



Электроэнергетическая система Казахстана 2035: сценарии развития

Результаты моделирования с использованием
собственной модели

Май 2025

Об Agora Energiewende

О нас

Agora Energiewende - это аналитический центр, площадка для разработки решений и часть Agora Think Tanks

Наша деятельность

Мы разрабатываем научно обоснованные и политически осуществимые стратегии для успешного перехода к климатической нейтральности в Германии, Европе и других странах и регионах

Принципы работы

Мы являемся независимой (в том числе от политических партий) организацией с диверсифицированной структурой финансирования. Наша единственная цель – это климатические действия

География

Офисы Agora Energiewende находятся в Берлине, Брюсселе, Пекине и Бангкоке. Мы также осуществляем международное сотрудничество с более чем 20 партнерскими организациями

Основные выводы

- 1** **Казахстан находится на переломном этапе, когда решительная климатическая политика может раскрыть его значительный потенциал чистой энергетики.** Уголь обеспечивает производство 66% электроэнергии и 40% всех выбросов парниковых газов, а увеличение доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в генерации до 25% к 2035 году позволит сократить выбросы в электроэнергетике всего на 1%. Для перехода к углеродной нейтральности к 2060 году необходимо ускоренное развитие ВИЭ, в частности солнечных и ветровых электростанций (СЭС и ВЭС).
- 2** **Развитие ВИЭ, отказ от новых угольных мощностей и повышение гибкости существующих тепловых электростанций (ТЭС) ускорят экономически эффективную трансформацию электроэнергетики.** При 35% ВИЭ в генерации в 2035 году Казахстан сократит выбросы в электроэнергетике на 4% по сравнению с 2023 годом, а системные издержки - на 40% по сравнению с текущими планами. Проводимое сейчас обновление определяемого на национальном уровне вклада (ОНУВ) в реализацию Парижского соглашения является хорошей возможностью закрепить более амбициозные меры.
- 3** **Значительное снижение выбросов в электроэнергетике возможно при высоких внутренних ценах на углерод.** Цена 40 \$/т CO₂ к 2035 году увеличит долю ВИЭ в генерации до 47%, снизит выбросы в электроэнергетике на 44% (от уровня 2023 года), а системные издержки - на 1% по сравнению с текущими планами. Это также позволит инвестировать выручку в ВИЭ и энергосети Казахстана и снизит издержки от трансграничного углеродного налога ЕС (СВАМ).
- 4** **Огромный и экономически эффективный ветроэнергетический потенциал Казахстана создает прочную основу для масштабного развития ВИЭ.** Страна может увеличить мощности ВЭС до 10 ГВт к 2035 году, что вдвое превышает текущие планы, или больше. Реализация этого потенциала позволит достичь более амбициозных климатических целей.

Содержание

- Модели электроэнергетических систем
 - Анализ электроэнергетической системы Казахстана на основе моделирования
 - Сравнение результатов моделирования
 - Анализ чувствительности: влияние цен на углерод
-

Модели электроэнергетических систем

Разработанная Agora модель на базе PyPSA¹ для оптимизации затрат между секторами с акцентом на электроэнергетику



- Возможна оптимизация затрат между секторами, но в данной работе смоделирован только электроэнергетический сектор
- Более 40 технологических решений для выработки электроэнергии и промышленного теплоснабжения, включая развивающиеся технологии, такие как Power-to-X, улавливание и хранение углерода, а также накопители энергии
- **Оптимизация** инвестиций и генерации в электроэнергетике
- Здания с просьюмерами и оптимизированной зарядкой электромобилей
- **Транспорт** использует традиционное топливо, синтетические виды топлива и электроэнергию
- **Промышленный спрос на тепло** представлен на двух температурных уровнях (высоком и низком). Потребности в тепле покрываются за счет котельных и электрификации

Анализ электроэнергетической системы Казахстана на основе моделирования

Анализ основан на модели оптимизации затрат с использованием доступных локальных данных

Вводные данные

- Техничко-экономические параметры различных технологий, включая CAPEX¹, OPEX², коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), пределы изменения мощности, потребление топлива, удельные выбросы
- Прочие макроэкономические параметры, включая стоимость топлива и процентные ставки
- Временные ряды и КИУМ по регионам для ветровой и солнечной генерации на основе данных ERA5³
- Временные ряды электропотребления по регионам
- ...

Моделирование

- Минимизация совокупных системных затрат (с использованием PyPSA⁴)
 - Техничко-экономические ограничения
 - Почасовое разрешение
 - Совместная оптимизация генерации и мощности в рамках года (с ограниченным горизонтом планирования)
 - Казахстан представлен тремя регионами

Результаты

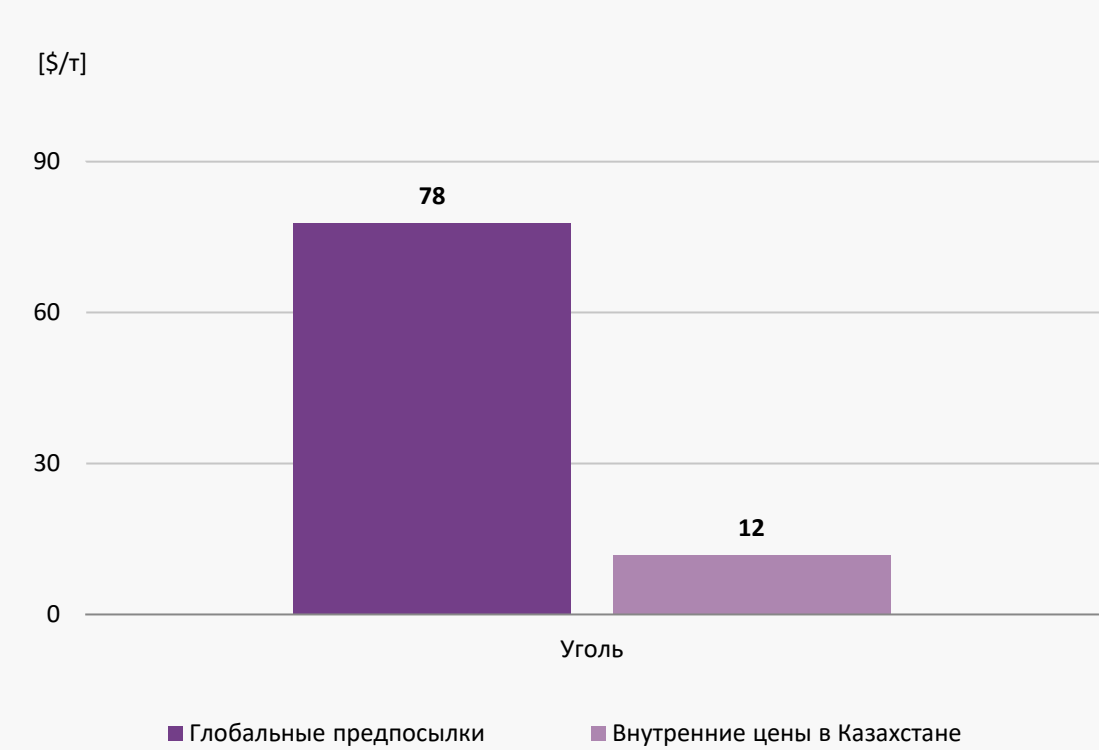
- Оптимальное распределение инвестиций по регионам и технологиям
- Средние и почасовые цены по регионам
- Годовая почасовая оптимизация диспетчеризации
- Чистые перетоки электроэнергии между регионам
- КИУМ для каждой технологии по регионам
- Выбросы CO₂ от каждой технологии по регионам
- ...

Три сценария развития электроэнергетики* до 2035 года

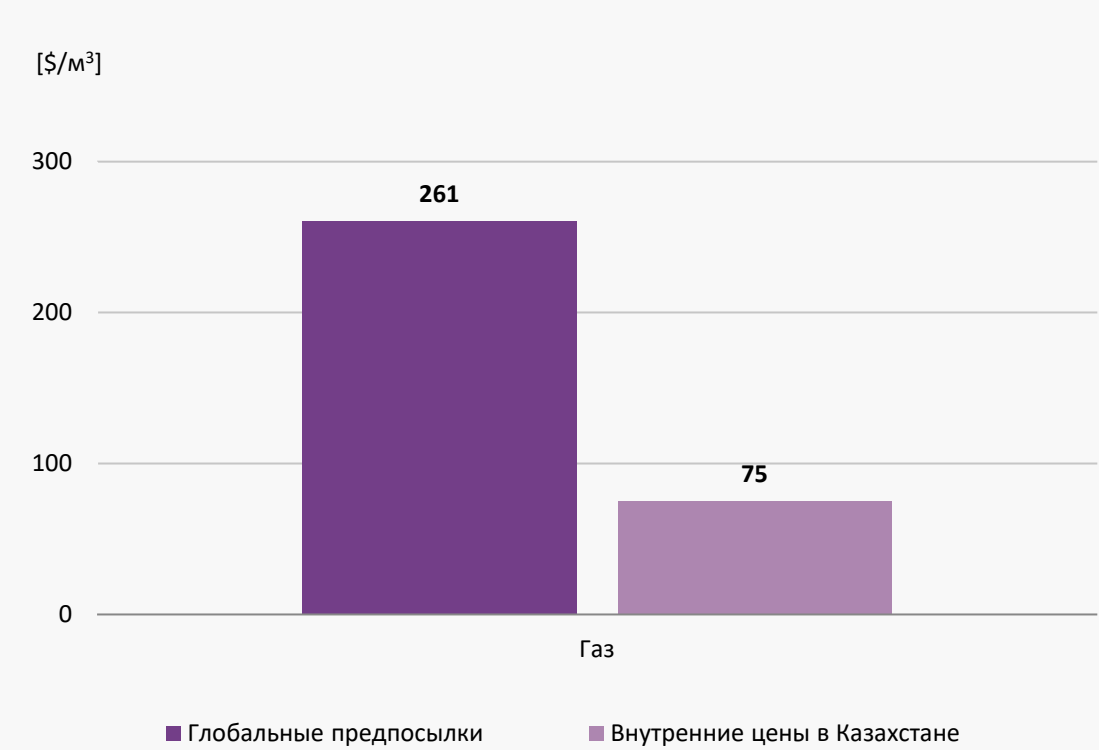
	Референсный (REF)	Референсный плюс (REF+)	Сценарий ВИЭ (RES)
Краткое описание	Оптимизация затрат на диспетчеризацию в рамках принятых планов до 2035 года	Оптимизация затрат на диспетчеризацию и расширение мощностей	Более высокие амбиции ВИЭ: минимальная доля ВИЭ в генерации – 30% в 2030 и 35% в 2035
Установленная мощность	В соответствии с национальным планом	Эндогенное расширение мощностей¹ на основе минимизации затрат Вывод угольных мощностей в соответствии с национальным планом	
Цены на топливо	Внутренние цены в Казахстане		
Модернизация электростанций	Все электростанции, срок службы которых превышает нормативный, продолжают работу с ежегодными капитальными затратами на модернизацию (например, 71% от капитальных затрат для новых угольных станций)		
Генерация	Минимизация затрат на диспетчеризацию осуществляется при следующих ограничениях: Ограничение числа часов полной нагрузки для угольных ТЭС/ТЭЦ (в базовом году не более 67%) и ГЭС (макс. 43%) - Другие виды генерации ВИЭ ограничены доступностью ресурсов		
Цена на выбросы	Цена углерода 1\$ за тонну углекислого газа (CO₂)**		
Спрос	- Совокупная выработка соответствует спросу, потери при передаче не учитываются - Характеристики спроса в регионах основаны на данных за 2017 год		
Связь энергосистем	Только между регионами Казахстана – импортные/экспортные операции с соседними странами не рассматриваются		
Процентная ставка	10% для основных сценариев		

В данном исследовании использованы внутренние цены на уголь и газ; в дальнейшем дефицит собственного газа может увеличить цены на газ

Стоимость угля для электростанций в 2023 году

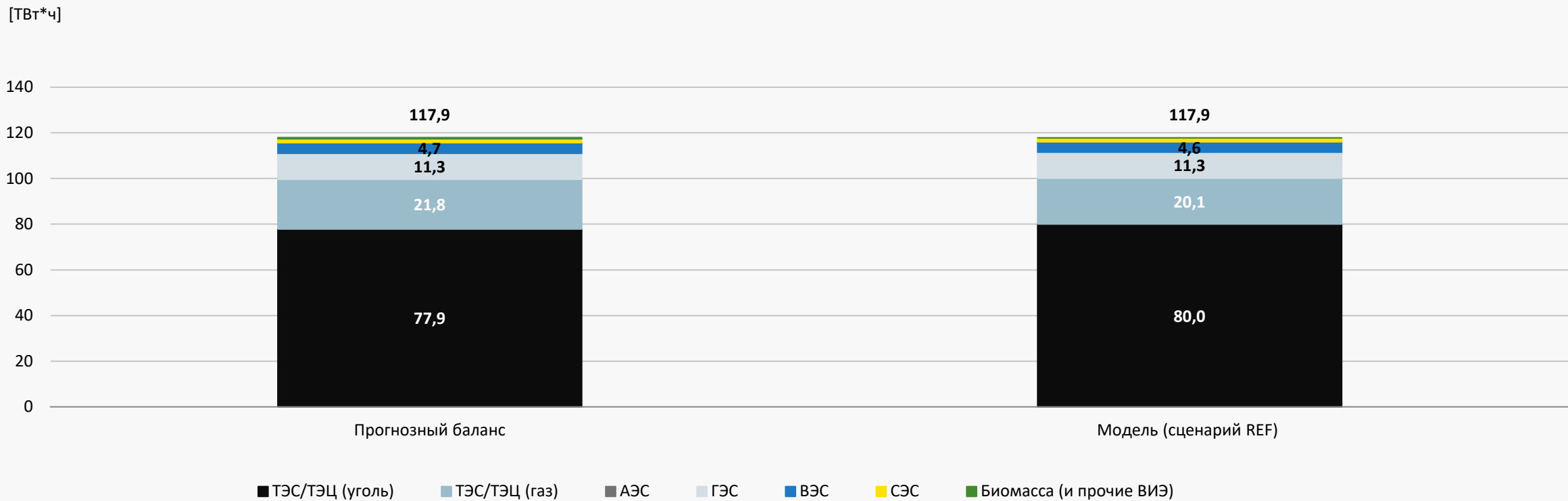


Стоимость газа для электростанций в 2023 году



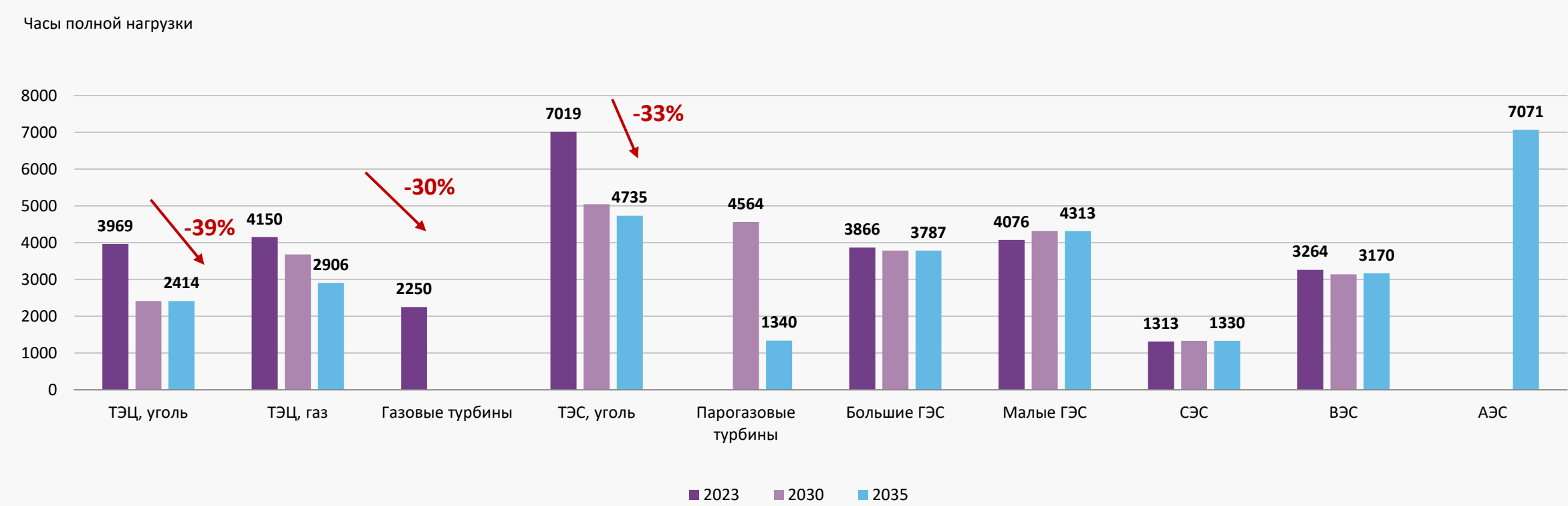
Модель откалибрована на основе данных Прогнозного баланса для повышения точности

Производство электроэнергии в 2023 году – сравнение результатов моделирования и данных из Прогнозного баланса



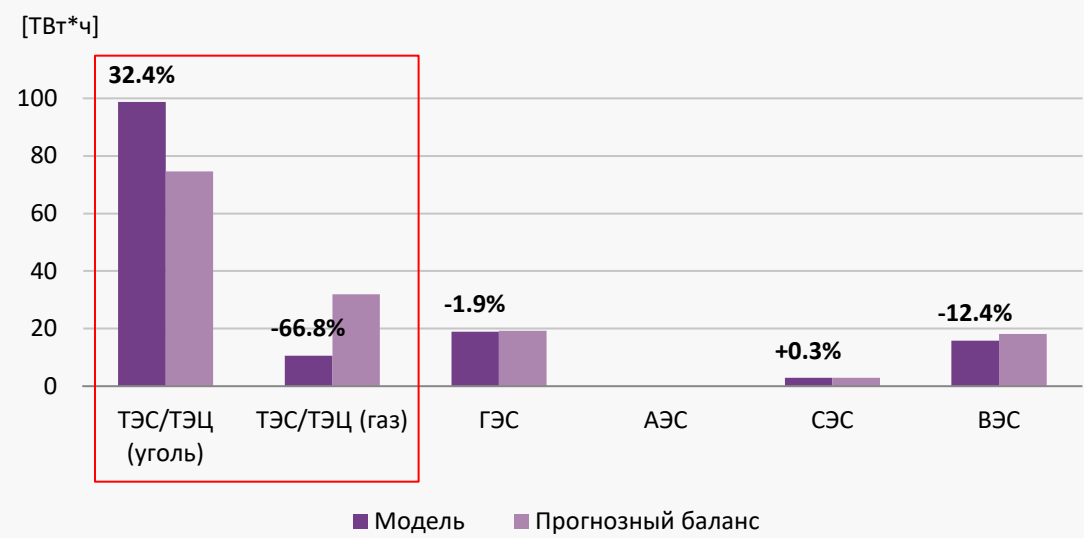
Имеющиеся планы предусматривают снижение загрузки угольных и газовых электростанций, что увеличивает риск финансовых потерь

Использование установленной мощности (в часах полной нагрузки) в Прогнозном балансе

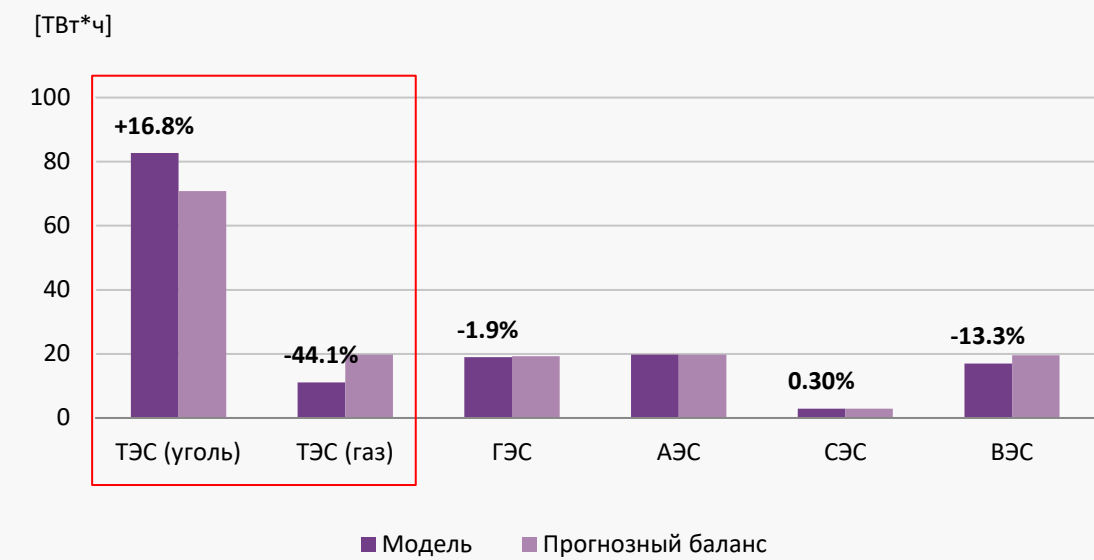


Модель показывает более высокую генерацию за счет угля, чем в национальном плане, что говорит о наличии неизвестных ограничений

Смоделированное производство электроэнергии (REF) vs
Прогнозный баланс электрической энергии в 2030 году



Смоделированное производство электроэнергии (REF) vs
Прогнозный баланс электрической энергии в 2035 году



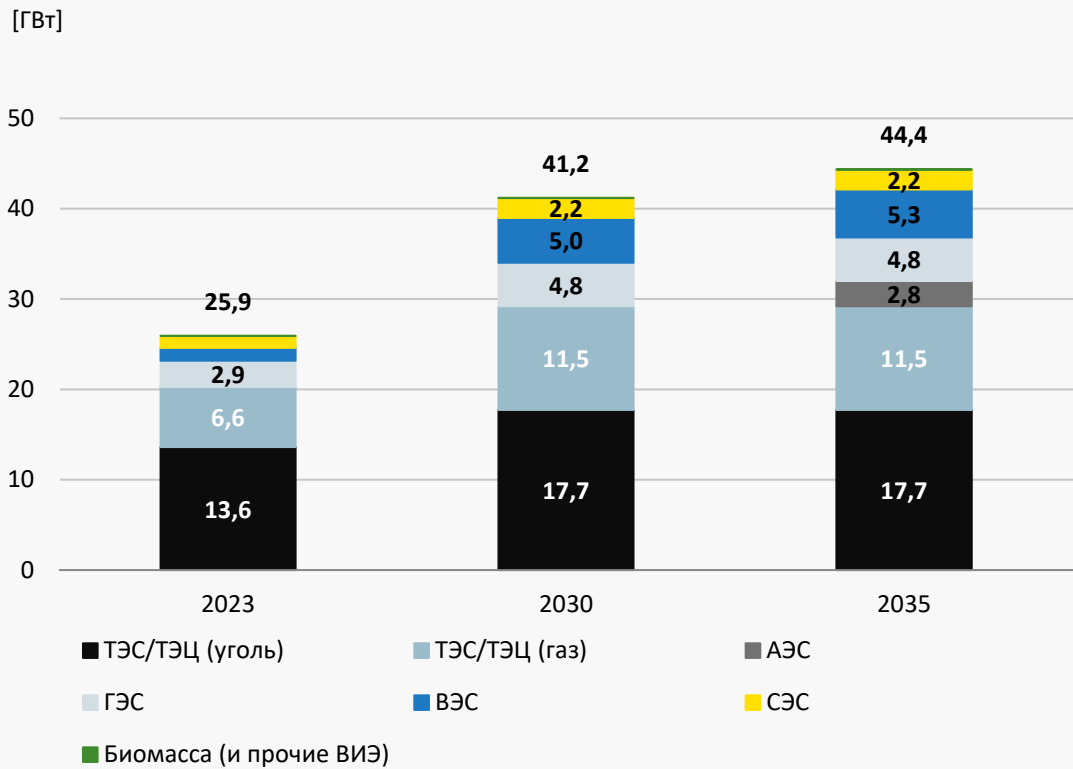
Возможные объяснения:

- Ограничение поставок угля в будущем
- Ожидание сокращения часов полной нагрузки угольных электростанций из-за старения оборудования
- Неизвестные ограничения на выбросы в прогнозном балансе
- Обязательные часы работы газовых мощностей по условиям долгосрочных контрактов (PPA)

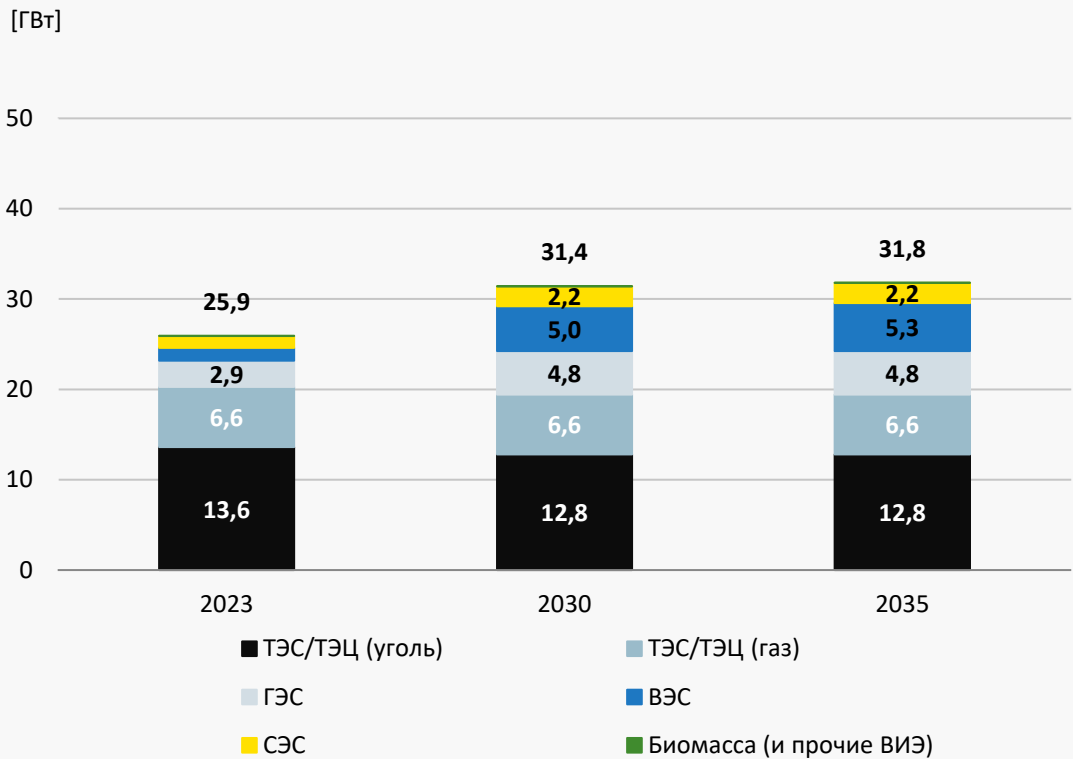
Результаты анализа сценариев

Экономически оптимальный сценарий (REF+) не требует новых ТЭС/ТЭЦ на угле и газе; спрос покрывается за счет новых ВЭС и имеющихся ТЭС

Расширение установленной мощности в соответствии с Прогнозным балансом (сценарий REF)

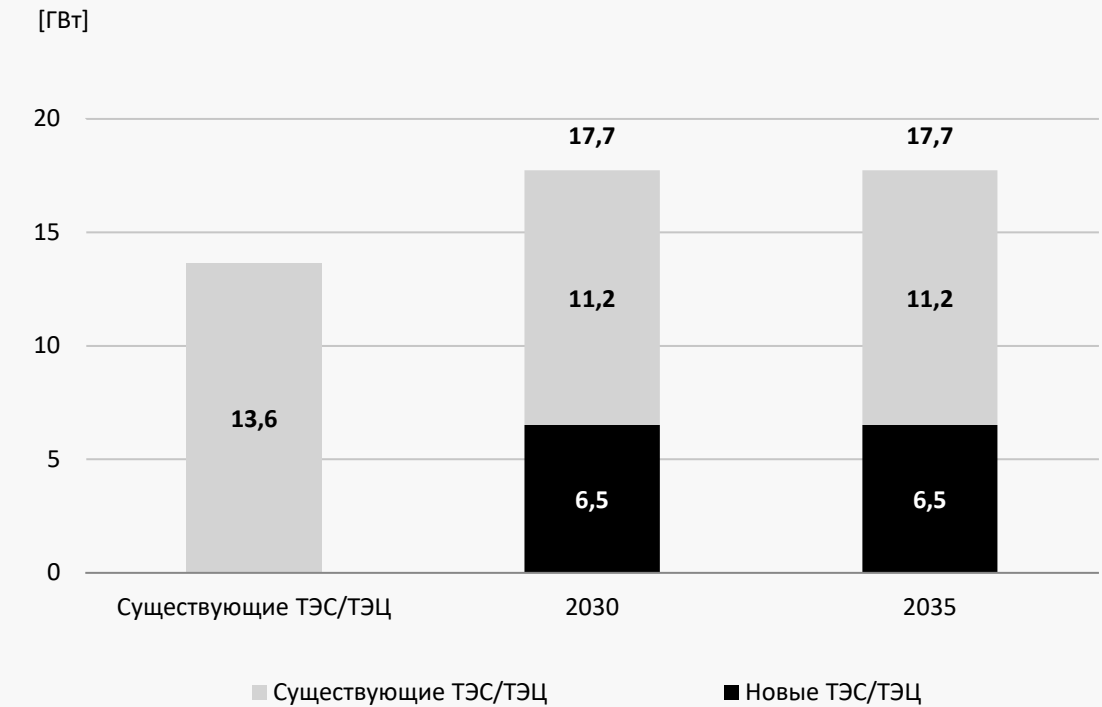


Расширение установленной мощности в соответствии со сценарием REF+

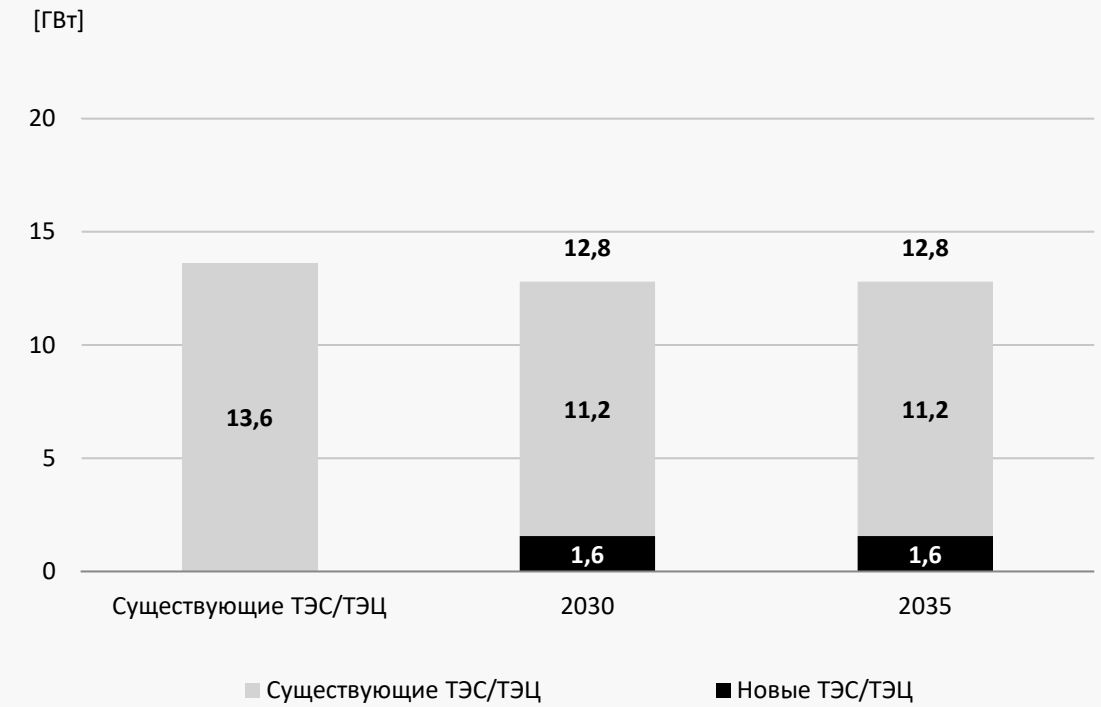


Прогнозный баланс предусматривает 6,5 ГВт новых угольных ТЭС/ТЭЦ к 2030 году, сценарий REF+ сокращает общие угольные мощности по причинам их высокой цены

Установленная мощность угольных ТЭС/ТЭЦ в Прогнозном балансе (сценарий REF)

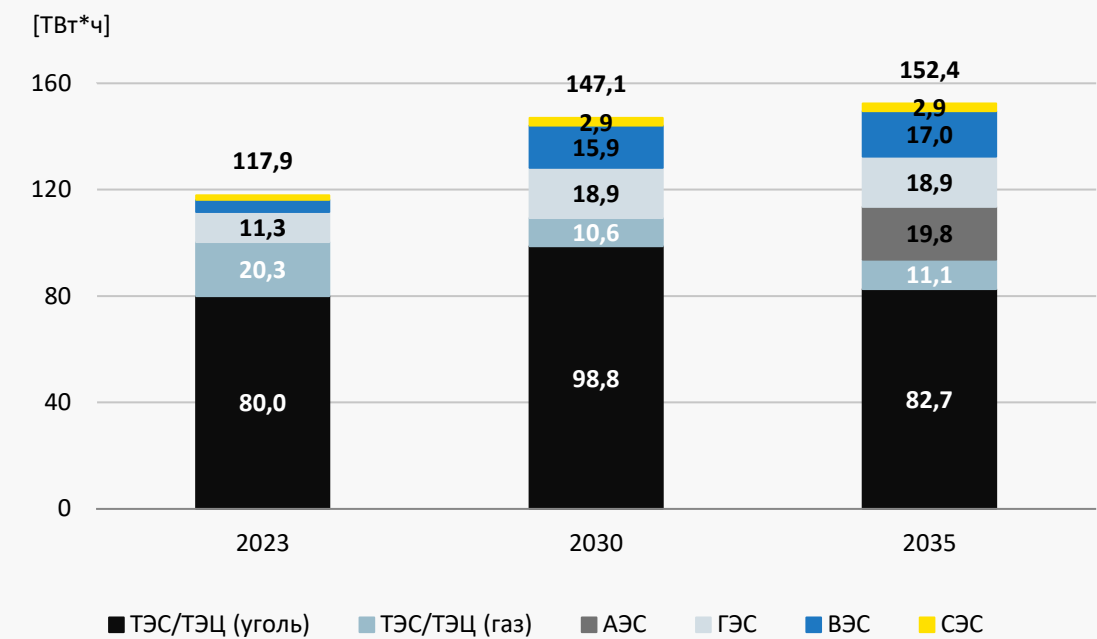


Мощность угольных ТЭС/ТЭЦ в сценарии REF+



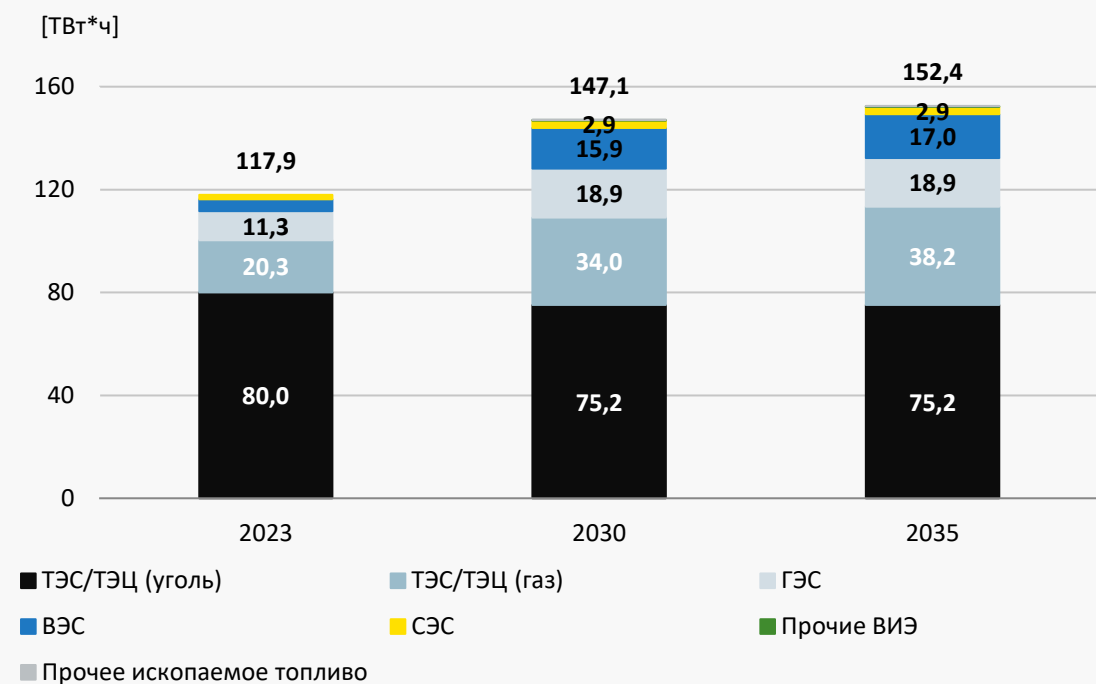
В Прогнозном балансе угольная генерация растет, а газовая – сокращается, что ставит под угрозу климатические цели и ведет к неэффективным инвестициям

Производство электроэнергии в соответствии с Прогнозным балансом (сценарий REF)



→ К 2030 году производство электроэнергии за счет газа сократится вдвое по сравнению с 2023 годом, что компенсируется 2,2-кратным увеличением производства электроэнергии на ВЭС и ГЭС за тот же период

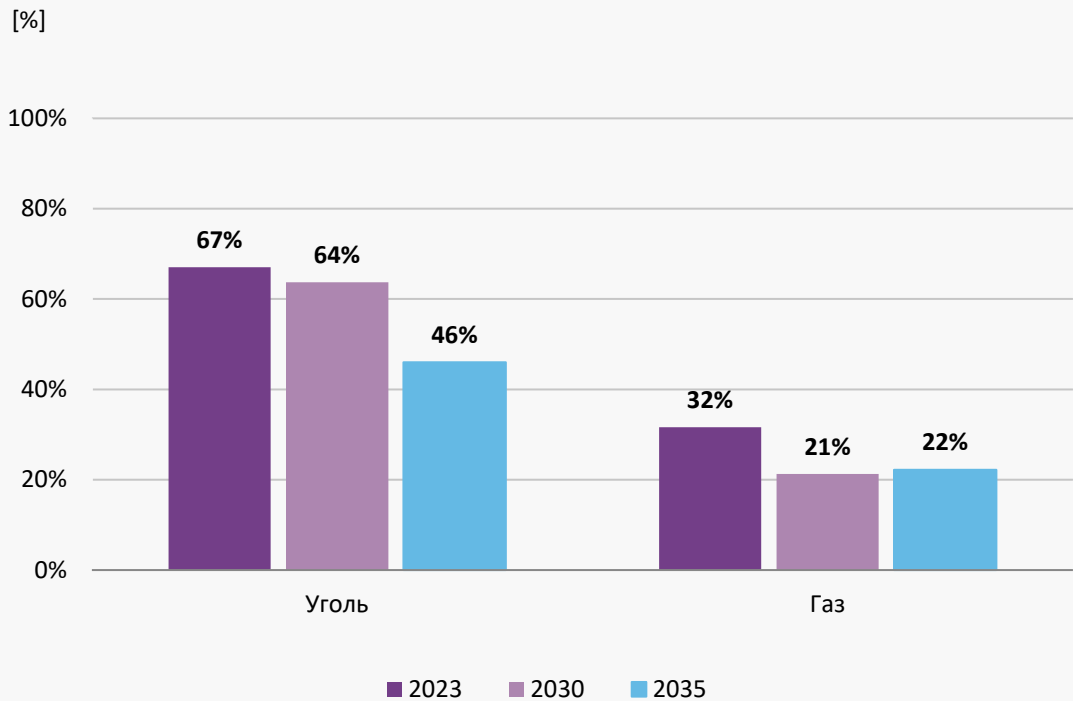
Производство электроэнергии в сценарии REF+



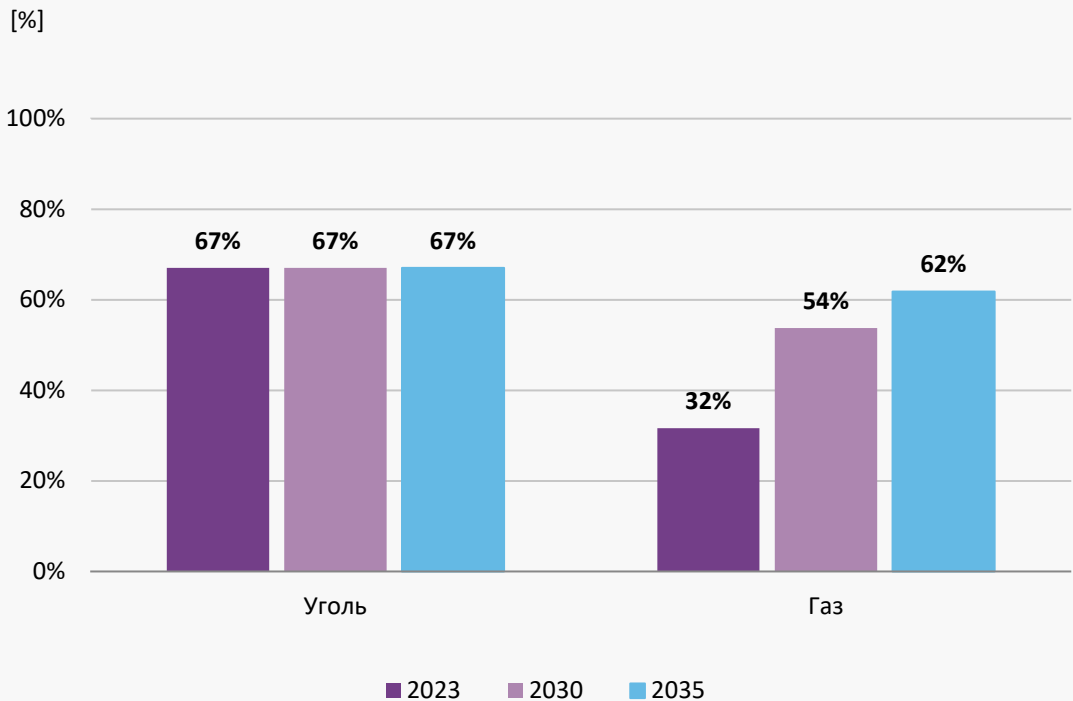
→ Производство электроэнергии за счет газа увеличится с 20,3 ТВт*ч до 38,2 ТВт*ч при расширении мощностей ВЭС и ГЭС

По сравнению со сценарием REF, в сценарии REF+ увеличивается КИУМ газовых ТЭС/ТЭЦ

КИУМ угольных и газовых ТЭС/ТЭЦ в Прогнозном балансе (сценарий REF)

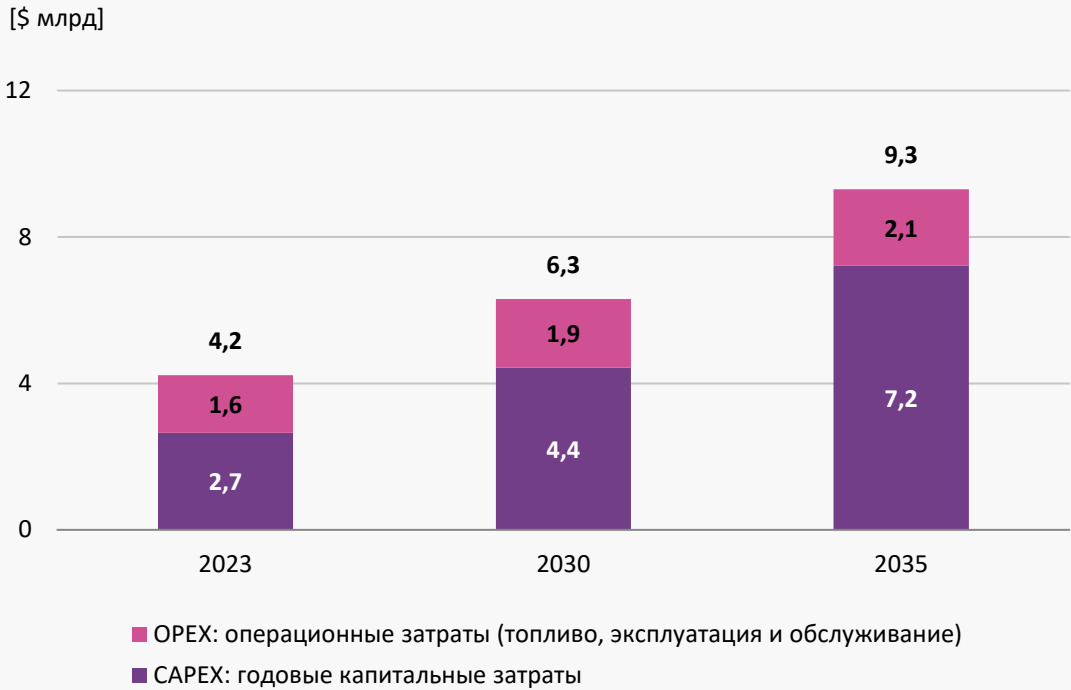


КИУМ угольных и газовых ТЭС/ТЭЦ в сценарий REF+



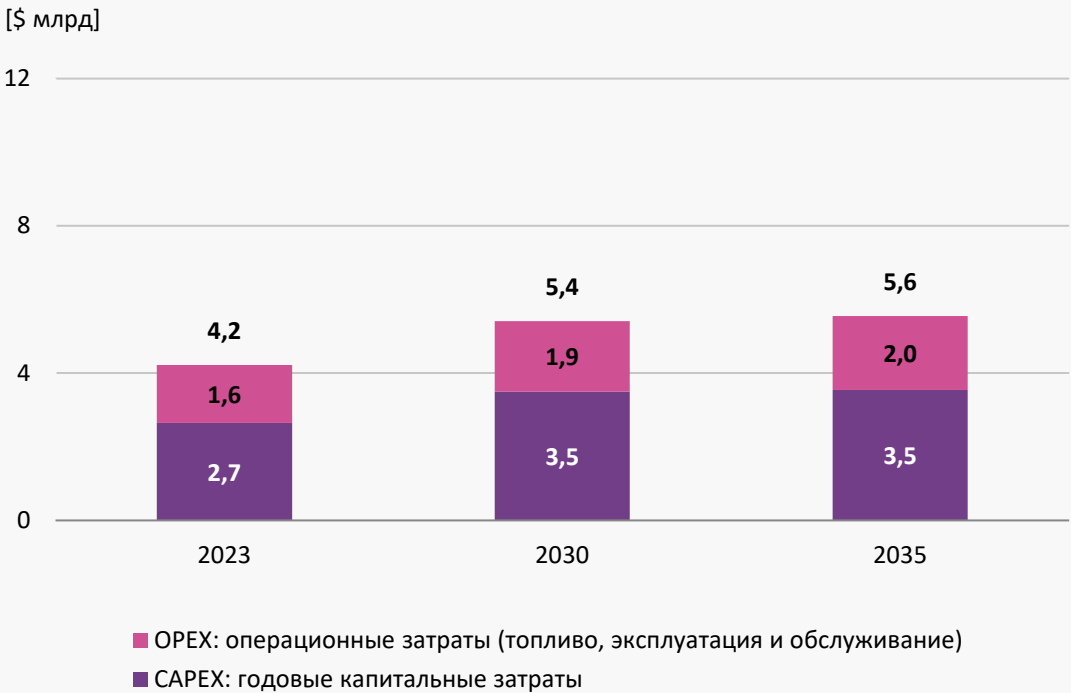
Новые угольные ТЭС и АЭС в сценарии REF увеличат системные издержки на 2/3 по сравнению с REF+, который полагается на существующие газовые ТЭС и новые ВЭС

Совокупные системные издержки в соответствии с имеющимися планами (сценарий REF)



→ Системные издержки к 2035 году более чем удваиваются, в основном за счет роста капитальных вложений в новые мощности на ископаемом топливе к 2030 году и появления АЭС к 2035 году

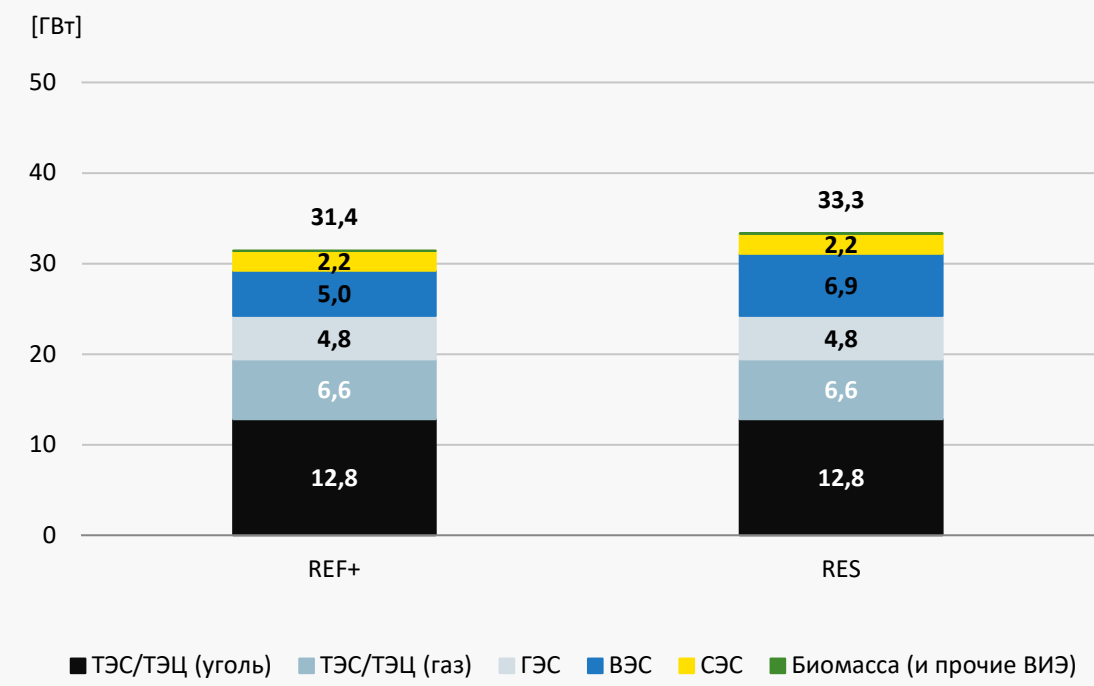
Совокупные системные издержки в сценарии REF+



→ Примерно \$3,7 млрд можно сэкономить на системных затратах в 2035 году по сравнению с имеющимися планами (сценарий REF)

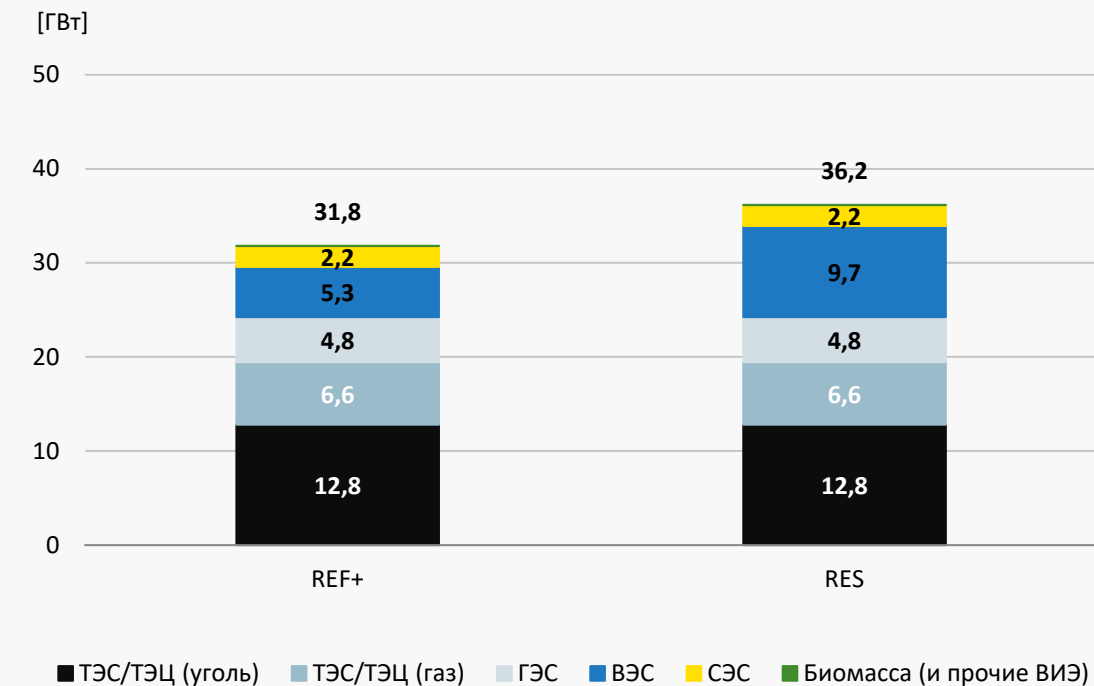
Конкурентоспособные ветряные ресурсы Казахстана могут способствовать модернизации энергосистемы и достижению более амбициозных целей по ВИЭ

Расширение мощностей к 2030 году в сценариях REF+ и RES



→ В сценарии RES для достижения 30% ВИЭ в генерации к 2030 году по сравнению с REF+ потребуется внедрить дополнительно 1,9 ГВт ВЭС

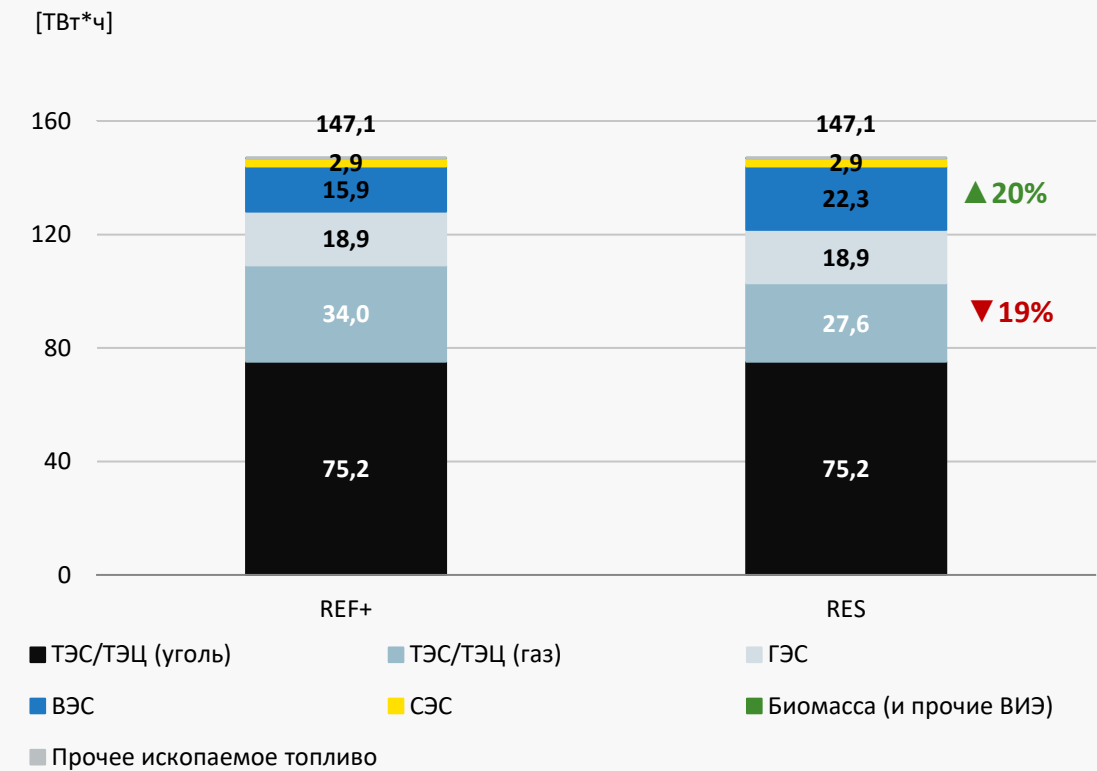
Расширение мощностей к 2035 году в сценариях REF+ и RES



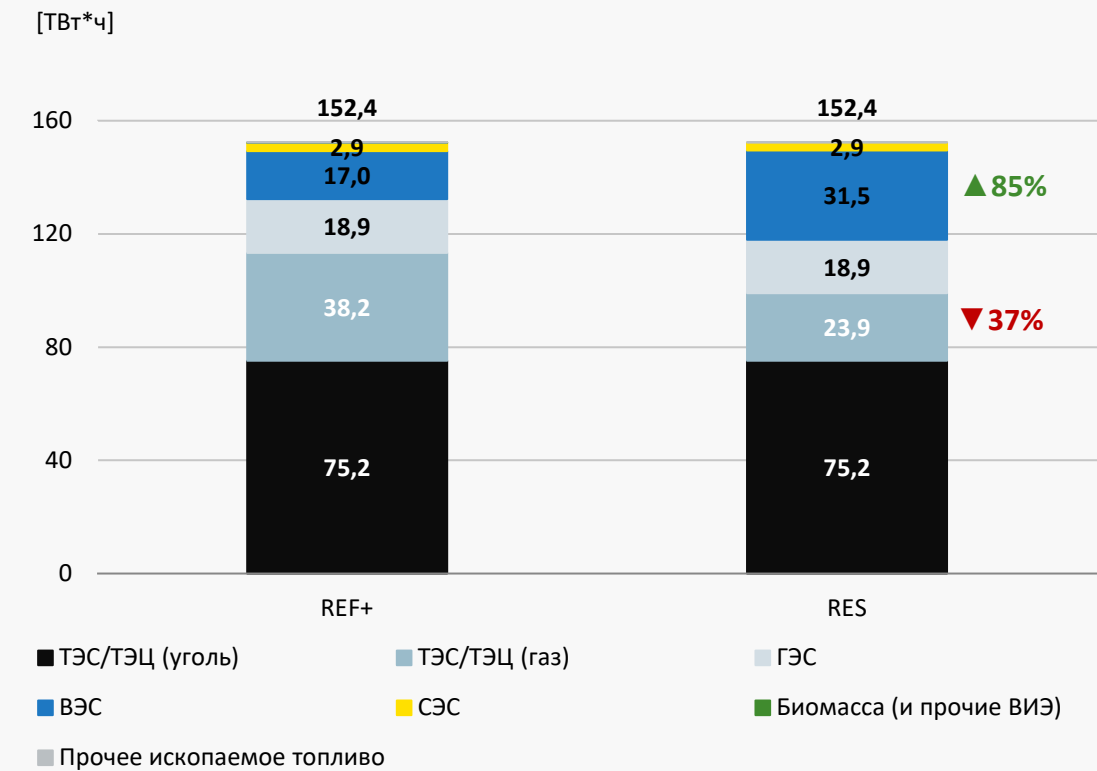
→ В сценарии RES для достижения 35% ВИЭ в генерации к 2035 году по сравнению с REF+ потребуется внедрить дополнительно 4,4 ГВт ВЭС

При дополнительных инвестициях энергосистема может интегрировать на 85% больше ветрогенерации и компенсировать сокращение генерации на газе на 40%

Генерация в 2030 году в сценариях REF+ и RES

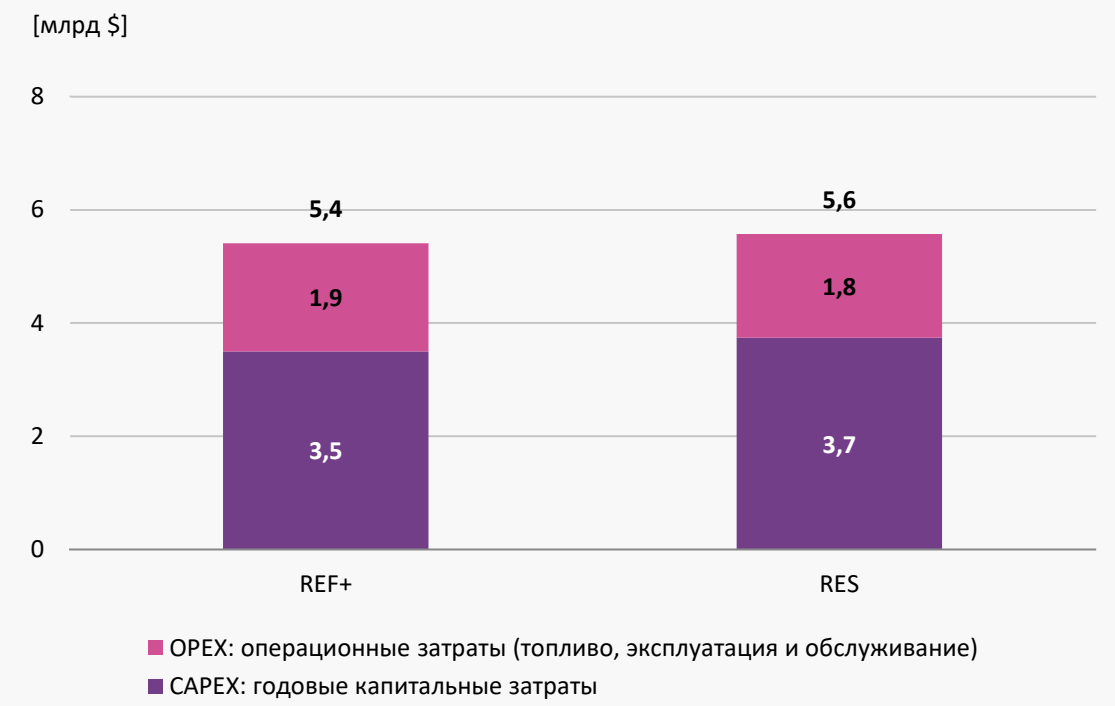


Генерация в 2035 году в сценариях REF+ и RES



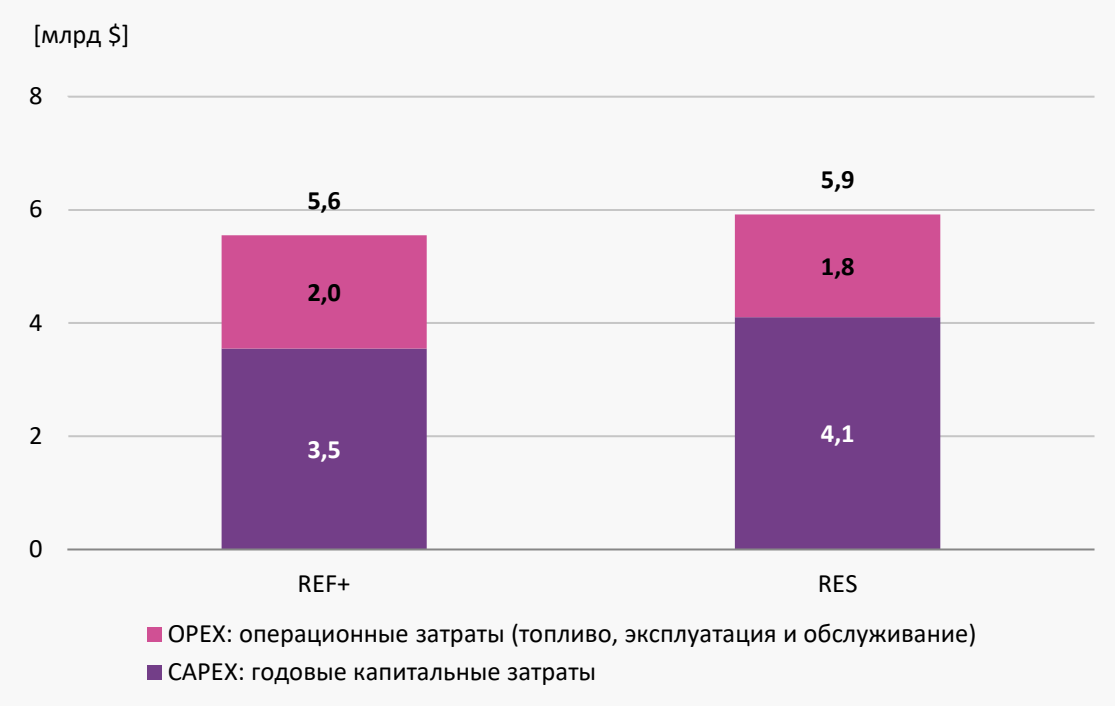
При дополнительных инвестициях энергосистема может интегрировать на 85% больше ветрогенерации и компенсировать сокращение генерации на газе на 40%

Совокупные системные издержки в 2030 году в сценариях REF+ и RES



→ Дополнительные инвестиции в размере \$200 млн сверх сценария REF+ могут позволить достичь 30% ВИЭ в генерации к 2030 году

Совокупные системные издержки в 2035 году в сценариях REF+ и RES

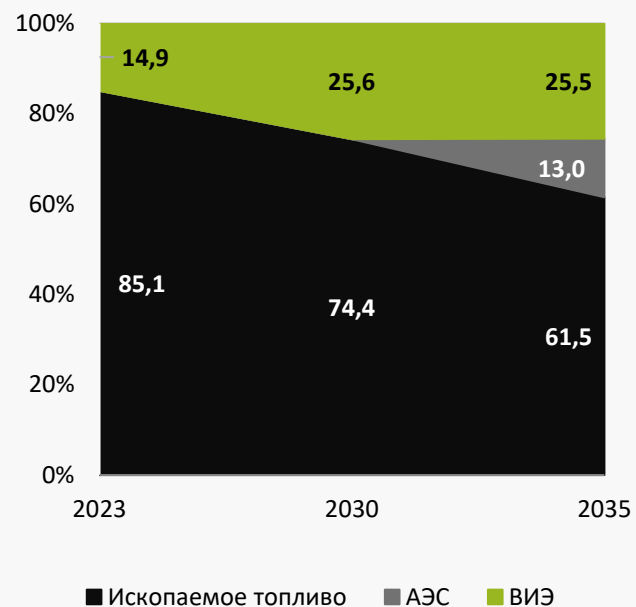


→ Дополнительные инвестиции в размере \$300 млн сверх сценария REF+ могут позволить достичь 35% ВИЭ в генерации к 2035 году

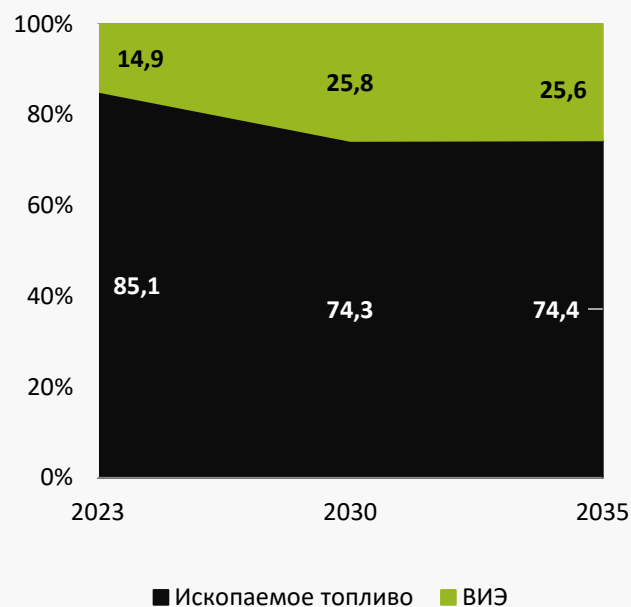
Сравнение трех сценариев

Динамика доли ВИЭ в генерации в трех сценариях

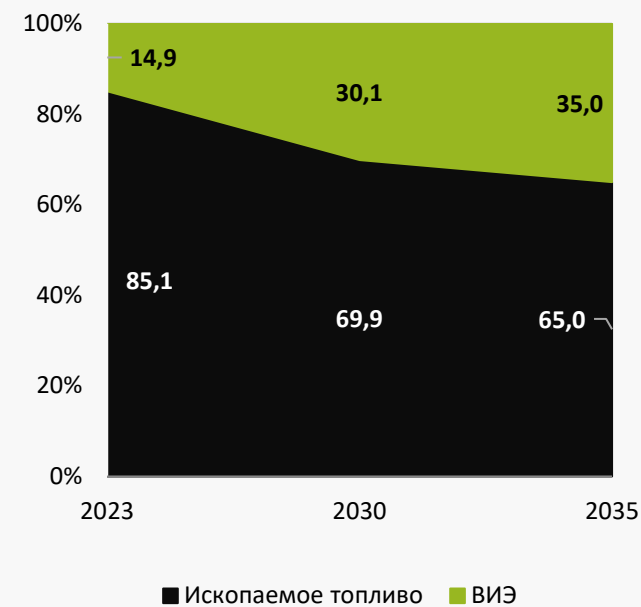
Сценарий REF



Сценарий REF+

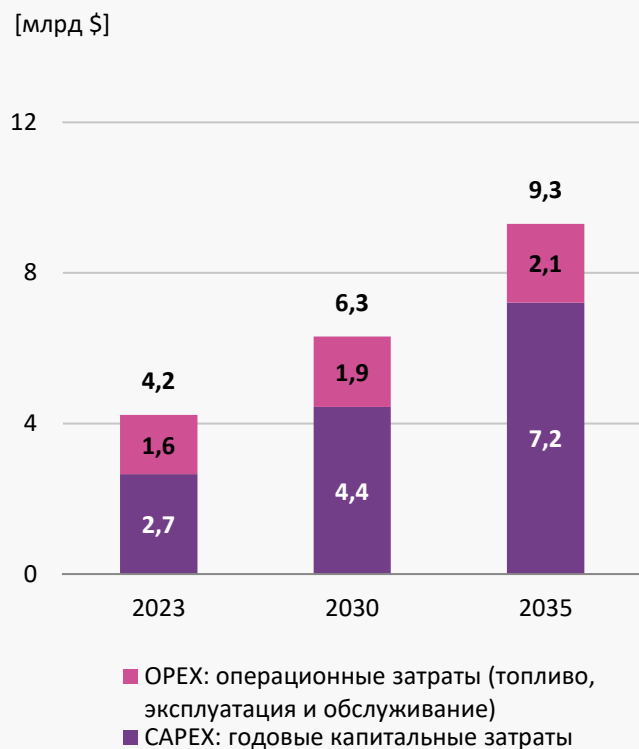


Сценарий RES

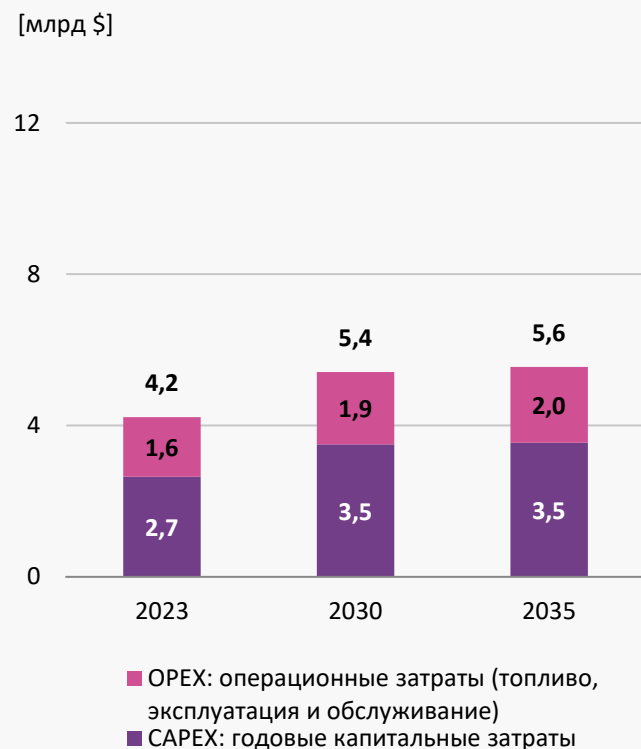


Динамика совокупных системных издержек в трех сценариях

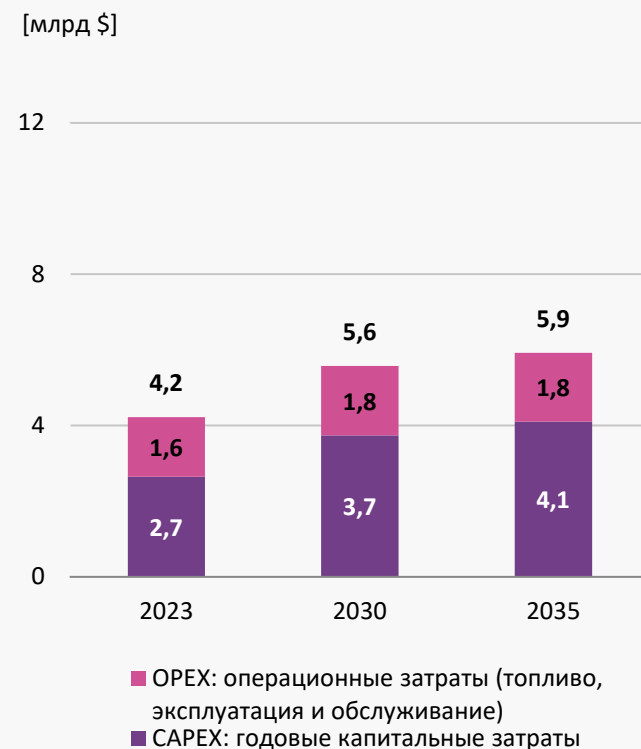
Сценарий REF



Сценарий REF+

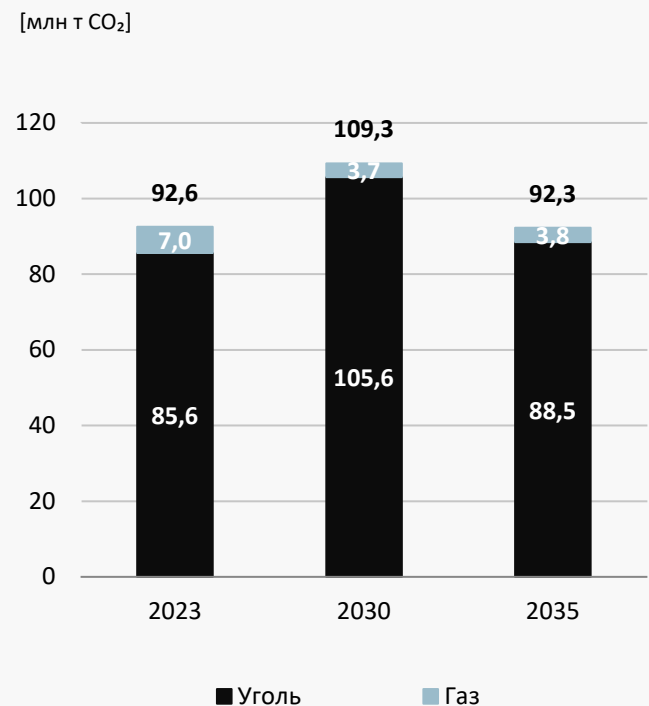


Сценарий RES

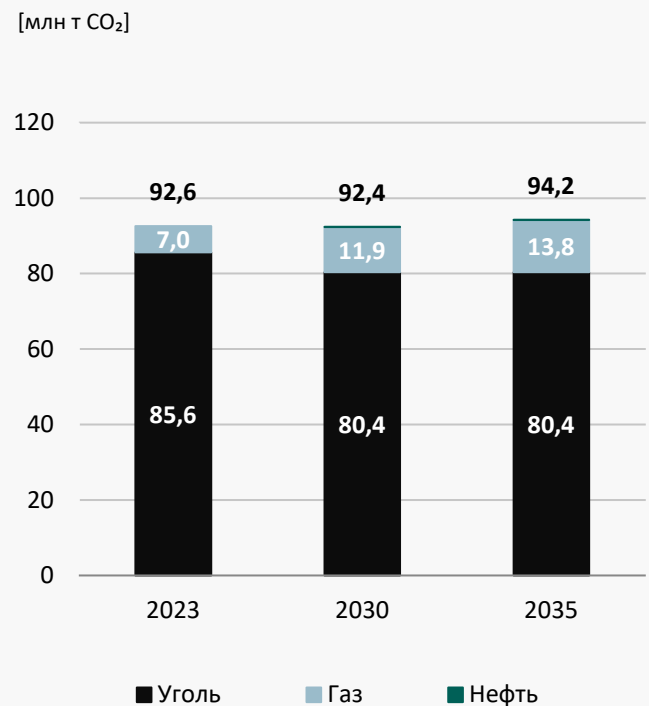


Динамика выбросов парниковых газов в секторе электроэнергетики в трех сценариях

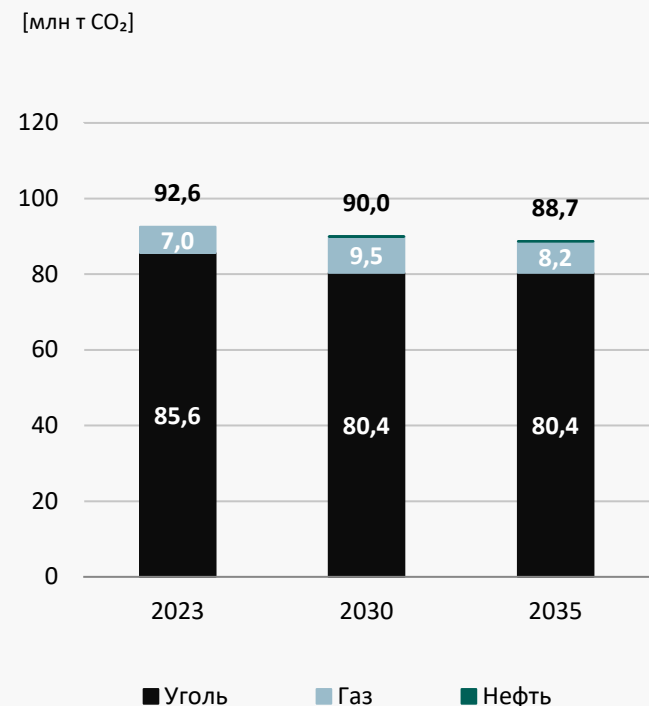
Сценарий REF



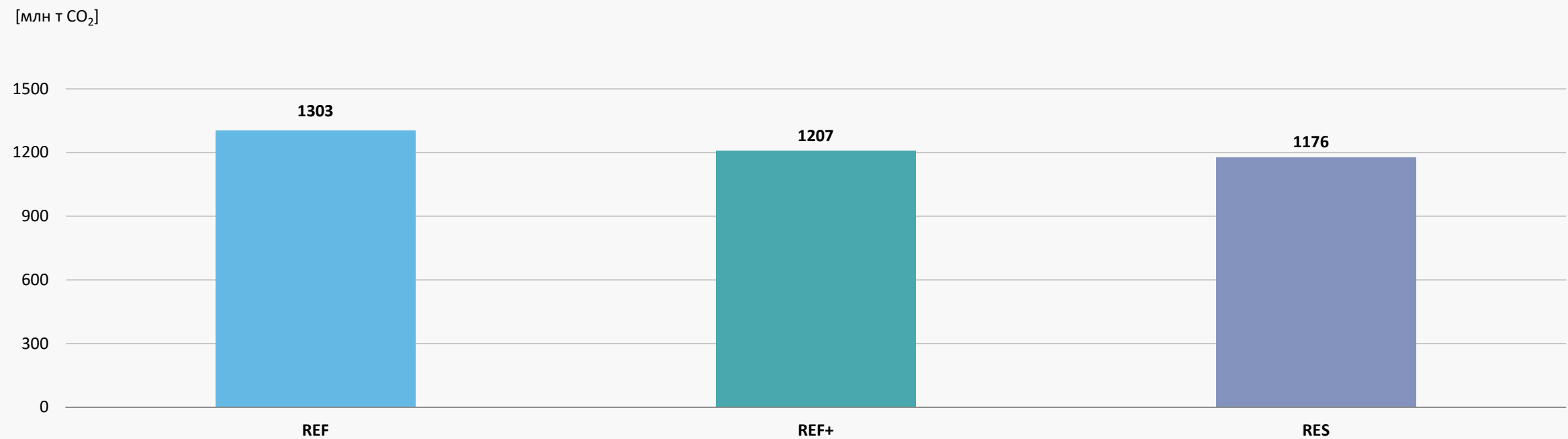
Сценарий REF+



Сценарий RES



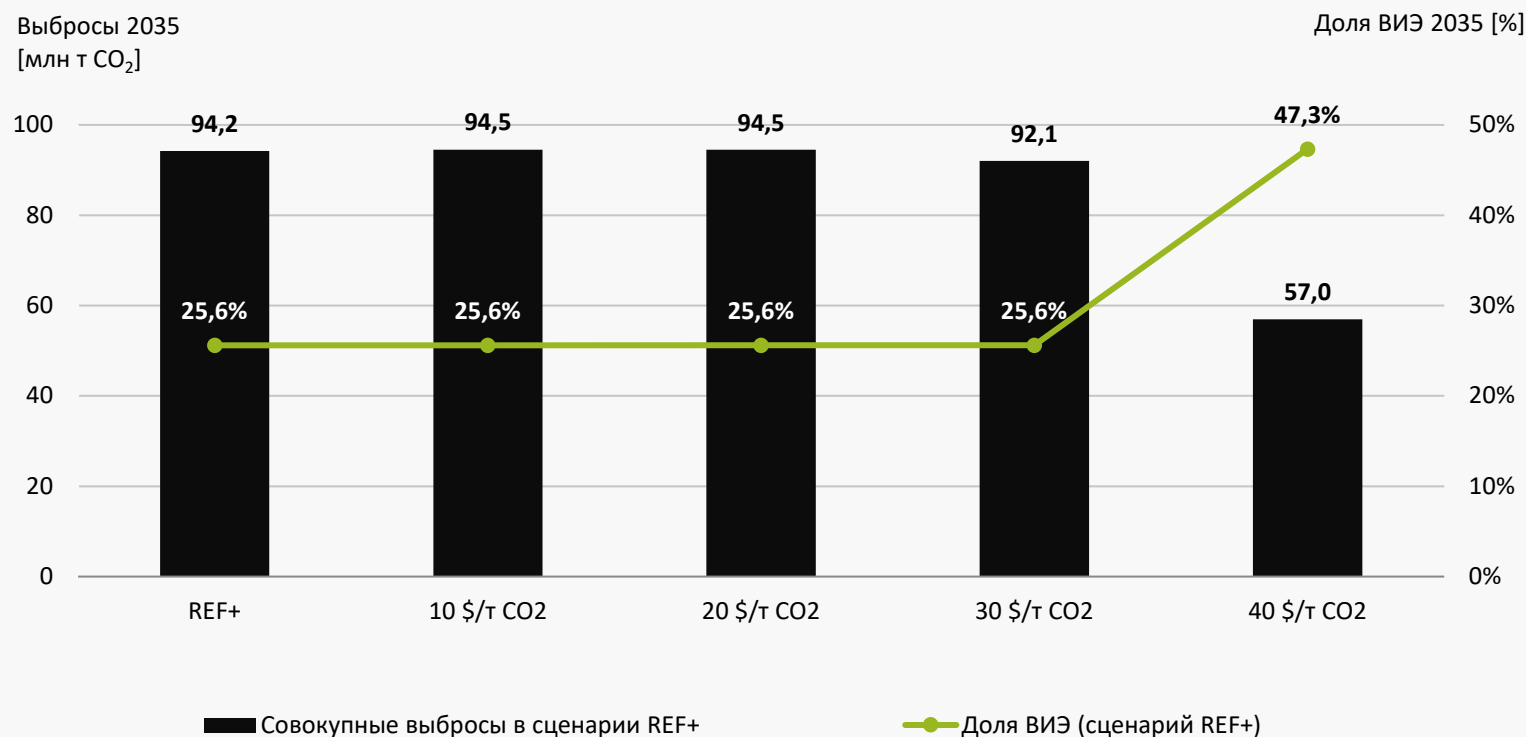
Совокупные выбросы парниковых газов в секторе электроэнергетики за 2023–2035 гг. для трех сценариев



Анализ чувствительности: влияние цен на углерод

Цена на углерод 40 \$/т CO₂ в сценарии REF+ снизит выбросы электроэнергетики на 38% к 2035 году (относительно 2023 года) и увеличит долю ВИЭ в генерации до 47%...

Выбросы и доля ВИЭ при различных ценах на углерод для сценария REF+

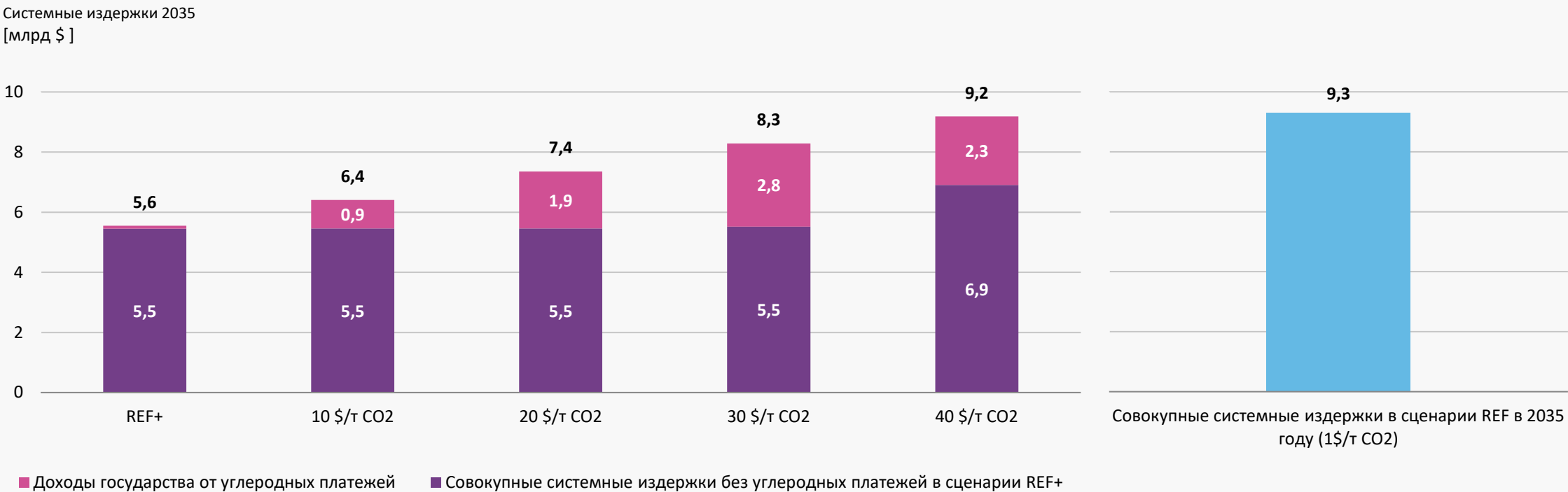


Анализ чувствительности сценария REF+ к разным ценам на углерод при отказе от расширения использования ископаемого топлива показывает:

1. Цена на углерод **не ниже 30 \$/т CO₂** необходима для стимулирования инвестиций в ВИЭ и снижения выбросов в электроэнергетике
2. При цене на углерод в **40 \$/т CO₂** доля ВИЭ в генерации может возрасти до **47%**

... при сохранении затрат как в сценарии REF к 2035 году; доходы от высокой цены на углерод можно реинвестировать в ВИЭ и модернизацию энергосетей

Совокупные системные издержки при разной цене на углерод в сценарии REF+, в сравнении со сценарием REF



Ограничения модели и направления будущих исследований

В данной публикации представлена наша первая модель энергосистемы Казахстана. Несмотря на ряд ограничений, она может служить отправной точкой для последующих улучшений. Мы определили несколько приоритетных направлений для углубления исследования в будущем:

- Повысить **пространственное разрешение** модели Казахстана. Основным вызовом остается доступ к высококачественным и детализированным данным.
- Провести дополнительный анализ **операционных ограничений угольных и газовых ТЭС/ТЭЦ**. Для этого потребуются более тесное сотрудничество с местными заинтересованными сторонами.
- Включить в модель **теплоснабжение** за счет теплоэлектроцентралей.
- Включить в модель **связь с другими секторами**, такими как промышленное тепло, электрический транспорт, Power-to-X и др. Это позволит изучить пути достижения углеродной нейтральности.
- Изучить **дополнительные ограничения**, включая энергетическую независимость и управление резервами.

Выходные данные

Agora Energiewende

Agora Think Tanks gGmbH

10178 Берлин | Германия

Анна-Луиза-Карш-Штрассе, 2

Тел.: +49 (0) 30 7001435-000

www.agora-energiewende.org

info@agora-energiewende.org

Руководитель проекта

Татьяна Ланьшина, PhD

tatiana.lanshina@agora-energiewende.de

Авторы

Ю-Чи Чанг

Хай Лонг Нгуен

Самарт Кумар, **PhD**

Татьяна Ланьшина, **PhD**

Кристиан Редль, **PhD**

(Agora Energiewende)

Благодарности

Выражаем особую благодарность Торстену Ленку, Саиду Саяди, Димитрию Пешиа, Эмелин Спайр, Майе Хару Холл, Лене Тропшуг (Agora Energiewende); Рустаму Насирхану (Zhasyl Damu); Аиде Алиевой (NDC Partnership); Николаю Посыпанко и Александру Гасилову (ERG); Инне Ким (ESR); Ернару Билялову и Александру Тен (United Nations Development Programme).

Изображение на обложке: Zingera | iStock