



Консолидированные финансовые и производственные результаты деятельности Группы «Интер РАО» за I полугодие 2014 года

27 августа 2014 года



Основные факторы, определяющие финансовые результаты Группы



ГЕНЕРАЦИЯ РФ:

- Ввод в эксплуатацию 1.4 ГВт новой и модернизированной генерирующей мощности в рамках ДПМ с середины 2013 года
- Рост цен на э/э на РСВ в первой ценовой зоне составил 13% г-к-г, во второй ценовой зоне цены на э/э снизились на 12% г-к-г
- Рост цен на мощность, реализуемую в сегменте КОМ, составил 7.8% г-к-г
- Рост тарифов на мощность, реализуемую по регулируемым договорам, составил 5.2% год к году
- Рост тарифов на отпуск тепловой энергии с коллекторов по российским активам Группы составил в среднем 21.2% г-к-г



СБЫТ РФ:

- Вхождение в периметр Группы «Интер РАО» ОАО «Томскэнергосбыт» с сентября 2013 года
- Получение статуса гарантирующего поставщика в Орловской области с февраля 2014 года и в Омской области с марта 2014 года
- Рост сбытовых надбавок по гарантирующим поставщикам Группы «Интер РАО» в среднем составил 37.4% г-к-г
- Расширение регионов присутствия и клиентской базы по независимым сбытовым компаниям



ТРЕЙДИНГ:

- Снижение цен на э/э на Nord Pool в зоне Финляндии на 15% при одновременном росте цен на э/э на внутреннем рынке РФ



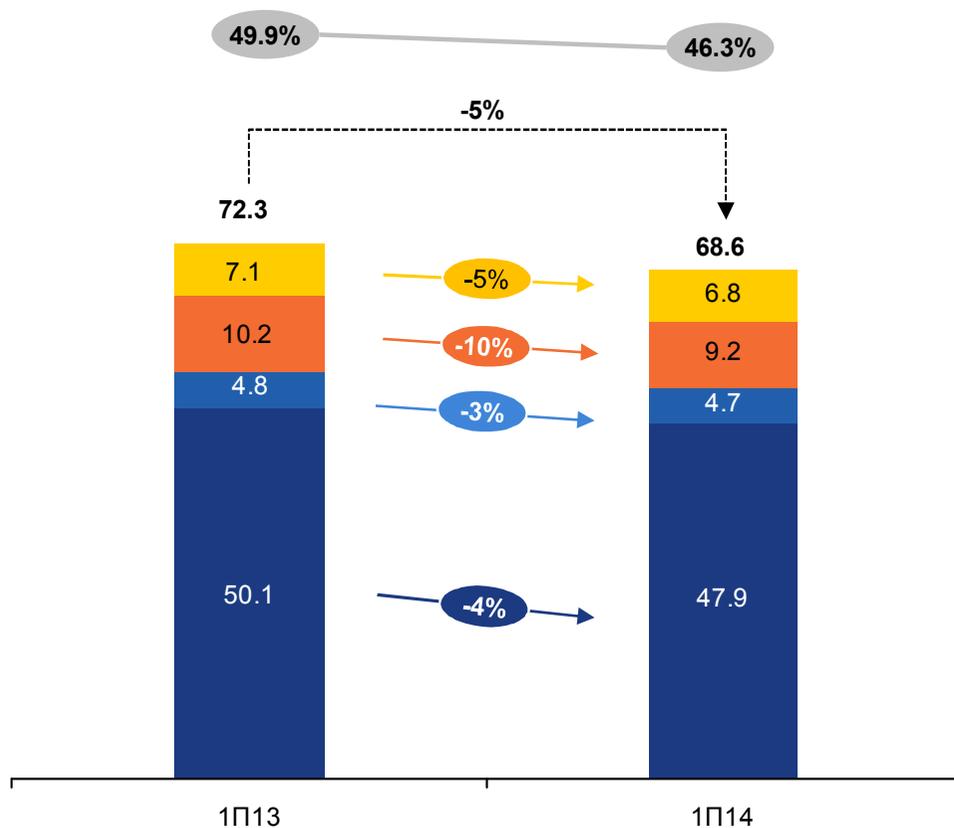
I. Результаты операционной деятельности



Производство электроэнергии и тепла

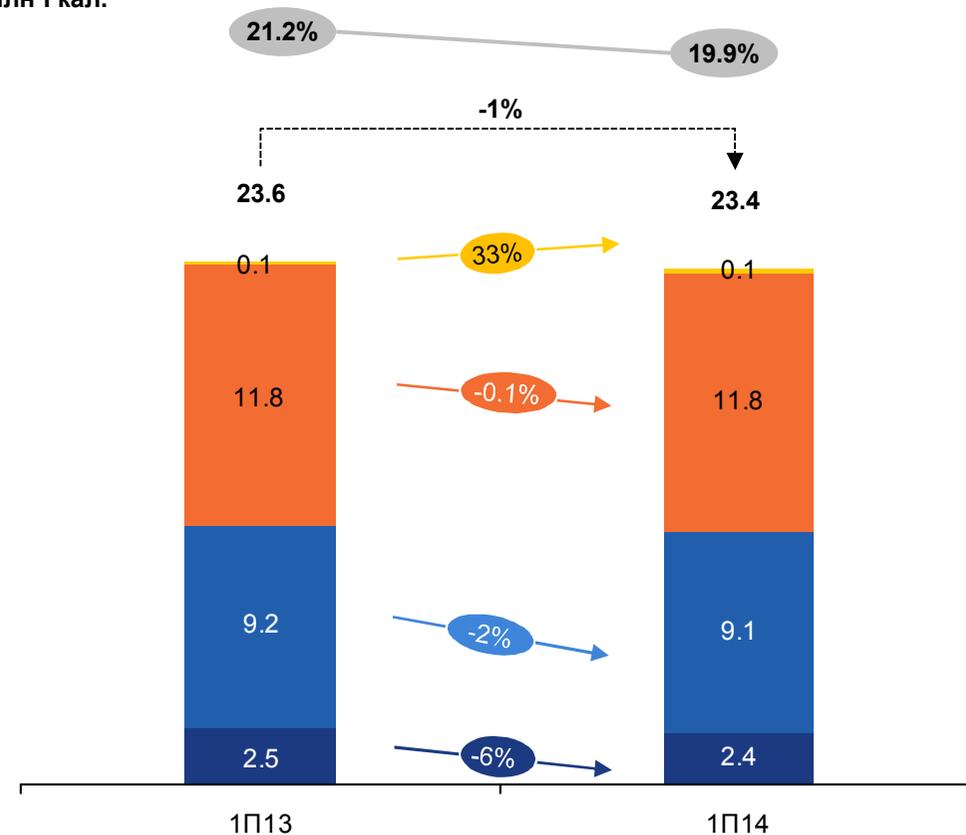
Динамика выработки электроэнергии

ТВт*ч



Динамика отпуска теплоэнергии с коллекторов

Млн Гкал.

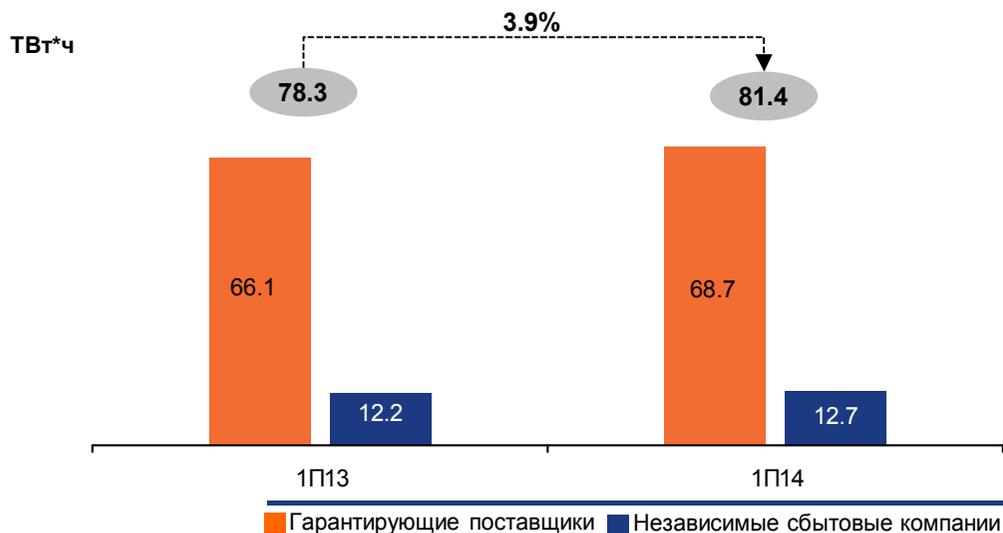


■ ИНТЕР РАО - Электрогенерация ■ ТГК-11 ■ Башкирская генерация ■ Зарубежная генерация #% Кoeffициент использования установленной мощности
— #% — Динамика выработки электроэнергии / отпуска теплоэнергии с коллекторов

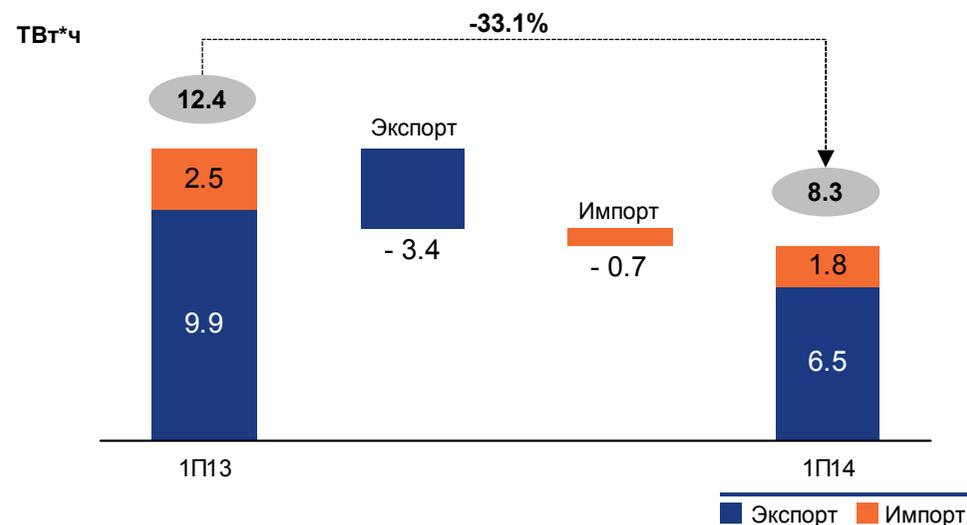
Снижение выработки электроэнергии вследствие общего снижения энергопотребления в РФ и оптимизации загрузки неэффективной генерации Группы Интер РАО

Сбыт электроэнергии и внешнеэкономическая деятельность

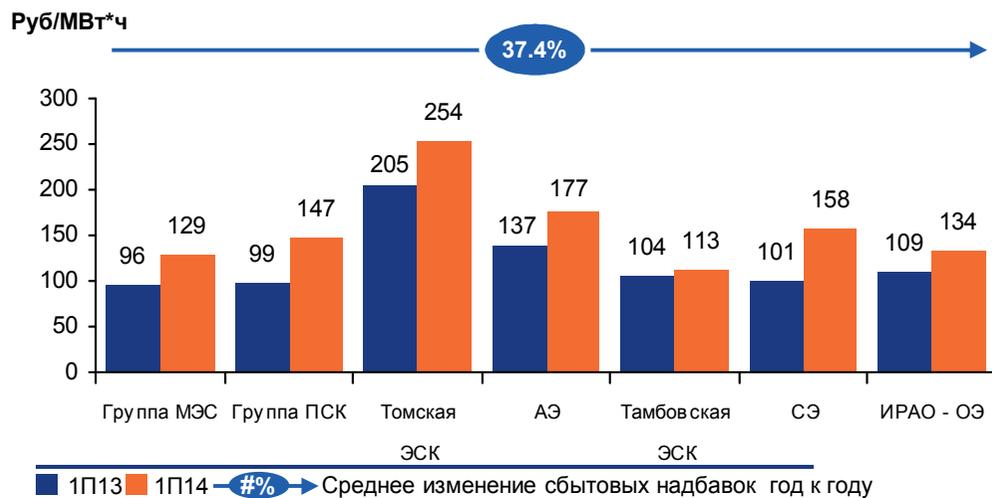
Объёмы полезного отпуска электроэнергии потребителям⁽¹⁾



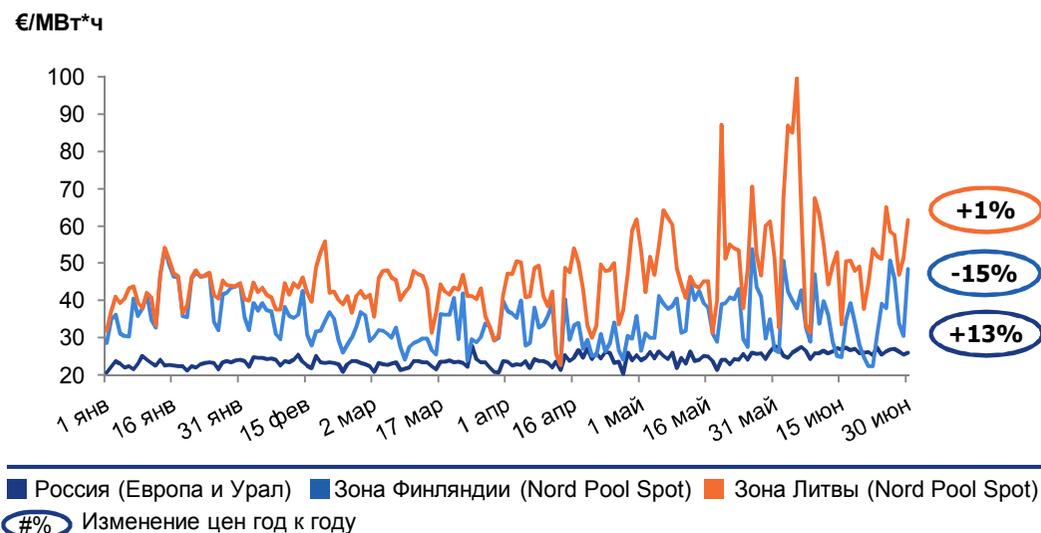
Объёмы экспортно-импортных операций



Динамика сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков⁽²⁾



Динамика спотовых цен на электроэнергию⁽³⁾



Примечание: Производственные результаты ОАО «Томскэнергосбыт» представлены с начала 2012 года

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

(2) Средневзвешенные по группам потребителей сбытовые надбавки, установленные соответствующими решениями региональных энергетических комиссий

(3) Для расчета цен на электроэнергию в первой ценовой зоне использовался средний курс ЦБ за 1П2014г.: EUR/RUB = 48.11;



II. Повышение эффективности операционной деятельности в 1П14 г.



Ввод новой эффективной генерирующей мощности

Нижневартовская ГРЭС (блок #3.1)



- Дата ввода – март 2014 г.
- ЗСП - Тюмень
- Уст. мощность – 413 МВт
- Тип топлива – газ
- КИУМ⁽¹⁾ – 85%
- УРУТ⁽¹⁾ – 197.2 г/кВт*ч
- Плата за мощность – от 555 тыс. руб./МВт в мес.⁽²⁾

Южноуральская ГРЭС-2 (блок #1)



- Дата ввода – февраль 2014 г.
- ЗСП - Урал
- Уст. мощность – 408 МВт
- Тип топлива – газ
- КИУМ⁽¹⁾ – 69%
- УРУТ⁽¹⁾ – 199.3 г/кВт*ч
- Плата за мощность – от 500 тыс. руб./МВт в мес.⁽²⁾

Всего Группа Интер РАО ввела порядка 3 ГВт генерирующей мощности в рамках ДПМ



- В первом полугодии 2014 г. Группа Интер РАО ввела в эксплуатацию **821 МВт** новой генерирующей мощности в рамках ДПМ
- Во втором полугодии 2014 г. ожидается ввод **более 1 ГВт** новой генерирующей мощности в рамках ДПМ:
 - Черепетская ГРЭС (блок #8) – 225 МВт
 - Черепетская ГРЭС (блок #9) – 225 МВт
 - Южноуральская ГРЭС-2 (блок #2) – 410 МВт
 - Омская ТЭЦ-3 (ТГ #13) – 60 МВт (модернизация)
 - Омская ТЭЦ-5 (ТГ #1) – 98 МВт (модернизация)

Ввод новых эффективных энергоблоков в рамках ДПМ является ключевым драйвером роста EBITDA генерирующего сегмента бизнеса Группы Интер РАО

(1) Производственные показатели по результатам работы в 1П14 г.
(2) В зависимости от коэффициента сезонности



Оптимизация профиля загрузки генерирующих мощностей

Увеличение загрузки эффективной генерации

В 1П14 в целях максимизации маржинальной прибыли от реализации электроэнергии на ОРЭМ была оптимизирована загрузка наиболее эффективных станций Интер РАО - ЭГ:

- Сочинская ТЭС – рост выработки э/э на 48.9% г-к-г
- Уренгойская ГРЭС – рост выработки э/э на 15.7% г-к-г
- Пермская ГРЭС – рост выработки э/э на 12.0% г-к-г
- КИУМ по новым ДПМ-блокам на Нижневартовской ГРЭС и Южноуральской ГРЭС-2 достиг 85% и 69% соответственно

КИУМ высокомаржинальной генерации в 1П14

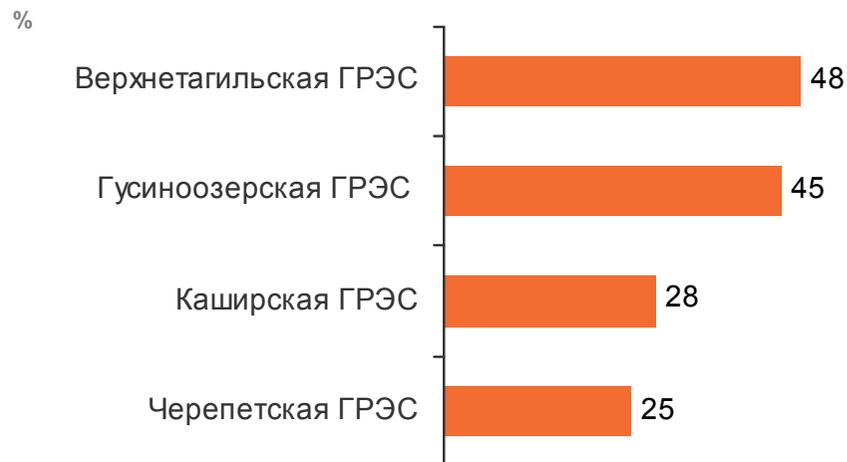


«Разгрузка» неэффективной генерации

В 1П14 в целях минимизации убытка от реализации электроэнергии на ОРЭМ была оптимизирована загрузка наименее эффективных электростанций Интер РАО-ЭГ:

- Черепетская ГРЭС – снижение выработки э/э на 18.8% г-к-г
- Каширская ГРЭС – снижение выработки э/э на 17.0% г-к-г
- Верхнетагильская ГРЭС – снижение выработки э/э на 16.8% г-к-г
- Гусиноозерская ГРЭС - снижение выработки э/э на 12.5% г-к-г
- Ириклинская ГРЭС - снижение выработки э/э на 12.2% г-к-г

КИУМ низкомаржинальной генерации в 1П14



Фокус на дальнейшую оптимизацию загрузки генерирующих мощностей: увеличение выработки электроэнергии эффективными станциями и снижение загрузки нерентабельной генерации



Вывод неэффективного генерирующего оборудования

Предпосылки вывода из эксплуатации генерирующего оборудования

- Высокий физический и моральный износ основного оборудования
- Отрицательная рентабельность реализации э/э на ОРЭМ
- Рост финансовых потерь в результате повышенной аварийности устаревшего оборудования
- Снижение конкурентоспособности производимой э/э на неэффективном генерирующем оборудовании
- Риск неполучения платы за мощность

Вывод неэффективного оборудования по станциям

2015 год:

- Верхнетагильская ГРЭС (ТГ-2, ТГ-3) – 176 МВт
- Южноуральская ГРЭС (ТГ-2, ТГ-3) – 100 МВт

2016 год:

- Черепетская ГРЭС (блок #1,2,3)– 420 МВт

2017 год:

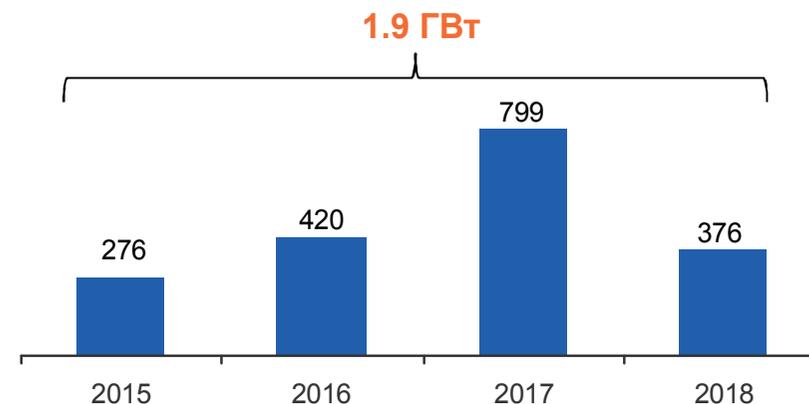
- Южноуральская ГРЭС (ТГ-4, ТГ-7, ТГ-8) – 199 МВт
- Черепетская ГРЭС (блок #5,6) – 600 МВт

2018 год:

- Верхнетагильская ГРЭС (ТГ-4, ТГ-5, ТГ-6) – 376 МВт

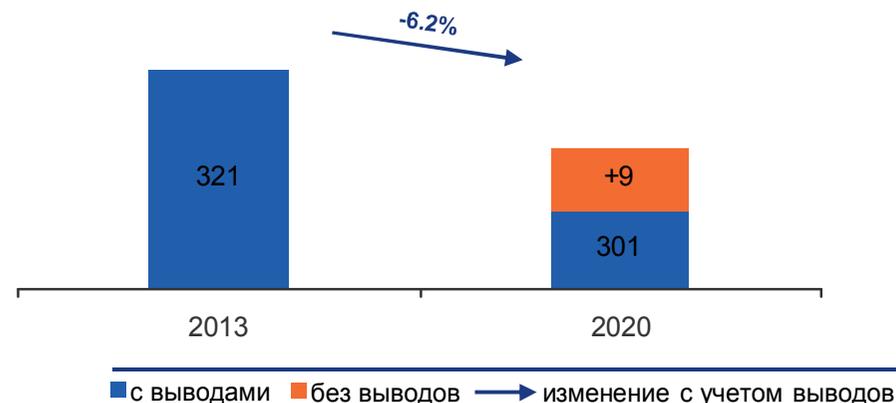
Вывод неэффективного оборудования по годам

МВт



Динамика удельного расхода топлива⁽¹⁾

г/кВт*ч



Вывод из эксплуатации неэффективного генерирующего оборудования позволит повысить загрузку эффективных энергоблоков Группы Интер РАО, а также снизить удельный расход топлива на отпуск электроэнергии

(1) По станциям Интер РАО -Электрогенерация



Оптимизация топливных расходов

I. Сдерживание темпов роста цен на газ

- В январе 2014 г. БГК и НК «Роснефть» заключили годовой контракт на поставку газа в объеме до 2.4 млрд. куб. м. ($\approx 40\%$ общего объема потребления БГК)
- В 1П14 НК «Роснефть» поставила на Кармановскую ГРЭС, Уфимскую ТЭЦ-1 и Уфимскую ТЭЦ-4 **647 млн куб. м.** газа
- В среднем цена на газ по данным станциям выросла **на 14% г-к-г**, при росте тарифа ФСТ на газ для промышленных потребителей на 16.5%

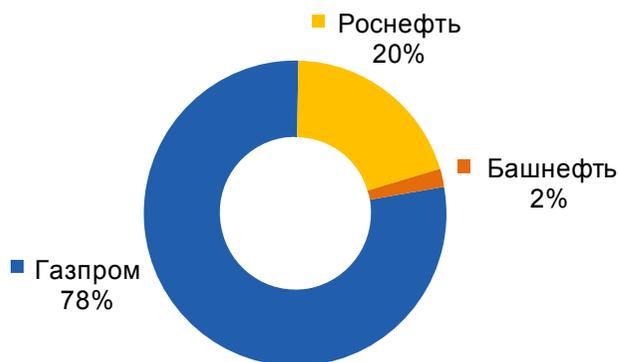
II. Снижение расходов на уголь

- В 1П14 снижение средней цены сжигаемого угля по станциям Интер РАО – ЭГ составило **7.1% г-к-г**.
- Данный эффект бы достигнут за счет **снижения договорных цен на поставку и транспортировку угля и увеличением доли потребления более дешевых углей**.
- Наибольшее снижение цены сжигаемого угля достигнуто на **Каширской ГРЭС (-11% г-к-г) и Черепетской ГРЭС (-14% г-к-г)**.

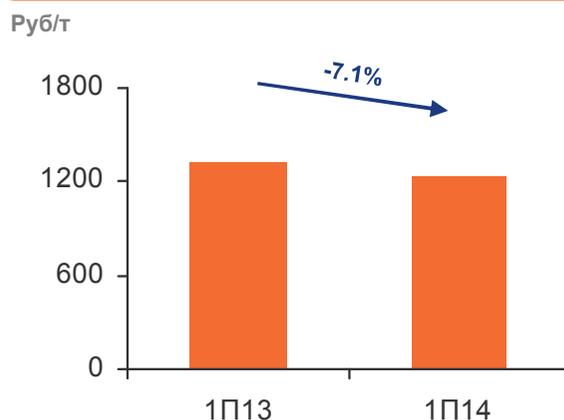
III. Снижение удельного расхода топлива

- В 1П14 УРУТ на отпуск э/э по генерирующим активам Интер РАО-ЭГ и ТГК-11 в среднем **снизился на 2.3% и 2.0%** соответственно
- Снижение УРУТ обусловлено **вводом новой мощности в рамках ДПМ и оптимизацией профиля загрузки станций**
- Наибольшее снижение УРУТ на отпуск э/э было достигнуто на **Южноуральской ГРЭС (-16.3% г-к-г), Нижневартовской ГРЭС (-6.1% г-к-г), и Сочинской ТЭС (-3.6% г-к-г)**

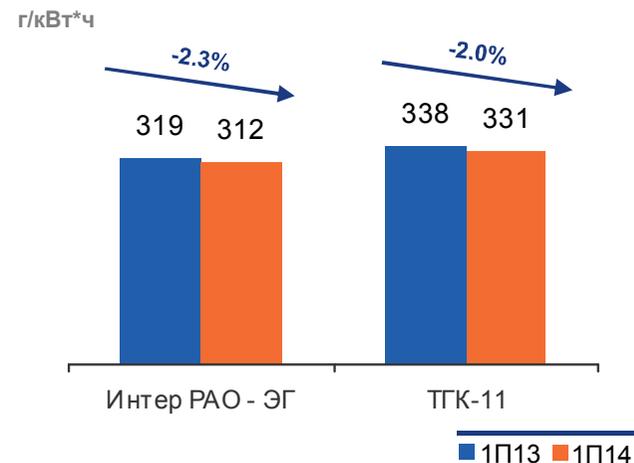
Структура поставщиков газа БГК в 1П14



Динамика средневзвешенной цены угля⁽¹⁾



Динамика удельного расхода условного топлива



Фокус на дальнейшее улучшение ценовых условий по договорам на поставку топлива для российских генерирующих активов Группы Интер РАО в целях оптимизации переменных расходов

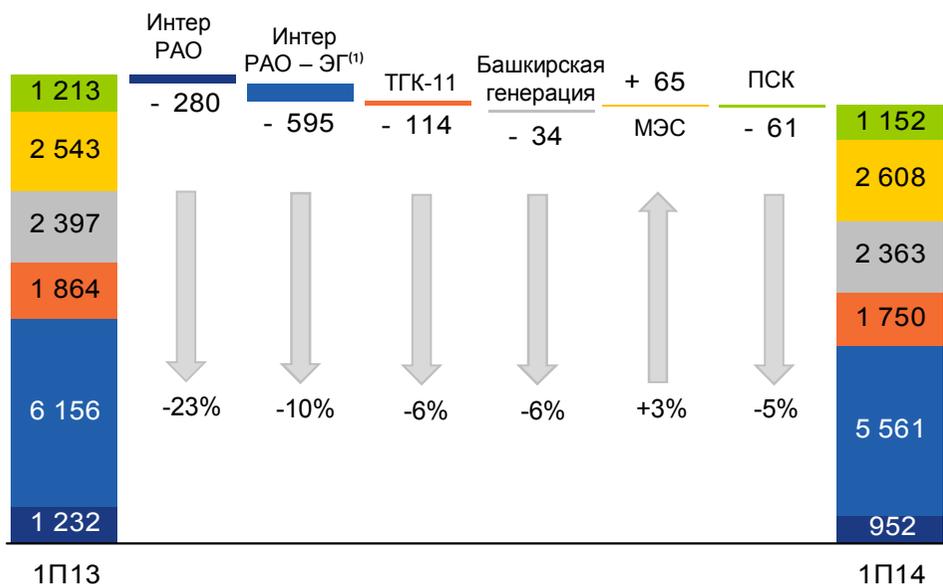
(1) Средневзвешенная цена угля с учетом транспортировки для станций Интер РАО - ЭГ



Оптимизация расходов на персонал

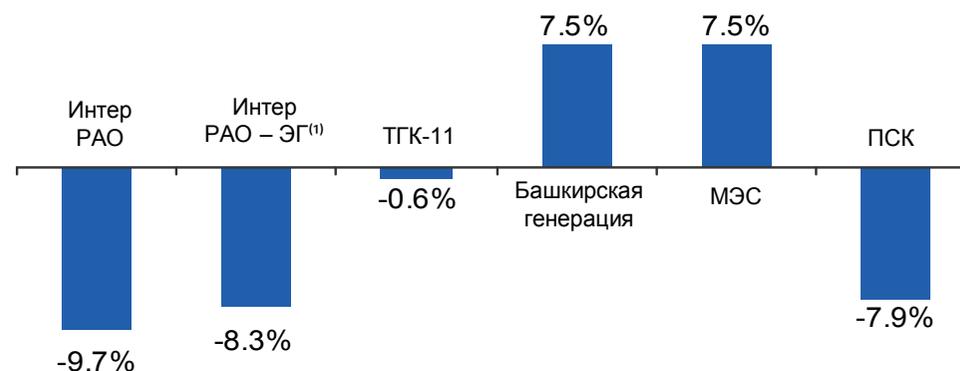
Динамика расходов на персонал по ключевым бизнес-единицам

Млн руб.



Динамика численности персонала по ключевым бизнес-единицам

% г-к-г



70% общих расходов Группы Интер РАО на персонал приходится на ключевые бизнес-единицы

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 Исполнительном аппарате и на производственных филиалах
- Переход производственных филиалов на типовую организационную структуру
- Вывод непрофильного функционала на аутсорсинг

Фокус на сдерживании темпов роста условно-постоянных расходов по Группе Интер РАО на уровне не выше годовой инфляции минус 2%

(1) Без учета ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»



III. Финансовые результаты по МСФО за 1П14 г.



Ключевые финансовые показатели

(млн руб.)	1П14	1П13	Изменение
Выручка	352 896	317 743	11.1%
Операционные расходы	343 489	331 084	3.7%
Операционная прибыль	12 559	-9 793	-
Скорректированная EBITDA	28 132	21 643	30.0%
<i>Рентабельность по EBITDA</i>	8.0%	6.8%	1.2%
Скорректированная EBIT	17 457	9 220	89.3%
Чистая прибыль/(убыток)	6 856	-13 845	-
Скорректированная чистая прибыль ⁽¹⁾	13 305	10 943	21.6%
Свободный денежный поток (FCF)	8 510	-4 971	-
Капитальные расходы	11 676	15 781	-26.0%

(млн руб.)	30.06.2014	31.12.2013	Изменение
Итого активы	522 365	512 566	1.9%
Итого капитал	340 885	334 589	1.9%
Скорректированный долг ⁽²⁾	65 079	59 590	9.2%

(1) Скорректированная чистая прибыль – без учёта резервов и обесценений (4 850 млн рублей в 1 полугодии 2014 года, 17 163 млн рублей в 1 полугодии 2013 года), эффекта от переоценки опциона “колл” и “пут” (1 599 млн руб. в 1 полугодии 2014 года и 7 625 млн руб в 1 полугодии 2013 года)

(2) Включает долю долга в совместных предприятиях в размере 7 177 млн руб. на 30.06.2014 (6 839 млн руб. на 31.12.2013).

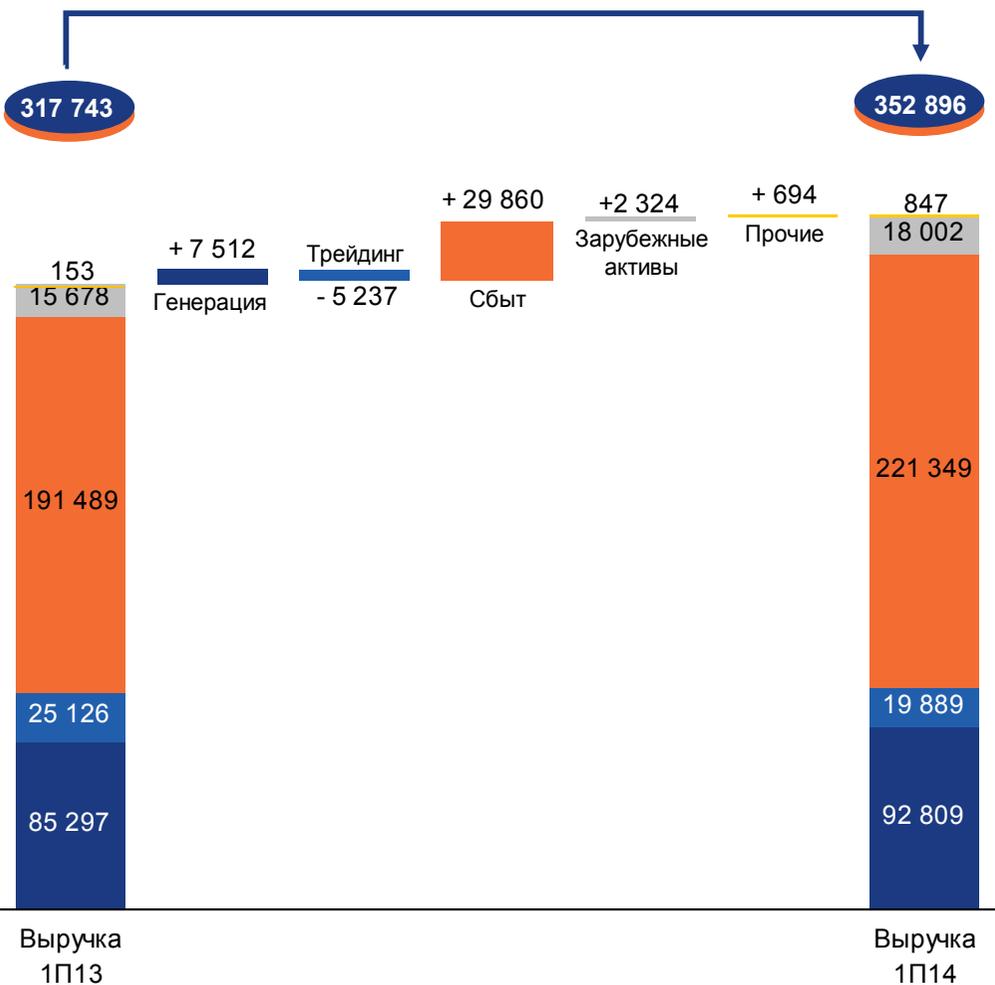


Динамика ключевых показателей

Динамика изменения выручки

млн руб.

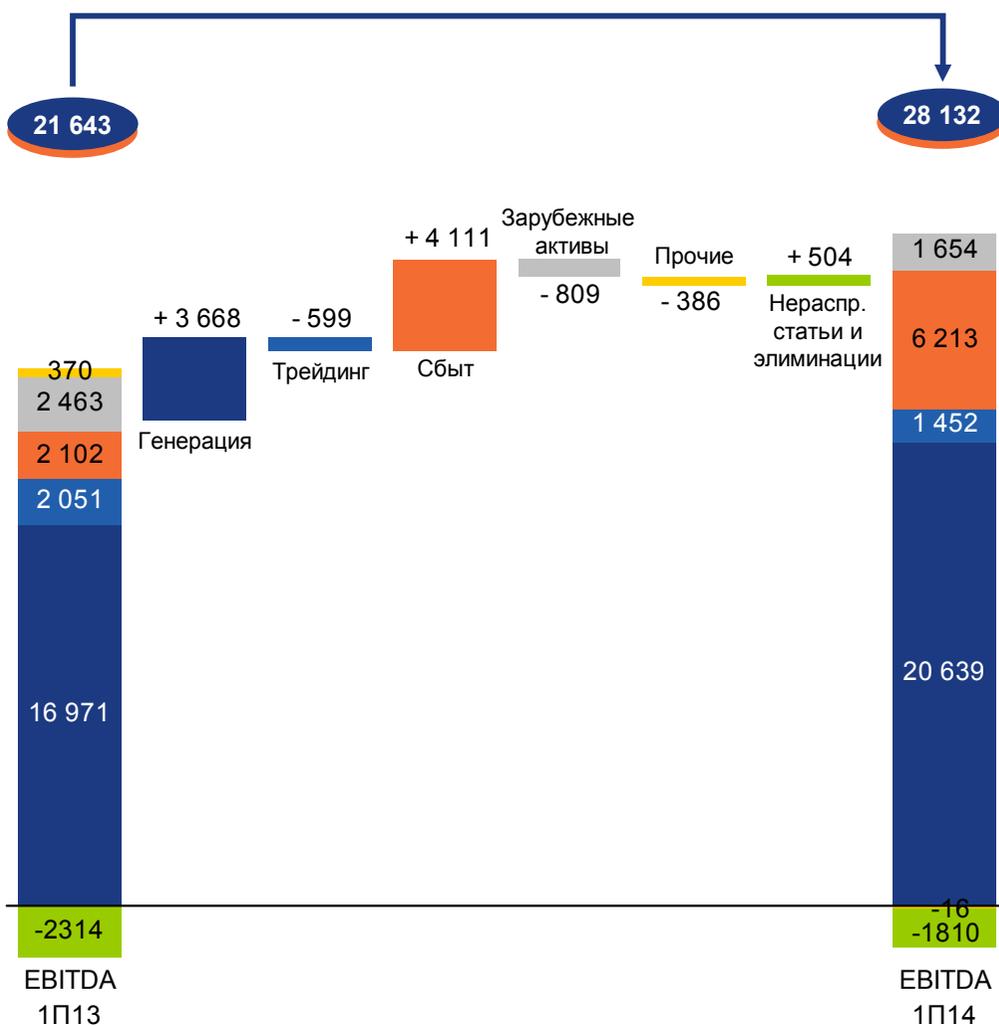
+11.1%



Динамика изменения EBITDA

млн руб.

+30.0%

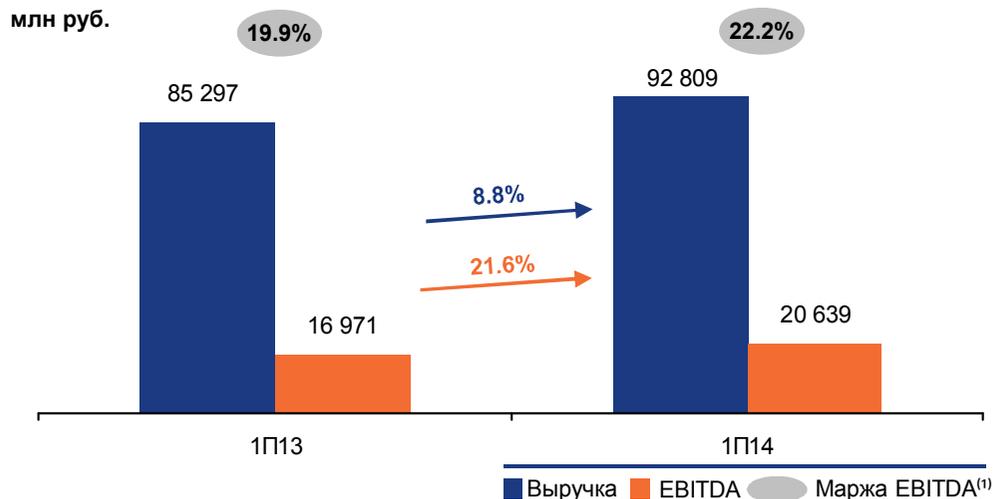


Основной рост показателя EBITDA произошёл за счёт сегментов «Сбыт» и «Генерация»

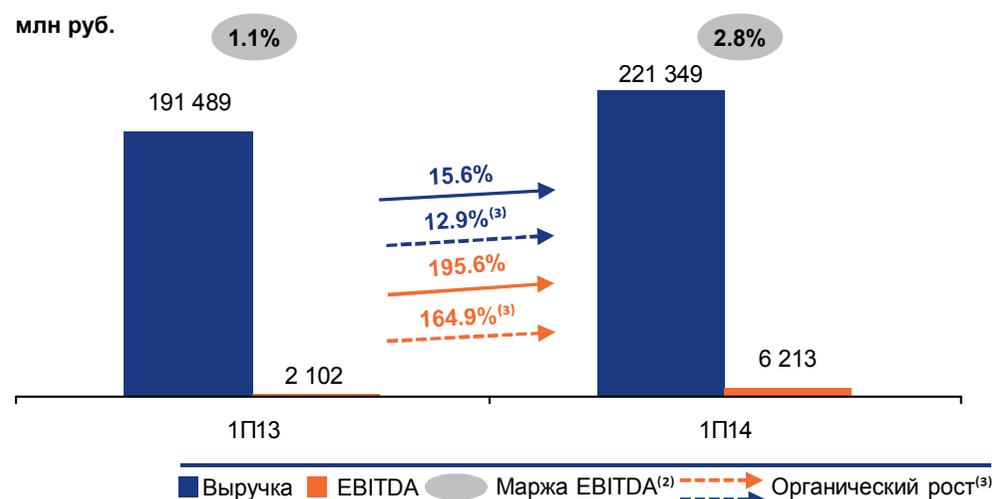


Ключевые сегменты: генерация и сбыт

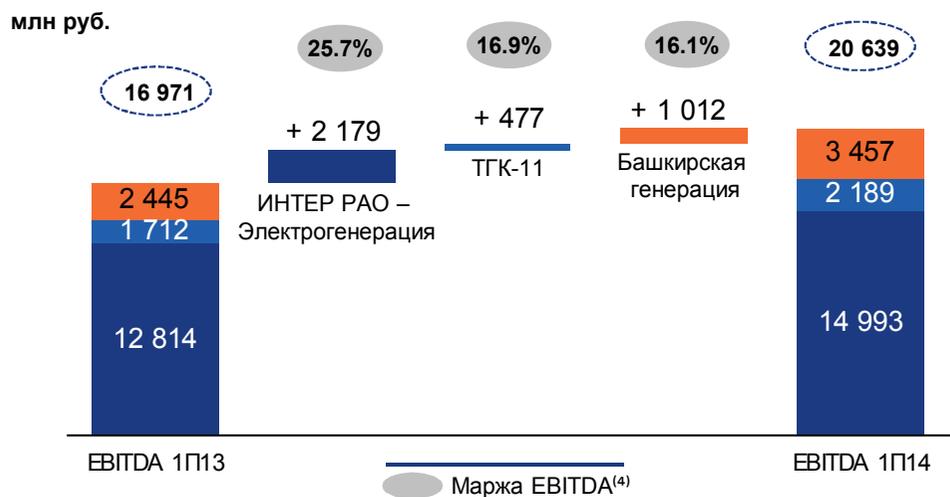
Сегмент «Генерация»: выручка и EBITDA



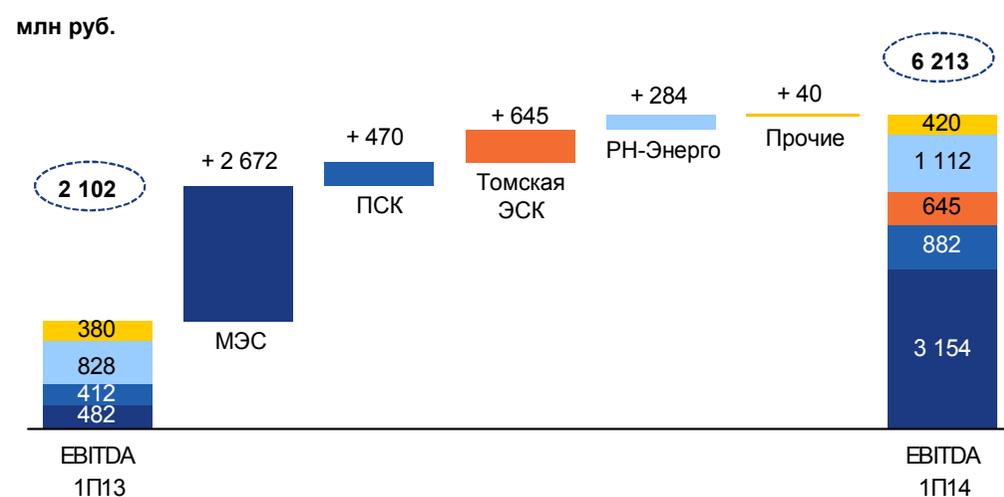
Сегмент «Сбыт»: выручка и EBITDA



Сегмент «Генерация»: доли компаний в EBITDA



Сегмент «Сбыт»: доли компаний в EBITDA



(1) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (13 980 млн руб. за 1 полугодие 2013 года и 15 774 млн руб. за 1 полугодие 2014 года)

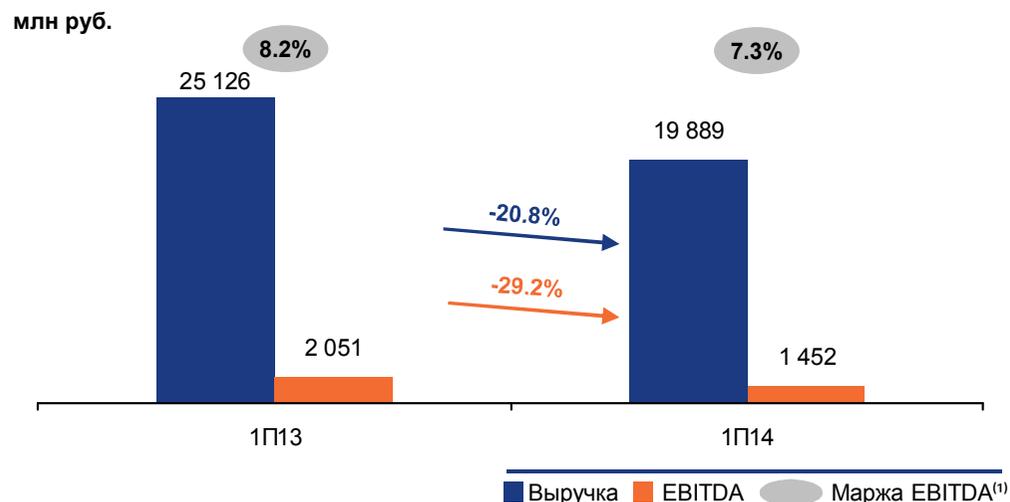
(2) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (88 млн руб. за 1 полугодие 2013 года и 312 млн руб. за 1 полугодие 2014 года)

(3) Без учёта эффекта от «Томскэнергообит», который учтён в отчётности по МСФО с даты вхождения в контур Группы – с сентября 2013 года.

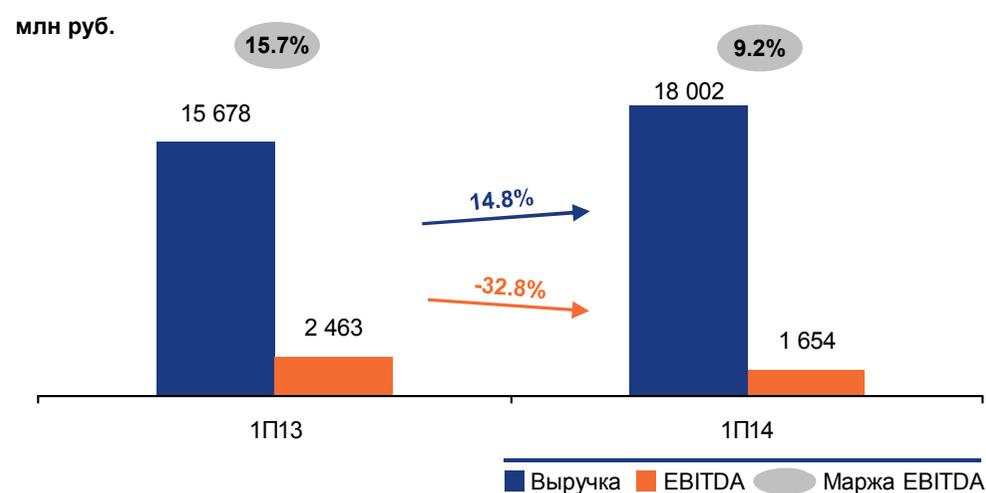
(4) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки за 1 полугодие 2014 г. (по «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» – 12 565 млн руб.; по «ТГК-11» – 1 074 млн руб.; по Башкирской генерации – 2 135 млн руб.)

Ключевые сегменты: трейдинг и зарубежные активы

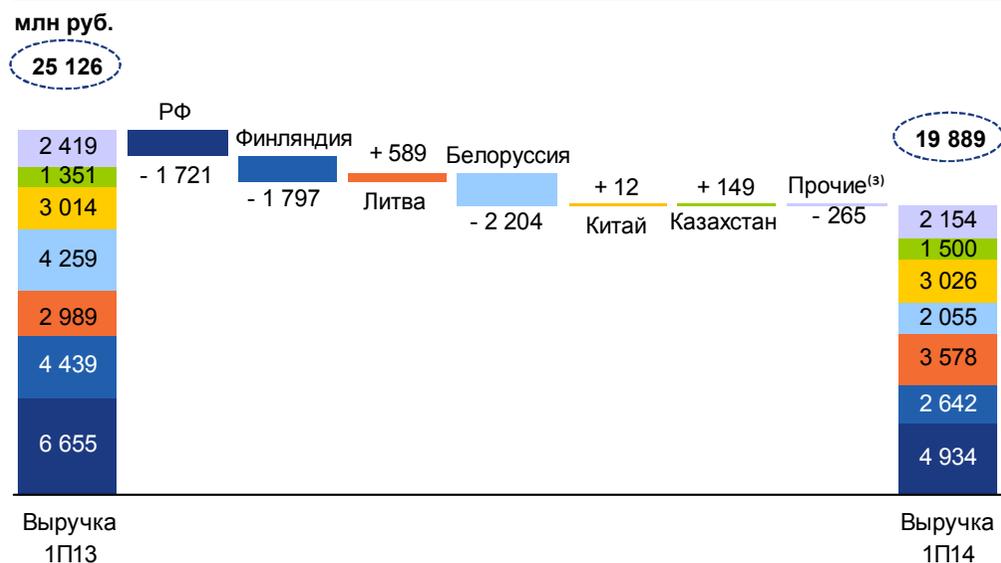
Сегмент «Трейдинг»: выручка и EBITDA



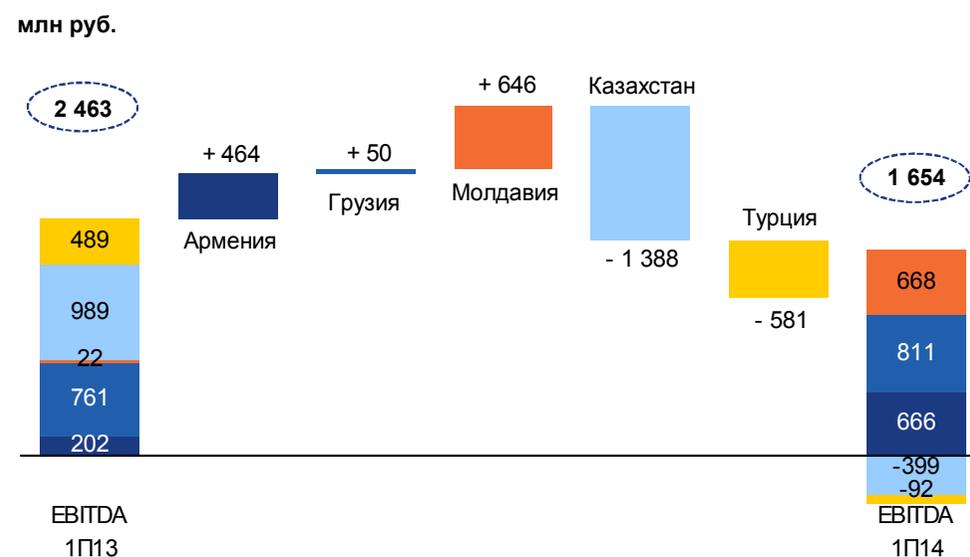
Сегмент «Зарубежные активы»: выручка и EBITDA



Сегмент «Трейдинг»: доли стран в выручке сегмента⁽²⁾



Сегмент «Зарубежные активы»: доли стран в EBITDA



(1) Показатель «Маржа EBITDA» рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (658 млн руб. за 1 полугодие 2013 года и 604 млн руб. за 1 полугодие 2014 года).

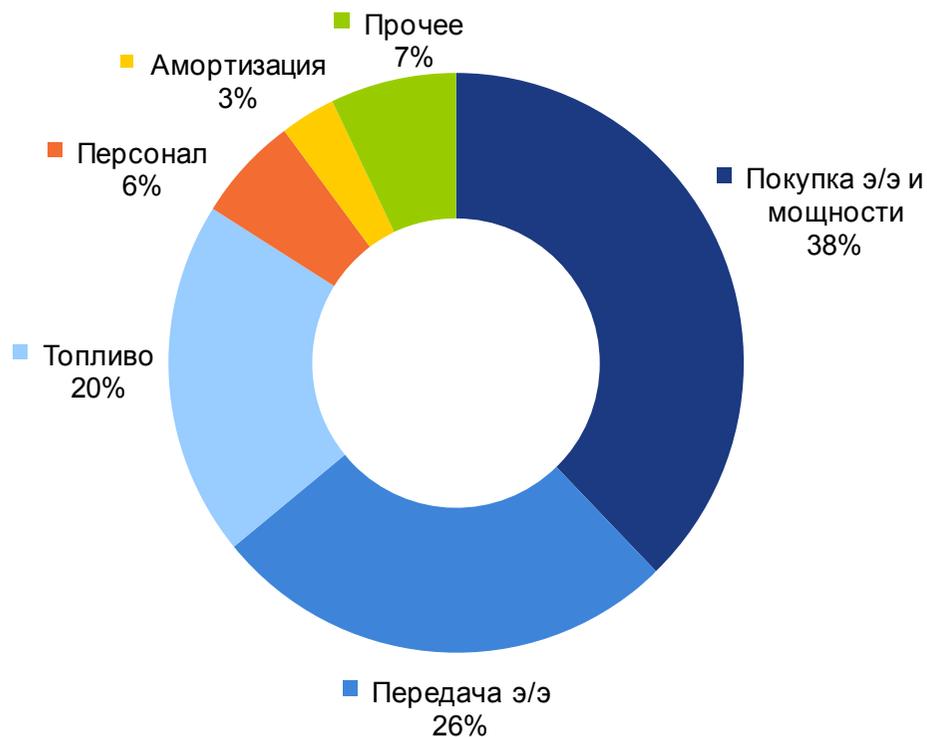
(2) Исключает межсегментную выручку в размере 658 млн руб. за 1 полугодие 2013 года и 604 млн руб. за 1 полугодие 2014 года

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



Консолидированные операционные расходы

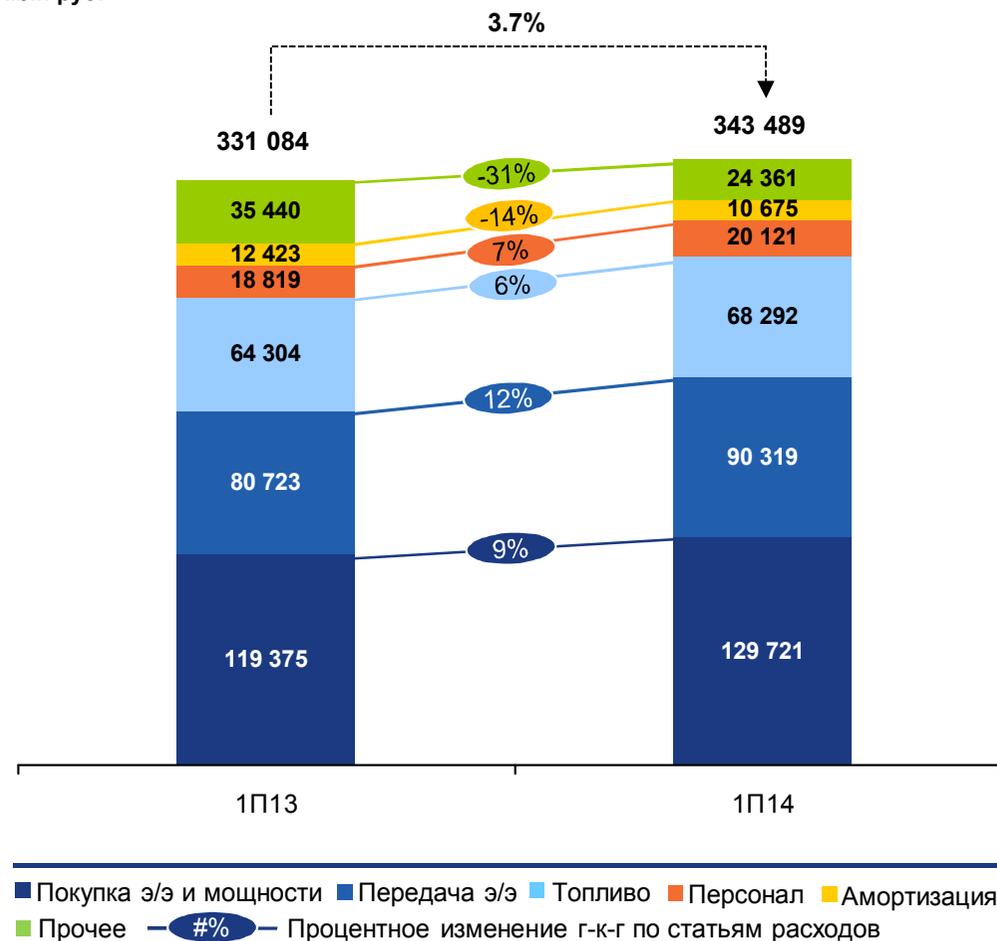
Структура операционных расходов



Консолидированные расходы Группы «Интер РАО» в 1 полугодии 2014 года составили 343 489 млн рублей

Динамика операционных расходов

млн руб.

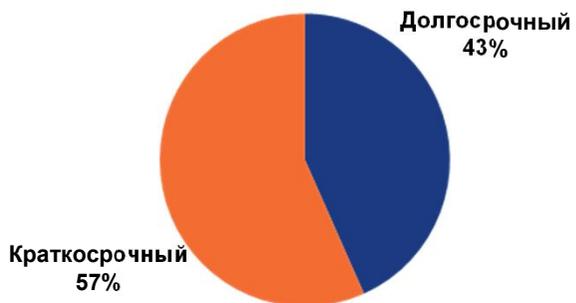


Консолидированные операционные расходы Группы Интер РАО выросли на 3.7% год к году, что меньше темпов роста консолидированной выручки – 11.1%

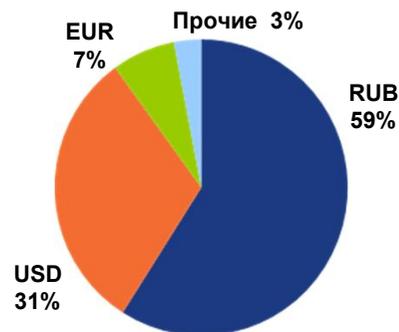
Анализ долговых обязательств и ликвидности (1)

Структура долга

По сроку погашения



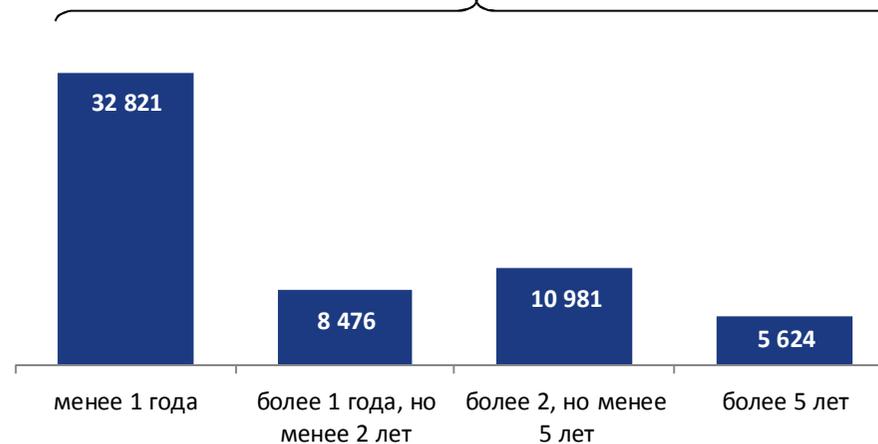
По валюте



Структура долга по срокам погашения

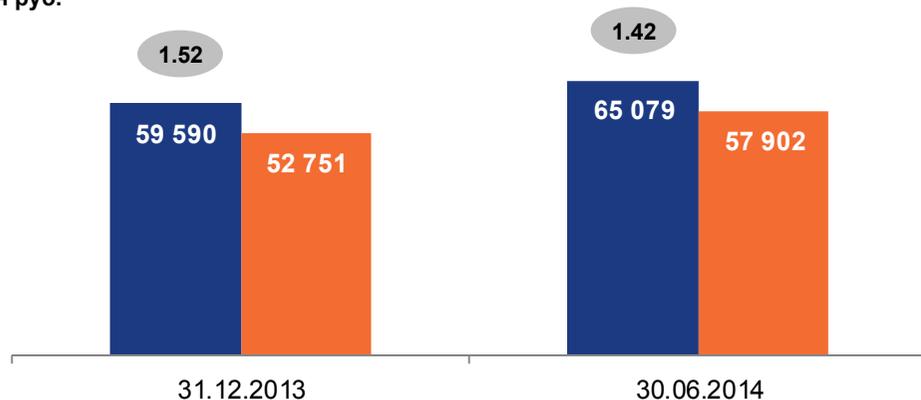
млн руб.

57 902 млн руб.



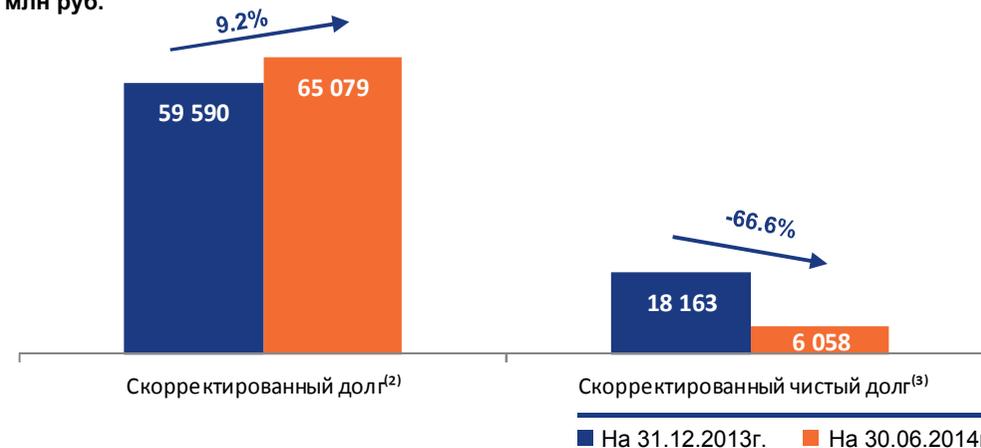
Статистика по долговым обязательствам⁽²⁾

млн руб.



Динамика показателей долга

млн руб.



■ С учетом доли долга в совместных предприятиях
 ■ Без учета доли долга в совместных предприятиях

● Долг с учетом доли долга в совместных предприятиях/EBITDA

(1) С учетом финансового лизинга

(2) Включает долю долга в совместных предприятиях в размере 7 177 млн. руб. на 30.06.2014г. (6 839 млн. руб. на 31.12.2013г.)

(3) Включает депозиты со сроком погашения от 3 до 12 месяцев в размере 2 522 млн. руб. на 30.06.2014г. (31.12.2013г. – 1 545 млн. руб.) и долю долга в совместных предприятиях в размере 7 177 млн. руб. на 30.06.2014г. (на 31.12.2013 г. – 6 839 млн. руб.)



IV. Q&A сессия