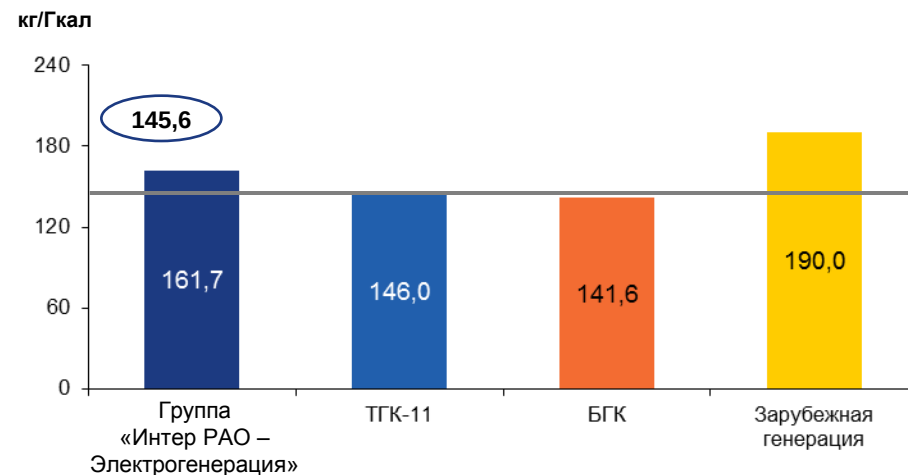
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии



- УРУТ на отпуск электроэнергии по Группе «Интер РАО»

(1) По российским генерирующим активам

Удельный расход условного топлива на отпуск теплоэнергии

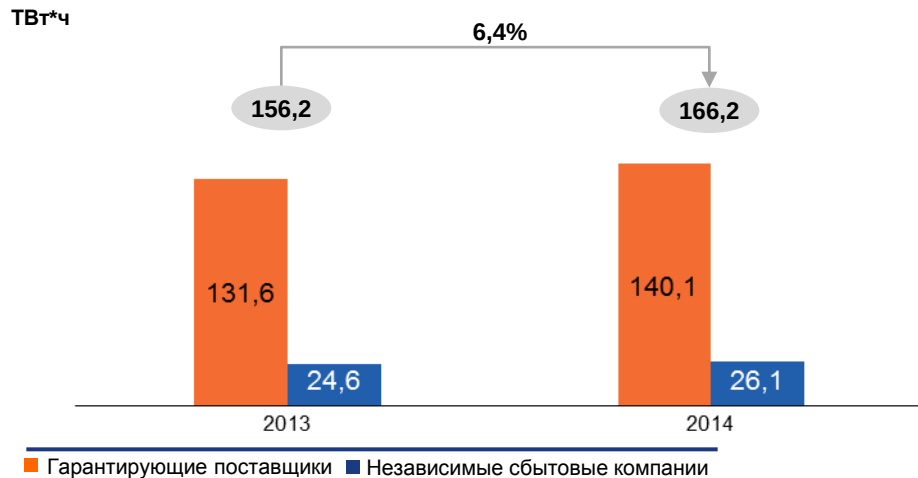


- УРУТ на отпуск теплоэнергии по Группе «Интер РАО»

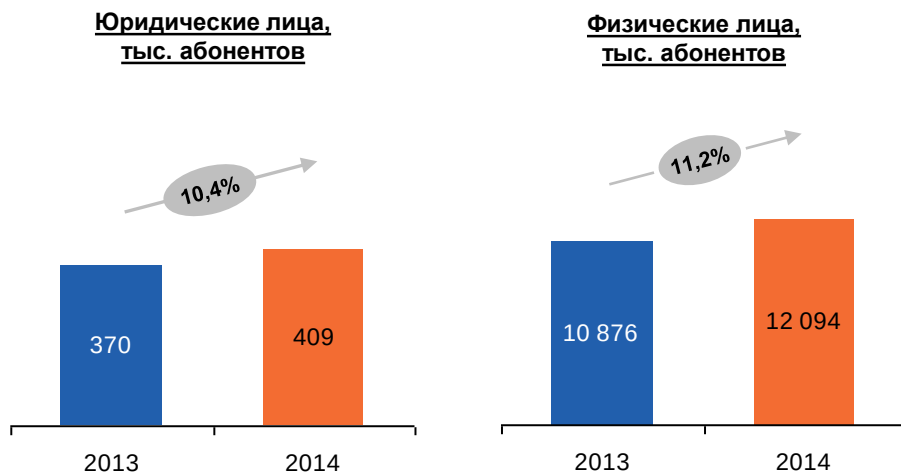


Сбыт электроэнергии

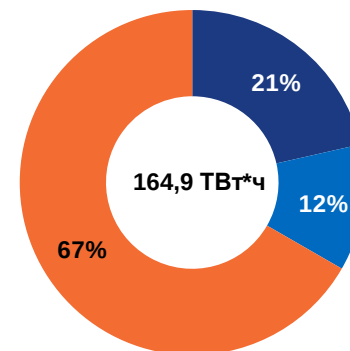
Объёмы полезного отпуска электроэнергии потребителям⁽¹⁾



Размер клиентской базы



Структура реализации электроэнергии на розничном рынке



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

Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков

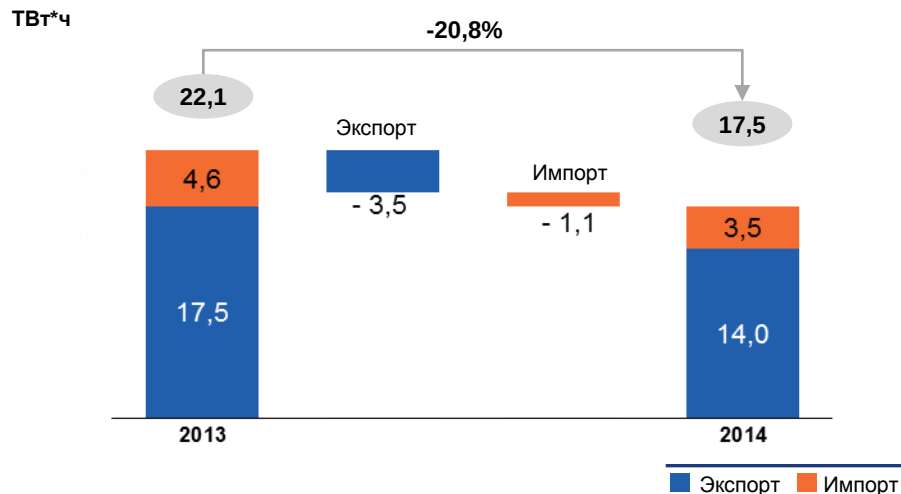


(1) С учётом реализации электроэнергии на розничном и оптовом рынках

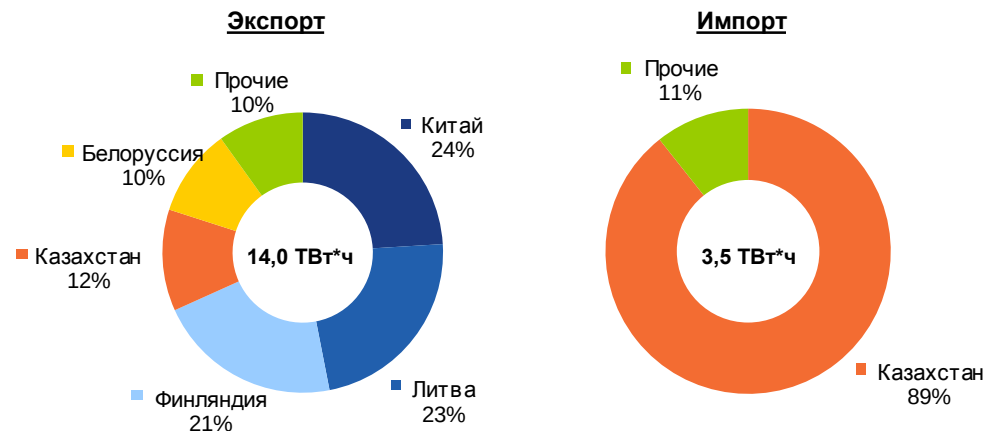


Экспорт и импорт электроэнергии

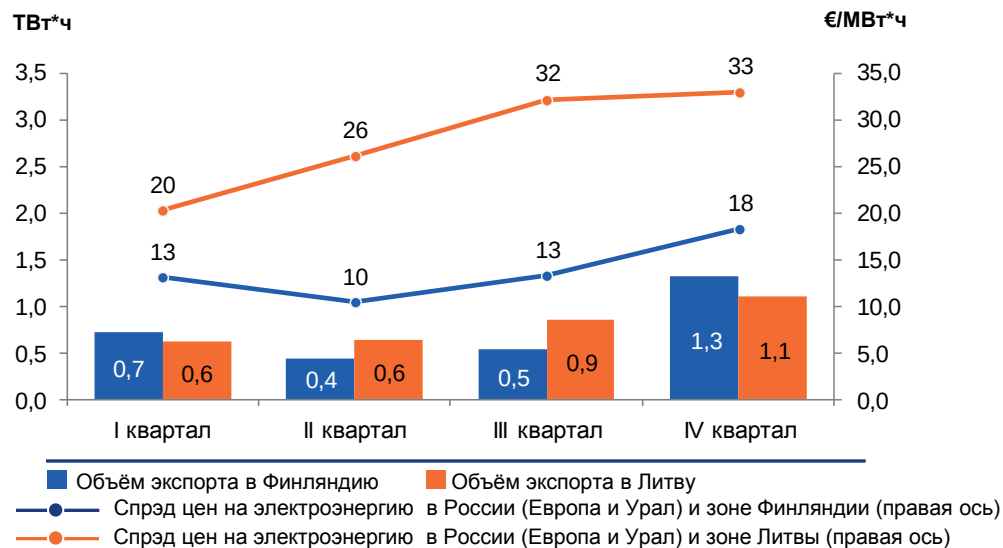
Объёмы экспортно-импортных операций



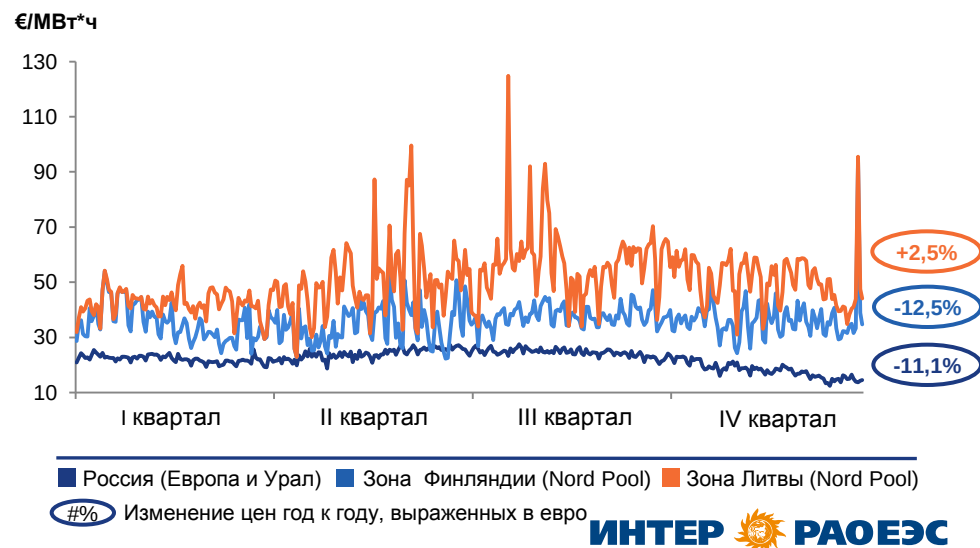
Структура экспортно-импортных операций



Динамика экспортных поставок электроэнергии и ценовой спреда



Динамика спотовых цен на электроэнергию





II. Повышение эффективности операционной деятельности



Ввод новой генерирующей мощности в рамках ДПМ в 2014 году

Нижневартовская ГРЭС (блок №3)



- Дата ввода – март 2014 г.
- ЗСП - Тюмень
- Уст.мощность – 413 МВт
- Тип топлива – газ

Черепетская ГРЭС (блок №8)



- Дата ввода – декабрь 2014 г.
- ЗСП - Центр
- Уст.мощность – 225 МВт
- Тип топлива – уголь

Южноуральская ГРЭС-2 (блок №1)



- Дата ввода – февраль 2014 г.
- ЗСП - Урал
- Уст.мощность – 408 МВт
- Тип топлива – газ

Южноуральская ГРЭС-2 (блок №2)



- Дата ввода – ноябрь 2014 г.
- ЗСП - Урал
- Уст.мощность – 417 МВт
- Тип топлива – газ

Всего за 2009-2014 гг. Группа «Интер РАО» ввела 3 784 МВт генерирующей мощности в рамках ДПМ



Омская ТЭЦ-3 (ТГ №13)



- Дата ввода – декабрь 2014 г.
- ЗСП - Омск
- Уст.мощность – 60 МВт
- Тип топлива – газ

Омская ТЭЦ-5 (ТГ №1)



- Дата ввода – декабрь 2014 г.
- ЗСП - Омск
- Уст.мощность – 100 МВт
- Тип топлива – газ

- Новое строительство
- Модернизация



Перенос объектов и сроков строительства в рамках ДПМ

1 Перенос объекта ДПМ



Республика
Башкортостан

ЗАТОНСКАЯ ТЭЦ (бывш. Уфимская ПГУ ТЭЦ-5), блоки №1,2

- Ожидаемая дата ввода – 31.12.2016 г.
- ЗСП - Урал
- Установленная мощность – 2х228 МВт
- Вид топлива – газ
- КИУМ – 86%
- УРУТ – 249 г/кВт*ч
- Оборудование: Силовые машины
- Статус финансирования проекта¹:

49%

- ✓ Завершение строительства ПГУ будет осуществляться в рамках договоров о предоставлении мощности
- ✓ Оплата мощности после ввода в эксплуатацию будет осуществляться по цене ДПМ, которая гарантирует возврат на вложенные инвестиции



Свердловская
область

ВЕРХНЕТАГИЛЬСКАЯ ГРЭС, блок №12

- Ожидаемая дата ввода – 31.12.2017 г.
- ЗСП - Урал
- Установленная мощность – 420 МВт
- Вид топлива – газ
- КИУМ – 72%
- УРУТ – 219 г/кВт*ч
- Оборудование: Силовые машины, Siemens
- Статус финансирования проекта¹:

36%

- ✓ Завершение строительства данного объекта будет осуществляться вне рамок ДПМ, так как статус ДПМ по данному объекту перенесён.
- ✓ Оплата мощности после ввода будет осуществляться в рамках оптимальной торговой стратегии

2 Перенос сроков ввода



Пермский
край

ПЕРМСКАЯ ГРЭС, блок №4

- Ожидаемая дата ввода – 30.06.2017 г.
- ЗСП - Урал
- Установленная мощность – 800 МВт
- Вид топлива – газ
- КИУМ – 85%
- УРУТ – 221 г/кВт*ч
- Оборудование: Силовые машины, Siemens
- Статус финансирования проекта¹:

26%

- ✓ Срок ввода энергоблока №4 (ПГУ-800) сдвигается на 1,5 года (с 31.12.2015 на 30.06.2017) в связи со сменой генподрядчика
- ✓ Данный перенос не предусматривает штрафы за несвоевременную поставку мощности

Перенос статуса ДПМ с Верхнетагильской ГРЭС на Затонскую ТЭЦ обеспечивает повышение эффективности реализации инвестиционных проектов Группы Интер РАО



Повышение эффективности работы на ОРЭМ

1

Оптимизация профиля загрузки генерирующей мощности

Загрузка эффективной генерации в 2014 г.

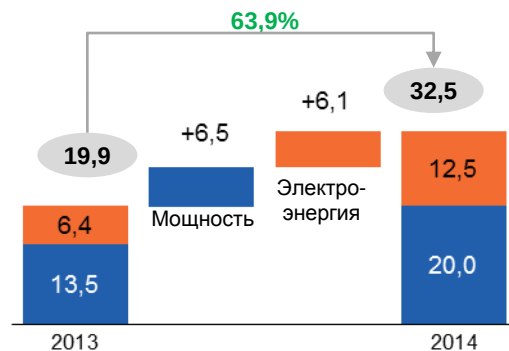


- Увеличение выработки электроэнергии на эффективных станциях в условиях профицита мощности и общего снижения энергопотребления (Сочинская ТЭС **+5,0%**, Уренгойская ГРЭС **+3,3%**)
- Снижение загрузки нерентабельного генерирующего оборудования на Каширской ГРЭС на 27,4% и первой очереди Черепетской ГРЭС на 3,8% год к году, что позволило уменьшить маржинальный убыток по данным станциям **на 217 млн рублей**.
- Совокупная маржинальная прибыль от реализации электроэнергии по российским активам Группы «Интер РАО» в 2014 году достигла **14,2 млрд рублей (+28% год к году)**
- Ввод в 2014 году 1,6 ГВт новой мощности в рамках ДПМ, что позволило увеличить выручку от реализации электроэнергии, мощности и тепла на **8,0 млрд рублей**.
- Увеличение платежей по ДПМ (экономический эффект **330 млн рублей** в годовом выражении):
 - по блоку №2 Ивановских ПГУ – на 5,7% вследствие учёта в расчёте платежа по ДПМ затрат на техприсоединение к электрическим сетям;
 - по блоку №1 Южноуральской ГРЭС-2 – на 4,5% вследствие подтверждения технологической возможности выработки энергии на резервном виде топлива;
 - по блоку №3 Нижневартовской ГРЭС – на 6,4% в результате перемаркировки энергоблока №3 и увеличением установленной мощности до 413 МВт.

2

Повышение доходов по ДПМ объектам

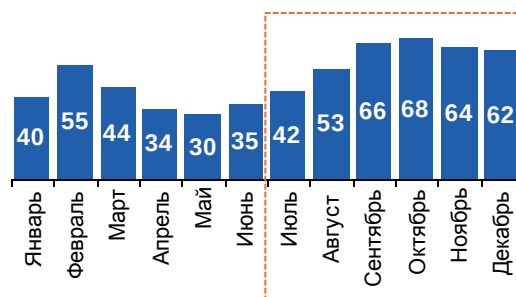
Динамика выручки по ДПМ объектам, млрд руб.



3

Снятие технических ограничений по газу

Динамика загрузки Костромской ГРЭС в 2014 г., %



- В 3 квартале 2014 г. после завершения модернизации магистрального газопровода «Починки-Ярославль» были сняты ограничения по поставке газа на Костромскую ГРЭС, что позволило станции выходить на полную мощность (3 600 МВт) при работе на газе;
- Загрузка Костромской ГРЭС выросла во втором полугодии до уровня **свыше 60%**, что позволило увеличить маржинальную прибыль от реализации электроэнергии в сопоставимом периоде на **103 млн рублей**.

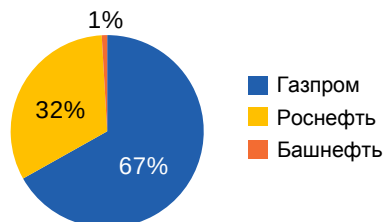


Оптимизация топливных расходов по российским активам

1

Сдерживание
темпов роста
цен на газ

Структура поставщиков газа по Группе «БГК»



Структура покупателей биржевого газа



За счёт диверсификации поставщиков газа:

- В 2014 г. НК «Роснефть» в рамках заключённого годового контракта на поставку газа для нужд станций Группы «БГК» поставила 2,3 млрд куб. м газа.
- Совокупный экономический эффект по 2014 г. от поставок газа НК «Роснефть» на станции Группы «БГК» составил **475 млн рублей**.
- Экономический эффект по контрактам с АНК «Башнефть» на поставку попутного газа относительно цены ФСТ составил **64 млн рублей**.

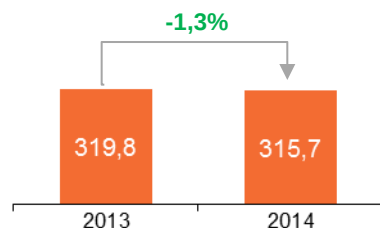
За счёт приобретения газа на товарно-сырьевой бирже:

- Группа «Интер РАО» в ноябре-декабре 2014 г. приобрела на Санкт-Петербургской Международной товарно-сырьевой бирже 141 млн куб. м газа.
- Совокупный экономический эффект, связанный со снижением цены приобретения газа за счёт отсутствия пересчета по калорийности и платы за снабженческо-сбытовые услуги составил **8 млн рублей**.

2

Снижение
удельного
расхода топлива

Динамика удельного расхода топлива, г/кВт*ч



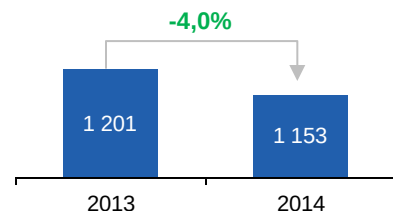
- Снижение УРУТ на отпуск электроэнергии по российским активам Группы «Интер РАО» обусловлено вводом новой мощности в рамках ДПМ и оптимизацией профиля загрузки станций:

- Южноуральская ГРЭС (с учётом Южноуральской ГРЭС-2): **-18,6%**
- Джубгинская ТЭС: **-4,8%**
- Нижевартовская ГРЭС: **-4,4%**
- Черепетская ГРЭС: **-1,8%**

3

Снижение
расходов
на уголь

Динамика цен на уголь, руб./т.



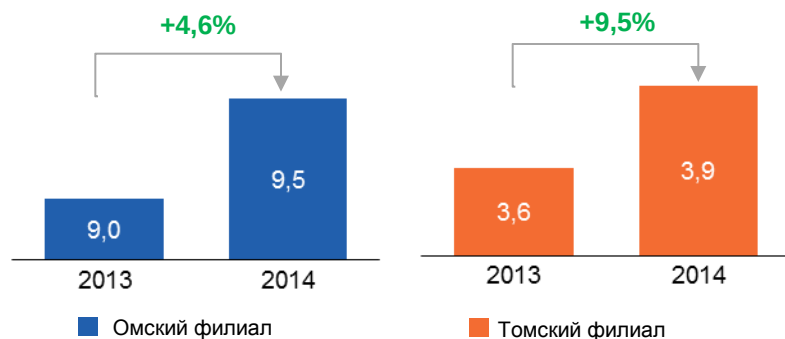
- Цена сжигаемого угля по российским активам Группы Интер РАО в 2014 г. в среднем **снизилась на 4% год к году** за счёт снижения договорных цен на поставку и транспортировку угля.
- Наибольшее снижение цены сжигаемого угля достигнуто на Черепетской ГРЭС (**10%**), Каширской ГРЭС (**6%**) и Южноуральской ГРЭС (**4%**)



Повышение эффективности работы теплового бизнеса

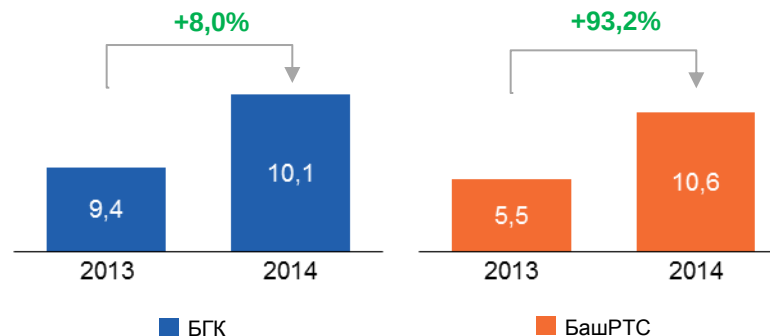
Динамика выручки от теплоэнергии по Группе «ТГК-11»

млрд руб.



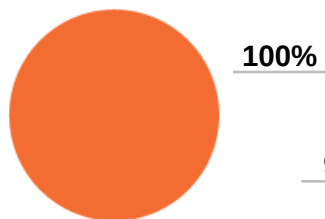
Динамика выручки от теплоэнергии по Группе «БГК»

млрд руб.

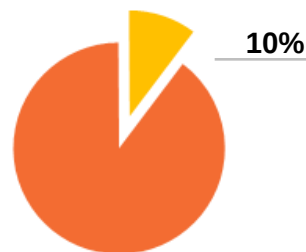


Факторный анализ выручки по Группе «ТГК-11»

Омский филиал



Томский филиал



Влияние тарифа на выручку от реализации теплоэнергии

Факторный анализ выручки по Группе «БГК»

БГК



БашПТС



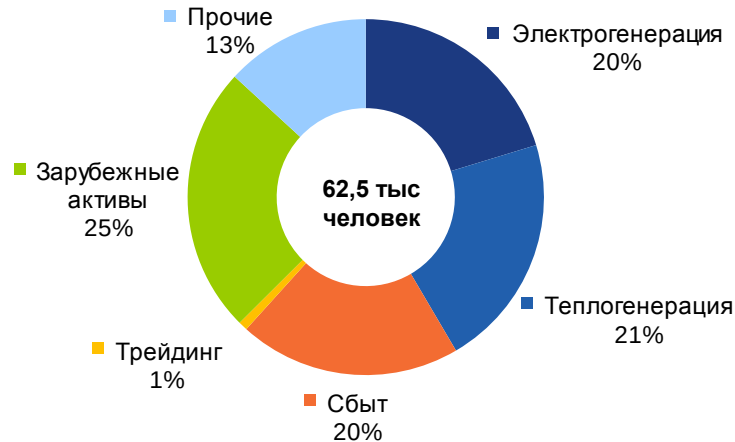
Влияние полезного отпуска на выручку от реализации электроэнергии

Превышение предельного уровня роста тарифов позволило улучшить экономику в сегменте производства и передачи тепловой энергии



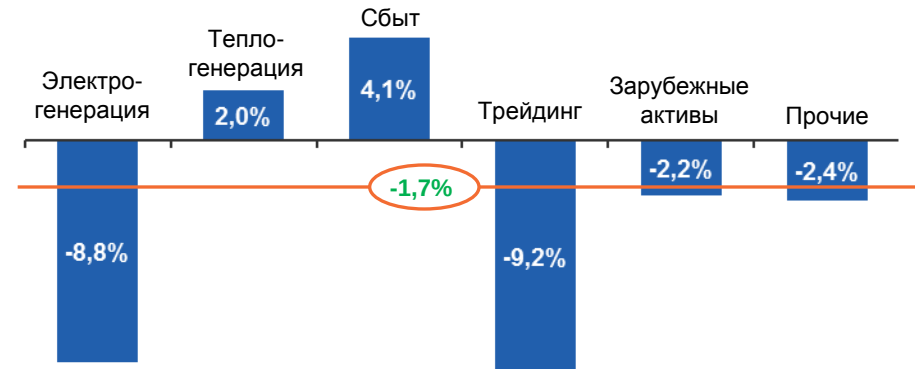
Оптимизация расходов на персонал в 2014 г.

Структура численности персонала по сегментам бизнеса



Динамика численности персонала по сегментам бизнеса

% год к году



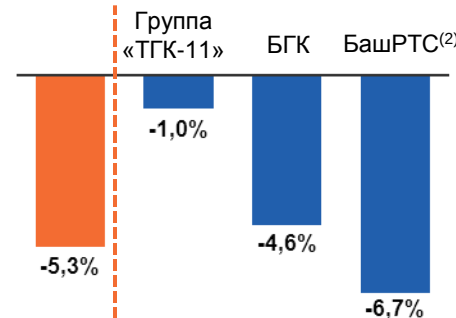
#% - Изменение численности персонала по Группе Интер РАО

Основные мероприятия по оптимизации расходов на персонал

- Оптимизация штатной численности персонала Группы «Интер РАО»;
- Оптимизация системы мотивации и оплаты труда персонала;
- Повышение нормы управляемости в головной компании и на производственных предприятиях;
- Переход производственных филиалов на типовую организационную структуру;
- Оптимизация административно-управленческого аппарата за счёт объединения производственных филиалов;
- Вывод непрофильного функционала на аутсорсинг.

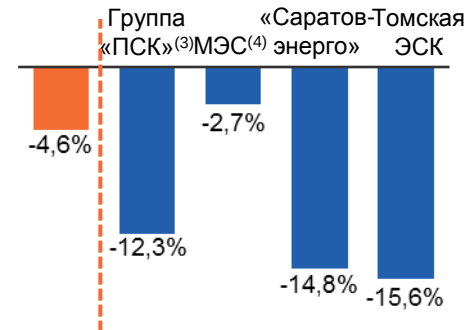
Динамика численности персонала по сегменту «Теплогенерация» ⁽¹⁾

% год к году



Динамика численности персонала по сегменту «Сбыт» ⁽¹⁾

% год к году



Экономический эффект по оптимизации затрат на оплату труда составил 2,8 млрд руб.

(1) Органический рост

(2) ООО «БашРТС» без учёта аренды МУП «Уфимские тепловые сети»

(3) ОАО «Петербургская сбытовая компания», без учёта ООО «Омская сбытовая компания»

(4) Группа «Мосэнергосбыт» без учёта ООО «МособлЕИРЦ»



План повышения операционной эффективности на 2015 г.

Сегмент «Электрогенерация»

- Внедрение системы «Бережливое производство» на филиалах Группы «Интер РАО – Электрогенерация»
- Оптимизация административно-управленческих расходов в результате объединения производственных филиалов по принципу региональной сегментации (Джубгинская ТЭС и Сочинская ТЭЦ, Костромская ГРЭС и Ивановские ПГУ);
- Снятие ограничений по техническим условиям на техприсоединение энергоблоков Южноуральской ГРЭС-2 (+286 МВт по действующей мощности);
- Повышение маржинальности продаж электроэнергии станций, расположенных во второй ценовой зоне, в результате снятия ограничений на переток между ценовыми зонами;
- Повышение загрузки Калининградской ТЭЦ-2 в теплофикационном режиме и увеличение полезного отпуска тепла;
- Изучение возможности переаттестации мощности на объектах в рамках ДПМ;
- Расширение участия на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже с целью приобретения газа на более выгодных ценовых условиях;
- Оптимизация системы физического учёта потребления угля на станциях;
- Реализация программы вывода ремонтного персонала станций, осуществляющего ремонты хозяйственным способом.

Сегмент «Теплогенерация»

- Завершение процедуры реорганизации Группы «ТГК-11» в форме выделения генерирующих и теплосетевых активов в самостоятельные юридические лица с целью повышения операционной эффективности и обеспечения прозрачного тарифообразования;
- Оптимизация загрузки ТЭЦ Группы «БГК» и Группы «ТГК-11» в теплофикационном режиме;
- Диверсификация поставщиков газа и увеличение доли независимых поставщиков газа в структуре топливного баланса;
- Повышение уровня собираемости платежей за тепловую энергию;
- Оптимизация численности персонала Группы «БГК» и Группы «ТГК-11», вывод непрофильного персонала на аутсорсинг.

Сегмент «Сбыт»

- Завершение процедуры нормирования численности персонала гарантирующих поставщиков Группы «Интер РАО»;
- Внедрение системы единого биллинга;
- Централизация функций трейдинга, закупок и казначейства сбытовых компаний;
- Оптимизация клиентских офисов сбытовых компаний;
- Диверсификация сбытового бизнеса – развитие дополнительных платных сервисов.

Ожидаемый совокупный экономический эффект от реализации данных мероприятий по повышению операционной эффективности в 2015 году запланирован на уровне 4,5 млрд рублей



III. Финансовые результаты по МСФО



Ключевые финансовые показатели

(млрд руб.)	2014	2013	Изменение
Выручка	741,1	662,3	11,9%
Операционные расходы	728,0	687,9	5,8%
Операционная прибыль/убыток	19,9	-18,5	-
Скорректированная EBITDA	57,8	39,2	47,4%
Рентабельность по EBITDA	7,8%	5,9%	32,2%
Скорректированная EBIT	36,5	15,5	136,4%
Чистая прибыль/(убыток)	9,8	-24,0	-
Скорректированная чистая прибыль⁽¹⁾	25,4	17,5	45,1%
Свободный денежный поток (FCF)	22,7	-20,5	-
Капитальные расходы	36,0	41,0	-12,2%
(млрд руб.)	31.12.2014	31.12.2013	Изменение
Итого активы	585,5	512,6	14,2%
Итого капитал	348,2	334,6	4,1%
Скорректированный долг⁽²⁾	117,2	59,6	96,7%

(1) Скорректированная чистая прибыль – без учёта резервов и обесценений (13,0 млрд руб. за 2014 г., 31,1 млрд руб. за 2013 г.), эффекта от переоценки опциона “колл” и “пут” (2,6 млрд руб. за 2014 г. и 10,4 млрд руб. за 2013 г.)

(2) Включает долю долга в совместных предприятиях в размере 10,1 млрд руб. на 31.12.2014 (6,8 млрд руб. на 31.12.2013).

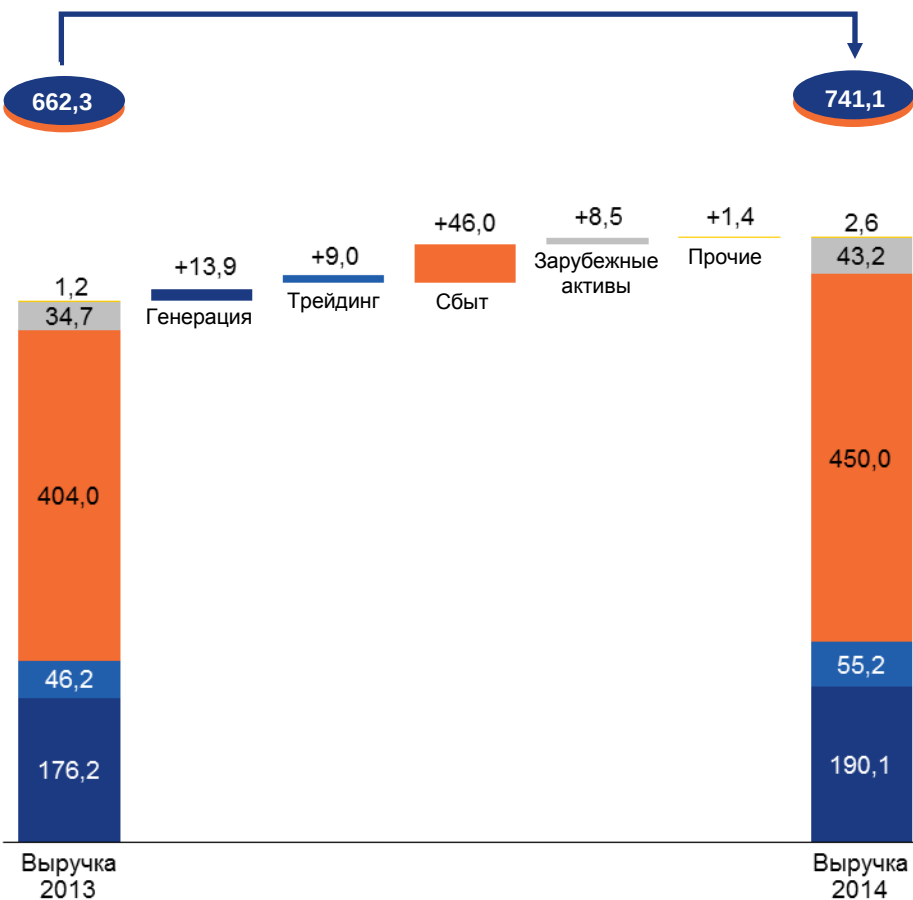


Динамика ключевых показателей

Динамика изменения выручки

млрд руб.

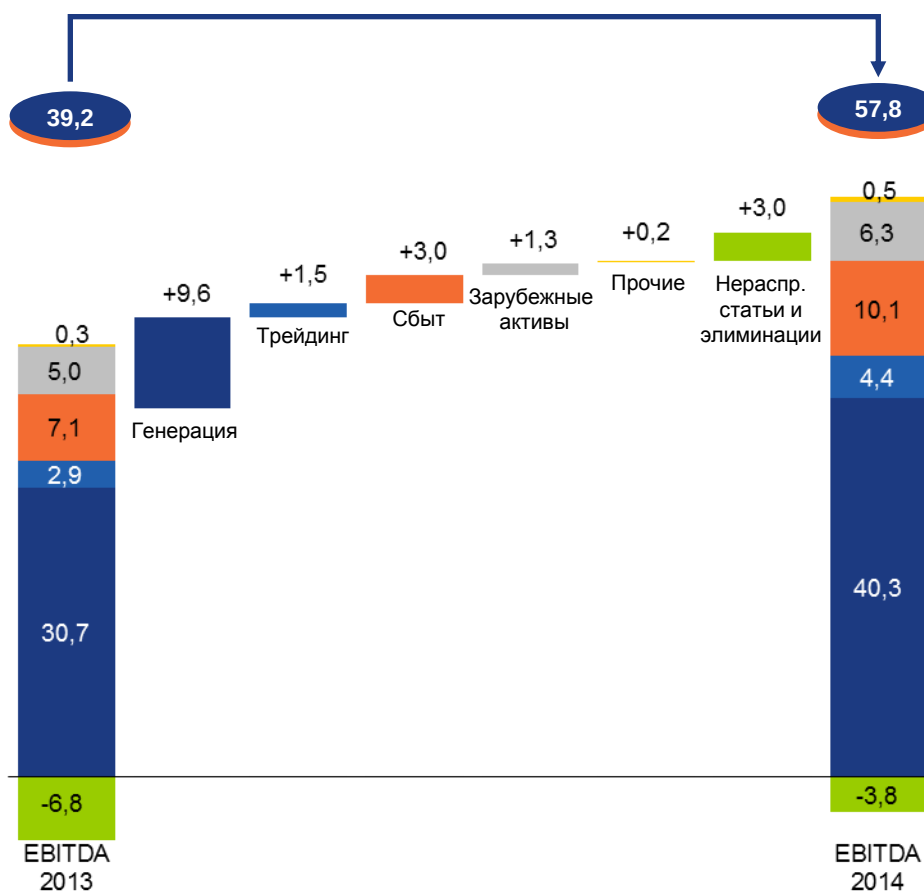
11,9%



Динамика изменения EBITDA

млрд руб.

47,4%

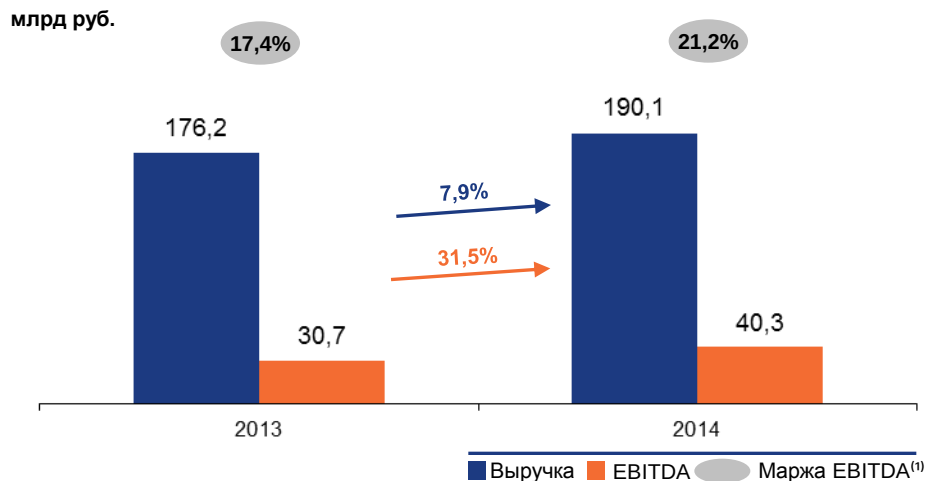


Основной рост показателя EBITDA произошёл за счёт сегментов «Генерация» и «Сбыт»

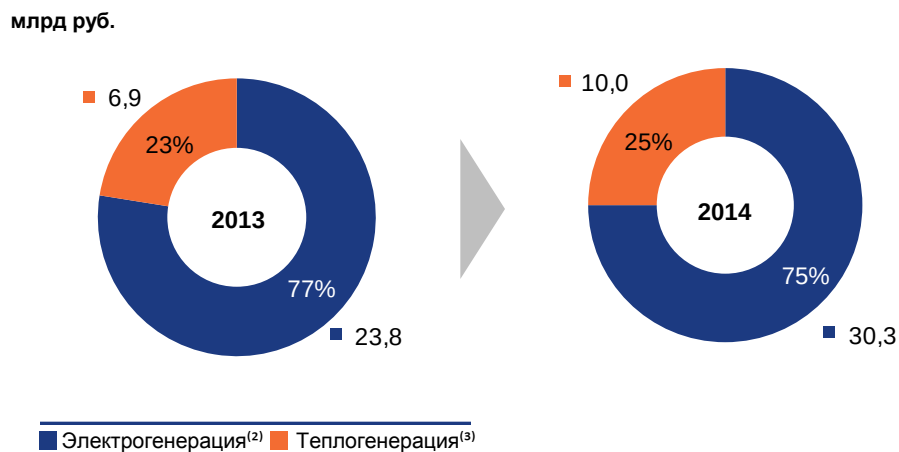


Ключевые сегменты: «Генерация»

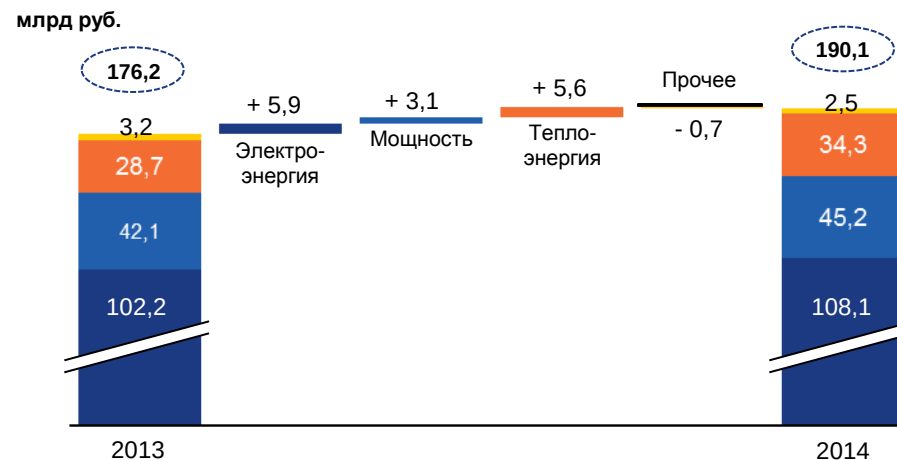
Динамика выручки и EBITDA



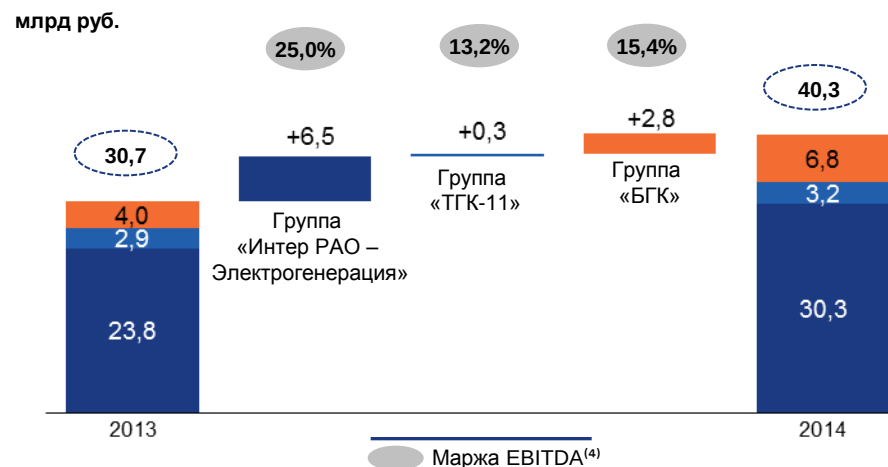
Структура EBITDA



Структура выручки



Доли компаний в EBITDA



(1) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (30,2 млрд руб. за 2013 г. и 34,1 млрд руб. за 2014 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»

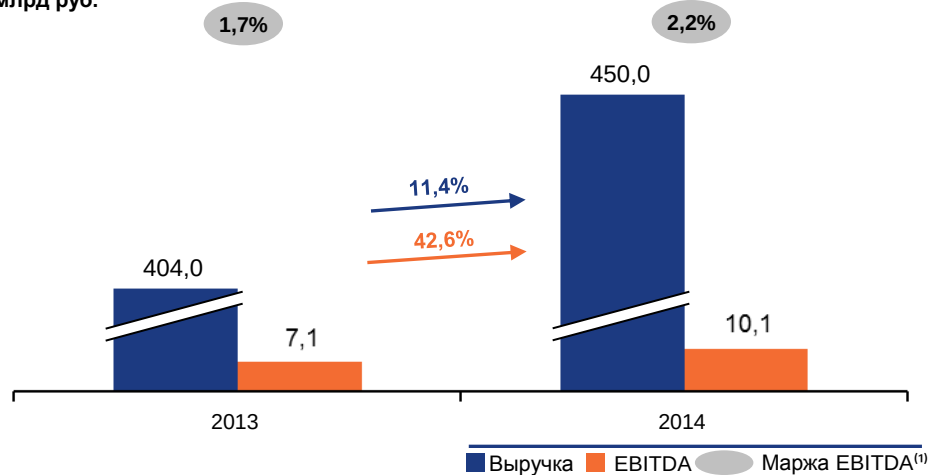
(4) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки за 2014 г. (по Группе «Интер РАО – Электрогенерация» - 26,5 млрд руб.; по Группе «ТГК-11» - 2,8 млрд руб.; по Группе «БГК» - 4,8 млрд руб.).



Ключевые сегменты: Сбыт

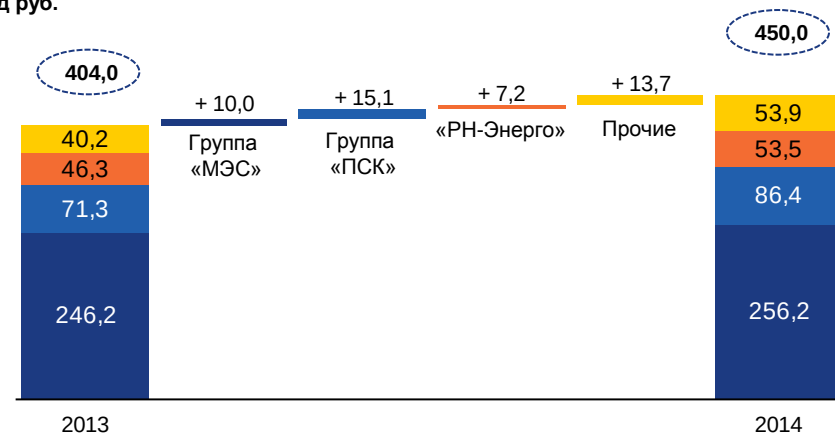
Динамика выручки и EBITDA

млрд руб.



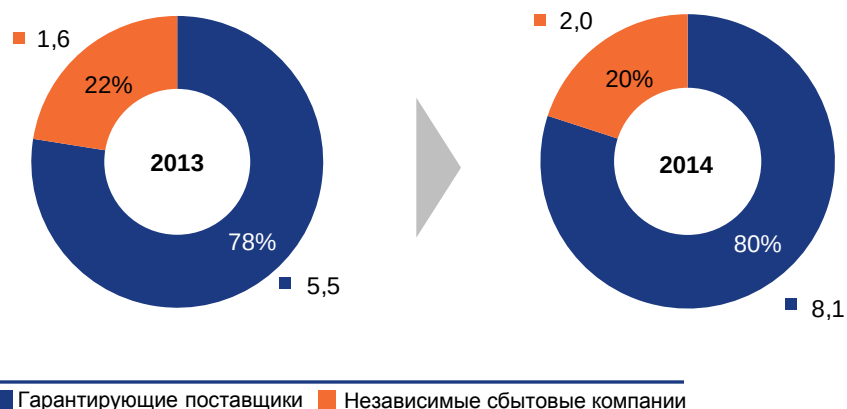
Доли компаний в выручке

млрд руб.



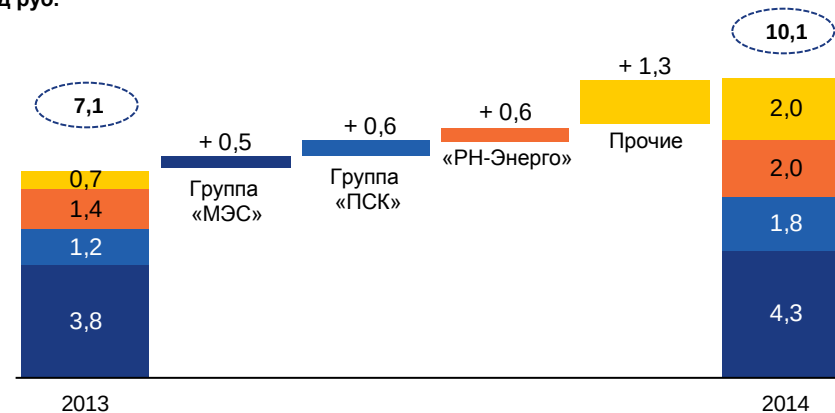
Структура EBITDA

млрд руб.



Доли компаний в EBITDA

млрд руб.



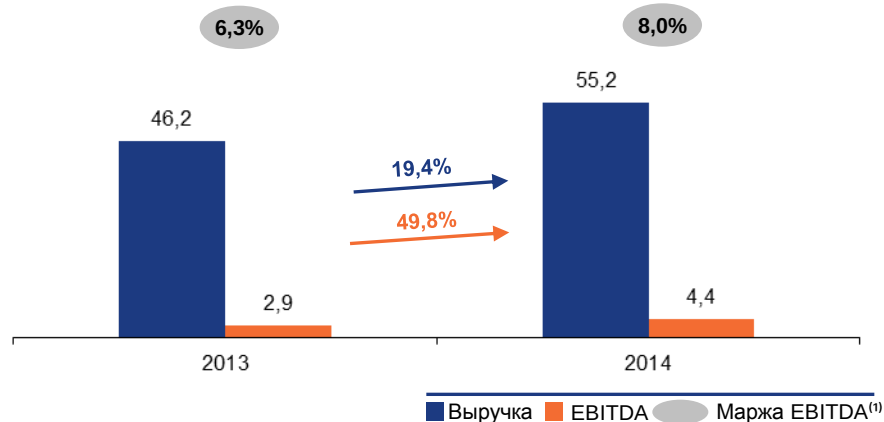
(1) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учетом исключения межсегментной выручки (0,2 млрд руб. за 2013 г. и 0,8 млрд руб. за 2014 г.)



Ключевые сегменты: Трейдинг и Зарубежные активы

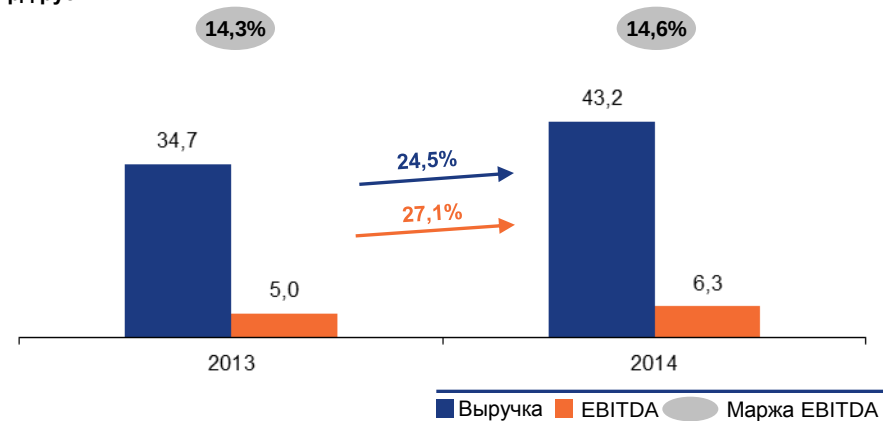
Трейдинг: Динамика выручки и EBITDA

млрд руб.



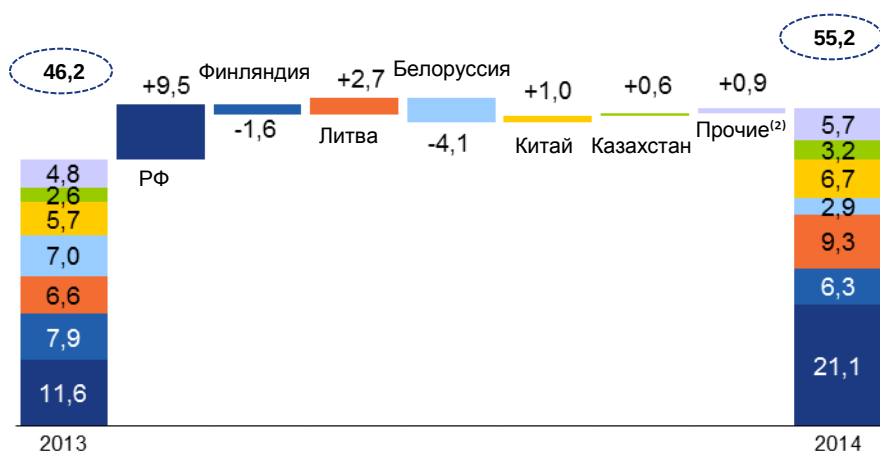
Зарубежные активы: Динамика выручки и EBITDA

млрд руб.



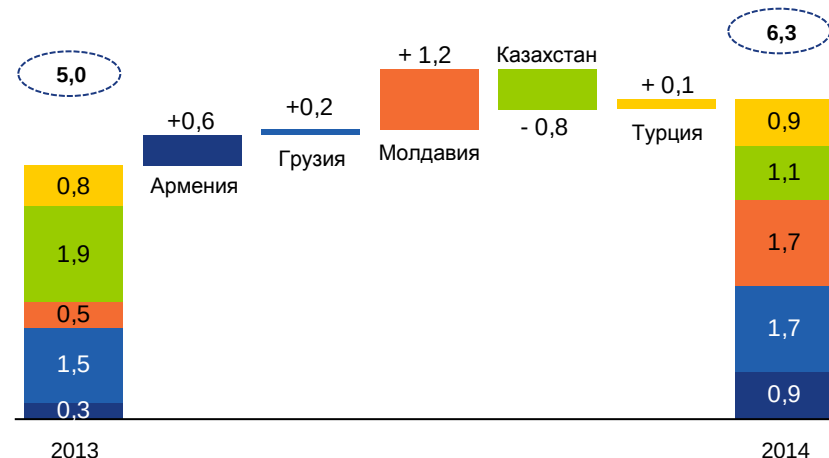
Трейдинг: Доли стран в выручке сегмента

млрд руб.



Зарубежные активы: Доли стран в EBITDA сегмента

млрд руб.



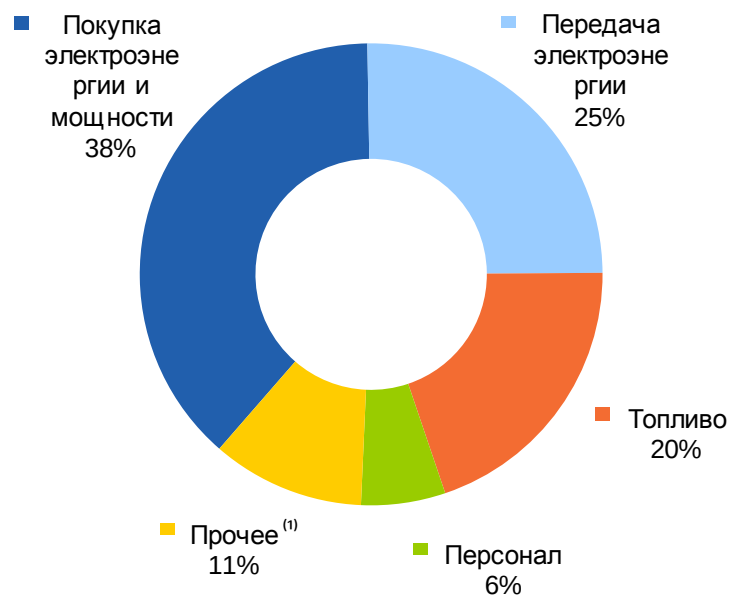
(1) Показатель «Маржа EBITDA» рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (1,3 млрд руб. за 2013 г. и 1,5 млрд руб. за 2014 г.)

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



Консолидированные операционные расходы

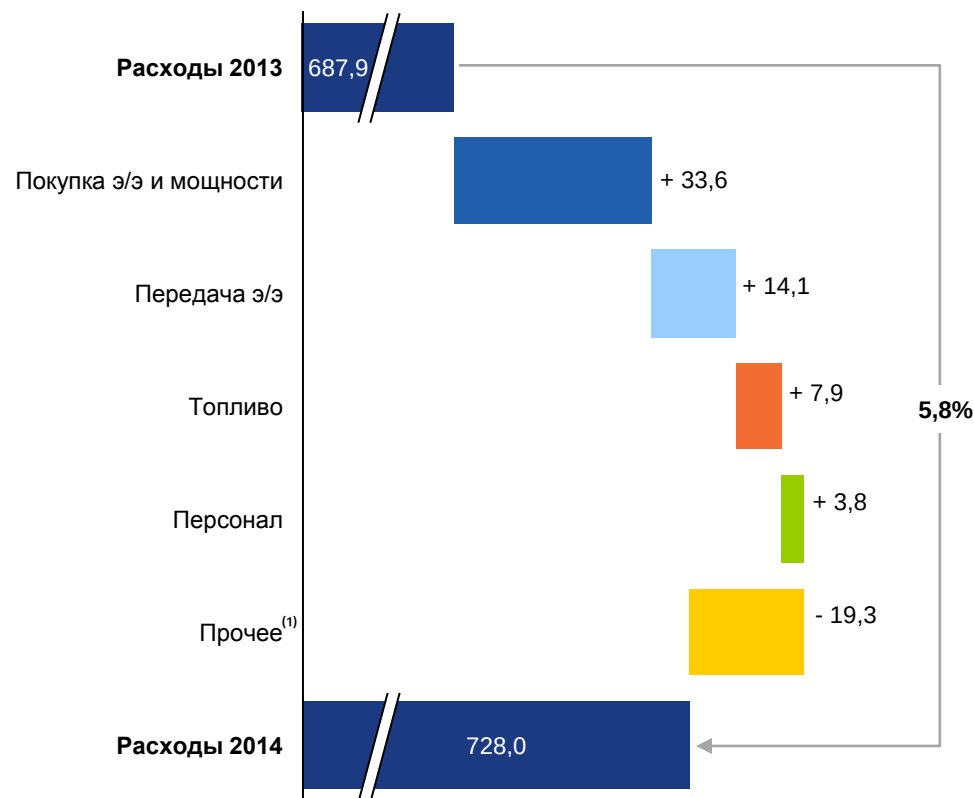
Структура операционных расходов



Консолидированные расходы Группы «Интер РАО» за 2014 год составили 728,0 млрд рублей

Динамика операционных расходов

млрд руб.



Темп роста консолидированной выручки по Группе Интер РАО за 2014 г. (+11,9% год к году) в 2 раза превысил темп роста консолидированных операционных расходов (+5,8% год к году)

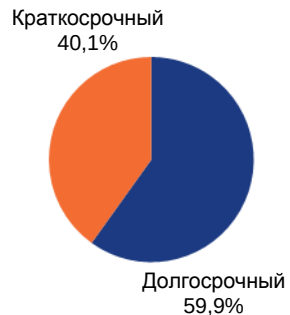
(1) Прочие расходы включают в себя амортизацию, резервы по сомнительной дебиторской задолженности, расходы по обесценению основных средств и другие операционные расходы



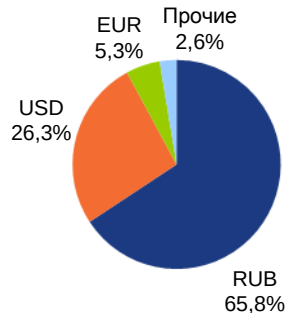
Анализ долговых обязательств и ликвидности ⁽¹⁾

Структура долга

По сроку погашения



По валюте

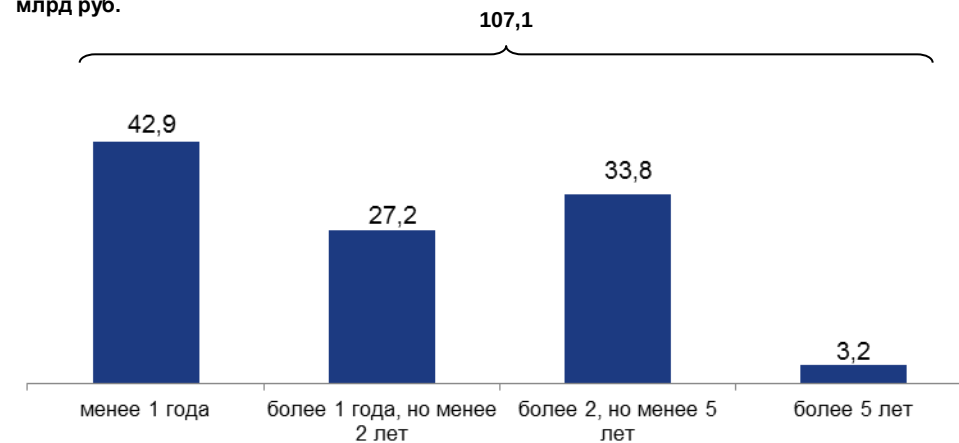


По процентным ставкам



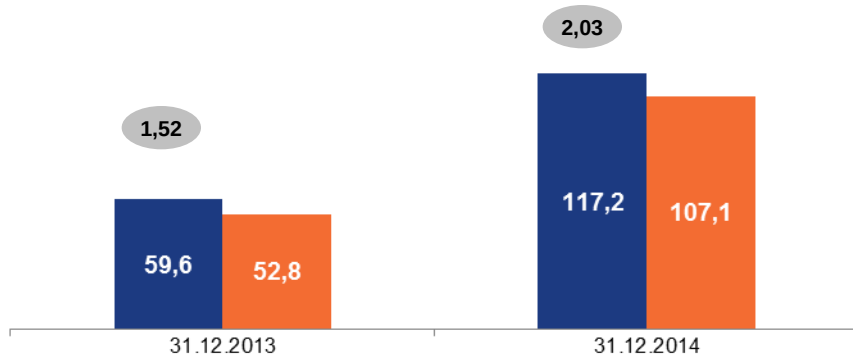
Структура долга по срокам погашения

млрд руб.



Статистика по долговым обязательствам ⁽²⁾

млрд руб.



■ С учётом доли долга в совместных предприятиях
■ Без учёта доли долга в совместных предприятиях

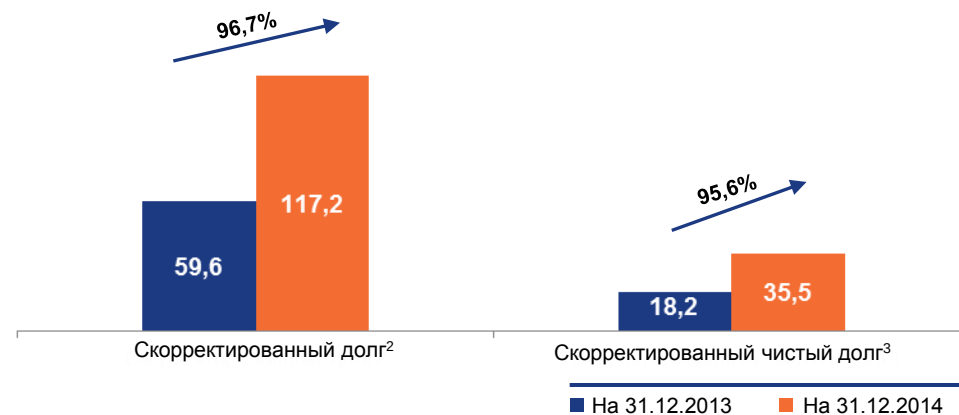
(1) С учётом финансового лизинга

(2) Включает долю долга в совместных предприятиях в размере 10,1 млрд руб. на 31.12.2014 (6,8 млрд руб. на 31.12.2013)

(3) Включает депозиты со сроком погашения от 3 до 12 месяцев в размере 6,1 млрд руб. на 31.12.2014г. (31.12.2013г. – 1,5 млрд руб.) и долю долга в совместных предприятиях в размере 10,1 млрд руб. на 31.12.2014 (на 31.12.2013 – 6,8 млрд руб.)

Динамика показателей долга

млрд руб.



■ На 31.12.2013
■ На 31.12.2014



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!