

Энергия без границ:

Архитектура энергетической связанности
Центральной Азии

Октябрь 2026 г.



Содержание

Энергия без границ: архитектура
энергетической связанности Центральной
Азии

01

Введение и контекст

Почему интеграция в электроэнергетике особая и почему она стала практической задачей

02

Диагностика ОЭС Центральной Азии

Технический контур, торговля, структура мощности и системные роли стран

03

Четыре системных вызова

Доступная мощность, ресурсные ограничения, curtailment ВИЭ, цифровая архитектура

04

Экономика кооперации

Каналы эффекта, сценарная оценка, международный опыт

05

Гибкость и архитектура рынка

Гидрогибкость, портфель гибкости, этапы рынка, институты, дорожная карта

06

Инвестиции, финансирование и риски

Приоритетные проекты, внешние коридоры, реестр рисков, модели финансирования, ITP

Новый доклад развивает стратегию «среднего пути» на региональном уровне

Два доклада ЕАБР образуют единую линию анализа: от модернизации национальных систем — к их связыванию



ДОКЛАД 26/4 · ЕАБР · 2026

Энергетика Центральной Азии: модернизация энергетического сектора и энергопереход

- Диагностика энергосектора через трилемму: надежность, доступность, устойчивость
- «Средний путь»: модернизация традиционной генерации + ВИЭ/BESS + цифровизация
- Региональная интеграция — один из ключевых инструментов надежности и эффективности



Фокус: КАК модернизировать систему



НОВЫЙ ДОКЛАД · ЕАБР · 2026

Энергия без границ: архитектура энергетической связанности Центральной Азии

- Доступная и доставляемая мощность, сетевые ограничения и интеграция ВИЭ
- Экономика кооперации: торговля, резервы и оплачиваемая гидрогибкость
- Рыночная архитектура, приоритетные сетевые/цифровые проекты и механизмы финансирования



Фокус: КАК связать системы



Новый доклад отвечает на вопрос: как превратить физическую взаимосвязанность энергосистем в управляемый и финансируемый региональный актив

Источник: ЕАБР (2026)



Контекст

- Почему интеграция в электроэнергетике особая
- Изолированная модель становится всё дороже
- Региональные рынки формируются поэтапно



Изолированная модель энергосистемы становится всё дороже

В Центральной Азии три глобальных драйвера усиливаются одновременно: рост спроса, быстрый ввод переменной генерации и износ инфраструктуры



+27%

спрос на электроэнергию к 2030 г.

Спрос и электрификация

Промышленность, транспорт, цифровая экономика и дата-центры увеличивают нагрузку и меняют ее профиль.



>35 ГВт

СЭС + ВЭС заявлено к вводу до 2035 г.

Переменная генерация

Солнце и ветер требуют резервов, гибкости, накопителей и возможности передать избыток в соседнюю систему.



до 70%

сетей и ТЭС нуждаются в модернизации

Требования к надежности

Износ повышает аварийность и цену перебоа: надежность нельзя обеспечить одной только новой генерацией.



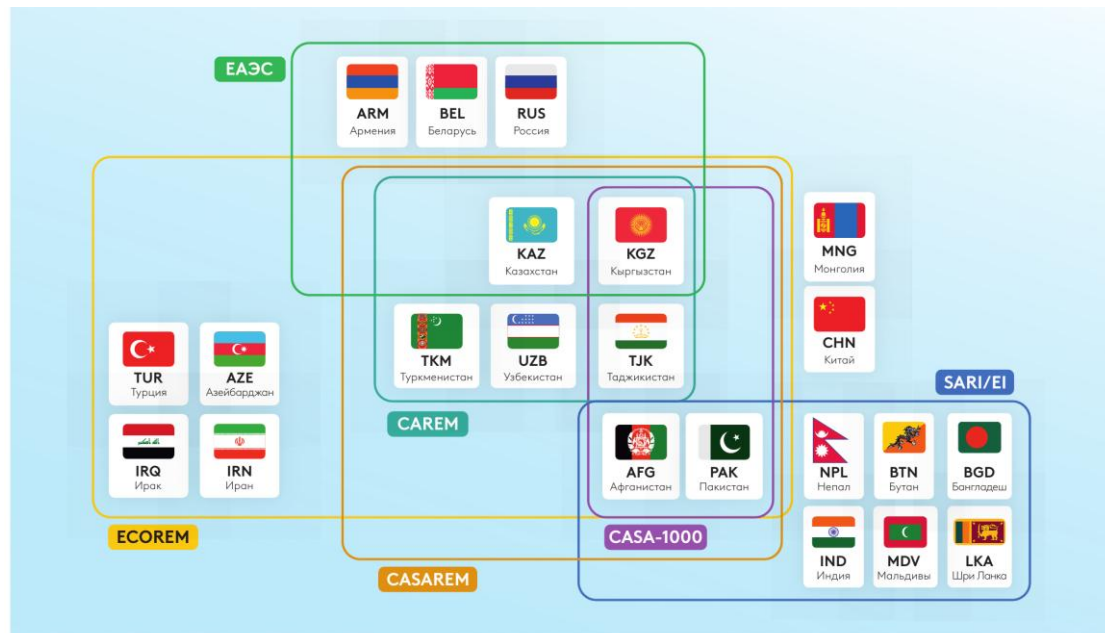
Странам уже недостаточно строить больше станций внутри границ — ценность приобретает обмен энергией, резервами и гибкостью с соседями

Источник: ЕАБР, «Энергетика Центральной Азии: модернизация энергетического сектора и энергопереход» (2026)



Региональные рынки электроэнергии формируются поэтапно — в Евразии и вокруг Центральной Азии

Центральная Азия одновременно входит в контуры EAЭС, CAREM/CASAREM и CASA-1000; практическим якорем региональной торговли стала программа REMIT Всемирного банка



Контуры региональных энергорынков и инициатив с участием стран Центральной Азии



REMIT (Всемирный банк, с 2026 г.)

1,018 млрд

долл. — 10-летняя программа

до 16 ГВт

межсистемная пропускная способность

до 9 ГВт

интеграция чистой энергии

до 15 млрд

кВт·ч взаимной торговли

Пилотный региональный рынок — на базе КДЦ «Энергия»



Фокус доклада ЕАБР

- CAREC Energy Strategy 2030 задает политический контур для 11 стран, REMIT — финансирование инфраструктуры
- Доклад дополняет их операционной рамкой: режимные ограничения, полная стоимость надежности, ценность гидрогибкости, приоритизация проектов по системному эффекту



Интеграция развивается по пяти блокам одновременно: инфраструктура, планирование, операционная координация, рыночный дизайн, институты

Источник: IEA (2021); World Bank (2026)



Евразийский Банк Развития

Почему интеграция в электроэнергетике особая

Электричество нельзя сложить на склад: все участники работают в одном режиме одновременно

ТРИ УСЛОВИЯ ИНТЕГРАЦИИ



1. Синхронность

ОДИН РИТМ

Выработка равна потреблению в каждую секунду, частота (50 Гц) одна на всю систему. Накопить электроэнергию в масштабе системы нельзя, поэтому сбой в одной стране чувствуют соседи.



2. Мониторинг

ОБЩАЯ ВИДИМОСТЬ

Нужно видеть перетоки и состояние сети в реальном времени: SCADA, АРЧМ, WAMS/WACS, коммерческий учёт (АСКУЭ). Что не измерено, тем нельзя управлять и за то нельзя платить.

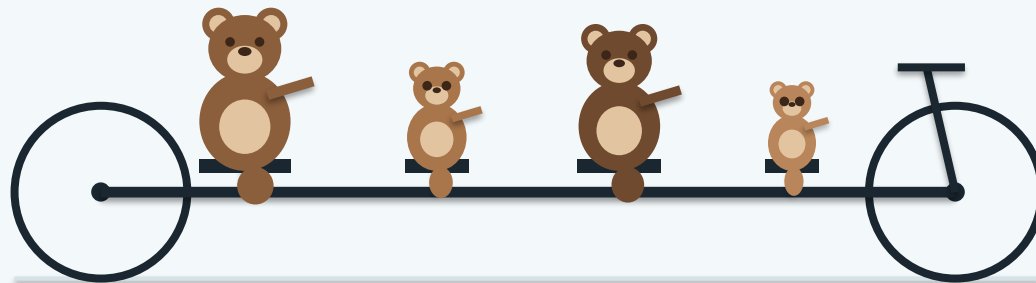


3. Доверие

ОБЩИЕ ПРАВИЛА

Согласованные графики, урегулирование отклонений, оплата балансирующей энергии и гидрогибкости. Нужны честные данные и понятные расчёты.

АНАЛОГИЯ: ДЛИННЫЙ ЦИРКОВОЙ ВЕЛОСИПЕД



✓ Плюсы

- **Общая мощность.** Общие резервы и дешевле балансировка
- **Быстрее вместе.** Больше торговли, меньше потерь выработки ВИЭ
- **Если один устал,** остальные подстрахуют: аварийная поддержка

⚠ Минусы

- **Один темп на всех.** Общие режимы, графики, частота
- **Оступился один —** падают все: сбой идёт по сети
- **Договариваться заранее.** Правила, учёт и платежи до запуска



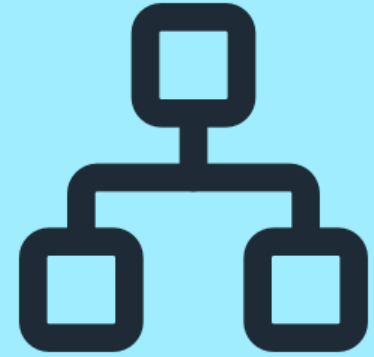
Ехать вместе выгодно, если есть общие правила, видимость и доверие

Источник: ЕАБР (2026) «Энергия без границ» — диагностика ОЭС ЦА, роль мониторинга и расчётной дисциплины, «архитектура доверия»

II

Диагностика ОЭС Центральной Азии

- Взаимозависимый технический контур
- Торговля восстанавливается, но потенциал не раскрыт
- Неоднородность структуры мощности и системные роли стран



ОЭС Центральной Азии: взаимозависимый технический контур

В параллельной работе находятся Узбекистан, Кыргызстан, Таджикистан и южная часть Казахстана; Туркменистан и северо-восток Афганистана связаны островными схемами



 **Различия в ресурсах и системных ролях формируют общий портфель надежности и гибкости**

Источник: ЕАБР; КДЦ «Энергия»

Системные роли стран формируют общий портфель надежности и гибкости

Одни энергосистемы концентрируют спрос, другие обладают гидрогибкостью, третьи — транзитные узлы или внешние источники тепловой мощности

Страна / контур	Базовая роль	Главный ресурс	Главное ограничение
 Южная часть Казахстана	Чувствительный узел нагрузки и транзита	Крупный спрос, связь с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России	Ограничения транзита Север–Юг (~2 000 МВт при аварийном отключении)
 Кыргызстан	Гидрорегулирующий узел с сокращающимся свободным ресурсом	Нарынский каскад, Токтогул, пиковое регулирование	Рост внутреннего спроса (14,6 → 19,3 млрд кВт·ч), уровни воды
 Узбекистан	Ядро спроса, генерации, транзита и ВИЭ-интеграции	Тепловая база, ПГУ/ГТУ/ГПУ, ВИЭ, BESS	Газ в ОЗП (дефициты 100–400 МВт), внутренние сетевые ограничения
 Таджикистан	Поставщик летней гидроэнергии и регулирующего ресурса	Вахшский каскад, Нурек, Рогун	Ограничения выдачи (сети 220 кВ) и сезонность
 Туркменистан	Внешний источник профицитной тепловой мощности	Газовая генерация, резерв 15–50%	Островные схемы и синхронизация
 Афганистан	Приемный рынок и перспективное южное продолжение	Спрос, южный коридор	Ограничения устойчивости и островные схемы

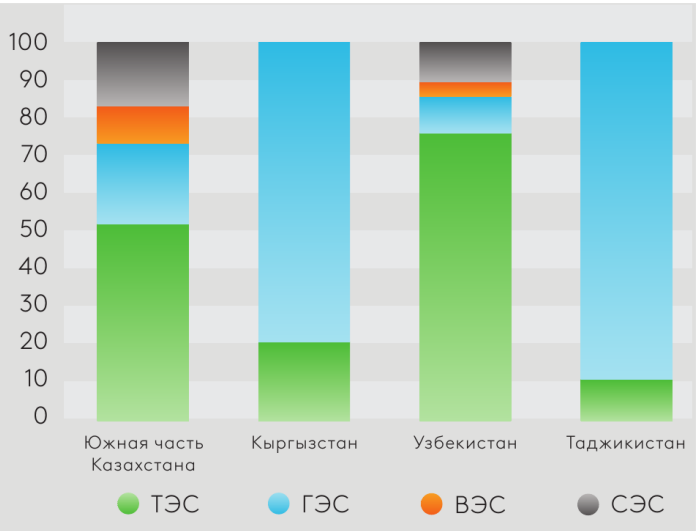
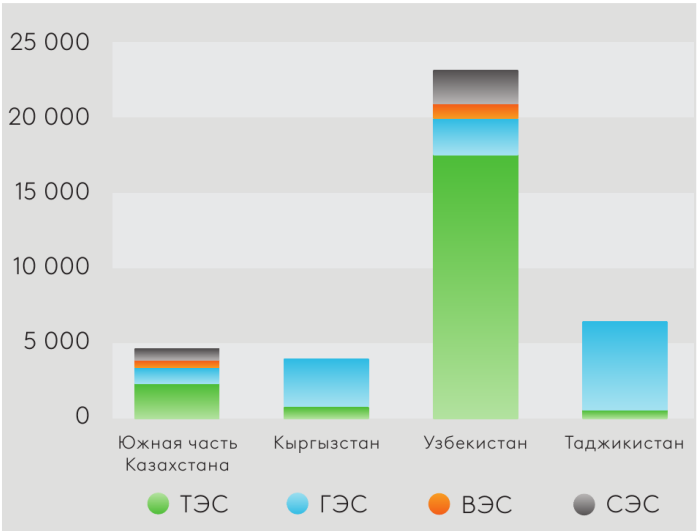
 **Кооперация позволяет использовать сильные стороны каждой энергосистемы без подмены национальных стратегий**

Источник: оценка ЕАБР на основе данных КДЦ «Энергия». Классификация — аналитическая рамка, а не официальное распределение функций

Структура мощности ОЭС ЦА: высокая системная неоднородность — основа взаимодополняемости

Установленная мощность на 01.01.2025 — 38,5 ГВт: тепловая база Узбекистана и юга Казахстана против гидроэнергетики Кыргызстана и Таджикистана

СТРУКТУРА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ НА 01.01.2025: МВт (СЛЕВА) И % (СПРАВА)



Источник: КДЦ «Энергия»



23,1 ГВт Узбекистан

ТЭС 17,5 · ГЭС 2,25 · ВЭС 0,9 · СЭС 2,4 ГВт



6,5 ГВт Таджикистан

89% — ГЭС (Вахшский каскад)



4,77 ГВт Юг Казахстана

узел нагрузки и транзита



4,13 ГВт Кыргызстан

79% — ГЭС (Нарынский каскад)



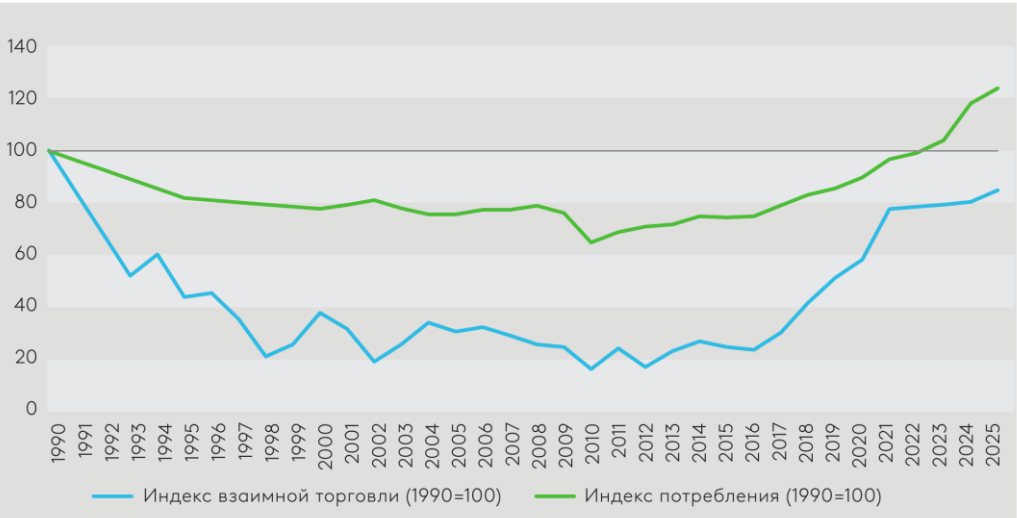
Ценность интеграции измеряется способностью передать мощность в нужный узел в нужный час

Источник: КДЦ «Энергия»

Региональная торговля восстанавливается, но потенциал связанности еще не раскрыт

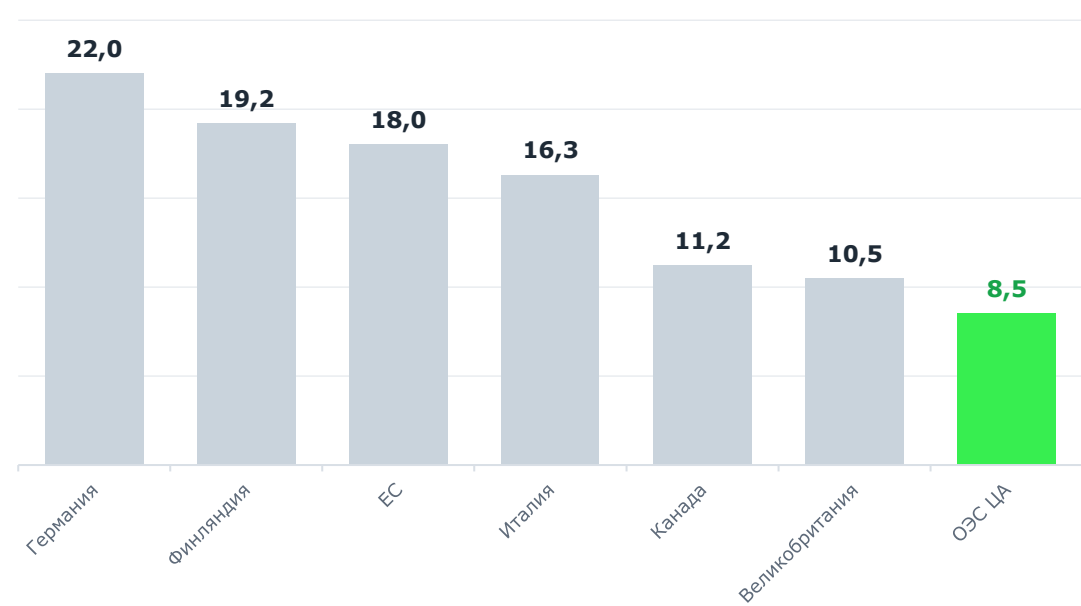
Взаимная торговля в ОЭС ЦА выросла в 5 раз от минимума 2010 г., но ее доля в потреблении в 2–2,5 раза ниже, чем в ЕС, Германии и Финляндии

ТОРГОВЛЯ Э/Э В ОЭС ЦА (1990 Г. = 100)



Источник: КДЦ «Энергия»

ДОЛЯ ВЗАИМНОЙ ТОРГОВЛИ В ПОТРЕБЛЕНИИ, %



Источник: анализ ЕАБР на основе ENTSO-E, Canada Energy Regulator, DESNZ, Terna, Monitoring Analytics. Данные 2024 г.



Торговля в 2024 г. уже в 5 раз выше минимума 2010 г., но остается ниже технического потенциала

III

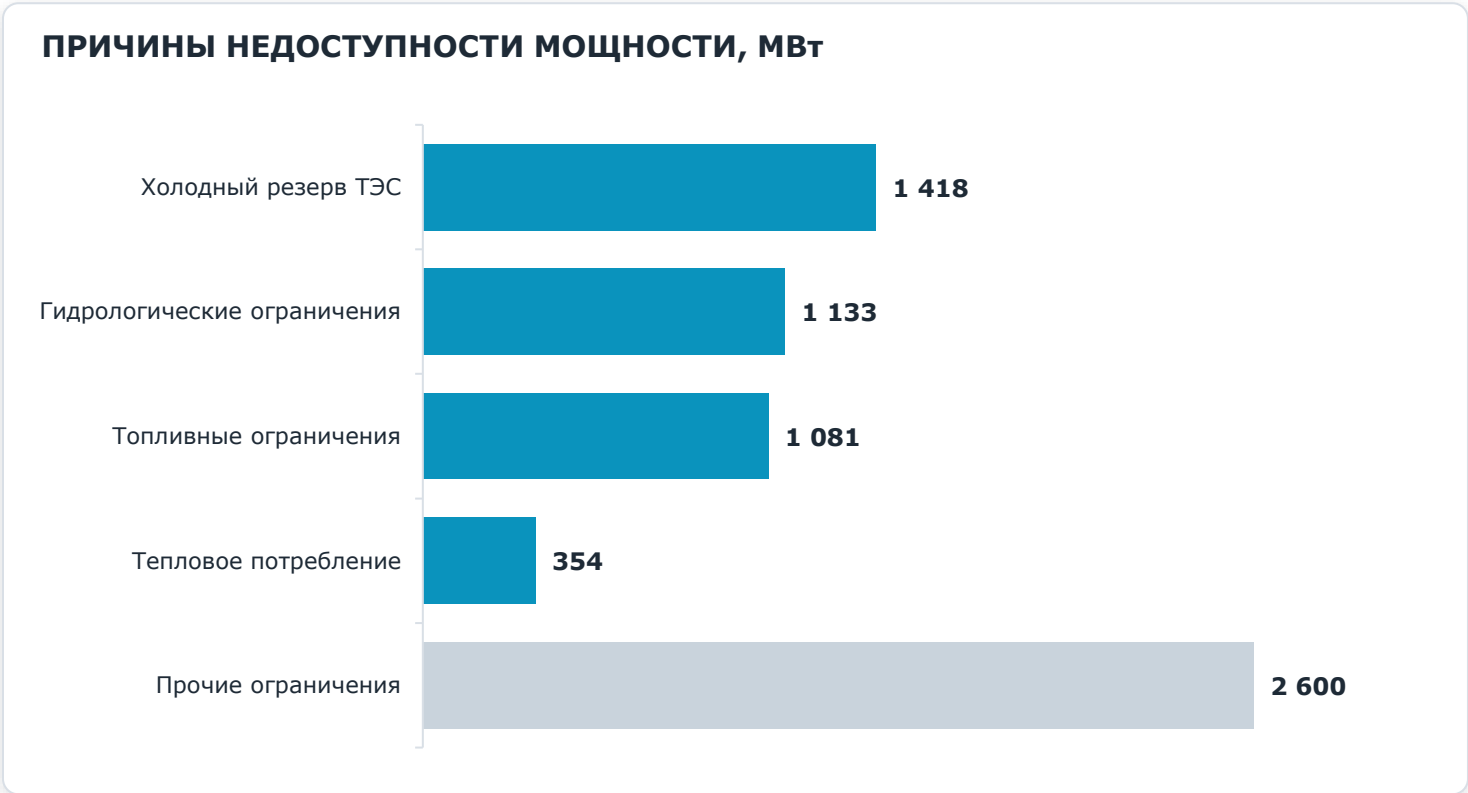
Четыре системных вызова

- Недоступность мощности в час годового максимума
- Ресурсные ограничения доступной мощности
- Растущие ограничения ВИЭ (curtailment) и перегруженные сечения
- Цифровая архитектура



Вызов №1 - недоступность мощности

В час годового максимума установленная мощность существенно превышает доступную. Разрыв — прямое следствие несогласованности, а не дефицита станций



 **Кооперация ценна ровно в той мере, в какой ресурс подтверждён как доступный и доставляемый, а не просто существующий на бумаге**

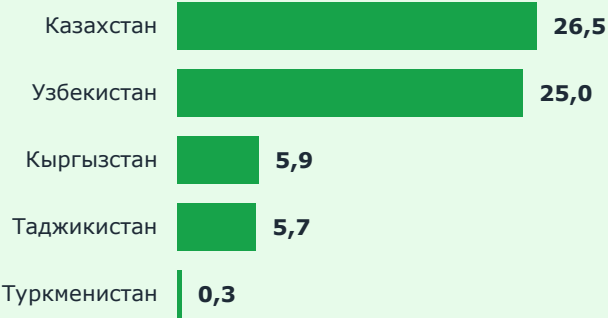
Источник: КДЦ «Энергия»; оценка ЕАБР

Причины ограничений доступной мощности

Ограничение	Где проявляется	Как влияет на интеграцию	Возможные решения
Недостаток топлива	Узбекистан, отдельные ТЭС в ОЗП	Формальный избыток мощности не превращается в доступный резерв в критический час	Топливное планирование, маневренные ГТУ/ГПУ, аварийная поддержка, BESS
Гидрологические ограничения	Кыргызстан, Токтогул, Нарынский каскад	Снижается свободная гидрогибкость при низких уровнях водохранилищ	Водно-энергетические режимы, Камбаратинская ГЭС-1, оплата гибкости
Сетевые ограничения	Таджикистан, сети 220 кВ, Сурхандарьинский узел	Летняя гидроэнергия используется не полностью	Связи Таджикистан — Узбекистан, Датка — Сугд, Сырдарья/ACWA — Сугд
Холодный резерв ТЭС	Тепловые системы региона	Мощность существует, но быстрое использование ограничено	Механизмы резервов, системные услуги, модернизация пусковых режимов
Техническое состояние	ТЭС, ГЭС, сети	Снижает готовность ресурса, повышает аварийность	Ремонтная программа, цифровой мониторинг, приоритизация узлов

≥ 62,8 ГВт

новых генерирующих мощностей заявлено в Центральной Азии до 2035 г.



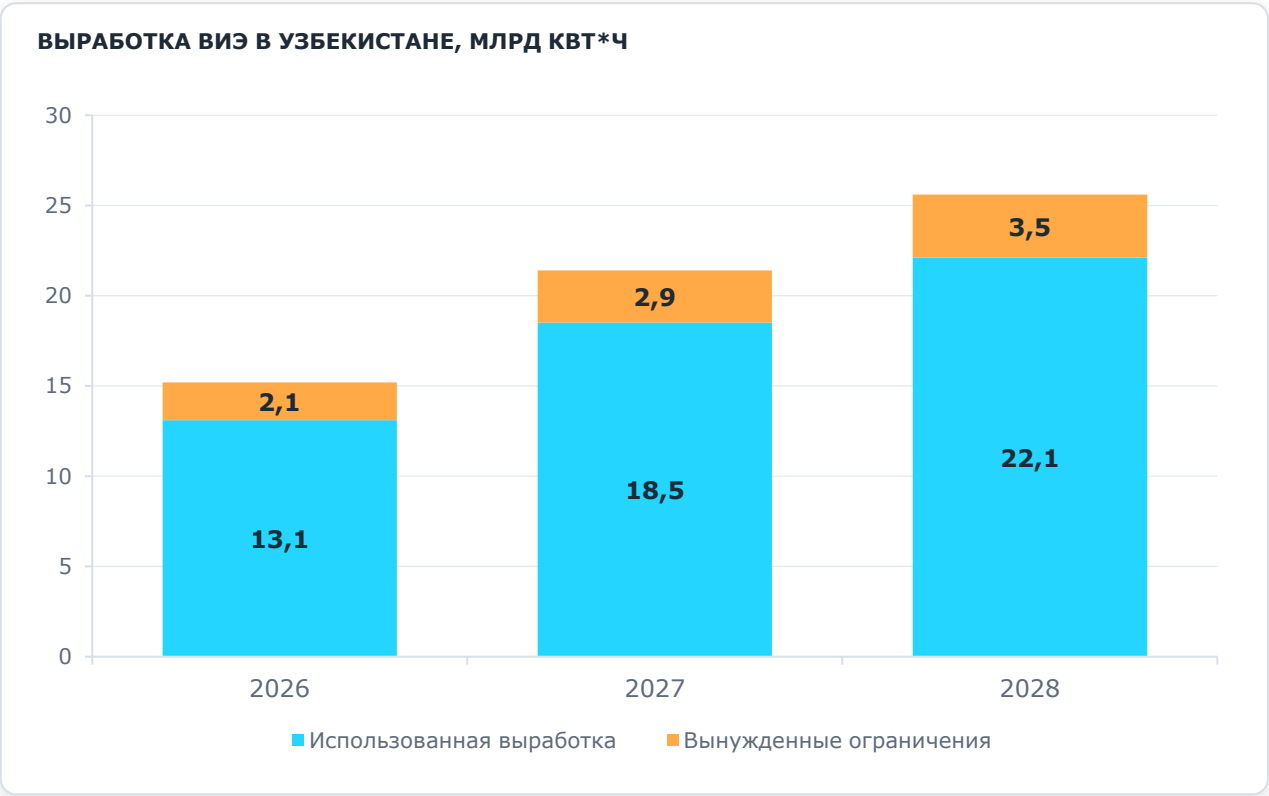
Без координации новые станции возможно будут недозагружены, а дефицитные зоны — по-прежнему без надежного покрытия

Регион рискует получить формальный избыток установленной мощности при сохраняющемся дефиците доступной мощности в критические часы

Источник: адаптировано экспертами ЕАБР по КДЦ «Энергия»; оценка ЕАБР на основе стратегических планов

Вызов №2 - растущие ограничения ВИЭ (curtailment)

По консервативным оценкам в Узбекистане мощность ВИЭ может достичь 11,4 ГВт к 2028 г., накопителей - 4,3 ГВт. Одновременно будет расти объём вынужденного сброса выработки



Вынужденные ограничения — энергия, которая могла быть произведена, но не была использована системой

снижение полезной выработки

ухудшение экономики ВИЭ-проектов

риск платежей по долгосрочным контрактам

рост требований к резервам

ПИК ОГРАНИЧЕНИЙ — ПЕРЕХОДНЫЕ МЕСЯЦЫ

до 45,7%

сентябрь (оценка)

до 37,5%

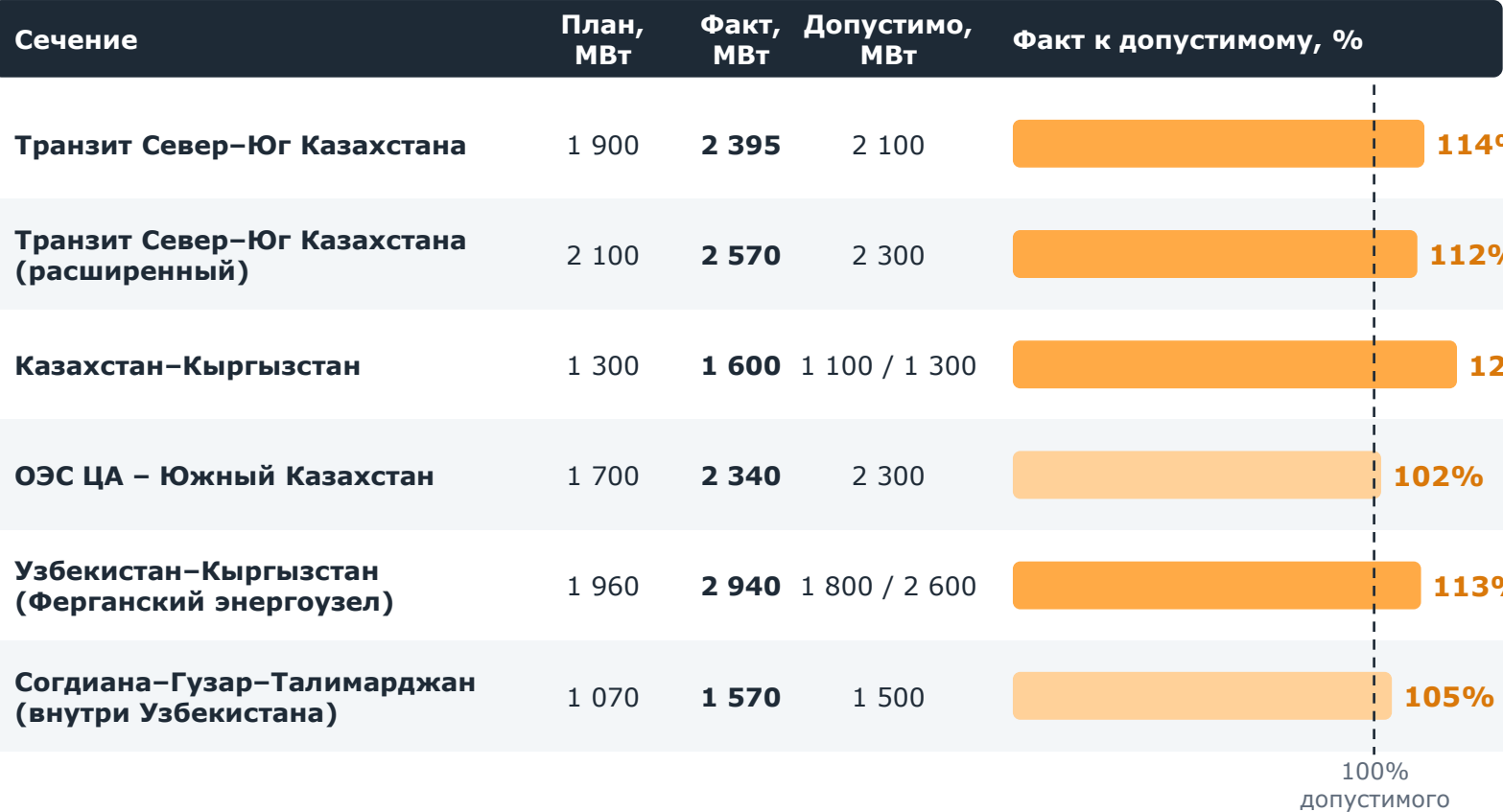
май (оценка)

Оценка консервативна: при повышении планки ввода ВИЭ объём ограничений будет выше. Региональная координация — ключевой инструмент снижения этого риска

Источник: КДЦ «Энергия»

Вызов №3 - ключевые линии уже работают на пределе

Когда внутренние сети перегружены, ограничиваются торговля, перетоки гидроэнергии, выдача ВИЭ и аварийная поддержка соседей



Почему это важно

Внутренние ограничения влияют на региональную торговлю

Дефицит доступной пропускной способности ограничивает не только торговлю, но и аварийную помощь

Перегруженные сечения ухудшают надежность при выходе из строя крупных блоков и/или всплесках потребления

Новые сетевые проекты должны давать прирост NTC/ATC, снижать перегрузки линий, уменьшать ограничения ВИЭ, повышать надежность и готовность к рынку

Источник: ЕАБР; КДЦ «Энергия». Для сечений с двумя значениями допустимого перетока процент рассчитан по большему значению

Вызов №4 - цифровая архитектура: регион видит часть режима, но не управляет им как единой системой

Без наблюдаемости, АРЧМ, коммерческого учета и защищенного обмена данными рынок ограничен ручной координацией и консервативными пределами

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ

	SCADA	Национальные системы выбирались автономно; КДЦ «Энергия» не создавался как координирующая SCADA регионального управления
	АРЧМ	Полноценно работает только в KEGOC; для ЦКС АРЧМ в КДЦ подготовлена ПСД — охватит все трансграничные сечения и регулирующие станции UZ, KG, TJ
	WAMS / WACS	WAMS в КДЦ — по ограниченному набору PMU (транзит Север–Юг); WACS KEGOC дала +250 МВт пропускной способности
	АСКУЭ	Региональная система приобретена и установлена; идут наладка, сопряжение с национальными АСКУЭ и защищенные каналы
	РЗА/ПА и киберзащита	Защиты проектировались под синхронную генерацию; нужны согласованные уставки, модели инверторных ресурсов (IEEE 2800), стандарты IEC 62443/62351

ИНСТРУМЕНТЫ И ИЗМЕРИМЫЙ ЭФФЕКТ

Инструмент	Системный эффект	KPI
ЦКС АРЧМ КДЦ	Снижение некомпенсированных небалансов, основа рынка системных услуг	Число подключенных станций, снижение отклонений
WAMS / PMU	Раннее выявление опасных режимов, обоснование допустимых перетоков	Покрытие критических сечений
WACS	Прирост полезной передаточной способности	Прирост допустимых перетоков
Региональная АСКУЭ	Финансовые расчеты, начисления за отклонения, учет аварийной энергии	Доля покрытых точек учета
Защищенные каналы	Доверие и киберустойчивость региональной архитектуры	Доступность каналов, число инцидентов
Прогнозирование ВИЭ	Снижение резервов «на всякий случай» и ограничений ВИЭ	Ошибка прогноза, объем ограничений

 Цифровые решения дешевле и быстрее новых линий и дают измеримый прирост полезной передаточной способности уже существующей сети

Источник: КДЦ «Энергия» (2026); систематизация экспертов ЕАБР

IV

Экономика кооперации

- Каналы эффекта: интеграция снижает полную стоимость надежности
- Сценарная оценка трех уровней интеграции
- Международный опыт региональных рынков

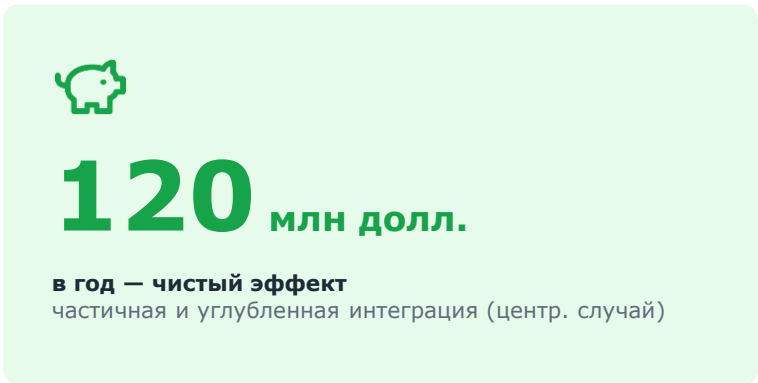
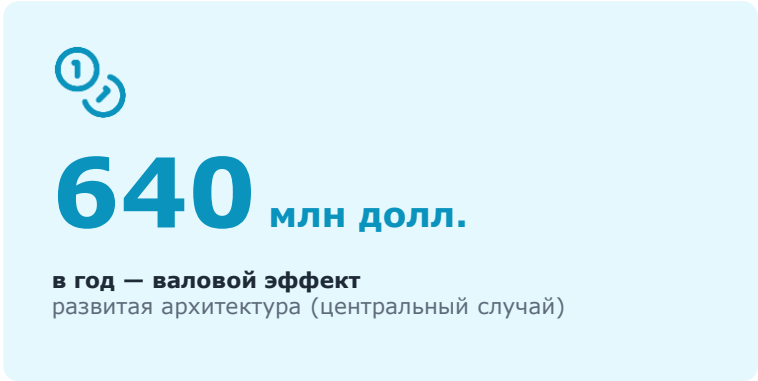


Экономика кооперации: интеграция снижает полную стоимость надежности

Эффект возникает не только от торговли, но и от совместных резервов, снижения аварийных затрат и меньших ограничений ВИЭ

Канал эффекта	Как работает	Результат
 Торговля и арбитраж	сезонно-суточные обмены, дешевый ресурс в соседнем узле	→ снижение операционных затрат
 Совместные резервы	общий резервный пул вместо полного дублирования в каждой стране	→ ниже стоимость надежности
 Снижение curtailment	экспорт профицита ВИЭ и BESS в более широкую зону спроса	→ больше полезной выработки
 Аварийная поддержка	правила и оплата отклонений при быстрых дефицитах	→ меньше ущерба от недопоставки

Кооперация снижает не только цену энергии, но и стоимость надежности: меньше аварийной недопоставки, меньше ограничений ВИЭ, ниже потребность в избыточных национальных резервах



 **Экономические выгоды могут распределяться через правила: объем торговли/транзита, предоставление маневренности/резервов, компенсация отклонений**

Источник: расчеты экспертов ЕАБР

Сценарная оценка: три уровня интеграции — от использования существующих сетей до развитой архитектуры

Предварительная скрининговая оценка годового системного эффекта, млн долл./год: центральный случай, в скобках — диапазон. Не прогноз и не проектная оценка

Показатель	Частичная интеграция	Углубленная интеграция	Развитая архитектура
Основные меры	Лучшее использование существующих сетей	Приоритетные усиления + пилотный рынок	Комплексное усиление, DAM, RTM, системные услуги
Прирост мощности для обменов, ГВт	0,7–1,2	1,5–2,2	2,2–3,3
Дополнительная торговля, млрд кВт·ч/год	3,5–6,0	7–11	10,5–16
Предотвращенный curtailment ВИЭ, млрд кВт·ч/год	0,6–1,2	1,5–2,8	2,8–4,5
Операционная экономия и арбитраж	65 (20–110)	118 (35–200)	170 (50–290)
Отсрочка инвестиций в мощности	78 (25–130)	153 (55–250)	250 (100–400)
Снижение curtailment ВИЭ	25 (10–40)	63 (25–100)	100 (40–160)
Надежность и аварийная поддержка	25 (10–40)	65 (30–100)	120 (60–180)
Валовой системный эффект	193 (65–320)	398 (145–650)	640 (250–1 030)
Приведенные годовые затраты	75 (50–100)	275 (200–350)	600 (450–750)
Чистый эффект, центральный случай	118	123	40
Выгоды / затраты	2,6	1,4	1,1



Эффект уже без крупных строек

Цифровизация, расчет NTC/ATC и координация режимов могут дать результат до завершения сетевых проектов



Частичная интеграция — самый устойчивый первый шаг

2,6 долл. выгоды на 1 долл. затрат; безубыточна уже при 39% ожидаемых выгод. Углубленная — потенциал до 450 млн долл./год



Развитая архитектура — только по факту готовности

Наибольший валовой эффект, но предельная отдача 0,7 долл. на 1 долл., безубыточность лишь при 94% выгод



Положительный эффект для региона не означает равномерного распределения выгод — механизм их распределения нужно определить заранее



Гибкость и архитектура регионального рынка

- Гидрогибкость как оплачиваемая системная услуга
- Портфель гибкости: разные горизонты — разные технологии
- Поэтапное развитие рынка, распределение функций, дорожная карта



В регионе функционируют два уникальных каскада ГЭС

Вода — многоцелевой ресурс: энергетика, ирригация, экологические попуски и межгосударственные обязательства. Гидрогибкость — системная услуга, а не бесплатный резерв



Нарын-Сырдарьинский каскад

Кыргызстан — Узбекистан — Казахстан

Водохранилище	Страна	Емкость, млрд м³	Регулирование
Токтогульское	Кыргызстан	19,5	Многолетнее
Чарвакское	Узбекистан	2,0	Сезонное
Андижанское	Узбекистан	1,9	Сезонное
Кайраккумское	Таджикистан	4,03	Сезонное
Шардаринское	Казахстан	5,7	Сезонное

- Токтогульская ГЭС 1 440 МВт: покрытие спроса Кыргызстана, попуски для стран низовья и регулирование для ОЭС ЦА — задачи не совпадают по времени
- Потребление Кыргызстана выросло с 14,6 до 19,3 млрд кВт·ч (2014–2025); отметки Токтогула не восстанавливаются даже при росте импорта
- Камбаратинская ГЭС-1 — проект зимней устойчивости и сохранения регулирующей функции Токтогула



Вахшский каскад

Таджикистан

Объект	Параметр	Регулирование
Нурекское водохранилище	10,5 млрд м³ (полезный 4,5)	Сезонное
Нурекская ГЭС	Основной энергопроизводитель	Суточное / сезонное
Рогунское водохранилище	13,3 млрд м³	Многолетнее
Рогунская ГЭС	3 780 МВт (проект)	Регулирующая ГЭС каскада

- Таджикистан вернулся к параллельной работе 7 июня 2024 г.; летние поставки в Узбекистан превышают зимние в 2–3 раза
- ГЭС Таджикистана уже работают контррегулятором для солнечных станций Узбекистана, но часть выработки теряется из-за сетей 220 кВ
- Рогун: поставки по неравномерному суточному графику в часы пикового дефицита — гидроэнергетика продает не только энергию, но и форму графика



Потенциал экспорта балансирующей энергии к 2032 г.: Кыргызстан до 0,8, Таджикистан до 1,02 млрд кВт·ч

Источник: КДЦ «Энергия»; USAID (2024)



ГЭС — универсальная технология, которая нуждается в адекватной монетизации услуг

Гидроэлектростанции способны предоставлять почти весь спектр сетевых услуг, но маневренный режим имеет цену

● услуга предоставляется

● не предоставляется

Сетевая услуга	Направление	Русловая	Плотинная	ГАЭС
Выработка электроэнергии		●	●	●
Балансирование	Положительное	●	●	●
	Отрицательное	●	●	●
Регулирование частоты: первичное	Положительное	●	●	●
	Отрицательное	●	●	●
Регулирование частоты: вторичное	Положительное	●	●	●
	Отрицательное	●	●	●
Регулирование частоты: третичное	Положительное	●	●	●
	Отрицательное	●	●	●
Поддержка напряжения		●	●	●
Компенсация потерь активной мощности		●	●	●
Пуск после полного обесточивания		●	●	●

ГЭС могут:

-  быстро изменять мощность
-  покрывать пиковую и полупиковую части графика нагрузки
-  выполнять функции аварийного и нагрузочного резервов
-  участвовать в регулировании частоты и выдавать реактивную мощность



Однако эксплуатация ГЭС в маневренном режиме имеет стоимость. Переход от базового режима к сценарию стабилизации сети сокращает усталостный ресурс всего комплекса примерно на порядок.

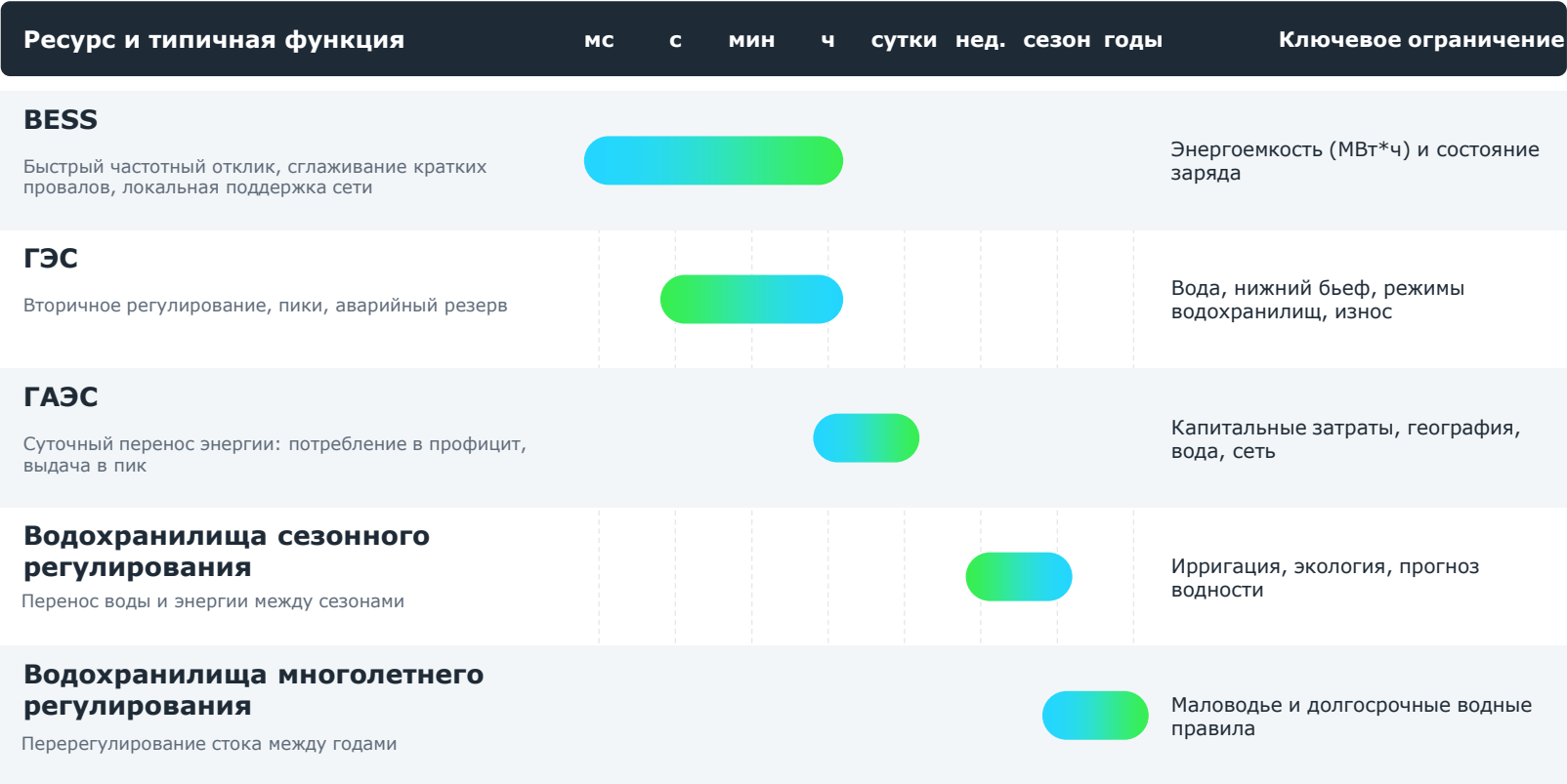


Гибкость ГЭС — ценная системная услуга: чтобы она предоставлялась, ее износные издержки должны быть признаны и оплачены

Источник: IRENA (2019)

Портфель гибкости: разные горизонты — разные технологии

BESS, ГЭС, ГАЭС и водохранилища выполняют взаимодополняющие функции; развитые региональные связи объединяют их в общий портфель



ГАЭС В УЗБЕКИСТАНЕ
5 030 МВт
оцененный потенциал — 16 объектов в 7 регионах; 46% — Ташкентский регион (2,3 ГВт)

Проект	МВт	млн долл.
Верхнепескская	600	1 020
Ходжикентская	200	320
Каратеренская	500	477
Айдаркульская	300	350
Итого	1 600	2 167

До 2,8 млрд кВт·ч выработки в год; ценность требует подтверждения режимными расчетами

**Важен устойчивый портфель: BESS — для быстрых задач, ГЭС — регулирование и сезонная гибкость, ГАЭС — перенос дневных профицитов ВИЭ, газовые блоки — стрессовые режимы**

Источник: адаптировано экспертами ЕАБР по КДЦ «Энергия»; АО «Узбекгидроэнерго»; Н. Акчабаев (2024)

Международный опыт: рынок следует за технической, институциональной и расчетной готовностью

Региональные рынки редко возникают сразу как единые — они развиваются от аварийной поддержки и учета к краткосрочной торговле, балансированию и системным услугам

Регион	Экономический эффект	Оценка эффекта
 Латинская Америка	Более эффективное использование существующей генерации и трансграничной торговли	До 2 млрд долл. в год потенциальной экономии без дополнительного ввода генерации
 Pan-Arab Electricity Market (PAEM)	Снижение совокупных системных затрат за счет торговли и межсистемных связей	107–196 млрд долл. совокупной экономии в 2018–2035 гг.; 35 млрд долл. выгод при инвестициях в ЛЭП на 7,5 млрд долл.
 Southern African Power Pool (SAPP)	Снижение инвестиционных и операционных затрат при координации	К 2040 г. снижение CAPEX на 36 млрд долл. и OPEX на 3 млрд долл. против суммы национальных планов
 Европа	Снижение затрат на генерацию за счет роста пропускной способности	Инвестиции 2 млрд евро в год после 2025 г. и снижение затрат на генерацию до 5 млрд евро в год к 2030 г.

 Урок для Центральной Азии: постсоветская рыночная реформа без расчетной и институциональной готовности не гарантирует ни конкуренции, ни надежности

Источник: ESMAP (2025). Оценки относятся к рынкам с разным масштабом и институциональной зрелостью и не являются количественным ориентиром для ОЭС ЦА

Поэтапное поступательное развитие регионального рынка

Последовательность снижает риск преждевременных решений и связывает торговлю с устойчивостью энергосистемы



Прежде чем активно торговать электроэнергией и услугами, важно точно и надежно измерять и урегулировать потоки и отклонения

Источник: IRENA; ЕАБР

Распределение функций: региональная координация без утраты национального контроля

КДЦ «Энергия» может стать региональным координатором, оператором платформы и расчетным центром; мониторинг рынка и споры — организационно обособлены

Институт	Возможные функции	Сохраняемый принцип
 КДЦ «Энергия» / региональный координатор	Координация режимов, расчет межсистемных графиков, ЦКС АРЧМ, рыночная платформа, координация расчетов, центр данных	 Поддержка национального диспетчерского управления
 Национальные системные операторы	Внутренний режим, надежность, доступ к сети, балансирование, оперативные команды	 Контроль над безопасностью национальных энергосистем
 Регуляторы стран	Тарифы, доступ к сети, лицензирование, защита потребителей	 Национальная регуляторная ответственность
 Оператор рыночной платформы	Прием заявок, клиринг DAM и рынка реального времени, публикация результатов	 Прозрачная операционная функция без подмены политических решений
 Координатор финансовых расчетов	Расчеты по сделкам, отклонениям, аварийной энергии и системным услугам	 Финансовая дисциплина и платежная защита
 Мониторинг рынка и разрешение споров	Мониторинг рыночной власти, манипулирования, рассмотрение споров	 Доверие участников, снижение риска политизации расчетов
 Три модели мониторинга: наблюдательный орган при КЭС ЦА, независимый market monitor или координация национальных регуляторов по единому регламенту		

Источник: предложения экспертов ЕАБР на основе данных КДЦ «Энергия», World Bank (2026a), ESMAP (2026) и логики REMIT. КЭС ЦА — площадка межсистемного согласования правил

VI

Инвестиции, финансирование и риски

- Приоритетные сетевые проекты и внешние коридоры
- Реестр рисков
- Модели финансирования сетей и ITP-пилот



Инвестиционные приоритеты: «одно ограничение — один системный эффект — один проект»

Индикативная экспертная приоритизация сетевых проектов

	Проект / пакет	Интерфейс и системный эффект	Статус / основной KPI
P1	Кристалл — Юлдуз, реконструкция и вторая цепь 220 кВ	Узбекистан — Кыргызстан, Ферганский узел; рост передаточной способности	1-я фаза REMIT; прирост АТС, снижение ограничений Л-Кр-Ю
P1	Вторая ВЛ 500 кВ Шымкент — ТашТЭС (альтернатива: Шымкент — ПС Халка)	Узбекистан — Казахстан; усиление интерфейса и поддержка торговли с югом Казахстана	2-я фаза REMIT; снижение перегрузки Л-501/Л-2-Ч/Л-2-Д
P1	ЦКС АРЧМ + АСКУЭ + защищенные каналы	Управляемость сальдо-перетоков, финансовые расчеты, основа REMIT-пилота	ПСД / наладка по КДЦ; снижение отклонений, покрытие точек учета
P1	Фрунзе — Кемин / Бишкек-500	Внутренняя надежность Кыргызстана, устойчивость выдачи гидроресурса	3-я фаза REMIT; снижение внутренних ограничений
P2	Кемин — Алматы	Казахстан — Кыргызстан; сезонные взаимопоставки и гидрогибкость	Предложение КДЦ; разгрузка Л-514, прирост АТС
P2	Датка — Сугд в транзитном режиме + врезка на ПС Лочин/Узбекистан	Ферганский узел, CASA-1000, север Таджикистана	Предложение КДЦ; рост передачи в Ферганский узел
P2	Сырдарья/АСВА — Сугд	Узбекистан — Таджикистан; надежность Согдийской области	Финансируется АБР; снижение ограничений севера Таджикистана
P2	Мурунтау — Шымкент	Юго-запад Узбекистана → Шымкентский узел; перенаправление потоков	Предложение НДЦ/НЭС Узбекистана; разгрузка юго-западных сечений
P3	Атамырат — Гузар; Дашогуз — Мурунтау — Кызылорда	Туркменистан — ОЭС ЦА / юг Казахстана; выдача туркменской мощности	Опции при параллельной работе Туркменистана
P3	ВПТ/В2В на границе ОЭС ЦА и ЕЭС Казахстана	Управляемый северный интерфейс; снижение набросов на транзит Север-Юг	Предмет отдельного ТЭО



P1 — быстрый эффект и институциональная привязка к REMIT; P2 — высокий эффект, нужна увязка с ТЭО и соседними решениями; P3 — стратегические опции

Источник: систематизация экспертов ЕАБР на основе КДЦ «Энергия», REMIT



Внешние коридоры смогут раскрыть потенциал только при готовом внутреннем ядре ОЭС ЦА

Центральная Азия может стать энергетическим узлом между несколькими системами, но внешняя связанность опирается на внутреннюю управляемость



Вектор	Возможности	Риски
Северный РФ / ЕАЭС	Балансировка и аварийная поддержка	Готовность транзита и регуляторные условия
Южный CASA-1000	Канал сезонного гидроэкспорта	Водность рек, афганский участок
Восточный Китай	Крупный потенциальный рынок	Подтверждение спроса и договорная модель
Транскаспийский Европа	Долгосрочный зелёный экспорт в Европу	Ранняя стадия технико-экономической проработки
Туркменистан – Иран юго-запад	Зависит от схемы синхронизации	Применение вставки постоянного тока

 Развитие внешних коридоров является продолжением внутренней модернизации ОЭС ЦА, а не заменой региональной интеграции

Источник: IEA; ЕАБР

Спектр моделей финансирования сетей

От полностью публичной модели к приватизации: по мере движения вправо растет доля частного капитала, собственности и ответственности за актив

	100% публичный	растет доля частного капитала, собственности и ответственности за актив			100% частный капитал
	1 Публичное / МФИ	2 Гибрид / JV / SPV	3 ИТР / BOOT	4 Концессия сети	5 Приватизация
КАПИТАЛ	Бюджет, суверенный долг, МФИ или долг TSO	Публичный и частный equity в utility или проектом SPV	Частный SPV: equity + project debt под TSA/RAP	Частный концессионер + долг под регулируемый доход	Частный собственник финансирует через equity и долг
СОБСТВЕННОСТЬ	Государство / публичный TSO	Совместная; публичная сторона может сохранять контроль	У SPV на срок договора; BOOT предусматривает возврат	Активы обычно остаются государственными	Компания/активы проданы без обязательного возврата
СТРОЙКА И O&M	TSO; частный сектор обычно EPC/O&M-подрядчик	У TSO/JV или распределяются договором	SPV отвечает за стройку, ввод, O&M и доступность	Концессионер эксплуатирует, модернизирует и расширяет сеть	Частный владелец / регулируемый TSO
ПЛАНИРОВАНИЕ / РЕЖИМ	Полностью у государства и системного оператора	Остаются у публичного TSO / ISO	TSO сохраняет планирование, switching и dispatch	По договору; надзор у регулятора, возможен отдельный ISO	Регулятор + TSO/ISO; системная функция может быть отделена
КЕЙСЫ	REMIT I: IDA/CAWEP → госTSO KG/TJ/UZ; RTE: тариф + долг/облигации	KEGOC: Samruk-Kazyna ≥85%, free float 8,1%; 50Hertz: Elia 80% / KfW 20%	Бразилия: 30-летние аукционные concessions / RAP; KZ: Batys Transit, 500 кВ (ЕАБР)	Филиппины / NGCP: 25 лет; активы TransCo остаются государственными	UK / National Grid: листинг 1995; NESO: публичный system operator с 2024

Гибридная модель делит капитал; ИТР передает жизненный цикл отдельного актива; концессия — эксплуатацию и развитие сети; приватизация — собственность

Источники: OECD (2026); World Bank REMIT; KEGOC; 50Hertz; ANEEL/MME Brazil; NGCP; National Grid / UK Government

ITP: частный капитал в отдельный сетевой актив без передачи управления системой

Инвестор берет риски финансирования, строительства и технической доступности; государство и системный оператор сохраняют планирование, диспетчеризацию и безопасность



БРАЗИЛИЯ

393 концессии / 120 тыс. км

1999–2024. Конкурс на минимальную разрешенную выручку; средний дисконт к потолку 28,4%

индия

ITP параллельно с PowerGrid

Стандартный TSA, KPI доступности, проектные SPV; модель сочетается с публичными «зелеными коридорами»

КАЗАХСТАН

ЕАБР

Batys Transit, 500 кВ

Первый ГЧП-проект в электроэнергетике страны; ЕАБР профинансировал проект кредитом \$30,5 млн

ЮАР

Пилот ITP: 1 164 км, 400 кВ

NTCSA — покупатель по TSA; отдельный механизм кредитных гарантий снижает риск для частного капитала



ITP не означает приватизацию энергосистемы: частным становится проектный актив, а планирование и оперативное управление остаются у государства и системного оператора

Источник: OECD (2026); National Treasury South Africa (2025); World Bank (2026); ЕАБР, Batys Transit (2008/2013)

Заключение: от унаследованной связанности к управляемому региональному активу

У Центральной Азии уже есть провода. Не хватает «архитектуры доверия» между странами, операторами и инвесторами



01

Управляемость важнее масштаба

- ценность связанной системы определяется качеством данных, учета, АРЧМ и правил
- ресурс ценен ровно в той мере, в какой он подтвержден как доступный и доставляемый



02

Полная стоимость надежности

- четыре канала эффекта: арбитраж, совместные резервы, меньше curtailment, меньше аварийных затрат
- чистый эффект около 120 млн долл. в год; отдача убывает — углублять поэтапно



03

Гидрогибкость — оплачиваемая услуга

- вода — многоцелевой ресурс стран верховья и низовья
- нужен явный механизм компенсации, а не декларации о взаимной выгоде



04

Поэтапность вместо наднационального регулятора

- четыре уровня зрелости поверх действующих механизмов
- национальные операторы сохраняют контроль над внутренними режимами



Роль ЕАБР

1

Региональная кооперация формирует новый класс инвестиционных проектов, где эффект выходит за пределы одной страны

2

Банк — не только источник финансирования, но и институт, связывающий техническую диагностику, экономическую оценку, механизмы распределения выгод и затрат и межгосударственный диалог

3

Приоритет — проектам с измеримым региональным эффектом: прирост доступной передаточной способности и надежности, снижение ограничений ВИЭ, расширение торговли и совместного использования гибкости



Управляемая связанность — условие следующего этапа развития электроэнергетики Центральной Азии

Источник: ЕАБР (2026) «Энергия без границ»



Евразийский Банк Развития