

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы»**

*На правах рукописи*

*Кузьмин Владислав Вадимович*

**ФОРМИРОВАНИЕ ОБЩЕГО  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА СТРАН ЕАЭС:  
ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ И ИНТЕРЕСЫ РОССИИ**

Специальность: 5.2.5 Мировая экономика

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени  
кандидата экономических наук

**Научный руководитель:**  
доктор экономических наук, профессор  
Андропова Инна Витальевна

Москва – 2026

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>3</b>
<b>ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И МИРОВОЙ ОПЫТ ОРГАНИЗАЦИИ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЩИХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ.....</b>	<b>14</b>
1.1 Теоретические подходы к интеграции национальных электроэнергетических рынков.....	14
1.2 Мировой опыт формирования общих электроэнергетических рынков .....	28
1.3 Эволюция процессов формирования общих энергетических рынков на постсоветском пространстве .....	60
<b>ГЛАВА 2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И НАПРАВЛЕНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА. 70</b>	<b>70</b>
2.1 Электроэнергетический комплекс Республики Армения: структура, потенциал и интеграционные перспективы .....	70
2.2 Национальная электроэнергетическая система Республики Беларусь: экономический анализ и готовность к участию в ОЭР.....	82
2.3 Электроэнергетический сектор Республики Казахстан: состояние, конкурентные преимущества и роль в формировании ОЭР .....	95
2.4 Энергетическая система Кыргызской Республики: гидроэнергетический потенциал и возможности интеграции .....	105
2.5 Единая энергетическая система России: системообразующая роль в электроэнергетической интеграции.....	115
<b>ГЛАВА 3. СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ИНТЕРЕСЫ И СИСТЕМНАЯ РОЛЬ РОССИИ В ПРОЕКТЕ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ЕАЭС .....</b>	<b>129</b>
3.1 Современное состояние интеграционных процессов формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.....	129
3.2 Ключевые вызовы и институциональные барьеры интеграции России в ОЭР ЕАЭС.....	141
3.3 Национальные интересы и стратегические приоритеты России в общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС .....	163
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>180</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....</b>	<b>185</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>190</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ .....</b>	<b>218</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования** обусловлена тем, что формирование Общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (ОЭР ЕАЭС), обладая высоким стратегическим значением, в то же время характеризуется фундаментальным противоречием, которое определяет его текущее состояние. С одной стороны, в условиях глубокой трансформации мировой энергетики и беспрецедентного геополитического переформатирования глобальных энергопотоков, проект ОЭР приобретает критически важную геостратегическую ценность для обеспечения энергетической безопасности, экономической устойчивости и суверенитета государств-членов и становится инструментом создания самодостаточного, устойчивого к санкциям экономического пространства. С другой стороны, процесс его создания демонстрирует нарастающий разрыв между амбициозными политическими декларациями и практической реализацией, которая увязла в комплексе нерешенных технических, регуляторных и, что наиболее важно, политических разногласий.

В работе принципиально различаются понятия «общий» и «единый» электроэнергетический рынок. Под **общим рынком ЕАЭС** понимается дополнительный трансграничный контур торговли, который действует параллельно национальным оптовым рынкам и не отменяет внутренние правила стран-участниц. В модели единого рынка логика иная: требуется глубокая унификация тарифного регулирования, правил ценообразования и институциональной архитектуры. Для ЕАЭС такая конструкция пока нереалистична из-за различий в структуре энергосистем, уровне субсидирования и роли государства в отрасли. Поэтому в исследовании ОЭР рассматривается как компромиссная модель: расширение обмена и координации без отказа стран от ключевых элементов энергетического суверенитета.

Практическая реализация этой модели идет медленнее исходного графика: запуск ОЭР, планировавшийся на 2025 год, перенесен на 1 января

2027 года. Задержка связана не с одной причиной, а с совокупностью факторов. На институциональном уровне страны сохраняют разные регуляторные режимы и тарифные подходы; на техническом уровне остаются проблемы совместимости стандартов, износа межгосударственных ЛЭП и различий в системах диспетчеризации. Пока эти узкие места не устранены, переход к устойчивой трансграничной торговле остается ограниченным.

Ключевая роль в этом процессе принадлежит России, поскольку российская энергосистема крупнейшая в ЕАЭС и выступает опорной для межгосударственных перетоков. От позиции России зависят и темп согласования правил, и практическая конфигурация будущего рынка. Одновременно именно здесь возникает главный политико-экономический узел: партнеры заинтересованы в доступе к российской инфраструктуре и ресурсам, но опасаются избыточной асимметрии влияния. В результате вопрос об ОЭР выходит за рамки инженерных и ценовых расчетов и требует анализа баланса интересов, при котором интеграция усиливает устойчивость союза, а не перерастает в конфликт распределения выгод.

В этой связи исследование направлено на решение практической задачи: при каких условиях ОЭР ЕАЭС может работать устойчиво и без дисбаланса интересов. Отдельно оцениваются выгоды и риски для стран-участниц, включая российскую позицию как системообразующего участника интеграции.

### **Степень научной разработанности проблемы**

Проблематика интеграции электроэнергетических рынков активно разрабатывается как в зарубежной, так и в отечественной научной литературе. Фундаментальный вклад в изучение теоретических основ интеграции энергетических рынков внесли западные исследователи Батталби Дж., Джоскоу П., Кьяр Д'Эррико М., Полинори П, Паниагуа Дж., Трухильо-Бауте Э., Циферри Д. и др. Институциональные аспекты интеграции электроэнергетических рынков получили детальное освещение в работах Касетты Э., Навы К.Р. и Грация Дзои М. и др.

Среди российских исследователей данной проблематики значительный теоретический и практический вклад внесли работы Андроновой И.В., Волковой Е.А., Веселова Ф.В., Вечкинзовой Е.А., Винокурова Е.Ю., Гибадуллина А.А., Гайворонской М.С., Давтяна В.С., Ерыгина Ю.В., Жартая Ж.М., Макарова А.А., Мельник Д.А., Мигранян А.А., Коломиец А.Р., Курдина А.А., Прокуракова Л.В., Пуляевой В.В., Стародубцева А.В., Стебляковой Л.П., Суюнчева М.М., Репетюка С.В., Терентьева А.С., Файна Б.С., Хачикяна С.Р., Хуссаиновой Ж.А., Шавина Е.В., Швец Н.Н. и др.

Несмотря на значительное количество исследований, ряд аспектов требует дальнейшего изучения. В частности, недостаточно разработаны подходы к комплексному моделированию интеграционных процессов с учетом гетерогенности энергосистем стран ЕАЭС и современных вызовов цифровизации. Требуется углубленного анализа оценка долгосрочных социально-экономических эффектов интеграции в контексте современных геополитических вызовов, энергетического перехода и технологических трансформаций в условиях развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и цифровых технологий.

**Объект исследования** – процесс формирования общего электроэнергетического рынка стран Евразийского экономического союза в условиях глобальных энергетических трансформаций и современных геополитических вызовов.

**Предмет исследования** – система экономических отношений, формирующихся в ходе интеграции электроэнергетических рынков ЕАЭС, включая роль и интересы России, институциональные механизмы интеграции, влияние процессов цифровизации и декарбонизации на развитие общего рынка.

**Целью** данной работы является разработка научно-методических подходов к формированию и оценке эффективности общего электроэнергетического рынка стран ЕАЭС с учетом глобальных трендов и региональной специфики, а также экономических интересов Российской

Федерации.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие **задачи**:

1. Исследовать теоретические основы и концептуальные подходы к интеграции электроэнергетических рынков и разработать методические подходы к анализу интеграционных процессов в электроэнергетике с учетом институциональных, сравнительных и сценарных компонентов.

2. Систематизировать и обобщить мировой опыт формирования общих электроэнергетических рынков, выделив успешные и ограниченно реализованные модели региональной энергетической интеграции, а также факторы, применимые к условиям ЕАЭС.

3. Исследовать трансформацию постсоветского электроэнергетического пространства и выявить факторы, определяющие возможности и ограничения формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС в условиях конкуренции различных интеграционных траекторий.

4. Выявить особенности национальных электроэнергетических систем государств – членов ЕАЭС и определить их роли, потенциал взаимодополняемости и институциональные барьеры участия в формировании ОЭР.

5. Провести сценарный анализ стратегических рисков Российской Федерации и социально-экономических эффектов формирования ОЭР ЕАЭС для государств – членов Союза с учетом различной глубины либерализации трансграничной торговли электроэнергией, асимметрии национальных регуляторных режимов и распределения выгод и переходных издержек.

6. Сформулировать комплекс практических рекомендаций по гармонизации национальных правовых режимов, совершенствованию механизмов ценообразования, цифрового обмена данными и инвестиционного обеспечения поэтапного формирования ОЭР ЕАЭС.

7. Обосновать концепцию оптимальной структуры генерации ОЭР ЕАЭС, основанную на взаимодополняемости ресурсного, технологического и

инфраструктурного потенциала национальных энергосистем, а также разработать предложения по поэтапной гармонизации регуляторной, инфраструктурной и инвестиционной политики стран ЕАЭС.

**Теоретической основой исследования** послужили фундаментальные работы российских и зарубежных ученых в области мировой экономики и энергетической интеграции. В исследовании использованы теории международной экономической интеграции, концепции энергетической безопасности, а также институциональный подход к анализу рынков. Эти теоретические концепции позволили сформировать комплексный подход к изучению процессов формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

**Информационно-статистическая база исследования** составлена из баз данных международных организаций и статистических агрегаторов (в частности, Международного энергетического агентства (МЭА), Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), Евразийской экономической комиссии (ЕЭК), Enerdata, Eurostat, обзора ВР Statistical Review, Всемирного банка и Международного валютного фонда (МВФ)), национальных статистических органов, регуляторов и системных операторов стран ЕАЭС, законодательных и нормативно-правовых актов, международных соглашений, официальных концепций и стратегий развития электроэнергетики соответствующих стран, информационных и аналитических материалов отраслевых агентств и служб (МЭА, Управления энергетической информации США, Аналитического центра при Правительстве РФ), научных публикаций и статей, а также открытых интернет-источников.

Особое внимание уделялось данным о структуре генерации, объемах межгосударственных перетоков электроэнергии, тарифах и ценах на электроэнергию в странах ЕАЭС. Кроме того, в работе использованы материалы из годовых отчетов ключевых энергетических компаний региона, таких как ПАО «Россети», «Интер РАО», АО «KEGOC» (Kazakhstan Electricity

Grid Operating Company), ГПО «Белэнерго», а также отчеты российских научных институтов, программные документы и стратегии развития профильных российских ведомств.

**Область исследования** соответствует требованиям следующих пунктов паспорта научной специальности 5.2.5 – Мировая экономика: п. 26. «Участие Российской Федерации в системе международных экономических связей. Внешнеэкономическая деятельность российских экономических субъектов. Внешнеэкономическая политика Российской Федерации» ; п. 24. «Международная экономическая интеграция» ; п. 5. «Международные рынки товаров и услуг, их структура и конъюнктура» ; п. 6. «Ценообразование на мировых рынках товаров и услуг».

**Методология и методы исследования** базируются на системном подходе, позволяющем рассматривать формирование ОЭР ЕАЭС как сложный многоуровневый процесс. В работе применялись общенаучные методы анализа и синтеза, а также специальные методы исследования: сравнительный и исторический анализ для изучения мирового опыта; экономико-статистический анализ для обработки данных по энергосистемам стран ЕАЭС; методы сценарного анализа и прогнозирования для оценки долгосрочных эффектов интеграции.

**Научная новизна исследования** состоит в комплексном методическом подходе к анализу и сценарному моделированию интеграционных процессов в электроэнергетике ЕАЭС. Подход учитывает взаимное влияние институциональных, геополитических и технологических факторов в условиях глобального энергетического перехода, исторически сложившейся взаимозависимости национальных энергосистем и экономических интересов РФ. Сравнение европейской наднациональной модели, скандинавской модели межгосударственной кооперации и южноазиатской модели ограниченной интеграции позволило выделить факторы успеха и институциональные барьеры, значимые для ЕАЭС. Анализ национальных электроэнергетических систем пяти государств – членов ЕАЭС показал их структурную

неоднородность и потенциал взаимодополняемости. Для Российской Федерации количественно оценены стратегические риски и выгоды участия в ОЭР ЕАЭС на основе модифицированной модели пространственного равновесия Такаямы-Джаджа. По результатам исследования предложены рекомендации и дорожная карта по поэтапной гармонизации регуляторной, инфраструктурной и инвестиционной политики.

### **Основные положения, выносимые на защиту:**

1. **Разработаны** методические подходы к анализу интеграционных процессов в электроэнергетике, основанные на комплексном сочетании институционального анализа, сравнительной оценки мирового опыта и сценарного прогнозирования социально-экономических эффектов, позволяющие учесть высокую гетерогенность участников ЕАЭС и специфику постсоветского пространства, повышая адекватность оценок.

2. На основе сравнительного анализа моделей успешной и неуспешной региональной энергетической интеграции **выявлены особенности каждого рынка**: во внутреннем энергетическом рынке Европейского союза – поэтапная либерализация через энергетические пакеты ЕС, формирование наднациональных институтов и достижение эффекта около 34 млрд евро в год от трансграничной торговли; в скандинавском рынке Nord Pool – интеграция «снизу вверх» на основе ресурсной взаимодополняемости энергосистем и высокого политического доверия, обеспечившая снижение оптовых цен на 15–20%; в модели энергетического сотрудничества Южной Азии – ограниченность интеграции из-за политических противоречий между Индией и Пакистаном, нестабильности афганского транзитного направления и слабости механизмов исполнения договоренностей; в энергетическом пуле Центральной Африки – блокировка интеграции, несмотря на значительный гидропотенциал, из-за недостаточной политической согласованности участников и дефицита реализуемых институтов. Систематизированы ключевые факторы успеха создания общего электроэнергетического рынка: политическое доверие, исполнимые правила, институциональная

устойчивость и ресурсная взаимодополняемость.

**3. Произведена** этапизация постсоветского периода дезинтеграционных процессов некогда единого электроэнергетического рынка. Показано, что фрагментация единого постсоветского энергетического пространства не была хаотичным распадом, а представляла собой структурированную конкуренцию между двумя интеграционными центрами – российским и европейским. **Доказано**, что модель организации единой электроэнергетической системы ЕАЭС должна быть ориентирована на достижение оптимального баланса между экономическими и геополитическими интересами участников.

**4. Выявлены** особенности электроэнергетических систем каждой страны ЕАЭС и определены их роли в формировании ОЭР: в Армении – экспортная модель «энергетической трансформации» при многовекторной регуляторной траектории (одновременное участие в программах СЕРА с ЕС и в институтах ЕАЭС), что создаёт регуляторную неопределённость для интеграции; в Беларуси – высокая техническая связанность с Единой энергетической системой (ЕЭС) России при сохранении институционально нерыночной модели тарифного регулирования, требующей системных реформ; в Казахстане – формирование роли ключевого транзитного узла и балансировщика на фоне структурного дефицита мощности (порядка 15% в пиковые периоды), что определяет приоритет инфраструктурных инвестиций; в Кыргызстане – значимый гидроэнергетический потенциал (свыше 90% генерации) при хроническом инвестиционном дефиците и слабой сетевой инфраструктуре; в России – системообразующая роль ЕЭС при нарастающих внутренних ограничениях (перекрёстное субсидирование около 340 млрд руб. в год, ускоренный рост спроса от ЦОД и майнинга). **Показано**, что структурная неоднородность ЕАЭС создаёт одновременно потенциал взаимодополняемости и институциональные барьеры интеграции.

**5. Выявлены стратегические риски Российской Федерации** при участии в ОЭР ЕАЭС: риск «импорта дефицита» со стороны энергодефицитных стран (прежде всего Казахстана и Кыргызстана) в пиковые

периоды; риск снижения маржи от экспорта электроэнергии при выравнивании цен в едином рынке; риск фрагментации технических и цифровых стандартов вследствие усиления конкурирующих интеграционных контуров Центральной Азии; риск политической блокировки интеграции из-за опасений партнёров в утрате регуляторного суверенитета при доминировании России. **Выявлены и количественно оценены** выгоды стран ЕАЭС от участия в ОЭР: краткосрочный прирост совокупного благосостояния ЕАЭС при полной либерализации составляет около 170 млн долларов в год; в долгосрочной перспективе при расширении инфраструктуры и росте эластичности спроса эффект оценивается в 1,2–1,8 млрд долларов ежегодно; снижение тарифов для промышленных потребителей в энергодефицитных странах (Казахстан, Кыргызстан); стимулирование роста энергоёмких производств; расширение занятости в энергетическом секторе региона. **Обоснован** ключевой компромисс между геополитическими преимуществами (укрепление регионального лидерства, создание устойчивого к санкциям макрорегионального экономического пространства) и экономическими вызовами (необходимость масштабных инвестиций в инфраструктуру, риски дестабилизации внутреннего рынка при неполной гармонизации).

6. **Разработан комплекс практических рекомендаций** по формированию ОЭР ЕАЭС, отличающийся системным и поэтапным характером: (1) приоритетная синхронизация национальных правовых режимов с утверждёнными правилами ОЭР, прежде всего в части доступа к инфраструктуре и разрешения споров; (2) закрепление транспарентных методик ценообразования на трансграничные услуги передачи и распределение ренты перегрузки между системными операторами; (3) поэтапное снижение перекрёстного субсидирования в России с введением механизмов адресной компенсации для социально уязвимых групп потребителей; (4) создание единого цифрового контура информационного обмена и расчётов на базе международных СИМ-стандартов; (5) формирование координированного инвестиционного пакета по развитию сетевой

инфраструктуры в узловых зонах интеграции – прежде всего в Казахстане и Кыргызстане.

**7. Предложена** «дорожная карта», синхронизирующая три этапа: регуляторную консолидацию, запуск централизованных торговых механизмов с обеспечением ликвидности, расширение интеграции через инфраструктурные и инвестиционные проекты. **Обоснована** концепция формирования оптимизированной структуры генерации ОЭР ЕАЭС, основанная на синергетическом использовании взаимодополняющих преимуществ национальных энергосистем (гидроэнергетика Кыргызстана, атомная и тепловая генерация России, угольная генерация Казахстана). **Предложены** механизмы скоординированной инвестиционной политики для повышения коллективной энергетической безопасности и экономической эффективности ЕАЭС.

**Теоретическая и практическая значимость** работы связана с тем, что предложенные инструменты применимы при проектировании ОЭР ЕАЭС на уровне регуляторов и отраслевых институтов. Они помогают выбирать механизмы интеграции, согласовывать инвестиционные решения и снижать системные риски энергоснабжения в регионе.

Предложенный аналитический подход дает основу для сопоставления сценариев развития общего рынка и оценки их последствий для национальных экономик. Для Евразийской экономической комиссии и национальных регуляторов такой подход служит прикладным инструментом настройки правил, модернизации инфраструктуры и тарифной политики.

Результаты исследования могут использоваться при координации трансграничной энергетической инфраструктуры. Такая координация повышает надежность энергоснабжения и помогает эффективнее загружать генерирующие мощности региона. Практический эффект дополняется большей прозрачностью ценообразования в рамках ЕАЭС и более понятными условиями привлечения инвестиций в электроэнергетику стран Союза.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты, полученные в

ходе диссертационного исследования, были изложены в докладах и выступлениях на международных научно-практических конференциях, в том числе: Международная научно-практическая конференция «Изменение климата в условиях индустрии 4.0» (МГИМО МИД России, 13.11.2020), XXIII Международная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы глобальной экономики» (РУДН, 23.04.2021) и Пленарная конференция Московского академического экономического форума 2022 «Вызовы глобальной трансформации XXI века» (РУДН, 17.05.2022).

**Публикации по теме исследования.** Наиболее значимые результаты по теме диссертации были отражены в 5 научных работах общим объемом 3,75 п.л., 2 из которых изданы в рецензируемых журналах категории К1/К2, включенных в перечень ВАК Минобрнауки РФ / перечень РУДН, 2 – в периодических научных журналах, индексируемых Web of Science и Scopus, 1 – в тезисах докладов. Авторский вклад – 86%.

**Объем и структура работы.** Диссертация состоит из введения, 3 глав, заключения и 4 приложений. Полный объем диссертации составляет 234 страницы, включая 22 рисунка и 25 таблиц. Список литературы содержит 187 наименований.

# ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И МИРОВОЙ ОПЫТ ОРГАНИЗАЦИИ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЩИХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ

## 1.1 Теоретические подходы к интеграции национальных электроэнергетических рынков

Интеграция национальных электроэнергетических рынков представляет собой сложный многоуровневый процесс трансформации разрозненных национальных энергетических систем в единое экономическое, технологическое и институциональное пространство. Этот процесс, выходящий далеко за рамки простого экономического оптимизирования, становится краеугольным камнем глобального энергетического перехода. Он является ключевым механизмом для достижения целей декарбонизации, повышения энергетической безопасности и управления фундаментальными сдвигами в структуре производства и потребления энергии.

Экономическое обоснование интеграции электроэнергетических рынков опирается на базовые принципы экономической науки. В отраслевой адаптации эти подходы объясняют, почему расширение торговли и производственных связей создает стимулы к объединению национальных энергосистем.

Исходным объяснением трансграничной торговли электроэнергией остается теория сравнительных преимуществ Давида Рикардо<sup>1</sup>. Обмен становится рациональным, когда страны производят электроэнергию при разных относительных издержках. Такой разрыв возникает из-за дешевых топливно-энергетических ресурсов, гидропотенциала, технологического уровня генерации или структуры энергобаланса. Государства с меньшими альтернативными издержками специализируются на производстве и экспорте, а партнеры получают более дешевую электроэнергию и сокращают

---

<sup>1</sup> Ricardo D. On the Principles of Political Economy and Taxation [Электронный ресурс] // The Works and Correspondence of David Ricardo. Vol. 1 / ed. by P. Sraffa. Indianapolis: Liberty Fund, 2004. URL: <https://oll.libertyfund.org/titles/ricardo-the-works-and-correspondence-of-david-ricardo-vol-1-principles-of-political-economy-and-taxation>

собственные затраты на генерацию<sup>2</sup>.

Теория Хекшера-Олина<sup>3</sup> дополняет эту логику через структуру факторов производства. В электроэнергетике преимущество получают страны, где в избытке представлены топливо, капитал или технологии, необходимые для отдельных видов генерации. Эффект масштаба задает второе основание общего рынка: его внутренний и внешний уровни разделил Альфред Маршалл<sup>4</sup>, а связь с международной интеграцией подробно рассмотрел Пол Кругман<sup>5</sup>. Для компании расширение рынка означает рост КИУМ и снижение удельных постоянных издержек; для объединенной энергосистемы – меньшую потребность в резерве, более гибкую диспетчеризацию и рациональное распределение мощностей между странами. По расчетам МЭА<sup>6</sup>, увеличение межсистемной связанности на 10% может снизить оптовые цены на 4-6%; сходные оценки приводятся в материалах Европейской комиссии<sup>7</sup>. В электроэнергетике неоклассический подход функции издержек первым последовательно применил Марк Нерлов<sup>8</sup>, затем Лоритс Кристенсен и Уильям Грин<sup>9</sup> развили его на материале американских компаний за 1955 и 1970 годы, используя транслогарифмическую функцию издержек.

Наряду с эффектом масштаба, теория сетевых эффектов, разработанная

---

<sup>2</sup> Batalla J., Paniagua J., Trujillo-Baute E. Energy Market Integration and Electricity Trade [Электронный ресурс]. 2019 URL: <https://eep.iaee.org/energy-market-integration-and-electricity-trade/>

<sup>3</sup> Ohlin B. Interregional and International Trade [Электронный ресурс]. Cambridge: Harvard University Press, 1933. URL: <https://archive.org/details/interregionalint0000ohli>

<sup>4</sup> Marshall A. Principles of Economics [Электронный ресурс]. London: Macmillan and Co., 1890. URL: <https://www.econlib.org/library/Marshall/marP.html>

<sup>5</sup> Krugman P. Scale Economies, Product Differentiation, and the Pattern of Trade [Электронный ресурс] // The American Economic Review. 1980. Vol. 70, No. 5. P. 950–959. URL: <https://www.aeaweb.org/aer/top20/70.5.950-959.pdf>

<sup>6</sup> International Energy Agency. World Energy Outlook 2024 [Электронный ресурс]. Paris, 2024 URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

<sup>7</sup> Ciferri D., D’Errico M. C., Polinori P. Integration and convergence in European electricity markets [Электронный ресурс]. 2020 URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40888-019-00163-7>

<sup>8</sup> Nerlove M. Returns to Scale in Electricity Supply [Электронный ресурс] // Measurement in Economics: Studies in Mathematical Economics and Econometrics in Memory of Yehuda Grunfeld / ed. by C. Christ et al. Stanford: Stanford University Press, 1963. P. 167–198. URL: [https://faculty.georgetown.edu/evansm1/CurrentC\\_files/econ614/nerlov1.pdf](https://faculty.georgetown.edu/evansm1/CurrentC_files/econ614/nerlov1.pdf)

<sup>9</sup> Christensen L. R., Greene W. H. Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation [Электронный ресурс] // Journal of Political Economy. 1976. Vol. 84, No. 4. P. 655-676. URL: <https://www.journals.uchicago.edu/doi/10.1086/260470>

Джеффри Рольфсом, утверждает<sup>10</sup>, что ценность сети возрастает по мере увеличения числа её пользователей. В электроэнергетике это означает, что каждый новый участник (страна или регион), присоединяющийся к общему рынку, повышает его ценность для всех остальных. Более крупная и взаимосвязанная сеть обладает большей диверсификацией источников генерации и профилей спроса, что повышает общую надёжность, облегчает балансировку системы (особенно при высокой доле ВИЭ), создаёт более глубокие и ликвидные рынки и стимулирует инвестиции в общую инфраструктуру.

По мере усложнения рынков для их анализа стали применяться более совершенные теоретические инструменты. Теория игр и дизайн механизмов<sup>11</sup>, за которую Л. Гурвиц, Э. Маскин и Р. Майерсон получили Премию по экономике памяти Альфреда Нобеля 2007 года<sup>12</sup>, предоставляет фундаментальную основу для понимания стратегических взаимодействий между участниками рынка. Она позволяет разрабатывать оптимальные правила игры, например, для распределения ограниченной пропускной способности межсистемных линий электропередачи через эффективные аукционы, а также для ценообразования на трансграничную передачу<sup>13</sup>. Ключевой задачей дизайна механизмов является обеспечение совместимости стимулов, при которой для каждого участника выгодно действовать в соответствии с правилами, и индивидуальной рациональности, гарантирующей, что участие в интеграционном процессе выгодно для каждой

---

<sup>10</sup> Rohlfs J. A Theory of Interdependent Demand for a Communications Service [Электронный ресурс] // The Bell Journal of Economics and Management Science. 1974. Vol. 5, No. 1. P. 16-37. URL: <https://www.jstor.org/stable/3003090>

<sup>11</sup> Hurwicz L. On Informationally Decentralized Systems [Электронный ресурс] // Decision and Organization: A Volume in Honor of Jacob Marschak / ed. by C. B. McGuire, R. Radner. Amsterdam: North-Holland, 1972. P. 297-336. URL: <https://www.econbiz.de/Record/on-informationally-decentralized-systems-hurwicz-leonid/10003055469>

<sup>12</sup> NobelPrize.org. The Prize in Economic Sciences 2007 – Popular information [Электронный ресурс]. URL: <https://www.nobelprize.org/prizes/economic-sciences/2007/popular-information/>

<sup>13</sup> The Royal Swedish Academy of Sciences. Mechanism Design Theory: Scientific Background on the Sveriges Riksbank Prize in Economic Sciences in Memory of Alfred Nobel 2007 [Электронный ресурс]. 15.10.2007. URL: <https://www.nobelprize.org/uploads/2018/06/advanced-economicsciences2007.pdf>

страны.

Более тонкий механизм двусторонней торговли объясняет концепция взаимного выравнивания нагрузки, предложенная В. Антвейлером<sup>14</sup>. В отличие от классических моделей, эта концепция показывает, что взаимовыгодная торговля может существовать даже при отсутствии постоянных сравнительных преимуществ. Она основана на асимметрии издержек генерации: из-за квадратичной функции затрат увеличение выработки для покрытия пиковой нагрузки обходится значительно дороже, чем снижение выработки при спаде потребления.

Классические экономические теории раскрывают, за счет чего интеграция снижает издержки, повышает эффективность и поддерживает надежность энергоснабжения. Эти эффекты создают стимулы для инвестиций в сетевую инфраструктуру и более тесного объединения рынков. На практике, однако, физической связанности недостаточно: ход интеграции задают еще и институты.

Экономические теории объясняют источник интеграционного выигрыша, институциональные подходы – правила и механизмы его практической реализации. Общий электроэнергетический рынок представляет собой не только соединенные сети, но и систему норм, процедур и организаций. Через нее координируются независимые участники, снижаются риски и задаются рамки распределения выгод.

Работы Рональда Коуза<sup>15</sup>, Оливера Уильямсона<sup>16</sup> и Дугласа Норта<sup>17</sup> дают основание рассматривать общий рынок через призму новой

---

<sup>14</sup> Antweiler W. Cross-border trade in electricity [Электронный ресурс]. 2016 URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0022199616300423>

<sup>15</sup> Coase R. H. The Nature of the Firm [Электронный ресурс] // *Economica*. 1937. Vol. 4, No. 16. P. 386-405. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1468-0335.1937.tb00002.x>

<sup>16</sup> Williamson O. E. The Economics of Organization: The Transaction Cost Approach [Электронный ресурс] // *American Journal of Sociology*. 1981. Vol. 87, No. 3. P. 548-577. URL: <https://www.journals.uchicago.edu/doi/10.1086/227496>

<sup>17</sup> North D. C. Institutions, Institutional Change and Economic Performance [Электронный ресурс]. Cambridge: Cambridge University Press, 1990. URL: <https://www.cambridge.org/core/books/institutions-institutional-change-and-economic-performance/AAE1E27DF8996E24C5DD07EB79BBA7EE>

институциональной экономики. Институты здесь выступают не фоном, а совокупностью формальных и неформальных правил, упорядочивающих поведение участников. В интеграции электроэнергетических рынков их основная функция – сокращать транзакционные издержки.

Теория транзакционных издержек утверждает, что любая экономическая транзакция сопряжена с затратами на поиск информации, ведение переговоров, заключение контрактов и контроль за их исполнением. В трансграничной торговле электроэнергией эти издержки особенно высоки из-за различий в законодательстве, технических стандартах, языковых барьерах и политических рисках. Успешная интеграция возможна только при создании общих институтов (например, единого регулятора или оператора рынка), которые гармонизируют правила, стандартизируют процедуры и создают предсказуемую среду, тем самым минимизируя эти издержки<sup>18</sup>.

Современным микроуровневым примером значимости транзакционных издержек служат локальные энергетические рынки (ЛЭР), предназначенные для торговли услугами гибкости (балансировка мощности, регулирование частоты и др.). Исследование 2025 года, посвящённое британскому проекту LEO (Local Energy Oxfordshire)<sup>19</sup>, продемонстрировало, что на ранних стадиях развития таких рынков транзакционные издержки (время, затраченное на участие в торгах, заключение контрактов и администрирование) могут значительно превышать экономическое вознаграждение за предоставление услуг. Это делает участие в рынке невыгодным и препятствует реализации его теоретического потенциала. Вывод исследования однозначен: без институциональных решений, таких как стандартизация, автоматизация и чёткое регулирование, направленных на радикальное снижение этих издержек, новые рыночные модели остаются нежизнеспособными.

В рамках общего электроэнергетического рынка отношения участников

---

<sup>18</sup> Joskow P. L. Lessons Learned from Electricity Market Liberalization [Электронный ресурс]. 2008 URL: <https://journals.sagepub.com/doi/abs/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol29-NoSI2-3>

<sup>19</sup> Nolden C., Banks N., Irwin J., Wallom D., Parrish B. The economics of flexibility service contracting in local energy markets: A review [Электронный ресурс] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2025. Vol. 215. Art. 115549. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115549>

имеют длительный горизонт и зависят от условий, которые невозможно полностью описать заранее. Поэтому для такого рынка особенно важна логика неполных контрактов О. Харта и Дж. Мура<sup>20</sup>: она показывает, кому и в каких пределах должны принадлежать остаточные права контроля. На практике это означает сочетание рамочных межправительственных договоренностей, коммерческих контрактов на средний горизонт и оперативных соглашений, регулирующих текущую работу энергосистем.

Эта договорная логика связана с теорией многоуровневого управления Г. Маркса и Л. Хухе<sup>21</sup>. В ее рамках полномочия не концентрируются в одном центре, а распределяются между наднациональными, национальными и региональными институтами. Для общего рынка это означает постоянное согласование решений ACER, национальных регуляторов, системных операторов и сетевых организаций, и именно такая комбинация уровней позволяет удерживать общий курс регулирования и одновременно учитывать местные особенности энергосистем.

Для общего рынка сближение правил – базовое условие. Материалы IRENA и Европейской комиссии<sup>22</sup> фиксируют, что устойчивая трансграничная торговля требует сопоставимых технических требований, торговых процедур, тарифных подходов и экологических норм. Европейская модель ИЕМ, обозначаемая в работе как ВЭР ЕС, дает отраслевое подтверждение: поэтапная гармонизация правил одновременно укрепляла надежность поставок и облегчала включение ВИЭ в энергосистему<sup>23</sup>.

---

<sup>20</sup> Hart O., Moore J. Contracts as Reference Points [Электронный ресурс] // The Quarterly Journal of Economics. 2008. Vol. 123, No. 1. P. 1-48. URL: <https://academic.oup.com/qje/article-lookup/doi/10.1162/qjec.2008.123.1.1>

<sup>21</sup> Hooghe L., Marks G. Unraveling the Central State, but How? Types of Multi-Level Governance [Электронный ресурс]. 2003 URL: <https://www.cambridge.org/core/journals/american-political-science-review/article/abs/unraveling-the-central-state-but-how-types-of-multilevel-governance/8A5A618038BDE546E5C582096F0B201F>

<sup>22</sup> Ciferri D., D'Errico M. C., Polinori P. Integration and convergence in European electricity markets [Электронный ресурс]. 2020 URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40888-019-00163-7>

<sup>23</sup> European Commission, Directorate General for Economic and Financial Affairs. The development of renewable energy in the electricity market [Электронный ресурс]. 2023 URL: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/74b252d7-1ec8-11ee-806b-01aa75ed71a1/language-en>

Настройка институтов общего рынка редко проходит без сопротивления. Теория регулирования Дж. Стиглера<sup>24</sup> объясняет, почему закрытые национальные рынки защищают сложившиеся группы интересов: конкуренция перераспределяет доходы и лишает эти группы прежних преимуществ.

Инерция институтов, о которой писал Д. Норт<sup>25</sup>, делает сопротивление устойчивым. Национальные правила, технологические решения и бизнес-модели удерживают прежнюю траекторию даже при экономической выгоде интеграции. Опыт североευропейских и центральноевропейских рынков указывает: согласованная политика и координация государства с компаниями ускоряют энергетический переход, а дефицит сетей и многоуровневое управление его замедляют<sup>26</sup>. Теория узких мест П. Джоскоу и Ж. Тироля<sup>27</sup> дополняет этот вывод: ограниченная пропускная способность дробит рынок и усиливает отдельных игроков. Инвестиции в сети должны сопровождаться политической поддержкой институциональных изменений.

За последние десятилетия теоретическая рамка анализа электроэнергетической интеграции заметно изменилась. На нее одновременно воздействуют рост возобновляемой генерации и цифровая трансформация отрасли. Эти процессы не просто расширяют набор учитываемых факторов, а меняют представление о том, как должна проектироваться, балансироваться и регулироваться современная энергосистема.

Масштабное внедрение ВИЭ, в первую очередь солнечной и ветровой

---

<sup>24</sup> Stigler G. J. The Theory of Economic Regulation [Электронный ресурс] // The Bell Journal of Economics and Management Science. 1971. Vol. 2, No. 1. P. 3-21. URL: <https://www.jstor.org/stable/3003160>

<sup>25</sup> North D. C. Institutions, Institutional Change and Economic Performance [Электронный ресурс]. Cambridge: Cambridge University Press, 1990. URL: <https://www.cambridge.org/core/books/institutions-institutional-change-and-economic-performance/AAE1E27DF8996E24C5DD07EB79BBA7EE>

<sup>26</sup> Perskaya V. V. The Comparison of the Energy Markets of the EAEU and the Scandinavian Countries: Best Practices for the Energy Integration [Электронный ресурс]. 2019 URL: <https://www.econjournals.com/index.php/ijeep/article/view/8565>

<sup>27</sup> Joskow P. L., Tirole J. Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks [Электронный ресурс] // The RAND Journal of Economics. 2000. Vol. 31, No. 3. P. 450–487. URL: <https://www.jstor.org/stable/2600996>

генерации, меняет саму природу производства электроэнергии. По данным аналитического центра Ember, в 2024 году доля чистой энергетики (ВИЭ и атомная) впервые превысила 40% в мировом производстве электроэнергии, что обусловлено рекордным ростом, особенно в солнечной энергетике<sup>28</sup>. Дополнительные международные обзоры также фиксируют этот тренд<sup>29</sup>. По данным IRENA, в 2024 году было введено 585 ГВт новых мощностей ВИЭ, что стало историческим максимумом<sup>30</sup>. Согласно оценкам МЭА<sup>31</sup>, по итогам 2025 года ВИЭ обогнали уголь и стали крупнейшим источником электроэнергии в мире<sup>32</sup>.

Этот стремительный рост порождает новые теоретические и практические вызовы, описываемые в рамках теории интеграции переменной генерации (VRE integration framework), положения которой отражены в научных трудах Лиона Хирта<sup>33</sup> и уточнены в работах Фалько Уккердта<sup>34</sup>. Ключевыми проблемами являются:

– Эффект взаимного снижения цен (price cannibalization): в периоды высокой выработки (солнечный день, ветреная погода) избыток дешёвой электроэнергии обрушивает рыночные цены, вплоть до отрицательных значений, что подрывает экономику самих ВИЭ и стимулы для дальнейших

---

<sup>28</sup> Ember. Global Electricity Review 2025 [Электронный ресурс]. Ember, 2025 URL: <https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2025/>

<sup>29</sup> REN21. Renewables 2023 Global Status Report Collection: Renewables in Energy Demand [Электронный ресурс]. REN21 Secretariat, 2023 URL: [https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy\\_demand/](https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy_demand/)

<sup>30</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable Capacity Statistics 2025 [Электронный ресурс]. IRENA, 2025 URL: <https://www.irena.org/Publications/2025/Mar/Renewable-capacity-statistics-2025>

<sup>31</sup> International Energy Agency. World Energy Outlook 2024 [Электронный ресурс]. Paris, 2024 URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024> (дата обращения: 14.02.2026).

<sup>32</sup> International Energy Agency. Electricity 2026: Analysis and Forecast to 2028 [Электронный ресурс]. 2026 URL: <https://www.iea.org/reports/electricity-2026>

<sup>33</sup> Hirth L. The Market Value of Variable Renewables: The Effect of Solar Wind Power Variability on their Remuneration [Электронный ресурс] // Energy Economics. 2013. Vol. 38. P. 218–236. URL: <https://ideas.repec.org/a/eee/enecoo/v38y2013icp218-236.html>

<sup>34</sup> Ueckerdt F., Hirth L., Luderer G., Edenhofer O. System LCOE: What are the costs of variable renewables? [Электронный ресурс] // Energy. 2013. Vol. 63. P. 61–75. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544213009390?via%3Dihub>

инвестиций<sup>35</sup>.

– Профильная несбалансированность: производство ВИЭ часто не совпадает с графиком потребления, поэтому системе требуются дополнительные источники гибкости и балансирующие мощности

– Повышенная потребность в балансировке: из-за изменчивости ветровой и солнечной генерации энергосистема должна располагать быстрыми резервами и инструментами оперативного реагирования.

В таких условиях интеграция рынка становится одним из практических способов снизить нагрузку на систему. Чем шире география объединенного рынка, тем меньше влияние локальных погодных колебаний: падение выработки в одном районе может компенсироваться генерацией или резервами в другом. Кроме того, общий рынок дает доступ к более разнообразным ресурсам гибкости – гидростанциям с водохранилищами, управлению спросом и системам накопления энергии (СНЭ). Роль СНЭ быстро возрастает: по данным МЭА, мировой рынок накопителей после оценки в 35 млрд долларов в 2023 году<sup>36</sup> к 2025 году превысил 150 млрд долларов<sup>37</sup>, а стоимость аккумуляторных батарей опустилась ниже 100 долларов/кВтч<sup>38</sup>. За счет накопления избыточной энергии в часы низких цен и выдачи ее в периоды пикового спроса такие системы повышают устойчивость сети и экономическую ценность солнечной и ветровой генерации.

Цифровые технологии дают энергосистеме инструменты для работы с новой сложностью, возникшей на фоне декарбонизации. IoT, искусственный

---

<sup>35</sup> Cross-border cannibalization: Spillover effects of wind and solar energy on interconnected European electricity markets [Электронный ресурс] / С. Stiewe, А. L. Xu, А. Eicke [и др.]. 2025 URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S014098832500074X>

<sup>36</sup> International Energy Agency. Global battery markets are growing strongly - and so are the supply risks [Электронный ресурс]. 13.02.2026. URL: <https://www.iea.org/commentaries/global-battery-markets-are-growing-strongly-and-so-are-the-supply-risks>

<sup>37</sup> International Energy Agency. Electricity 2026: Analysis and Forecast to 2028 [Электронный ресурс]. 2026 URL: <https://www.iea.org/reports/electricity-2026>

<sup>38</sup> Onsomu O. N., Terciyanlı E., Yeşilata B. Comprehensive review of energy management strategies: Considering battery energy storage system and renewable energy sources [Электронный ресурс]. 2024 URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/eng2.12995>

интеллект, большие данные и цифровые двойники формируют слой наблюдения и управления, без которого трудно координировать распределенную генерацию, спрос и сетевые ограничения. Рост инвестиций в цифровую инфраструктуру электроэнергетики более чем на 20% в год показывает, что этот контур уже рассматривается как необходимая часть надежной энергосистемы<sup>39</sup>.

Цифровизация меняет и саму организацию рынков. В работах Я. Параг и Б. Совакула<sup>40</sup> платформенная экономика энергосектора рассматривается как среда, где децентрализованные производители, потребители и агрегаторы могут взаимодействовать напрямую. Такие платформы объединяют небольшие распределенные ресурсы – кровельные солнечные установки, электромобили, управляемые бытовые устройства – и выводят их на рынок как единый виртуальный ресурс. Это снижает барьеры для розничных участников, расширяет роль активных потребителей (просьюмеров) и открывает дополнительные источники гибкости. Но вместе с ростом связанности увеличивается и уязвимость к цифровым сбоям и кибератакам, поэтому кибербезопасность становится частью энергетической безопасности.

Указанные факторы системной трансформации отрасли заставляют пересмотреть и сами критерии эффективности рынка. Теория динамической эффективности Йозефа Шумпетера<sup>41</sup> становится более актуальной, чем концепция статической эффективности. В условиях быстро меняющихся технологий и бизнес-моделей рынок должен оцениваться не столько по его способности минимизировать издержки в данный момент, сколько по его способности стимулировать инновации, адаптацию и созидательное

---

<sup>39</sup> Fuentes R., Fattouh B. The implications of digitalization on future electricity market design [Электронный ресурс]. 2023 URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/04/Insight-128-The-implication-of-digitalization-on-future-electricity-market-design.pdf>

<sup>40</sup> Parag Y., Sovacool B. K. Electricity market design for the prosumer era [Электронный ресурс] // Nature Energy. 2016. Vol. 1, No. 4. P. 1–6. URL: <https://www.nature.com/articles/nenergy201632>

<sup>41</sup> Schumpeter J. A. Capitalism, Socialism, and Democracy [Электронный ресурс]. New York: Harper and Brothers, 1962. URL: [https://openlibrary.org/works/OL1295326W/Capitalism\\_Socialism\\_and\\_Democracy](https://openlibrary.org/works/OL1295326W/Capitalism_Socialism_and_Democracy)

разрушение устаревших подходов. Интегрированные рынки, создавая более широкое конкурентное поле, способствуют скорейшему внедрению передовых технологий, таких как СНЭ, и новых бизнес-моделей, например, агрегаторов гибкости. Исследования Уортонской школы бизнеса<sup>42</sup> и Национального бюро экономических исследований (NBER)<sup>43</sup> по динамическому ценообразованию являются ярким примером применения этой теории на практике, показывая, как гибкие ценовые сигналы могут повысить общую эффективность рынка в долгосрочной перспективе.

На операционном уровне управление современными интегрированными системами опирается на теорию оптимизации распределения ресурсов, заложенную в работах В. Парето<sup>44</sup>, К. Эрроу<sup>45</sup>, Ж. Дебрё и Дж. Данцига<sup>46</sup>. Современные вычислительные мощности позволяют в режиме реального времени решать сложнейшие задачи по оптимальному распределению потоков электроэнергии, загрузке генерирующих мощностей и планированию развития сетей в масштабах целых континентов, обеспечивая максимально эффективное использование всех доступных ресурсов.

Взаимодействие ВИЭ и цифровизации создаёт мощную синергию: массовое внедрение ВИЭ порождает беспрецедентную сложность, управлять которой можно только с помощью цифровых технологий; в свою очередь, данные и возможности контроля, предоставляемые цифровизацией, позволяют интегрировать ещё большие объёмы ВИЭ. Этот симбиоз фундаментально меняет природу электроэнергетического рынка, превращая его из традиционного товарного рынка в сложную, работающую в реальном

---

<sup>42</sup> Parameshwaran S. How Dynamic Electricity Pricing Can Improve Market Efficiency [Электронный ресурс] URL: <https://knowledge.wharton.upenn.edu/article/how-dynamic-electricity-pricing-can-improve-market-efficiency/>

<sup>43</sup> The Efficiency of Dynamic Electricity Prices [Электронный ресурс] / A. Hinchberger, M. Jacobsen, C. Knittel [и др.]. 2024 URL: <http://www.nber.org/papers/w32995.pdf>

<sup>44</sup> Pareto V. Manuale di Economia Politica [Электронный ресурс]. Milano: Società Editrice Libreria, 1906. URL: <https://openlibrary.org/works/OL1275096W>

<sup>45</sup> Arrow K. J., Debreu G. Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy [Электронный ресурс] // *Econometrica*. 1954. Vol. 22, No. 3. P. 265-290. URL: <https://www.jstor.org/stable/1907353>

<sup>46</sup> Dantzig G. Linear Programming and Extensions [Электронный ресурс]. Princeton: Princeton University Press, 1963. URL: [https://openlibrary.org/books/OL18133697M/Linear\\_programming\\_and\\_extensions](https://openlibrary.org/books/OL18133697M/Linear_programming_and_extensions)

времени информационно-технологическую сеть.

Переход от теоретических предпосылок к функционирующему общему рынку является долгим и поэтапным процессом, который требует последовательного выстраивания как физической, так и институциональной инфраструктуры. Теоретические модели и практический опыт показывают, что успешная интеграция разворачивается через несколько логических стадий, каждая из которых сопряжена с решением специфических задач и преодолением определённых барьеров.

Классической концептуальной основой для понимания этого процесса является теория региональной интеграции Бела Балашша<sup>47</sup>. Несмотря на то, что изначально данный подход разрабатывался для товарных рынков, в современных профильных исследованиях – в частности, в трудах аналитиков Всемирного банка<sup>48</sup> и Флорентийской школы регулирования<sup>49</sup> – доказана его методологическая применимость к электроэнергетическому сектору. Адаптированная к электроэнергетическому сектору, она выделяет четыре основных этапа:

1. Преференциальная торговля: Начальный этап, характеризующийся двусторонними соглашениями об упрощённых условиях торговли электроэнергией.

2. Зона свободной торговли: Устранение тарифов и количественных ограничений на трансграничные потоки электроэнергии между странами-участницами, при сохранении национальных регуляторных режимов.

3. Общий рынок: Гармонизация ключевых правил рынка, технических стандартов и регуляторных подходов, обеспечивающая свободное движение

---

<sup>47</sup> Balassa B. The Theory of Economic Integration [Электронный ресурс]. Homewood, Ill.: R.D. Irwin, 1961. URL: <https://www.taylorfrancis.com/books/mono/10.4324/9780203805183/theory-economic-integration-routledge-revivals-bela-balassa>

<sup>48</sup> Beyond Borders: Power Grid Interconnections and Regional Electricity Markets for the Sustainable Energy Transition [Электронный ресурс] / World Bank Group. Washington, D.C., 2025. URL: <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/099011525114533597>.

<sup>49</sup> Glachant J.-M., Ruester S. The EU internal electricity market: Done forever? [Электронный ресурс] // Utilities Policy. 2014. Vol. 31. P. 221–228. URL: <https://ideas.repec.org/a/eee/juipol/v31y2014icp221-228.html>

электроэнергии и равные условия конкуренции.

4. Углублённая интеграция (Экономический союз): Создание наднациональных институтов управления и координации, передача части национального суверенитета в области энергетической политики и формирование единой энергетической политики.

Эмпирические исследования в целом подтверждают обозначенную теоретическую логику. В отчете Экономической и социальной комиссии ООН для Азии и Тихого океана (UNESCAP) 2023 года интеграция описана как последовательность нескольких этапов<sup>50</sup>: подготовка и сближение законодательства в течение 3-5 лет, формирование физических и коммерческих связей на горизонте 5-7 лет, а затем более глубокая институционализация, которая может занимать 7-10 лет и более. Для оценки оптимальных электроэнергетических зон также применимы идеи Р. Манделла<sup>51</sup> об оптимальных валютных зонах, если заменить денежные критерии на близость экономических циклов, мобильность факторов и диверсификацию национальных экономик.

По мере продвижения интеграции иначе формулируется и вопрос энергетической безопасности, он уже не сводится к наличию гарантированных поставок топлива или электроэнергии. В поле анализа входят устойчивость к кибератакам, надежность цепочек поставок оборудования для ВИЭ и СНЭ, а также способность выдерживать внешние ценовые и геополитические шоки. Европейский энергетический кризис показал, насколько рискованна зависимость от одного крупного поставщика, и стал одним из стимулов к реформе рынка электроэнергии ЕС с акцентом на устойчивость и снижение

---

<sup>50</sup> United Nations Economic and Social Commission for Asia and the Pacific. Accelerating the Energy Transition through Transnational Power System Connectivity [Электронный ресурс]. 2023 URL: <https://repository.unescap.org/server/api/core/bitstreams/9f9a7d37-984b-4753-967e-0682d0f27fa0/content>

<sup>51</sup> Mundell R. A. A Theory of Optimum Currency Areas [Электронный ресурс] // The American Economic Review. 1961. Vol. 51, No. 4. P. 657-665. URL: <https://www.jstor.org/stable/1812792>

волатильности цен<sup>52</sup>.

Интеграция также ставит вопрос о пределах национального суверенитета. Чтобы получить коллективный эффект в виде более надежной и менее затратной системы, государствам приходится передавать часть регуляторных функций общим институтам. Именно поэтому энергетическая интеграция почти всегда политически чувствительна: речь идет о контроле над отраслью, которая воспринимается как элемент экономической безопасности государства.

На практике движение к общему рынку обычно идет не по заранее заданной прямой траектории. На него влияют внешнеполитические события, технологические изменения, ценовые кризисы и соотношение национальных интересов с коллективными выгодами. Нередко именно шоки заставляют государства преодолевать институциональную инерцию и сопротивление заинтересованных групп. Поэтому общий электроэнергетический рынок следует рассматривать не только как инженерно-экономический проект, но и как результат политических компромиссов.

Итак, теоретический анализ показывает, что общий электроэнергетический рынок формируется на стыке экономической выгоды и институционального устройства. Экономические теории объясняют, за счет чего возникают эффекты масштаба, сетевые выгоды и более рациональное распределение ресурсов<sup>53</sup>. Институциональная экономика, напротив, обращает внимание на правила, контракты, регуляторов и механизмы урегулирования споров<sup>54</sup>. Декарбонизация и цифровизация добавляют к этой рамке еще один слой, поскольку требуют гибкости, работы с переменной генерацией и

---

<sup>52</sup> Cassetta E., Nava C. R., Zoia M. G. EU electricity market integration and cross-country convergence in residential and industrial end-user prices [Электронный ресурс]. 2022 URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421522001598>

<sup>53</sup> Potential and Development Prospects Assessment of Electric Power Integration of the Eurasian Economic Union Countries [Электронный ресурс] / N. Y. Sopilko [et al.]. 2020 URL: <https://www.econjournals.com/index.php/ijeep/article/view/9154>.

<sup>54</sup> North D. C. Institutions, Institutional Change and Economic Performance [Электронный ресурс]. Cambridge: Cambridge University Press, 1990. URL: <https://www.cambridge.org/core/books/institutions-institutional-change-and-economic-performance/AAE1E27DF8996E24C5DD07EB79BBA7EE>

активного управления спросом<sup>55</sup>.

Однако теоретическая схема сама по себе не показывает, какие решения оказываются работоспособными. Для этого необходимо обратиться к реальным региональным моделям: посмотреть, какие институты закрепились, какие механизмы дали результат, а какие ограничения сохранялись. Поэтому далее анализируется мировой опыт общих электроэнергетических рынков с выделением практик, которые могут быть полезны для оценки перспектив ЕАЭС.

## **1.2 Мировой опыт формирования общих электроэнергетических рынков**

Объединение национальных электроэнергетических рынков и создание региональных пулов остается важным направлением мировой энергетической политики. При этом результаты таких проектов существенно различаются. Одни модели за десятилетия превратились в устойчивые наднациональные системы, другие продолжают сталкиваться с политическими разногласиями, инфраструктурными дефицитами и нехваткой регуляторной зрелости. Поэтому сравнение международного опыта требует не поиска универсального образца, а анализа условий, при которых конкретная модель стала жизнеспособной.

Самый длительный опыт энергетической интеграции связан с Европой. Его истоки обычно связывают с Европейским объединением угля и стали 1951 года, где шесть государств впервые передали часть полномочий в стратегической отрасли наднациональному органу. Эта логика затем была перенесена на другие сферы европейского строительства и стала одной из предпосылок современного внутреннего энергетического рынка ЕС. Важно, что европейская модель складывалась более семидесяти лет, поэтому ее нельзя напрямую сопоставлять с более молодыми интеграционными проектами без

---

<sup>55</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA). World Energy Transitions Outlook 2024: 1.5°C pathway [Электронный ресурс]. IRENA, 2024 URL: <https://www.irena.org/Publications/2024/Nov/World-Energy-Transitions-Outlook-2024>

учета исторической глубины

Создание внутреннего энергетического рынка ЕС (ИЕМ) является уникальным по своему масштабу и действующим по настоящее время проектом, в основе которого лежит не столько экономическая целесообразность, сколько политическая воля. Его эволюция демонстрирует последовательный переход от либерализации национальных монополий к созданию сложной системы наднационального управления, адаптирующейся к глобальным климатическим и геополитическим вызовам.

В послевоенной Европе электроэнергетика развивалась преимущественно вокруг вертикально интегрированных государственных компаний. Они совмещали генерацию, передачу, распределение и сбыт. На этапе восстановления такая модель давала надежность и управляемость, но позднее стала ограничивать конкуренцию и мешать более эффективному распределению ресурсов внутри складывающегося общеевропейского рынка.

Импульс реформам дал Единый европейский акт 1986 года<sup>56</sup>. Он закрепил свободу движения товаров, услуг, капитала и работников, а энергетику включил в повестку либерализации. В 1988 году ЕС официально начал проект ИЕМ. Сопротивление возникло сразу: контроль над энергетическими активами оставался политически чувствительным, а национальные монополии стремились сохранить позиции.

Процесс формирования ИЕМ происходил поэтапно, через принятие нескольких пакетов законодательных актов, каждый из которых углублял интеграцию и решал накопившиеся проблемы.

Первый энергетический пакет (1996–1998)<sup>57</sup> положил начало процессу либерализации. Он ввел принципы конкуренции в секторе генерации и обязал страны-члены открыть свои рынки для крупных промышленных потребителей, предоставив им право выбора поставщика. Ключевым

---

<sup>56</sup> Single European Act [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Communities. 1987. L 169. P. 1–28. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A11986U%2FTXT>

<sup>57</sup> Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Communities. 1997. L 27. P. 20-29. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/1996/92/oj>

требованием стало так называемое «бухгалтерское разделение», обязывающее вертикально-интегрированные компании вести отдельный учет затрат по видам деятельности (генерация, передача, сбыт), что должно было повысить прозрачность и предотвратить перекрестное субсидирование.

Второй энергетический пакет (2003)<sup>58</sup> значительно углубил реформы. Он распространил право выбора поставщика на всех без исключения потребителей, включая домохозяйства (полностью вступило в силу с 1 июля 2007 года). Требования к разделению операторов были ужесточены до «юридического разделения», предполагающего создание отдельных юридических лиц для сетевой и сбытовой деятельности. Важнейшим нововведением стало обязательство по созданию в каждой стране независимых национальных регулирующих органов, призванных контролировать доступ к сетям и тарифообразование.

Третий энергетический пакет 2009 года, включавший Директиву 2009/72/ЕС<sup>59</sup> и Регламенты (ЕС) № 713/2009<sup>60</sup> и № 714/2009<sup>61</sup>, заметно изменил правила рынка. Он усилил независимость сетевых операторов, закрепил более жесткое разделение видов деятельности, вплоть до полного разделения собственности, и сделал трансграничную координацию постоянной частью регулирования. Создание ACER и ENTSO-E перевело ИЕМ от открытия рынков к наднациональному управлению.

Пакет «Чистая энергия для всех европейцев» 2019 года перенес центр

---

<sup>58</sup> Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2003. L 176. P. 37-56. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2003/54/oj>

<sup>59</sup> Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2009. L 211. P. 55-93. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/72/oj>

<sup>60</sup> Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2009. L 211. P. 1-14. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2009/713/oj>

<sup>61</sup> Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003 [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2009. L 211. P. 15-35. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2009/714/oj>

реформ с либерализации на энергетический переход. Директива (ЕС) 2019/944<sup>62</sup> и Регламент (ЕС) 2019/943<sup>63</sup> адаптировали рыночные правила к росту ВИЭ, расширили права потребителей, закрепили более активную роль просьюмеров, ужесточили подход к механизмам мощности для ископаемой генерации и повысили требования к управлению системными рисками.

Fit for 55 и REPowerEU стали ответом ЕС на климатические обязательства и кризис поставок российских энергоносителей<sup>64</sup>. Они ускорили отказ от ископаемого импорта, расширили набор источников энергии и поддержали дальнейший рост ВИЭ. В этой рыночной архитектуре усилились долгосрочные инструменты – контракты на разницу и двусторонние РРА; защита потребителей от резких ценовых скачков стала отдельной целью реформы.

Эволюция ИЕМ имеет четкую последовательность. Сначала ЕС продвигал конкуренцию и свободу выбора, затем создал наднациональные институты управления, а в последние годы стал использовать рыночные механизмы для более широких задач – климатической нейтральности и стратегической автономии.

ИЕМ устроен как многоуровневая система управления. Европейская комиссия готовит законодательные инициативы, ACER координирует национальных регуляторов, а ENTSO-E объединяет системных операторов и поддерживает синхронную работу Континентальной европейской сети из 25 стран<sup>65</sup>. Национальные правительства затем проводят политику ЕС, а независимые регуляторы контролируют работу рынков.

---

<sup>62</sup> Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast) [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2019. L 158. P. 125-199. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>

<sup>63</sup> Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2019. L 158. P. 54-124. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>

<sup>64</sup> European Commission. Governance of the internal energy market [Электронный ресурс]. Directorate-General for Energy, 04/2025 URL: [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/governance-internal-energy-market\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/governance-internal-energy-market_en)

<sup>65</sup> Кузьмин В. В. Институциональные аспекты интеграции электроэнергетических рынков ЕАЭС: компаративный анализ на основе опыта стран Европейского союза [Электронный ресурс]. 2025 URL: <https://1economic.ru/lib/123327>

Центральным элементом оптового рынка является механизм объединенного рынка «на сутки вперед», основанный на принципе единой предельной цены «Pay-as-Clear» (оплата по цене замыкающей заявки). В рамках этого механизма национальные рынки соединены в единую торговую площадку, где все производители электроэнергии подают заявки на продажу, указывая объем и минимальную цену, по которой они готовы поставлять электроэнергию.

Эти заявки ранжируются в порядке возрастания цены, формируя так называемый «порядок загрузки по экономичности». Спрос удовлетворяется последовательно, начиная с самых дешевых предложений. Цена для всех принятых заявок (рыночная клиринговая цена) устанавливается на уровне предельных издержек замыкающего поставщика, то есть самой дорогой ценовой заявки, необходимой для полного удовлетворения спроса в данный час. Концептуально, определение равновесной цены на рынке «на сутки вперед» можно представить следующей формулой, отражающей точку пересечения совокупных кривых спроса и предложения:

$$P_{\text{clear}} = P \mid S(P) \geq D(P), \text{ где:}$$

$P_{\text{clear}}$  – равновесная (клиринговая) цена на электроэнергию (евро/МВтч);  
 $S(P)$  – совокупная функция предложения, представляющая собой сумму объемов, предложенных всеми производителями по цене  $P$ , отсортированных в порядке возрастания предельных издержек (merit order);  
 $D(P)$  – совокупная функция спроса на электроэнергию.

Поскольку замыкающими (предельными) станциями в Европе часто являются газовые теплоэлектростанции (ТЭС), цена на электроэнергию оказывается сильно зависимой от цен на природный газ. Выбор модели единого ценообразования идеально отражает политическую цель создания «единого рынка без внутренних границ», бесшовного, интегрированного экономического пространства. Однако идеал единой общеевропейской цены на практике постоянно подрывается физическими ограничениями пропускной способности межгосударственных сетей. Динамика оптовых цен в ключевых странах ЕС (Рисунок 1) иллюстрирует это фундаментальное противоречие.

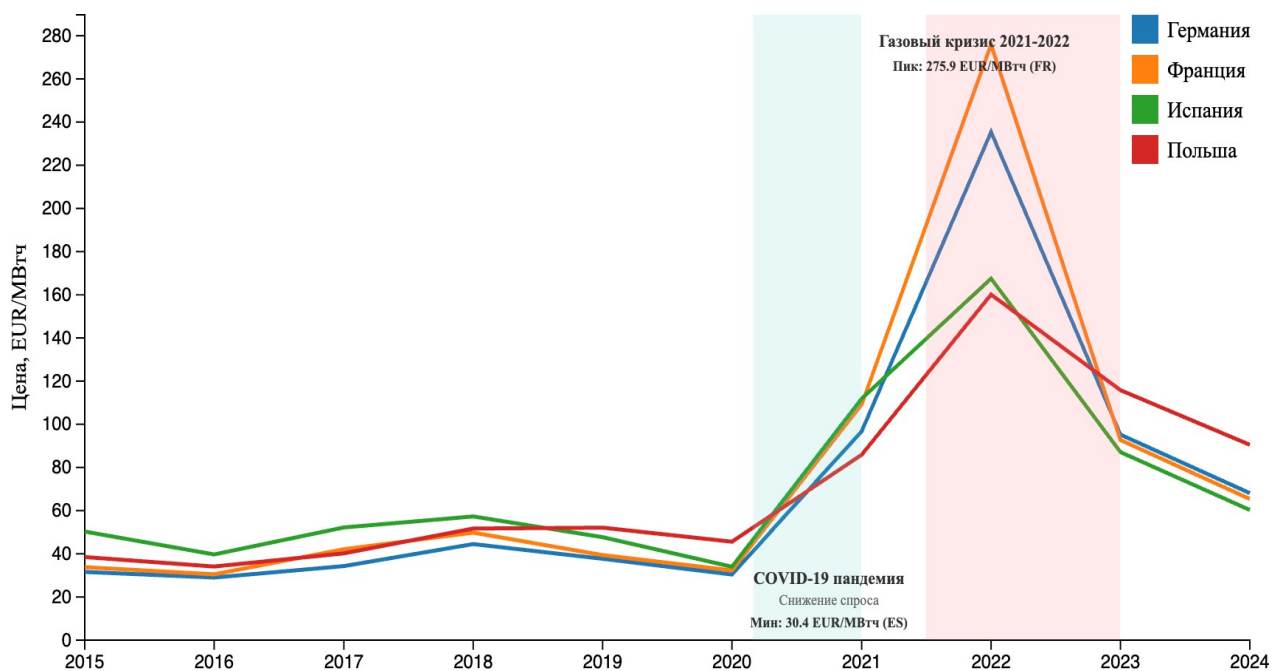


Рисунок 1. Динамика и дисперсия оптовых цен на электроэнергию в ЕС

Источник: составлено автором на основе данных ENTSO-E Transparency Platform. [Электронный ресурс] ENTSO-E, 2025 URL: <https://transparency.entsoe.eu> (дата обращения: 02.03.2026).

Анализ графика выявляет две одновременные и, на первый взгляд, противоречивые тенденции. С одной стороны, наблюдается высокая степень корреляции ценовых движений. Резкий взлет цен во второй половине 2021 года и на протяжении 2022 года, вызванный газовым кризисом, затронул все рынки практически синхронно, что свидетельствует о высоком уровне их взаимосвязанности и реакции на общие внешние шоки и подтверждает определенный успех интеграции. С другой стороны, на графике отчетливо видно систематическое сохранение ценовых спредов между странами, а в периоды кризиса дисперсия цен значительно возрастает. Это доказывает, что, хотя рынки и тесно связаны, они далеки от полной ценовой конвергенции. Физические узкие места в сети продолжают играть существенную роль, приводя к сегментации единого рынка.

Создание ИЕМ привело к формированию крупнейшего в мире интегрированного рынка электроэнергии, экономические выгоды от которого только за счет более эффективной трансграничной торговли оценивались в 34

млрд евро в 2021 году<sup>66</sup>. Визуально наблюдаемая на Рисунке 1 дисперсия цен имеет конкретное денежное выражение. Согласно отчету ACER за 2025 год<sup>67</sup>, страны-члены ЕС предоставляли для трансграничной торговли в среднем лишь 54% пропускной способности на наиболее загруженных линиях, что значительно ниже законодательно установленного порога в 70%. Эта неполная интеграция имеет прямые и измеримые экономические последствия: в 2024 году затраты системных операторов на управление перегрузками сети составили 4,3 млрд евро, а прямые потери общественного благосостояния из-за упущенных выгод от торговли оцениваются в 580 млн евро<sup>68</sup>. Эти цифры являются прямым измерением разрыва между политической амбицией единого рынка и физической реальностью его функционирования.

Несмотря на эти проблемы, общая тенденция к углублению интеграции подтверждается динамикой физических объемов торговли, отраженной на рисунке 2.

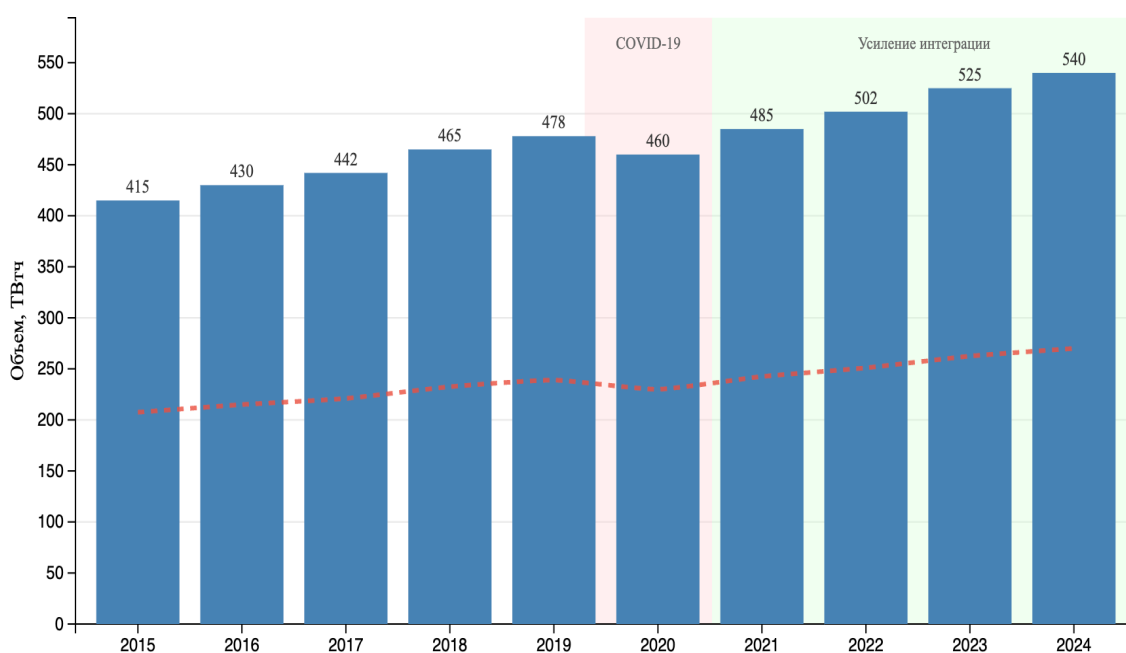


Рисунок 2 – Совокупный объем годовых трансграничных перетоков электроэнергии в странах-членах ENTSO-E (2015–2024 гг.)

<sup>66</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). ENTSO-E Transparency Platform [Электронный ресурс]. 2025 URL: <https://transparency.entsoe.eu/>

<sup>67</sup> European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Transmission capacities for cross-zonal electricity trade and grid congestion management [Электронный ресурс]: 2025 Monitoring Report. 2025. URL: <https://www.acer.europa.eu/monitoring/cross-zonal-electricity-trade-2025>

<sup>68</sup> Там же.

Источник: составлено автором на основе данных ACER. [Электронный ресурс] 2024 URL: [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER\\_2024\\_MMR\\_Crosszonal\\_electricity\\_trade\\_capacities.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_MMR_Crosszonal_electricity_trade_capacities.pdf) и ENTSO-E Power Statistics. [Электронный ресурс] ENTSO-E, 2025 URL: <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/>

За последнее десятилетие трансграничные потоки в ЕС росли благодаря новым интерконнекторам и развитию market coupling. Но инфраструктурные ограничения не исчезли: рынок получает выгоды от обмена быстрее, чем сети расширяют пропускную способность. Регуляторы оценивают эффект трансграничной торговли примерно в 34 млрд евро в год<sup>69</sup>. На этом фоне 4,3 млрд евро расходов на управление перегрузками отражают не только технические потери, но и цену интеграции при сети, отстающей от масштаба рынка.

Европейский пример соединяет институциональное строительство с измеримым экономическим результатом: ACER связывает market coupling со снижением оптовых цен и более рациональным использованием межзональных мощностей. Вместе с тем ИЕМ остается политически сконструированной моделью централизованного наднационального регулирования. Для сравнения нужен иной тип интеграции – американский, где рыночная архитектура выросла прежде всего из инженерной логики и экономических стимулов.

Американская траектория создания общего энергетического пространства отличается от европейской. Наиболее показателен PJM Interconnection – крупнейшая региональная передающая организация Северной Америки. Она прошла путь от добровольного союза коммунальных компаний к конкурентному оптовому рынку. Для анализа существенны два механизма: федеральный регулятор открывает доступ к сетям, а детальные ценовые правила обеспечивают ежедневную координацию участников.

---

<sup>69</sup> European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Transmission Capacities for Cross-Zonal Trade of Electricity and Congestion Management: 2024 Market Monitoring Report [Электронный ресурс]. 09.2024. URL: [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER\\_2024\\_MMR\\_Crosszonal\\_electricity\\_trade\\_capacities.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_MMR_Crosszonal_electricity_trade_capacities.pdf)

История PJM началась в 1927 году, когда три компании из Пенсильвании и Нью-Джерси создали пул Pennsylvania – New Jersey Interconnection. Объединенная диспетчеризация должна была повысить надежность и снизить эксплуатационные расходы. Мощности загружались как единый парк, с приоритетом станций с меньшими переменными издержками. После подключения компаний из Мэриленда в 1956 году объединение получило название Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnection.

Долгое время PJM сохранял кооперативный формат с ограниченным доступом. Перелом произошел в 1990-е годы, когда решения Федеральной комиссии по регулированию энергетики США (FERC) начали открывать оптовый рынок и сокращать преимущества вертикально интегрированных компаний:

– Приказ FERC № 888, принятый в 1996 году<sup>70</sup>, изменил логику доступа к магистральным сетям. Владельцы инфраструктуры получили обязанность предоставлять ее участникам рынка на открытых и недискриминационных условиях. Одновременно FERC закрепила функциональное разделение генерации и передачи, чтобы сетевые компании не вытесняли независимых производителей в пользу собственных активов.

– Приказ FERC № 889<sup>71</sup> того же года развил эту реформу через создание системы OASIS (Open Access Same-Time Information System). Ее назначение состояло в том, чтобы участники рынка одновременно получали сведения о доступной пропускной способности и ценах, а значит, могли принимать решения на основе сопоставимой информации.

---

<sup>70</sup> Federal Energy Regulatory Commission. Order No. 888. Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities [Электронный ресурс]: Final Rule, Docket Nos. RM95-8-000 and RM94-7-001. 24.04.1996. URL: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/rm95-8-00v.txt>

<sup>71</sup> Federal Energy Regulatory Commission. Order No. 889. Open Access Same-Time Information System (formerly Real-Time Information Networks) and Standards of Conduct [Электронный ресурс]: Final Rule, Docket No. RM95-9-000. 24.04.1996. URL: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/rm95-9-00k.txt>

– Приказ FERC № 2000 (1999)<sup>72</sup> закрепил концепцию Региональных передающих организаций (Regional Transmission Organizations, RTOs) – независимых некоммерческих структур, ответственных за управление сетями, обеспечение надежности и администрирование оптовых рынков на большой территории. PJM получила статус Независимого системного оператора (ISO) в 1997 году и была официально признана первой RTO в США в 2001 году.

Под влиянием реформ FERC PJM разработала сложную многокомпонентную рыночную модель, которая служит образцом для многих других рынков мира.

Сравнение PJM с ИЕМ или ОЭР ЕАЭС методологически оправдано: в США основные решения по электроэнергетике принимаются на уровне штатов с широкой регуляторной автономией. Они сами задают конфигурацию розничных рынков, стандарты ВИЭ и тарифную политику. В этих условиях PJM как RTO выполняет роль надштатного координатора, связывающего разнородные юрисдикции в единое рыночное пространство. Такой опыт релевантен для анализа интеграции в ЕАЭС.

Со временем PJM стал крупнейшим оператором энергосистемы США: он координирует сети 13 штатов и округа Колумбия и обслуживает более 65 млн человек<sup>73</sup>. Цены рассчитываются через механизм LMP, учитывающий стоимость энергии, перегрузки и потери. Долгосрочную надежность поддерживает рынок мощности RPM. Динамика аукционов фиксирует резкое ужесточение баланса: цена выросла с 28,92 доллара за МВт-сут на 2024/25 год до 269,92 на 2025/26, 329,17 на 2026/27 и 333,44 на 2027/28. Эти значения отражают нарастающий дефицит мощности. Параллельно PJM сталкивается с вызовами энергетического перехода.

---

<sup>72</sup> Federal Energy Regulatory Commission. Order No. 2000. Regional Transmission Organizations [Электронный ресурс]: Final Rule, Docket No. RM99-2-000. 20.12.1999. URL: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/RM99-2-000.pdf>

<sup>73</sup> Independent Market Monitor for PJM (Monitoring Analytics). Analysis of the 2025/2026 RPM Base Residual Auction. Part G. Revised [Электронный ресурс]. 06.2025 URL: [https://www.monitoringanalytics.com/reports/Reports/2025/IMM\\_Analysis\\_of\\_the\\_20252026\\_RPM\\_Base\\_Residual\\_Auction\\_Part\\_G\\_20250603\\_Revised.pdf](https://www.monitoringanalytics.com/reports/Reports/2025/IMM_Analysis_of_the_20252026_RPM_Base_Residual_Auction_Part_G_20250603_Revised.pdf)

Система, идеально настроенная на операционную эффективность существующего парка генерации, оказалась недостаточно гибкой для стимулирования стратегических инвестиций в новый технологический уклад. Проблема заключается в том, что рыночные механизмы PJM, создают структурные барьеры для капиталоемких ВИЭ с нулевыми предельными издержками. Консолидированно современные вызовы функционирования рынка PJM рассмотрены в Приложении Б.

PJM формировался как восходящая модель интеграции, ориентированная прежде всего на техническую и экономическую оптимизацию работы сети. Поэтому в его основе оказался один из наиболее детализированных механизмов ценообразования – узловая предельная цена (Locational Marginal Pricing, LMP). Если европейская модель стремится сгладить сетевые ограничения ради единой цены, то PJM, наоборот, делает эти ограничения видимыми в рыночном сигнале.

LMP отражает стоимость дополнительного мегаватт-часа в конкретном узле сети. Системный оператор выводит эту цену из оптимизационной задачи, минимизируя совокупные издержки с учетом физических ограничений передачи. В базовом виде LMP включает три элемента:

$$LMP = C_E + C_C + C_L, \text{ где}$$

$LMP$  – узловая предельная цена в конкретном узле сети (долл. США/МВтч);

$C_E$  (Energy Component) – компонент стоимости энергии: предельные издержки замыкающей заявки (маржинального поставщика), работающего в системе для удовлетворения спроса;

$C_C$  (Congestion Component) – компонент стоимости перегрузки: предельные издержки, связанные с ограничениями пропускной способности сети;

$C_L$  (Loss Component) – компонент стоимости потерь: предельные издержки потерь электроэнергии при ее передаче.

LMP выполняет не только расчетную, но и аналитическую функцию. Устойчивый ценовой разрыв между двумя узлами указывает на перегруженный участок сети и одновременно оценивает эффект его

расширения. В такой конфигурации цена становится сигналом для сетевых инвестиций.

Сильная сторона PJM – точная краткосрочная оптимизация – одновременно выявила ограничение модели при долгосрочных структурных изменениях. Быстрый рост нагрузки дата-центров стал для системы именно таким вызовом: в оценках PJM, опубликованных в 2024-2025 годах<sup>74</sup>, к 2030 году прирост пиковой нагрузки может составить 32 ГВт, причем 94% этого объема связано с центрами обработки данных. LMP хорошо работает на горизонте часов и суток, но рынок мощности модели ценообразования надежности (Reliability Pricing Model, RPM), отвечающий за надежность в будущем, оказался менее подготовлен к столь резкому пересмотру спроса.

Это напряжение отразилось в ценах на мощность. По данным Независимого рыночного монитора PJM (Independent Market Monitor, IMM)<sup>75</sup>, а также оценкам, приведенным в аналитическом отчете К. Кункел, опубликованном Институтом энергетической экономики и финансового анализа (Institute for Energy Economics and Financial Analysis, IEEFA)<sup>76</sup>, для 2024/25 года показатель составлял 28,92 доллара за МВт-сут, на 2025/26 год вырос до 269,92, на 2026/27 год – до 329,17, а на 2027/28 год достиг установленного регулятором потолка 333,44 доллара за МВт-сут. Такой скачок выглядит не как постепенная корректировка, а как жесткий рыночный сигнал о дефиците надежной мощности.

Бум дата-центров в PJM обострил вопрос о распределении издержек технологического роста. Сектор быстро увеличивает спрос на электроэнергию и приносит высокий доход, но расходы на дополнительную надежность через

---

<sup>74</sup> PJM Resource Adequacy Planning Department. 2025 PJM Long-Term Load Forecast Report [Электронный ресурс]. PJM Interconnection, January 2025. URL: <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/library/reports-notices/load-forecast/2025-load-report.pdf>

<sup>75</sup> PJM Interconnection. PJM Auction Procures 134479 MW of Generation Resources [Электронный ресурс]. URL: <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/2025-releases/20251217-pjm-auction-procures-134479-mw-of-generation-resources.pdf>

<sup>76</sup> Kunkel C. West Virginia Ratepayers Footing the Bill for Infrastructure Build Out [Электронный ресурс]. 05.2025. URL: [https://ieefa.org/sites/default/files/2025-05/UPDATED\\_West%20Virginia%20Ratepayers%20Footing%20the%20Bill%20for%20Infrastructure\\_May%202025.pdf](https://ieefa.org/sites/default/files/2025-05/UPDATED_West%20Virginia%20Ratepayers%20Footing%20the%20Bill%20for%20Infrastructure_May%202025.pdf)

рынок мощности распределяются между всеми потребителями региона. По оценке IMM<sup>77</sup>, существующая и прогнозная нагрузка дата-центров в 7 927 МВт обеспечила 63,5% совокупных доходов рынка мощности на аукционе RPM BRA 2025/2026 года, или около 9,33 млрд долларов. Отсюда возникает практическая дилемма: оплачивать инфраструктуру под цифровой спрос всем регионом или переносить большую часть затрат на участников, которые этот спрос создают.

При анализе интеграции PJM заслуживает отдельного внимания, хотя работает внутри одного государства. Его путь от добровольного пула к конкурентному рынку демонстрирует, как разные юрисдикции связываются через независимого оператора, единые правила доступа и точные ценовые сигналы. Эта логика близка к задачам межгосударственной энергетической интеграции.

Европейская и североамериканская модели показывают варианты сравнительно успешного объединения рынков. Однако опыт других регионов демонстрирует, что даже при наличии экономической логики интеграция может не состояться. Южная Азия и Центральная Африка важны именно как случаи, где технические и регуляторные меры не смогли заменить базовые политические и институциональные предпосылки.

В основе концепции единого энергетического рынка в Южной Азии лежит мощная экономическая логика, основанная на принципе ресурсной взаимодополняемости. Регион обладает уникальной синергией. С одной стороны, огромные, практически неиспользованные гидроэнергетические ресурсы, сконцентрированные в гималайских государствах (Непале и Бутане), с другой – колоссальный и постоянно растущий спрос на электроэнергию в густонаселенных и промышленно развитых Индии и Бангладеш. Эта естественная асимметрия создает теоретически идеальные условия для

---

<sup>77</sup> Independent Market Monitor for PJM (Monitoring Analytics). Analysis of the 2025/2026 RPM Base Residual Auction. Part G. Revised [Электронный ресурс]. 06.2025 URL: [https://www.monitoringanalytics.com/reports/Reports/2025/IMM\\_Analysis\\_of\\_the\\_20252026\\_RPM\\_Base\\_Residual\\_Auction\\_Part\\_G\\_20250603\\_Revised.pdf](https://www.monitoringanalytics.com/reports/Reports/2025/IMM_Analysis_of_the_20252026_RPM_Base_Residual_Auction_Part_G_20250603_Revised.pdf)

взаимовыгодной трансграничной торговли электроэнергией.

Формальной рамкой для реализации этого потенциала должна была стать Ассоциация регионального сотрудничества Южной Азии (SAARC), созданная 8 декабря 1985 года. Однако ее создание было сопряжено с глубоким взаимным недоверием<sup>78</sup>. Индия опасалась, что ее соседи могут использовать организацию для объединения против нее и интернационализации двусторонних споров. Пакистан, в свою очередь, рассматривал SAARC как индийскую стратегию по созданию рынка сбыта для своих товаров и укреплению регионального доминирования<sup>79</sup>. Эти изначальные опасения заложили основу для будущих конфликтов.

Несмотря на взаимное недоверие, страны SAARC предприняли формальные шаги к энергетическому сотрудничеству. Главным из них стало Рамочное соглашение об энергетическом сотрудничестве, подписанное на саммите в Катманду в 2014 году<sup>80</sup>. Оно разрешало уполномоченным государственным и частным компаниям добровольно заключать трансграничные сделки купли-продажи электроэнергии, предусматривало развитие межгосударственных ЛЭП, недискриминационный доступ к сетям и согласованные процедуры надежной параллельной работы<sup>81</sup>. На уровне текста была создана достаточно полная правовая рамка, но ее реализация зависела от политических условий, которые в регионе оставались неблагоприятными.

Институциональная конструкция SAARC усилила эту проблему. Устав исключает обсуждение спорных двусторонних вопросов и требует консенсуса,

---

<sup>78</sup> Hosain M. M., Karim M. E. A Research Guide on the South Asian Association for Regional Cooperation (SAARC) [Электронный ресурс]. New York University School of Law, 09.2023 URL: <https://www.nyulawglobal.org/globalex/saarc1.html>

<sup>79</sup> Press Information Bureau. SAARC Countries Finalized Framework Agreement for Energy Cooperation [Электронный ресурс]. Ministry of Power, Government of India, 10.2014 URL: <https://www.pib.gov.in/newsite/PrintRelease.aspx?relid=110645>

<sup>80</sup> South Asian Association for Regional Cooperation. SAARC Framework Agreement for Energy Cooperation (Electricity) [Электронный ресурс]: Framework Agreement. Kathmandu, Nepal, 11.2014 URL: [https://giwmscdntwo.gov.np/media/pdf\\_upload/04%20SAARC%20Framework%20Agreement%20for%20Energy%20Cooperation%20\(Electricity\)\\_euhcuu6.pdf](https://giwmscdntwo.gov.np/media/pdf_upload/04%20SAARC%20Framework%20Agreement%20for%20Energy%20Cooperation%20(Electricity)_euhcuu6.pdf)

<sup>81</sup> Kathuria S. A Glass Half Full: The Promise of Regional Trade in South Asia [Электронный ресурс]. Washington, DC, 09/2018 URL: <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/3a4a1a79-a5bb-52e5-bee4-8073bbf4f80f>

поэтому каждая сторона фактически получает возможность заблокировать региональную повестку. Показательной стала отмена 19-го саммита в Исламабаде в 2016 году: после очередного обострения отношений Индия и ее союзники отказались участвовать, и работа организации на высшем уровне была заморожена. С 2014 года полноценные саммиты SAARC фактически не проводились.

В результате энергетическое соглашение 2014 года не получило рабочего политического механизма. Дополнительным ограничением стала асимметрия Южной Азии: экономическое, военное и демографическое превосходство Индии порождает у соседей опасение, что региональный рынок усилит зависимость от Дели. Слабость SAARC подтверждается и торговой статистикой: внутрирегиональный обмен составляет около 5% совокупной торговли стран-членов, тогда как в АСЕАН он достигает примерно 25%, а в ЕС – около 60%. Поэтому нехватка ЛЭП, различия стандартов и субсидии следует рассматривать не как первопричину, а как следствие отсутствия устойчивого политического доверия.

В условиях паралича SAARC крупные транснациональные энергетические проекты, такие как газопровод ТАПИ и ЛЭП CASA-1000, служат не столько драйверами интеграции, сколько индикаторами региональной стабильности. Их прогресс или стагнация являются отражением, а не причиной состояния геополитических отношений.

CASA-1000 задуман как линия для передачи 1300 МВт избыточной летней гидрогенерации Центральной Азии: Кыргызстан и Таджикистан выступают поставщиками, Афганистан должен получить 300 МВт, Пакистан – 1000 МВт<sup>82</sup>. Проект, обозначенный как первый этап рынка CASAREM, с самого начала зависел от безопасности транзита через Афганистан и северо-запад Пакистана. Политические изменения в Афганистане в 2021 году привели к остановке финансирования афганского

---

<sup>82</sup> World Bank. Updated Q&A on CASA-1000 Resumption in Afghanistan [Электронный ресурс]. 2026 URL: <https://www.worldbank.org/en/country/afghanistan/brief/updated-q-a-on-casa-1000-resumption-in-afghanistan>

участка со стороны Всемирного банка, что фактически заблокировало весь проект. Возобновление поддержки в феврале 2024 года стало возможным только при использовании специальных защищённых финансовых механизмов (ring-fenced mechanisms), при которых средства обособляются от общего бюджета и направляются строго на заранее определённые цели<sup>83</sup>. Само наличие такой конструкции показывает высокий уровень политического и операционного риска проекта.

На примере TAPI и CASA-1000 проявляется так называемая афганская дилемма. География делает Афганистан естественным коридором между энергетически избыточной Центральной Азией и дефицитной Южной Азией, но политическая нестабильность превращает этот коридор в главный риск проекта. Поэтому такие инициативы нельзя рассматривать только как инфраструктуру: они одновременно становятся площадкой столкновения региональных интересов. Возвращение Всемирного банка к финансированию CASA-1000 несет не только экономический смысл, но и политический сигнал о готовности поддерживать прагматическую стабилизацию региона.

В результате анализа становится очевидно, что SAARC как организация для продвижения региональной энергетической интеграции фактически утратила дееспособность. В этих условиях Индия сместила стратегический фокус на более гибкие субрегиональные форматы, в первую очередь на Инициативу стран Бенгальского залива по многоотраслевому техническому и экономическому сотрудничеству (BIMSTEC). Ключевым отличием BIMSTEC является отсутствие в ее составе Пакистана, что позволяет Индии продвигать региональную повестку. Значительно большая активность BIMSTEC, саммиты которой проводятся регулярно (в 2014, 2018, 2022 и 2025 годах), резко контрастирует с бездействием SAARC и свидетельствует о целенаправленной стратегии Дели. Сравнительный анализ ключевых рисков и текущего статуса проектов трансграничной энергетической инфраструктуры – газопровода TAPI и ЛЭП CASA-1000, иллюстрирующий их общую

---

<sup>83</sup> CASA-1000. Construction [Электронный ресурс]. URL: <https://www.casa-1000.org/construction/>

уязвимость перед нетехническими факторами представлен в Приложении А.

Итогом является не интеграция, а фрагментация региона. Наблюдается формирование двух конкурирующих осей, ведущее к расколу Южной Азии. С одной стороны, Индия продвигает BIMSTEC и политику «Соседство прежде всего», с другой стороны, Китай консолидирует свое влияние через инициативу «Пояс, путь» и Китайско-пакистанский экономический коридор (СРЕС), где Пакистан выступает ключевым партнером. Эта тенденция к фрагментации, вероятно, сохранится, вынуждая малые страны региона маневрировать между двумя центрами силы.

Центральная Африка представляет собой один из самых ярких энергетических парадоксов в мире. С одной стороны, регион обладает колоссальным, одним из крупнейших на планете, гидроэнергетическим потенциалом. Только на Демократическую Республику Конго (ДРК) приходится около 100 ГВт неиспользованных ресурсов, а участок «Гранд Инга» на реке Конго сам по себе способен генерировать до 44 000 МВт электроэнергии<sup>84</sup> – достаточно для того, чтобы обеспечить энергией значительную часть континента. С другой стороны, регион страдает от самого низкого уровня электрификации в мире<sup>85</sup>. По данным Всемирного банка за 2023 год, доступ к электроэнергии составлял: Бурунди – 11,6%, Чад – 12,0%, Центральноафриканская Республика (ЦАР) – 17,6%, ДРК – 22,1%<sup>86</sup>.

Этот разительный контраст породил мощный экономический и политический аргумент в пользу региональной интеграции. Ни одна страна в регионе не способна в одиночку освоить ресурсы континентального масштаба

---

<sup>84</sup> International Renewable Energy Agency. Planning and prospects for renewable power: Central Africa [Электронный ресурс]. Abu Dhabi, URL: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jan/Planning-and-prospects-for-renewable-power-Central-Africa>

<sup>85</sup> World Bank, IRENA, UN Statistics Division, WHO. Tracking SDG7: The Energy Progress Report 2024 – Access to Electricity [Электронный ресурс]. URL: [https://trackingsdg7.esmap.org/sites/default/files/download-documents/chapter1\\_accesstoelectricity.pdf](https://trackingsdg7.esmap.org/sites/default/files/download-documents/chapter1_accesstoelectricity.pdf)

<sup>86</sup> World Bank. Access to electricity (% of population), EG.ELC.ACCS.ZS (Burundi, Chad, Central African Republic, Democratic Republic of Congo) [Электронный ресурс]. 2025. URL: [https://api.worldbank.org/v2/country/BI;TD;CF;CD/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?format=json&per\\_page=500](https://api.worldbank.org/v2/country/BI;TD;CF;CD/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?format=json&per_page=500)

из-за финансовых, технических и институциональных ограничений. Потенциальная выработка проектов значительно превышает внутренний спрос любой отдельной страны. Следовательно, создание в апреле 2003 года Энергетического пула Центральной Африки (САРР) стало логичным ответом на эту проблему. Его миссия заключалась в объединении разрозненных национальных энергосистем для создания единого рынка, способного объединить спрос, разделить риски и привлечь масштабные инвестиции<sup>87</sup>.

Несмотря на прочную экономическую логику, путь САРР к созданию регионального рынка оказался заблокирован. В основе проблемы лежит парадокс якорного государства. В отличие от других африканских энергетических пулов, которые опираются на относительно стабильные и экономически мощные якорные государства (Южная Африка в Энергетическом пуле Южной Африки, SAPP; Нигерия в Энергетическом пуле Западной Африки, WAPP; Эфиопия в Энергетическом пуле Восточной Африки, EAPP), САРР структурно опирается на Демократическую Республику Конго, государство, характеризующееся хронической нестабильностью. ДРК, обладая более чем 66% гидропотенциала САРР и являясь его естественным гравитационным центром, одновременно является его самым слабым и непредсказуемым звеном<sup>88</sup>.

Этот парадокс проявляется на национальном уровне в виде полного операционного и финансового коллапса государственной энергокомпании Société Nationale d'Électricité (SNEL). Согласно отчетам Всемирного банка<sup>89</sup>, SNEL является финансово несостоятельной и операционно неэффективной.

---

<sup>87</sup> International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Roadmap for Central Africa [Электронный ресурс]. Abu Dhabi, 2017 URL: [https://rise.esmap.org/data/files/library/central-african-republic/Electricity%20Access/CAR\\_%20RE%20Roadmap%20for%20Central%20Africa\\_2017.pdf](https://rise.esmap.org/data/files/library/central-african-republic/Electricity%20Access/CAR_%20RE%20Roadmap%20for%20Central%20Africa_2017.pdf)

<sup>88</sup> World Bank. DRC Electricity & Water Access and Governance Project [Электронный ресурс]. URL: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/231141609951093070/pdf/Concept-Project-Information-Documents-PID-DRC-Electricity-Water-Access-and-Governance-Project-P173506.pdf>

<sup>89</sup> World Bank. DRC Electricity & Water Access and Governance Project: Concept Project Information Document [Электронный ресурс]. 11.2020. URL: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/231141609951093070/pdf/Concept-Project-Information-Documents-PID-DRC-Electricity-Water-Access-and-Governance-Project-P173506.pdf>

Она страдает от тарифов, установленных ниже себестоимости, крайне низкого уровня сбора платежей (всего 51% с низковольтных потребителей), высоких технических потерь (более 35%) и огромной дебиторской задолженности со стороны государственных органов (около 110 млн долларов на март 2020 года). Это делает SNEL некредитоспособным партнером для любых крупных международных проектов и отпугивает инвесторов. Любой значимый региональный проект неразрывно связан с ДРК и ее госкомпанией, что превращает институциональные риски внутри страны в непреодолимый барьер для всего региона.

На региональном уровне Секретариат SAPP хронически недофинансирован и не обладает достаточными полномочиями для координации проектов. Прямым следствием этого является отсутствие физической инфраструктуры. Спустя почти 15 лет после своего создания SAPP все еще не имел ни одного значимого межгосударственного соединения, в отличие от других африканских пулов, где к тому времени были построены тысячи километров высоковольтных линий.

Судьба SAPP неразрывно связана с гидроэнергетическим комплексом «Инга». Проект «Инга-3» с потенциальной мощностью до 11 000 МВт и стоимостью более 10 млрд долларов рассматривается как самый важный проект для Африки, но его реализация десятилетиями тормозилась из-за конфликтов, плохого управления и неготовности инвесторов брать на себя огромные риски. В 2014 году Банк одобрил грант в размере 73,1 млн долларов на техническую помощь для подготовки проекта по международным стандартам с целью привлечения частных инвесторов. Однако в июле 2016 года он приостановил, а затем и полностью отменил финансирование. Официальной причиной было названо «решение правительства ДРК направить проект в иное стратегическое русло, отличное от того, что было

согласовано»<sup>90</sup>, что в экспертном сообществе было истолковано как реакция на политическое вмешательство и непрозрачные процедуры закупок.

В июне 2025 года Всемирный банк объявил о возвращении к проекту, но уже с кардинально иной стратегией<sup>91</sup>. Новая программа на 1 млрд долларов начинается с первой фазы в 250 млн долларов, которая направлена не на подготовку плотины, а на инвестиции в местные сообщества, создание рабочих мест и развитие инфраструктуры до начала основного строительства. Это является признанием того, что «парадокс якорного государства» невозможно преодолеть исключительно инженерными решениями.

На фоне масштабных неудач с «Ингой», важным, хотя и локальным, успехом является соединение энергосистем Камеруна и Чада. Этот проект, поддержанный Африканским банком развития и Всемирным банком, стал единственным профинансированным из 24 приоритетных региональных проектов, определенных еще в 2004 году. Он служит критически важным прецедентом, доказывающим, что трансграничные проекты в регионе возможны при наличии политической воли и прагматичного, сфокусированного подхода.

Объективные показатели свидетельствуют, что SAPP является самым отстающим энергетическим пулом на африканском континенте. Как показано в Таблице 1, объем внутрирегиональной торговли в SAPP составляет менее 1% от общего объема генерации, в то время как в SAPP и WAPP этот показатель достигает примерно 7%. SAPP значительно отстает как в развитии физической инфраструктуры, так и в создании рыночных механизмов, что подчеркивает уникальность и глубину барьеров, сдерживающих развитие именно в Центральной Африке.

---

<sup>90</sup> World Bank Group. World Bank Group Cancels Financing to the Inga-3 Basse Chute Technical Assistance Project [Электронный ресурс]. 22.09.2016. URL: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2016/09/22/world-bank-group-cancels-financing-to-the-inga-3-basse-chute-technical-assistance-project>

<sup>91</sup> World Bank. New Inga 3 Development Program to Start with Investments in Local Congolese Communities [Электронный ресурс]. 06.2025. URL: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2025/06/03/new-inga-3-development-program-to-start-with-investments-in-local-afe-congolese-communities>

## Сравнительный анализ региональных энергетических сообществ Африки

	CAPP	SAPP	WAPP	EAPP
Год основания	2003	1995	1999	2005
Число стран-членов	10	12	14	11
Общая установленная мощность, ГВт (прибл.)	~10	~70	~25	~65
Грансграничная торговля, % от генерации	<1%	~3.5%	<1%	<2%
Статус регионального рынка	Двусторонние соглашения	Конкурентный рынок (DAM, STEM)	Переходный рынок	Двусторонние соглашения
Ключевые завершённые проекты	Камерун–Чад (в процессе)	Множественные ЛЭП (Мозамбик–ЮАР, Зимбабве–Замбия и др.)	CLSG (Кот-д’Ивуар–Либерия–Сьерра-Леоне–Гвинея), OMVG	Эфиопия–Кения, Эфиопия–Судан

Источник: составлено автором на основе данных NREL. [Электронный ресурс] URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/90992.pdf>; Elabbas M. A., Vries L. de, Correljé A. African power pools and regional electricity market design: Taking stock of regional integration in energy sectors [Электронный ресурс]. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2214629623003511>

Несмотря на это, в регионе появляются новые тенденции, которые могут изменить траекторию развития CAPP, к ним относятся: растущее внимание к ВИЭ помимо крупных ГЭС, особенно к солнечной энергетике; медленный процесс либерализации национальных рынков; разработка ресурсов природного газа. Будущее энергетической интеграции в Центральной Африке зависит не от новых амбициозных планов, а от сложной, фундаментальной работы по стабилизации его якорного государства, построению доверия через небольшие, но успешные субрегиональные проекты по модели Камерун-Чад и созданию такой системы управления, которая была бы достаточно прочной, чтобы управлять огромным потенциалом реки Конго на благо всего региона. Возможно, наиболее жизнеспособной стратегией является не создание единого регионального рынка, а формирование локальных контуров

сотрудничества между более стабильными партнерами, которые со временем могут быть соединены в единую сеть.

На фоне сложных, зачастую политически мотивированных интеграционных процессов в Европейском союзе и трудностей в формировании региональных рынков в развивающихся странах, опыт скандинавского рынка электроэнергии Nord Pool выделяется как уникальный пример органической интеграции. Его успех заключается не столько в создании конкурентного рынка как такового, сколько в разработке эффективной институциональной модели для оптимального управления общим, но волатильным природным ресурсом – гидроэнергией Скандинавского полуострова. В отличие от интеграционных моделей, переходящих в централизованной логике, формирование Nord Pool представляло собой последовательность шагов отдельных стран, основанных на ясной экономической логике, что предлагает ценные уроки для проектирования региональных рынков в других частях мира<sup>92</sup>.

Формирование Nord Pool не было predetermined проектом, а стало логическим следствием глубокого внутреннего кризиса в электроэнергетике Норвегии. Последующая национальная реформа послужила катализатором для регионального процесса, который, в свою очередь, смог опереться на уже существовавший прочный фундамент экономического взаимодополнения и политического сотрудничества стран Северной Европы.

До Закона об энергетике 1990 года<sup>93</sup> норвежская электроэнергетика сохраняла черты государственной монополии, хотя организационно была раздроблена между многочисленными, преимущественно муниципальными,

---

<sup>92</sup> Austvik O. G. Norway: Small State in the Great European Energy Game [Электронный ресурс]. Cham, 2019 URL: [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-93360-3\\_6](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-93360-3_6)

<sup>93</sup> Kingdom of Norway. Act No. 50 of 29 June 1990: Act relating to the generation, conversion, transmission, trading, distribution and use of energy etc. (The Energy Act) [Электронный ресурс]. 1990 URL: [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/vedlegg/lover-og-reglement/act\\_no\\_50\\_of\\_29\\_june\\_1990.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/vedlegg/lover-og-reglement/act_no_50_of_29_june_1990.pdf)

компаниями<sup>94</sup>. Рыночного ценообразования фактически не существовало, при этом надежность поставок поддерживалась, но к концу 1980-х годов такая система накопила серьезные экономические перекосы<sup>95</sup>.

Главный перекося состоял в избыточном строительстве мощностей. Поскольку местные компании отвечали за баланс в своих зонах, они стремились иметь собственную генерацию для выполнения обязательств перед потребителями. В результате инвестиции в гидроэнергетику превысили рациональный уровень, а в системе возник значительный резерв, не оправданный национальным спросом<sup>96</sup>.

Вложенные в гидроэнергетику средства все чаще давали низкую или отрицательную отдачу для экономики. При этом модель регулирования не подталкивала компании к снижению затрат: потребительские цены формировались по принципу возмещения расходов. Исследования показывали<sup>97</sup>, что проблема распределительных сетей заключалась не столько в извлечении монополярной ренты, сколько в слабой дисциплине издержек.

Административное установление цен приводило и к региональным, и к потребительским перекосям. Излишки электроэнергии могли продаваться в Швецию дешевле, чем внутри Норвегии промышленным и бытовым потребителям. Поэтому реформа была вызвана не абстрактной верой в либерализацию, а конкретным кризисом эффективности в секторе, где накопленные мощности и расходы перестали соответствовать общественной выгоде.

Закон об энергетике 1990 года<sup>98</sup> стал точкой перелома: он создал первый

---

<sup>94</sup> Bredesen H.-A. The Nord Pool Market Model [Электронный ресурс] : Forum Paper. Oslo, 02.2016 URL: <http://esi.nus.edu.sg/docs/default-source/doc/proceedings-of-aemi-forum-2015.pdf>

<sup>95</sup> Bye T., Hope E. Deregulation of Electricity Markets: The Norwegian Experience [Электронный ресурс]. 2005 URL: <http://www.jstor.org/stable/4417519>

<sup>96</sup> Там же.

<sup>97</sup> Austvik O. G. Norway: Small State in the Great European Energy Game [Электронный ресурс]. Cham, 2019 URL: [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-93360-3\\_6](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-93360-3_6)

<sup>98</sup> Kingdom of Norway. Act No. 50 of 29 June 1990: Act relating to the generation, conversion, transmission, trading, distribution and use of energy etc. (The Energy Act) [Электронный ресурс]. 1990 URL: [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/vedlegg/lover-og-reglement/act\\_no\\_50\\_of\\_29\\_june\\_1990.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/vedlegg/lover-og-reglement/act_no_50_of_29_june_1990.pdf)

конкурентный электроэнергетический рынок в регионе и подготовил основу для Nord Pool. Реформа стала возможной благодаря редкому совпадению обстоятельств. Коалиционное правительство 1989-1990 годов открыло политическое окно для изменений, а норвежские экономисты и инженеры предложили рыночную модель, учитывающую особенности гидродоминирующей энергосистемы.

Одновременно норвежская реформа вписывалась в более широкий европейский поворот к рыночным преобразованиям 1980-х и 1990-х годов. Идеи конкуренции и либерализации, лежавшие в основе внутреннего рынка ЕС, оказали влияние и на Норвегию, особенно в связи с переговорами о Европейском экономическом пространстве, вступившем в силу в 1994 году<sup>99</sup>.

Таким образом, либерализация в Норвегии решала две задачи. Внутри страны она отвечала на накопленный кризис эффективности, а во внешнем контуре сближала национальную модель с либеральной рыночной парадигмой ЕС. Превращение этой реформы в региональный рынок стало возможным не автоматически, а благодаря трем опорам, которые уже существовали в Северной Европе.

Во-первых, это политическое доверие. Страны Северной Европы имеют долгую историю тесного политического, экономического и культурного сотрудничества, институционализированного с 1950-х годов в рамках таких структур, как Северный совет. Этот высокий уровень взаимного доверия радикально снизил трансакционные издержки и политические риски, связанные с передачей части национального контроля над стратегической отраслью энергетики.

Во-вторых, это экономическая комплементарность. Энергосистемы стран региона идеально дополняли друг друга, создавая мощный экономический стимул для интеграции. Как показано в Таблице 2, структура генерации была оптимальной для взаимовыгодной торговли.

---

<sup>99</sup> Bolton R. A history of electricity liberalisation: Origins and evolution of the Nordic model [Электронный ресурс]. 04.2023 URL: <https://www.research.ed.ac.uk/en/publications/a-history-of-electricity-liberalisation-origins-and-evolution-of>

Структура генерирующих мощностей и роль стран в энергосистеме  
Северной Европы

Страна	Преобладающий тип генерации	Роль в региональной системе
Норвегия	Гидроэнергетика (более 95%)	Основной поставщик гибкой, регулируемой мощности; региональный резерв гибкой мощности
Швеция	Гидроэнергетика (ок. 50%), Атомная энергетика (ок. 50%)	Поставщик как гибкой гидроэнергии, так и стабильной базовой атомной генерации
Финляндия	Атомная и тепловая энергетика, гидроэнергетика	Поставщик стабильной базовой нагрузки, потребитель пиковой гидроэнергии
Дания	Тепловая энергетика (уголь), растущая ветрогенерация	Связующее звено с континентальной Европой, поставщик тепловой генерации

Источник: составлено автором.

Как видно из таблицы 2, огромные и гибкие гидроресурсы Норвегии и Швеции могли балансировать менее гибкую базовую нагрузку, обеспечиваемую атомной и тепловой генерацией в Финляндии, а также растущую, но переменную ветровую генерацию в Дании. Норвежские водохранилища, по сути, выполняли роль крупного регионального резерва гибкости.

В-третьих, это накопленный институциональный опыт. Десятилетия сотрудничества между национальными системными операторами (TSO) и история трансграничных обменов электроэнергией, существовавших еще до создания рынка, обеспечили необходимую базу технических знаний и операционных взаимосвязей. Более того, существовавший в Норвегии до реформы спотовый рынок для торговли излишками электроэнергии послужил своего рода пилотной площадкой, позволив участникам рынка заранее освоить принципы рыночных транзакций.

Nord Pool можно рассматривать как институциональную форму управления многонациональной энергосистемой, где ключевым ресурсом остается гидроэнергия. Его архитектура складывалась постепенно: сначала отрабатывались базовые рыночные механизмы, затем расширялась география участников и усложнялись правила. Такая последовательность позволила

снизить риски, проверить работоспособность решений и сформировать доверие между странами до перехода к более глубокой интеграции.

Первым шагом стала норвежская биржа Statnett Marked, созданная в 1993 году. После дерегулирования шведского сектора в 1996 году рынки Норвегии и Швеции были объединены, и на этой базе возникла Nord Pool ASA – первая международная биржа электроэнергии. Затем к системе присоединились Финляндия в 1998 году и Дания в 1999-2000 годах, что оформило единое скандинавское электроэнергетическое пространство<sup>100</sup>.

Такой постепенный, выстроенный поэтапно процесс интеграции служил эффективной стратегией снижения рисков и институционального строительства. Вместо одномоментной трансформации, которая могла бы провалиться из-за чрезмерной сложности и политического сопротивления, была выбрана эволюционная модель. Норвегия сначала создала и отладила работающий шаблон, а первый и самый сложный шаг – двусторонняя интеграция со Швецией – доказал жизнеспособность концепции. Последующим участникам, Финляндии и Дании, уже не нужно было создавать новую модель с нуля, они присоединялись к уже успешной и функционирующей системе.

Интеграция Nord Pool сопровождалась проблемами, но на каждую из них был найден институциональный ответ. Центральным элементом стала двухуровневая система цен, учитывающая специфику гидродоминирующего региона. Она разделяет долгосрочное управление гидрологическими рисками и краткосрочную физическую поставку электроэнергии, поэтому в модели используются два ценовых ориентира:

1. Системная цена (System Prices) – расчетная системная цена для всего пространства Nord Pool, определяемая без учета сетевых перегрузок. Ее роль состоит в том, чтобы служить базовым ориентиром для финансовых деривативов – фьючерсов и опционов, через которые участники хеджируют

---

<sup>100</sup> Experience with the Nord Pool design and implementation [Электронный ресурс] / N. Flatabo [и др.]. 2003 URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/1198284/>

долгосрочные ценовые, объемные и прежде всего гидрологические риски.

2. Зональные цены (Area Prices) – зональные цены фактической поставки в отдельных ценовых областях. Они рассчитываются уже с учетом реальных ограничений сети. Разница между зонами показывает стоимость перегрузки и тем самым дает участникам и регуляторам сигнал о том, где необходимы инвестиции в расширение пропускной способности.

Работа этой двухуровневой системы продемонстрирована на Рисунке 3.

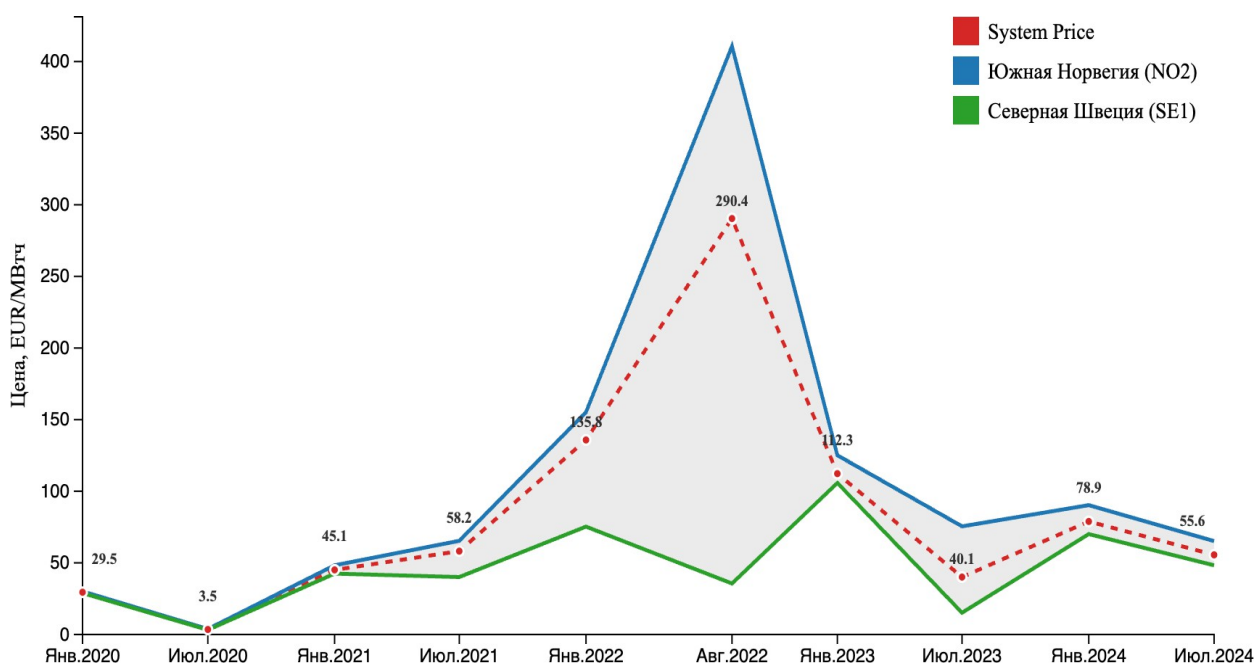


Рисунок 3. Сравнение Системной цены и Зональных цен в Nord Pool (2020–2024 гг.)

Источник: составлено автором на основе данных Nord Pool Market Data. [Электронный ресурс] Nord Pool, 2026 URL: <https://data.nordpoolgroup.com>

Из рисунка 3 видно, что в периоды, когда передающие сети не перегружены, все три ценовые линии (System Price, цена в зоне NO2 и цена в зоне SE1) движутся практически синхронно, свидетельствуя о едином, интегрированном рынке. Однако при возникновении перегрузок зональные цены резко расходятся: цена в зоне-потребителе (NO2) оказывается значительно выше системной, а цена в зоне с избытком генерации (SE1) – ниже. Этот спред является прямым экономическим сигналом, отражающим дефицит пропускной способности между севером и югом Скандинавии, и делает инвестиции в строительство новых ЛЭП экономически оправданными.

Ценовая архитектура была не единственным результатом Nord Pool. Расширение рынка также уменьшило проблему концентрации: в пределах отдельных стран крупные производители сохраняли бы значительное влияние, а после объединения их рыночная власть снижалась за счет более широкой конкуренции. Это дополнительно подтверждается тем, что с подключением новых стран возможность отдельного генератора заметно воздействовать на цену сокращалась<sup>101</sup>. Тем самым трансграничная интеграция стала инструментом внутренней демополизации.

Еще одним условием работы общего рынка стало сближение правил. Национальные регуляторные нормы необходимо было привести к совместимому виду, иначе торговля оставалась бы фрагментированной. Важную роль в этой настройке сыграла ассоциация NordREG, где скандинавские регуляторы вырабатывали общие стандарты. Отмена трансграничных тарифов на передачу стала дополнительным шагом к единому ценовому пространству<sup>102</sup>.

По мере включения Nord Pool в общеевропейскую систему появились новые напряжения. В начале интеграция ослабляла позиции национальных монополий, но позднее укрупнение компаний через сделки слияний и поглощений (mergers and acquisitions, M&A) вернуло вопрос рыночной власти уже на региональный уровень<sup>103</sup>. Поэтому проблема концентрации собственности не исчезла, а приобрела новую форму.

В этом проявляется двойственный эффект интеграции. С одной стороны, расширение рынка усиливает конкуренцию, с другой – оно создает стимулы к консолидации крупных игроков. Регуляторам приходится одновременно

---

<sup>101</sup> Кузьмин В. В. Институциональные аспекты интеграции электроэнергетических рынков ЕАЭС: компаративный анализ на основе опыта стран Европейского союза [Электронный ресурс]. 2025 URL: <https://1economic.ru/lib/123327>

<sup>102</sup> Bergman L. The Nordic electricity market—continued success or emerging problems? [Электронный ресурс]. 01.2002 URL: <https://www.regeringen.se/contentassets/84f42242c6124ba5a6c2454986c0f5ba/lars-bergman-the-nordic-electricity-market---continued-success-or-emerging-problems>

<sup>103</sup> Uribe J. M., Mosquera-López S., Guillen M. Characterizing electricity market integration in Nord Pool [Электронный ресурс]. 07.2020 URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544220314754>

поддерживать открытость рынка и контролировать возможные злоупотребления. Для этого используются правила самого Nord Pool и общеевропейские инструменты, включая Регламент о целостности и прозрачности оптового энергетического рынка (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency, REMIT)<sup>104</sup>, направленный на прозрачность и добросовестность оптовой торговли.

В настоящее время Nord Pool включен в контур внутреннего рынка электроэнергии ЕС и действует в связке с правилами ACER и ENTSO-E. При этом в сравнительном анализе его целесообразно выделять отдельно: скандинавская модель сложилась раньше современной жесткой архитектуры IEM и развивалась как эволюционное межгосударственное сотрудничество.

Положение Норвегии раскрывает многоуровневую конфигурацию Nord Pool. Формально страна не входит в ЕС, но через ЕЭП и подводные интерконнекторы с Нидерландами, Германией и Великобританией она глубоко встроена в IEM. Такая связанность увеличила перетоки и приблизила цены к континентальной Европе. Из-за этого североευропейский рынок сильнее реагирует на германскую выработку ВИЭ, состояние французской атомной генерации и газовые котировки. Особенно заметно этот канал внешних шоков проявился в 2021-2022 годах<sup>105</sup>. Одновременно Nord Pool подстраивает правила под целевые модели ЕС, включая 15-минутный расчетный интервал и более трудоемкие методы расчета пропускной способности<sup>106</sup>.

Углубление связей с Европой изменило первоначальную логику Nord

---

<sup>104</sup> Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2011. L 326. P. 1-16. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2011/1227/oj>

<sup>105</sup> Фазельянов Э. М. Энергетический кризис в Европе и поставки российского газа [Электронный ресурс]. 2022 URL: <http://vestnikieran.instituteofeurope.ru/images/4-2022/Fazelianov42022.pdf>

<sup>106</sup> ACER. Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design [Электронный ресурс]. April 2022. URL: [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Final\\_Assessment\\_EU\\_Wholesale\\_Electricity\\_Market\\_Design.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf)

Pool<sup>107</sup>. Рынок, созданный для оптимизации скандинавских гидроресурсов, после ввода мощных интерконнекторов стал зависеть от ценовой конъюнктуры континента. В южных зонах Nord Pool газовые котировки европейских хабов влияют на цену сильнее, чем гидрологическая ситуация в Норвегии. Тем самым ослабевает прежний общественный компромисс: население и промышленность принимали рыночные риски, пока получали доступ к относительно дешевой гидроэнергии. Когда внутренняя цена все теснее связана с внешним газовым рынком, даже собственные гидроресурсы не снимают политическое сопротивление новым интерконнекторам и дальнейшему экспорту.

История Nord Pool хорошо показывает неофункционалистскую логику развития интеграции. Сначала сотрудничество возникло в технической и коммерческой сфере: биржевая торговля потребовала общих сетевых правил, координации системных операторов и планирования инфраструктуры. Затем эти вопросы вышли за пределы технического управления. Конфигурация ценовых зон, строительство межсистемных соединений и влияние экспорта на внутренние цены стали предметом политических решений.

Одновременно текущий этап показывает границы такого расширения. Пока выгоды интеграции воспринимались как достаточно равномерные, рынок оставался преимущественно технократическим проектом. Более тесная связь с континентальной Европой усилила распределительные конфликты, особенно из-за роста внутренних цен под влиянием экспорта. Поэтому дальнейшая настройка Nord Pool требует не только инженерных решений, но и механизмов политического согласования интересов.

Сопоставление основных моделей ОЭР позволяет выделить факторы, от которых зависит результат интеграции; они обобщены в Таблице 3. Международный опыт не подтверждает наличие единой схемы, пригодной для

---

<sup>107</sup> European Commission, Market Observatory for Energy. Quarterly Report on European Electricity Markets [Электронный ресурс] : Volume 15, Issue 2, Covering Second Quarter of 2022. Brussels, 10.2022 URL: [https://commission.europa.eu/system/files/2022-10/quarterly\\_report\\_on\\_european\\_electricity\\_markets\\_q2\\_2022\\_final.pdf](https://commission.europa.eu/system/files/2022-10/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q2_2022_final.pdf)

всех регионов. Рабочая модель каждый раз складывается из конкретного сочетания истории, политических институтов, структуры экономики и ресурсной базы.

Во-первых, анализ выявляет фундаментальные различия в основных драйверах интеграции. ВЭР ЕС (IEM) является, прежде всего, политическим проектом, инструментом для достижения более широких целей европейской интеграции. В отличие от него, PJM и Nord Pool выросли из экономической кооперации частных или государственных компаний, стремившихся к повышению операционной эффективности и снижению издержек.

Во-вторых, модели кардинально различаются по системе управления. IEM характеризуется сложной наднациональной моделью с сильными регуляторными институтами (Еврокомиссия, ACER), в то время как PJM и Nord Pool функционируют на основе межгосударственного или межкорпоративного сотрудничества, где ключевую роль играют независимые системные операторы и биржи.

В-третьих, архитектура рынков и механизмы ценообразования напрямую отражают специфику энергосистем. Сложное узловое ценообразование (LMP) в PJM идеально подходит для управления перегрузками в густой и разветвленной сети со множеством генераторов. Более простая система ценовых зон в Nord Pool оказалась эффективным инструментом для управления перетоками в менее плотной сети и, что более важно, для отражения локальной ценности основного ресурса – гидроэнергии.

Таблица 3

## Сравнительная характеристика моделей ОЭР

Параметр	IEM (EC)	PJM Interconnection	Nord Pool
Модель управления	Наднациональная (Еврокомиссия, ACER, ENTSO-E) с сильным политическим влиянием.	Независимая Региональная передающая организация (RTO) под надзором федерального регулятора (FERC).	Межгосударственное сотрудничество системных операторов и независимой биржи.
Основной драйвер интеграции	Политическая воля к созданию единого европейского рынка; климатические и геополитические цели.	Экономическая эффективность; повышение надежности за счет координации и создания конкурентного рынка.	Экономическая кооперация; оптимизация использования общих гидроресурсов.
Механизм ценообразования	Объединенный рынок (market coupling) с предельным ценообразованием (pay-as-cleared).	Узловое ценообразование (LMP); отдельные рынки энергии, мощности (RPM) и вспомогательных услуг.	Системная цена (для финансовых рынков) и зональное ценообразование (для физического рынка).
Ключевые текущие вызовы	Перегрузка сетей; зависимость цен от газа; интеграция больших объемов ВИЭ; обеспечение безопасности поставок.	Очереди на подключение ВИЭ; реформа рынка мощности; рост нагрузки от дата-центров.	Ценовая волатильность из-за гидрологии; рыночная концентрация; интеграция в общеевропейский рынок.

Источник: составлено автором.

Барьеры SAARC и CAPP дают основу для иерархии предпосылок интеграции. Сначала требуются экономическое развитие, инфраструктура и институциональная способность государства; именно этого уровня не хватает CAPP. Затем необходимы политическая воля и взаимное доверие между странами. Лишь после этого техническая и регуляторная гармонизация, характерная для повестки ЕС и Северной Америки, начинает давать результат.

Международные модели не сводятся к единому сценарию интеграции. Каждая закрепляет собственное сочетание исторических условий, институциональных возможностей и стратегических целей. Даже ценовая модель выражает набор рыночных приоритетов, а не нейтральную техническую настройку. Зрелые системы вместе с тем сталкиваются с общей проблемой: ВИЭ с низкими предельными издержками повышают ценовую волатильность и затрудняют долгосрочное планирование. Этот вывод задает рамку для анализа адаптации рыночных механизмов.

Мировые примеры функционирования ОЭР показывают, что успешная интеграция вырастает из регионального контекста, а не из копирования готовой конструкции. Поэтому оценка евразийского проекта требует обращения к собственной исторической базе постсоветского пространства. В разделе 1.3 далее рассматривается, как развивалось энергетическое сотрудничество в этом регионе и какие ограничения этого пути важны для понимания нынешних процессов интеграции.

### **1.3 Эволюция процессов формирования общих энергетических рынков на постсоветском пространстве**

Современные интеграционные процессы в электроэнергетике ЕАЭС представляют собой результат сложной и противоречивой эволюции, начавшейся с распада единой советской энергосистемы. Эти процессы не возникли в институциональном вакууме, они являются закономерным итогом более чем тридцатилетней трансформации, охватывающей этапы от попыток сохранения технологического единства в рамках Содружества Независимых Государств (СНГ) до процессов дезинтеграции и последующего

формирования нового интеграционного ядра<sup>108</sup>.

ЕЭС СССР была исходной матрицей последующих интеграционных и дезинтеграционных процессов на постсоветском пространстве. Централизованное оперативно-диспетчерское управление, синхронная работа республик и мощные межсистемные ЛЭП подчинялись логике единой экономики. Такая архитектура повышала надежность и оптимизировала загрузку станций. Одновременно она закрепляла структурную асимметрию: гидроресурсы концентрировались в Центральной Азии и на Кавказе, тогда как другие территории сильнее зависели от межсистемных перетоков.

Распад СССР в 1991 году превратил технологическое единство в проблемное наследие. Межреспубликанские ЛЭП стали межгосударственными, внутренние перетоки – внешней торговлей электроэнергией. Вместе с этим заново пришлось выстраивать тарифы на транзит, таможенное оформление и коммерческие расчеты, причем в условиях нестабильных валют и отсутствия общей правовой рамки.

Технические и экономические последствия этой фрагментации были неоднозначными. С одной стороны, общая инфраструктура, единые технические стандарты и накопленный опыт параллельной работы стали объективной предпосылкой для сохранения сотрудничества в постсоветский период, существенно снижая издержки на поддержание взаимодействия. С другой стороны, унаследованная от ЕЭС СССР структурная асимметрия, при которой энергосистема РСФСР выполняла роль системообразующего и регулирующего центра, породила глубокую технологическую зависимость остальных республик от России в вопросах поддержания частоты и стабильности. Эта технологическая зависимость стала мощным фактором, определившим дальнейшие, зачастую диаметрально противоположные, энергетические стратегии новых независимых государств. Если для одних стран она стала стимулом к сохранению тесных связей, то для других

---

<sup>108</sup> Мигранян А. А. Потенциал развития экономического сотрудничества России со странами ЕАЭС и СНГ [Электронный ресурс]. 2020. URL: <https://www.postsovietarea.com/jour/article/view/259> (дата обращения: 02.03.2026).

причиной для стратегического выбора в пользу дорогостоящего, но политически необходимого разрыва этих связей. Таким образом, советское наследие одновременно стало и фундаментом для кооперации, и источником постсоветских противоречий, что демонстрирует таблица 4.

Начальный этап институционализации энергетического сотрудничества на постсоветском пространстве определялся не проактивным стремлением к созданию общего рынка, а объективной необходимостью предотвращения технологического коллапса.

Таблица 4

**Ключевые характеристики ЕЭС СССР и их влияние на процессы  
постсоветской интеграции**

<b>Характеристика</b>	<b>Описание</b>	<b>Влияние на постсоветские процессы</b>
Централизованное управление	Единое оперативно-диспетчерское управление из Москвы, общие принципы планирования и развития.	Создало технологическую зависимость республиканских систем от российского центра, что стало политическим вызовом для новых суверенных государств.
Параллельная работа	Синхронная работа большинства энергосистем на единой частоте 50 Гц.	Обеспечила техническую основу для сохранения операционной стабильности в 1990-е годы через механизмы СНГ (ЭЭС СНГ, БРЭЛЛ).
Развитая межсистемная инфраструктура	Наличие мощных межгосударственных ЛЭП, спроектированных для оптимизации перетоков в рамках единой страны.	Унаследованные сетевые связи обеспечили материальную основу для последующих трансграничных перетоков и интеграционных проектов, включая ОЭР ЕАЭС. Одновременно после распада СССР они стали предметом споров о тарифах, транзите и правилах доступа к инфраструктуре.
Неравномерность структуры генерации и потребления	Преобладающая роль энергосистемы РСФСР в поддержании баланса, а также различная специализация союзных республик, включая концентрацию гидрогенерации в Центральной Азии.   Такая конфигурация сохранила взаимную зависимость энергосистем после распада СССР. В одних случаях она	Породила ресурсную взаимозависимость, которая могла быть как стимулом к кооперации, так и инструментом экономического давления.

	поддерживала кооперацию, в других – усиливала чувствительность стран к ценовым, транзитным и политическим решениям партнеров.	
Общая нормативно-техническая база	Единые стандарты эксплуатации оборудования, диспетчеризации, сетевого взаимодействия и технического планирования.	Общие технические правила упростили сохранение параллельной работы и взаимодействие в рамках СНГ. При этом страны, ориентированные на европейские рынки и стандарты, столкнулись с необходимостью перестраивать часть регулирования и технических требований.

Источник: составлено автором на основе данных АО «Системный оператор Единой энергетической системы». [Электронный ресурс] Официальный сайт, 2026 URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/>

На первом этапе после распада СССР экономические цели уступали технической необходимости сохранить управляемость общей энергосистемы. Исчезновение централизованного диспетчерского управления создавало риск рассинхронизации, аварийных отключений и каскадных сбоев, которые могли затронуть экономики новых государств. Поэтому первоначальная задача состояла не в создании рынка, а в удержании физической устойчивости и операционной координации.

Для этой цели уже 14 февраля 1992 года был создан Электроэнергетический Совет СНГ. Решение глав правительств появилось всего через два месяца после прекращения существования СССР, что показывает остроту технологической проблемы. Уставные задачи ЭЭС СНГ были ориентированы прежде всего на поддержание согласованной работы энергосистем, а не на построение конкурентного рынка.

Материальной основой такого сотрудничества стали межсистемные линии электропередачи, унаследованные от ЕЭС СССР. Они позволяли сохранять параллельную работу и поддерживали субрегиональные контуры, включая БРЭЛЛ и Объединенную энергосистему Центральной Азии. Эти структуры закрепляли прежние режимы технического взаимодействия, давали возможность совместно использовать резервы мощности и снижали риск

потери операционной устойчивости.

К концу 1990-х годов, по мере стабилизации национальных экономик, повестка начала смещаться от аварийного сохранения технической связности к обсуждению общего рынка. Заметным шагом стал Договор об обеспечении параллельной работы объединённых электроэнергетических систем государств-участников СНГ от 25 ноября 1998 года<sup>109</sup>. Он еще не создавал рынок, но подготовил институциональную почву для более амбициозных инициатив начала 2000-х годов<sup>110</sup>.

Кульминацией этого процесса стали Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ, утвержденная в 2005 году<sup>111</sup>, и последующее Соглашение о его формировании, подписанное в 2007 году<sup>112</sup>. Однако, несмотря на масштабность замысла, эти документы носили преимущественно декларативный характер и не привели к практическим результатам.

Причина их неудачи кроется в фундаментальном институциональном дефекте, который можно охарактеризовать как ловушку межправительственности. Модель СНГ, основанная на принципе консенсуса суверенных государств и рекомендательном характере принимаемых решений, оказалась совершенно не приспособлена для задач рыночного строительства. Если для решения общих технических проблем, где интересы сторон совпадали (например, в предотвращении системных аварий), такой подход был эффективен, то в вопросах создания рынка, где экономические

---

<sup>109</sup> Содружество Независимых Государств. Договор об обеспечении параллельной работы объединённых электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств [Электронный ресурс]. Минск, 11.1998. URL: <https://cis.minsk.by/reestr2/doc/828>

<sup>110</sup> Гибадуллин А. А., Пуляева В. В., Ерыгин Ю. В. Функционирование региональных электроэнергетических комплексов в период их интеграции [Электронный ресурс]. 2019 URL: <https://journals.nsu.ru/upload/iblock/178/05.pdf>

<sup>111</sup> Совет глав правительств СНГ. Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников Содружества Независимых Государств [Электронный ресурс]. Минск, 11.2005. URL: <https://cis.minsk.by/reestr2/doc/1891>

<sup>112</sup> Совет глав правительств СНГ. Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств-участников Содружества Независимых Государств [Электронный ресурс]. Ялта, 05.2007. URL: <https://cis.minsk.by/reestr2/doc/2191>

интересы участников часто прямо противоположны (например, в установлении тарифов на транзит или правил доступа к сетям), он был обречен на паралич. Отсутствие наднационального органа, обладающего полномочиями по разработке, внедрению и принудительному исполнению юридически обязывающих правил, сделало невозможным разрешение неизбежных экономических конфликтов. Этот системный провал продемонстрировал, что для перехода от сохранения унаследованных связей к созданию нового экономического пространства требуется качественно иная, более глубокая форма интеграции, основанная на наднациональном праве и постоянно действующих регулирующих институтах.

В течение 2000-х годов вектор развития энергетического пространства бывшего СССР кардинально изменился. На смену технической необходимости, диктовавшей сохранение единства в 1990-е, пришла логика геополитического выбора. Энергетическая инфраструктура из общего технологического наследия превратилась в один из ключевых инструментов государственного строительства и утверждения суверенной геополитической идентичности. Процессы на постсоветском пространстве в этот период определялись уже не столько стремлением к экономической оптимизации, сколько стратегическими решениями о цивилизационной принадлежности.

Наиболее ярким и показательным примером этого процесса стал стратегический выход Эстонии, Латвии и Литвы из энергетического кольца БРЭЛЛ. После вступления в Европейский союз и НАТО в 2004 году сохранявшаяся технологическая зависимость их энергосистем от централизованного оперативно-диспетчерского управления из Москвы стала рассматриваться как прямая угроза национальной безопасности. В этих условиях синхронизация с Континентальной европейской сетью (UCTE, одна из систем ENTSO-E) превратилась в безусловный стратегический приоритет. Европейский союз, в свою очередь, предоставил не только политическую поддержку, но и необходимые институциональные и финансовые механизмы для реализации этого разворота. Ключевым инструментом стал План

объединения электроэнергетических рынков стран Балтии (BEMIP), запущенный в 2009 году<sup>113</sup> с целью полной интеграции региона в энергетический рынок ЕС.

Геополитический разворот стран Балтии потребовал дорогой новой инфраструктуры. Среди основных объектов были LitPol Link с Польшей и подводный кабель NordBalt со Швецией. Общая стоимость проекта оценивается в 1,6 млрд евро; более 1,2 млрд евро предоставили фонды ЕС, прежде всего Connecting Europe Facility<sup>114</sup>. После 2014 года работы ускорились, а в феврале 2025 года страны Балтии завершили полную синхронизацию с ENTSO-E<sup>115</sup>. Такой выход из БРЭЛЛ означает не простое техническое переключение, а капиталоемкую и почти необратимую фиксацию геополитической ориентации.

Выход стран Балтии из БРЭЛЛ имел прямые и серьезные последствия для России, создав проблему энергетической безопасности Калининградской области. Ранее энергосистема эксклава была связана с ЕЭС России через сети Литвы, и их отсоединение превращало регион в «энергетический остров». Это вынудило Российскую Федерацию в срочном порядке реализовывать дорогостоящую программу по обеспечению автономной работы калининградской энергосистемы. В рамках этой программы к 2021 году в регионе были построены четыре новые электростанции суммарной мощностью 1,88 ГВт<sup>116</sup>, что позволило создать избыточные генерирующие мощности и обеспечить энергетическую

---

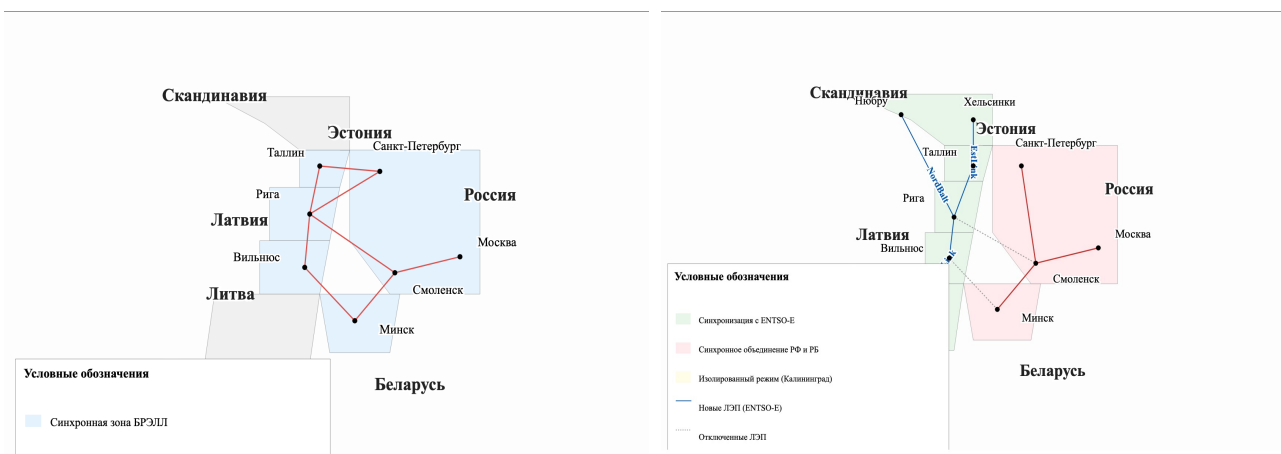
<sup>113</sup> Cook B. BRELL Desynchronisation Assessment [Электронный ресурс]. 02.2025. URL: <https://www.enseccoe.org/publications/brell-desynchronisation-assessment/>

<sup>114</sup> European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency (CINEA). CINEA releases new publication highlighting fundamental CEF Energy funding to the Baltic Synchronisation project [Электронный ресурс]. 07.02.2025. URL: [https://cinea.ec.europa.eu/news-events/news/cinea-releases-new-publication-highlighting-fundamental-cef-energy-funding-baltic-synchronisation-2025-02-07\\_en](https://cinea.ec.europa.eu/news-events/news/cinea-releases-new-publication-highlighting-fundamental-cef-energy-funding-baltic-synchronisation-2025-02-07_en)

<sup>115</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). ENTSO-E confirms successful synchronization of the Continental European electricity system with the systems of the Baltic countries [Электронный ресурс]. 09.02.2025. URL: <https://www.entsoe.eu/news/2025/02/09/entso-e-confirms-successful-synchronization-of-the-continental-european-electricity-system-with-the-systems-of-the-baltic-countries>

<sup>116</sup> Cook B. BRELL Desynchronisation Assessment [Электронный ресурс]. 02.2025. URL: <https://www.enseccoe.org/publications/brell-desynchronisation-assessment/>

самодостаточность эксклава. Трансформация энергетического кольца БРЭЛЛ проиллюстрирована на Рисунке 4.



а) Конфигурация БРЭЛЛ до 2025 года    б) Конфигурация после выхода стран  
Рисунок 4. Трансформация энергетического кольца БРЭЛЛ

Источник: составлено автором на основе информации NATO Energy Security Centre of Excellence. [Электронный ресурс] 2025 URL: <https://www.enseccoe.org/publications/brell-desynchronisation-assessment/>; ENTSO-E. [Электронный ресурс] ENTSO-E, 2025 URL: <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/>

Постсоветское энергопространство перестраивалось по нескольким траекториям. Украина и Молдова закрепили европейский вектор через синхронизацию с ENTSO-E: процесс начался в 2017 году, после 2022 года ускорился, а в ноябре 2023 года перешел в постоянный режим. Эти шаги вписывались в рамку «Восточного партнерства». Армения выбрала другую конфигурацию: оставаясь в ЕАЭС, она сохраняет технологическую связность с Ираном. В таком контексте распад советской энергетической системы следует рассматривать как многовекторную перестройку, где российский и европейский контуры конкурировали с региональными форматами сотрудничества.

На рубеже 2010-х годов интеграция вышла за пределы технической координации и перешла к правовому конструированию общего рынка. Главный результат этапа – отказ от преимущественно декларативной межправительственной модели и переход к юридически обязательной наднациональной архитектуре на базе права ЕАЭС. Однако новая рамка не устраняет вопрос распределения выгод и издержек. Российские профильные

исследования отмечают: при нынешней структуре рынков и технических ограничениях эффект интеграции для России остается неоднозначным<sup>117</sup>.

Детальный институционально-правовой анализ данного сдвига, включая сопоставление моделей СНГ и ЕАЭС, этапность формирования ОЭР и оценку его текущего состояния, перенесен в раздел 3.1, где эта линия используется как основа для выделения научной новизны исследования.

### **Выводы по первой главе:**

1. Проанализировано и показано, что интеграция электроэнергетических рынков опирается на несколько экономических оснований: сравнительные преимущества, эффект масштаба и сетевые эффекты. Они объясняют, почему объединение рынков может снижать издержки, улучшать использование мощностей и повышать надежность энергоснабжения. Вместе с тем эти выгоды реализуются только при наличии институтов – согласованной правовой базы, регуляторных процедур и механизмов доверия между участниками.

2. Мировой опыт подтверждает, что единой формулы успеха нет. IEM, PJM и Nord Pool различаются по истории и устройству, но все они опирались на политическое доверие, сетевую связанность и работоспособные институты. SAARC и CAPP показывают обратную зависимость: при слабой инфраструктуре, дефиците доверия и недостаточной институциональной мощности даже формально масштабные проекты не превращаются в устойчивый рынок.

3. Определено, что выбор ценовой архитектуры также является содержательным решением. Единая цена IEM, узловое ценообразование PJM и зональная модель Nord Pool по-разному распределяют акцент между политической приемлемостью, технической точностью и экономической эффективностью. Поэтому ценовой механизм должен рассматриваться как часть общей институциональной конструкции рынка.

4. Установлено, что все наиболее зрелые и глубоко интегрированные

---

<sup>117</sup> Коломиец А. Р., Курдин А. А. Общий рынок электроэнергии ЕАЭС: эффекты для России [Электронный ресурс] [Электронный ресурс]. 2022 URL: <https://economicsjournal.spbu.ru/article/view/12948>

рынки сегодня столкнулись с общим системным вызовом: их архитектура, созданная и отточенная в эпоху доминирования ископаемого топлива, требует существенной адаптации к реалиям энергетического перехода – беспрецедентной волатильности возобновляемых источников энергии, появлению новых видов нагрузки и необходимости радикального повышения гибкости всей системы. Это определяет необходимость перехода от анализа существующих моделей к их применению в конкретном региональном контексте с учетом современных вызовов трансформации энергетических систем.

5. Анализ постсоветского контекста позволяет предположить, что унаследованная инфраструктурная связанность одновременно выступает ресурсом интеграции и источником долгосрочных институциональных ограничений. Устойчивость интеграционных проектов определяется не только наличием сетевой базы, но и способностью наднациональных и национальных регулирующих институтов переводить техническую координацию в исполнимые экономико-правовые механизмы, что будет подробно рассмотрено в последующих главах.

## **ГЛАВА 2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И НАПРАВЛЕНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА**

Евразийский экономический союз, с момента своего учреждения, поставил одной из стратегических целей создание общего электроэнергетического рынка. Совокупный объем производства электроэнергии в государствах-членах Союза составляет около 5% от мирового, что делает формируемый ОЭР одним из крупнейших макрорегиональных энергетических рынков в Евразии, способным обеспечить существенные эффекты масштаба, и свидетельствует о значительном потенциале объединения<sup>118</sup>. Однако практическая реализация этого проекта невозможна без учета существенных различий в структуре генерации, уровне энергопотребления и техническом состоянии национальных систем.

В связи с этим, для всесторонней оценки перспектив ОЭР ЕАЭС, представляется необходимым последовательно проанализировать современное состояние, производственный потенциал и конкурентные преимущества электроэнергетических комплексов каждого из государств-членов. В настоящей главе сопоставляются структура генерации, состояние сетевого хозяйства, доступные мощности и ограничения стран Союза. Такое сравнение отражает, за счет каких ресурсов может складываться интеграция и какие различия будут влиять на готовность стран к единому рыночному контуру.

### **2.1 Электроэнергетический комплекс Республики Армения: структура, потенциал и интеграционные перспективы**

Электроэнергетическая система Республики Армения складывается в неоднозначных условиях: собственная база первичного топлива ограничена, а экспорт электроэнергии при этом сохраняется. Газ и топливо для ААЭС поступают из-за рубежа, главным образом из России, поэтому параметры поставок прямо отражаются на себестоимости и надежности отрасли. При

---

<sup>118</sup> Андропова И. В. Евразийский экономический союз: потенциал и ограничения для регионального и глобального лидерства [Электронный ресурс]. URL: <https://iorj.hse.ru/2016-11-2/186075072.html>

доле газа около 58% в первичной энергии зависимость от импортных каналов остается одним из главных ограничений. Закрытые границы и географическая изолированность повышают значение электроэнергетики как элемента экономической устойчивости и внешних связей страны.

Несмотря на эту структурную уязвимость, Армения успешно использует свое географическое положение и генерирующие мощности для активной трансграничной торговли электроэнергией. В 2024 году объем экспорта достиг 1,54 млрд кВтч, что составило около 16% от общего объема выработки в 9,38 млрд кВтч. Основными направлениями экспорта являются Иран и Грузия, с которыми реализуются как коммерческие поставки, так и бартерные схемы. Таким образом, электроэнергетика выступает не только как отрасль, обеспечивающая внутренние потребности, но и как важный источник экспортных доходов и инструмент региональной энергетической дипломатии.

Данные по динамике ключевых показателей системы за последние годы, отраженные в Приложении В, демонстрируют ключевые тенденции: устойчивый рост установленной мощности за счет ввода новых, преимущественно солнечных, станций; значительные колебания выработки и потребления, отражающие как падение потребления в 2023 г., так и гидрологические условия; сохранение стабильного положительного сальдо-перетока, подтверждающего экспортную ориентацию системы.

Таким образом, энергетический сектор Армении действует по модели «добавленной стоимости» или «энергетической трансформации». Страна импортирует первичное энергетическое сырье (природный газ, ядерное топливо) и преобразует его в продукт с более высокой добавленной стоимостью – электроэнергию, которая затем частично потребляется внутри страны, а частично экспортируется. Центральным элементом этой модели является программа «газ в обмен на электроэнергию» с Ираном, в рамках которой импортируемый из России газ используется для генерации на армянских ТЭС, а произведенная электроэнергия поставляется в Иран. Это смещает фокус анализа с простого рассмотрения энергетического баланса на

оценку эффективности промышленных процессов трансформации энергии и стратегического позиционирования страны в региональной энергетической архитектуре.

Структура генерирующих мощностей Армении представляет собой диверсифицированный портфель активов, в котором сочетаются крупные объекты советской эпохи и современные технологии, активно внедряемые в последние годы. По состоянию на конец 2025 года, синхронизированная установленная мощность энергосистемы оценивается на уровне около 4069 МВт (порядка 4100 МВт), при этом более высокий официальный показатель включает распределённую микрогенерацию, учитываемую вне контура синхронной мощности по данным EES EAEC<sup>119</sup> и КРОУ РА<sup>120</sup>. Основу генерации составляют четыре ключевых сегмента: тепловая, атомная, гидравлическая и солнечная энергетика.

В структуре выработки 2024 года наибольшую долю занимала тепловая генерация (37,5%), за ней следовали атомная (30,2%) и гидроэнергетика (21,9%). Наиболее динамично развивающимся сегментом является солнечная энергетика, доля которой в структуре выработки достигла 10,4%, в то время как ветроэнергетика остается на начальном уровне развития (менее 0,1%). Структурная декомпозиция генерации представлена в Таблице 5.

Таблица 5

Структурная динамика производства электроэнергии в Республике Армения  
(2024–2025 гг.)

Источник генерации	Доля 2024, %	Янв–сент 2025, млн кВтч	Динамика к 2024, %	Ключевые факторы
Тепловая (ТЭС)	37,5	2225,6	-15,3	Сокращение экспорта в Грузию, плановые ремонты, замещение солнечной генерацией
Атомная (АЭС)	30,2	2007,3	+6,0	Оптимизация ремонтной кампании, повышение КИУМ

<sup>119</sup> EES EAEC. Энергетический профиль Армении [Электронный ресурс]. 2024. URL: <https://www.eeseaec.org/energetika-evrazii/energeticeskij-profil-armenii>

<sup>120</sup> Комиссия по регулированию общественных услуг Республики Армения. Официальный сайт [Электронный ресурс]. URL: <https://psrc.am>

Гидро (ГЭС)	21,9	1836,3	+20,9	Благоприятные гидрологические условия, восстановление Воротанского каскада
Солнечная (СЭС)	10,4	1285,8	+69,4	Ввод СЭС «Масрик-1», бум микрогенерации
Ветровая (ВЭС)	0,02	0,6	-35,4	Техническое устаревание, отсутствие новых вводов

Источник: составлено автором на основе данных Статистического комитета Республики Армения. [Электронный ресурс] Официальный статистический портал, 2025 URL: <https://www.armstat.am/ru/?nid=12>

Атомная энергетика является краеугольным камнем электроэнергетической системы Армении, обеспечивая стабильную базовую генерацию и внося решающий вклад в энергетическую безопасность страны. Единственная в регионе Южного Кавказа Армянская АЭС генерирует около 26% всей производимой в стране электроэнергии. Единственный действующий энергоблок №2 имеет установленную мощность 407,5 МВт, однако эксплуатируется на уровне 385–390 МВт.

Ввиду истечения проектного срока службы, ключевым стратегическим проектом последних лет стала программа модернизации и продления срока эксплуатации энергоблока, реализуемая в тесном сотрудничестве с российской государственной корпорацией «Росатом», выступающей генеральным подрядчиком. Первый этап проекта, завершённый в 2021 году, позволил продлить лицензию на эксплуатацию до 2026 года. В рамках модернизации был проведён объём работ, который позволил повысить уровень безопасности до соответствия современным международным требованиям и увеличить мощность энергоблока до 440 МВт, а также повысить выработку электроэнергии на 10-12%. В настоящее время проходит второй этап, целью которого является продление срока службы станции до 2036 года. Программа, оцениваемая в 150 млн долларов, реализуется в сотрудничестве с ГК «Росатом».

Продление ресурса и модернизация ААЭС имеют для Армении одновременно техническое и внешнеполитическое значение. Атомная станция поддерживает базовую мощность и снижает зависимость системы от погодной

волатильности, а сотрудничество с Россией обеспечивает технологическое сопровождение и поставки топлива. Именно наличие стабильной атомной генерации позволяет Армении быстрее наращивать солнечные мощности: без такого базового элемента рост ВИЭ потребовал бы существенно больших вложений в накопители, пиковую газовую генерацию и балансирующие услуги. Поэтому атомная энергетика в случае Армении не противопоставляется энергетическому переходу, а выполняет роль его системной опоры.

Тепловая генерация, полностью работающая на импортном природном газе, является крупнейшим сегментом энергосистемы по установленной мощности, составляя около 1786 МВт. В 2024 году на долю ТЭС пришлось 37,5% всей выработанной в стране электроэнергии, при этом в январе–сентябре 2025 года выработка ТЭС снизилась на 15,3% по сравнению с аналогичным периодом 2024 года вследствие замещения солнечной генерацией и сокращения экспорта в Грузию. Флагманом тепловой энергетики является Разданская ТЭС, в состав которой входят как старые энергоблоки, введенные в эксплуатацию в 1960-70-х годах, так и современный 5-й энергоблок. Именно 5-й энергоблок, строительство которого было завершено в 2012 году структурами «Газпрома», является одним из наиболее эффективных генерирующих активов в стране. Его установленная мощность составляет 480 МВт, а коэффициент полезного действия – около 44%. В планах дальнейшего развития – строительство нового, еще более эффективного энергоблока мощностью 50 МВт.

Тепловые электростанции Армении являются центральным звеном, где экономическая уязвимость страны (полная зависимость от импортного газа) трансформируется в инструмент региональной торговли (программа «газ в обмен на электроэнергию» с Ираном). Эффективность этого обмена напрямую зависит от КПД тепловых станций. В этом контексте инвестиции в модернизацию и строительство новых высокоэффективных ТЭС являются стратегическим вложением в повышение рентабельности внешней торговли и

укрепление энергетической безопасности страны.

Гидроэнергетика является исторически значимым и вторым по величине сегментом электроэнергетики Армении с общей установленной мощностью около 1358 МВт. Основу гидрогенерации составляют два крупных каскада ГЭС: Севано-Разданский (установленная мощность 559 МВт) и Воротанский (405 МВт).

Воротанский каскад, производящий около 15% электроэнергии в стране, стал объектом крупнейшей в истории Армении американской частной инвестиции. В 2015 году он был приобретен компанией ContourGlobal за 180 млн долларов. После приобретения новый собственник реализовал масштабную программу модернизации стоимостью около 80 млн долларов в период с 2017 по 2021 год<sup>121</sup>. Приватизация и последующая модернизация Воротанского каскада американской компанией стали катализатором для всей отрасли. Этот проект не только привлек в страну столь необходимые инвестиции и технологии, но и внедрил международные стандарты операционного управления, финансового менеджмента и экологического контроля (включая сертификацию по ISO 14001 и 45001). Успех этой сделки, профинансированной международными институтами (Международной финансовой корпорацией (IFC) и германским банком развития KfW), послужил мощным сигналом для других западных инвесторов о том, что энергетический сектор Армении открыт для крупных и сложных проектов. Диверсификация инвестиционных источников за счёт присутствия крупного международного оператора в стратегически важном инфраструктурном объекте укрепляет финансовую устойчивость сектора и дополняет стратегическое партнёрство с Российской Федерацией в атомном и газовом секторах, что соответствует многовекторной политике страны и ее обязательствам в рамках Соглашения о всеобъемлющем и расширенном

---

<sup>121</sup> ContourGlobal. ContourGlobal Celebrates a Decade of Hydropower Excellence [Электронный ресурс]. 12.06.2025. URL: <https://www.contourglobal.com/news/contourglobal-celebrates-a-decade-of-hydropower-excellence/>

партнерстве между Республикой Армения и Европейским союзом (СЕРА)<sup>122</sup>.

Солнечная энергетика стала самым быстрым направлением роста в электроэнергетике Армении. Этому способствуют высокая инсоляция, примерно 1720 кВтч/м<sup>2</sup> в год, и меры государственной поддержки новых СЭС. К концу 2025 года установленная мощность таких станций превысила 1 ГВт, то есть ориентир стратегии до 2040 года был выполнен раньше установленного срока. В 2022 году на солнечную генерацию приходилось 3% общей выработки, в 2024 году – уже 10,4%. За первые девять месяцев 2025 года производство СЭС увеличилось на 69,4% к сопоставимому периоду предыдущего года, а их доля в генерации достигла 17,5%.

Такой результат связан с реализацией профильной стратегии Армении, рассчитанной до 2040 года. В стратегических ориентирах, сопоставимых с энергетическим профилем МЭА по Армении, к 2030 году предусматривалось довести солнечные мощности примерно до 1000 МВт, а к 2036 году увеличить долю ВИЭ в производстве электроэнергии до 66%. Инвесторов привлекали долгосрочными зелеными тарифами на 15-20 лет, а для небольших производителей действовал механизм взаимозачета произведенной и потребленной электроэнергии. Дополнительно применялись таможенные и налоговые льготы при импорте оборудования. Ветроэнергетика при этом пока остается второстепенным направлением: ее установленная мощность не достигает 3 МВт<sup>123</sup>.

Расширение распределенной солнечной генерации подтолкнуло реформу рынка. В 2018 году насчитывалось 784 автономных производителя, а к 2023 году их число достигло 9500. Схема с единым закупщиком была рассчитана на несколько крупных станций и плохо подходила для тысяч встречных потоков от малых производителей. Либерализация с февраля 2022

---

<sup>122</sup> Comprehensive and enhanced Partnership Agreement between the European Union and the European Atomic Energy Community and their Member States, of the one part, and the Republic of Armenia, of the other part [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2018. L 23. P. 4-466. URL: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:22018A0126\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:22018A0126(01))

<sup>123</sup> International Energy Agency. Armenia energy profile [Электронный ресурс]. Paris, 2023. URL: <https://www.iea.org/reports/armenia-energy-profile>

года стала реакцией на технологический сдвиг в отрасли. Электронная торговая площадка, новые правила лицензирования, модернизация ГЭС и интерес к системам накопления стали элементами одной повестки: включить распределенную генерацию без потери управляемости системы.

Анализ динамики электроэнергетического баланса Армении за период с 2020 по 2025 год выявляет ключевые тенденции и структурные сдвиги в функционировании энергосистемы. В 2024 году валовая выработка электроэнергии в республике достигла исторического максимума постсоветского периода – 9,381 млрд кВтч, что на 6,5% выше уровня 2023 года (8,845 млрд кВтч). Данные за январь–ноябрь 2025 года подтверждают сохранение положительного тренда: объем производства составил 9,002 млрд кВтч, что на 6,5% выше аналогичного периода 2024 года. Экстраполяция этих данных дает оценку итоговой выработки за 2025 год в диапазоне 9,7–9,8 млрд кВтч. Структурная динамика выработки по типам генерации представлена на рисунке 5.

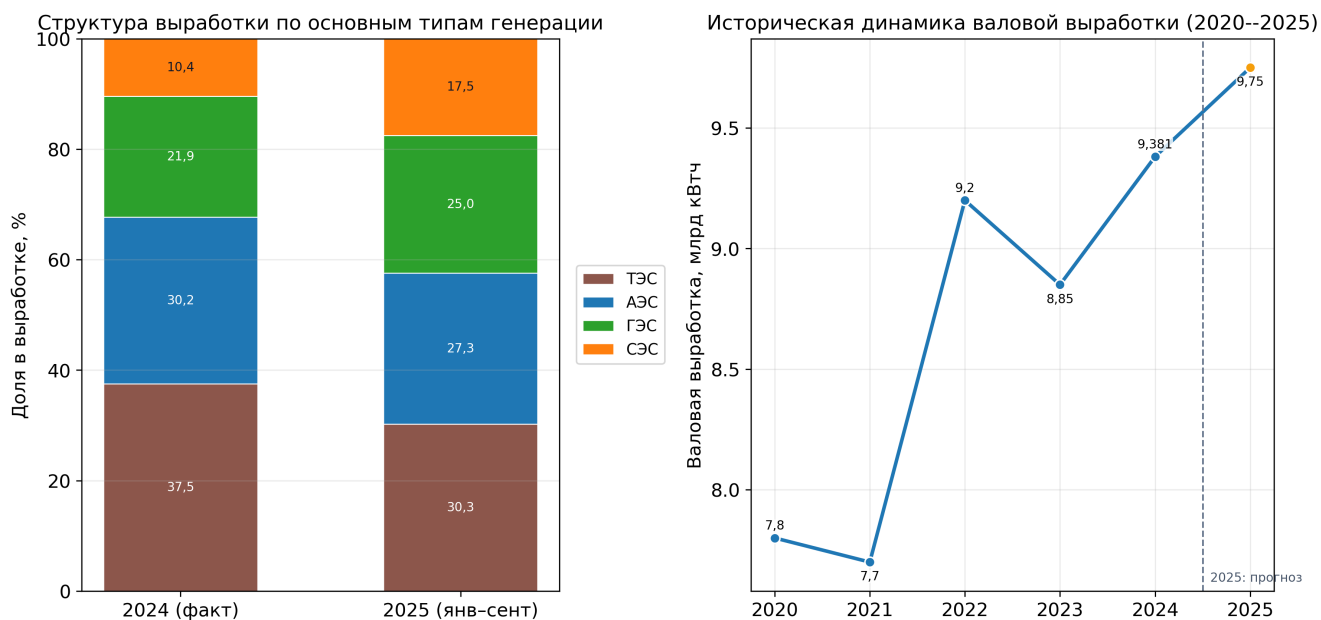


Рисунок 5. Динамика выработки электроэнергии по основным типам генерации в Республике Армения и ретроспектива валовой выработки (2020–2025 гг.)

Источник: составлено автором на основе данных Статистического комитета Республики Армения. [Электронный ресурс] Официальный статистический портал, 2025 URL: <https://www.armstat.am/ru/?nid=12>

На Рисунке 5 левая часть отражает структурный срез генерации по типам за 2024 год и январь–сентябрь 2025 года, а правая часть показывает ретроспективный ряд валовой выработки за 2020–2025 годы. После локального минимума 2021 года (7,7 млрд кВтч) система перешла к росту: 9,2 млрд кВтч в 2022 году, 8,845 млрд кВтч в 2023 году и 9,381 млрд кВтч в 2024 году. Оценка за 2025 год (9,7–9,8 млрд кВтч) указывает на сохранение восходящего тренда. При этом структурно сохраняется роль ААЭС как стабильной базовой генерации; при этом наиболее выраженная динамика наблюдается у ГЭС и ТЭС (в зависимости от гидрологических условий), а также у СЭС, доля которых в общем балансе продолжает расти.

Внутреннее потребление электроэнергии в 2024 году составило около 7,0 млрд кВтч, а оценка за 2025 год – около 7,2 млрд кВтч. Трансграничные потоки электроэнергии оставались стабильно экспортно-ориентированными. В 2024 году экспорт электроэнергии составил 1,54 млрд кВтч, в том числе в Иран – 1,465 млрд кВтч (81,6 млн долларов), в Грузию – 73 млн кВтч (3,7 млн долларов). Импорт был незначительным – около 0,15 млрд кВтч. Это подтверждает роль Армении как нетто-экспортера и важность внешних рынков для балансировки энергосистемы. Сводные данные по основным показателям работы энергосистемы представлены в Таблице 6.

Таблица 6

Основные показатели работы электроэнергетической системы Армении  
(2023–2025 гг.)

Показатель	Ед. изм.	2023 (факт)	2024 (факт)	2025 (оценка)
Выработка электроэнергии	млрд кВтч	8,85	9,38	9,7–9,8
Внутреннее потребление	млрд кВтч	~6,7	~7,0	~7,2
Экспорт (всего)	млрд кВтч	1,24	1,54	~1,6
в т.ч. в Иран	млрд кВтч	1,10	1,47	~1,5
в т.ч. в Грузию	млрд кВтч	0,14	0,07	н/д
Импорт	млрд кВтч	0,19	0,15	~0,2
Установленная мощность СЭС	МВт	~400	485	>1000

Источник: составлено автором на основе данных Статистического комитета Республики Армения. [Электронный ресурс] Официальный статистический портал, 2025 URL: <https://www.armstat.am/ru/?nid=12> (дата

обращения: 20.02.2026), EES EAEC. [Электронный ресурс] Аналитическая публикация, 2024 URL: <https://www.eeseaec.org> (дата обращения: 20.02.2026) и КРОУ РА. [Электронный ресурс] Официальный портал URL: <https://psrc.am> (дата обращения: 20.02.2026).

Анализ этих данных выявляет нарастающую волатильность энергобаланса, обусловленную как природными факторами (гидрология), так и структурными изменениями (рост доли прерывистой солнечной генерации). Это, в свою очередь, повышает стратегическую важность активов, обеспечивающих гибкость системы. К таким активам относятся модернизированные ГЭС, способные быстро изменять объем выработки, эффективные ТЭС для покрытия пиковых нагрузок, а также трансграничные ЛЭП, позволяющие экспортировать излишки и импортировать недостающую энергию. В перспективе, по мере дальнейшего роста доли ВИЭ, критически важную роль будут играть системы накопления энергии. Таким образом, ценность генерирующих активов все больше определяется не только их способностью производить дешевую энергию, но и их вкладом в обеспечение гибкости и стабильности всей энергосистемы.

Будущее развитие электроэнергетической системы Армении определяется реализацией нескольких крупномасштабных капиталоемких проектов, направленных на модернизацию существующих активов и расширение инфраструктурных возможностей. Эти проекты, рассматриваемые в комплексе, формируют единую стратегию по укреплению энергетической безопасности и превращению страны в региональный энергетический узел: продление срока эксплуатации Армянской АЭС; модернизация Воротанского каскада ГЭС; строительство новых межгосударственных ЛЭП. Ключевыми инфраструктурными проектами являются строительство третьей высоковольтной ЛЭП 400 кВ «Армения-Иран» и новой ЛЭП «Армения-Грузия». По состоянию на начало 2026 года, готовность ЛЭП с Ираном превышает 80%, а ввод первого контура (до подстанции «Нораван») ожидается в первой половине 2026 года. Завершение строительства всей линии (до подстанции «Ддмашен») позволит увеличить

пропускную способность для экспорта и транзита электроэнергии с текущих 350 МВт до 1000–1200 МВт. В конце 2025 года Европейский союз подтвердил выделение пакета финансирования в размере 500 млн евро (совместно с KfW) на реализацию проекта «Кавказская электросеть», направленного на синхронизацию и усиление связей между Арменией и Грузией.

В совокупности армянские проекты образуют единую инвестиционную логику, а не набор отдельных мер. Модернизированная АЭС дает предсказуемую базовую генерацию. ГЭС обеспечивают гибкость и помогают интегрировать ВИЭ. Новые линии электропередачи создают канал экспорта этой энергии на внешние рынки. Каждый элемент зависит от остальных: без избыточной генерации нечего продавать, без гибких мощностей система хуже балансируется, без устойчивой базы уязвим весь контур. Так Армения пытается перейти от импортозависимости к роли безопасного и гибкого регионального электроэнергетического узла.

После модернизации у армянской энергосистемы сохраняются уязвимые точки. Импорт газа и топлива для ААЭС, прежде всего из России, поддерживает стратегическое партнерство, но повышает чувствительность к внешним ценовым шокам и сужает пространство для диверсификации. Сетевое хозяйство советского периода тоже остается фактором риска: потери снизились, но в 2023 году все еще составляли 6,6%. Дополнительное давление создает солнечная генерация, доля которой к 2025 году достигла 17,5%. С 2026 года поддержка смещается от простого ввода панелей к гибридным решениям с BESS.

Рыночная реформа, начатая в феврале 2022 года, связана с переходом от единого покупателя к конкурентной модели. Для этого недостаточно принять новую нормативную базу; нужны работающие институты рынка: оператор, торговая платформа, правила доступа к сетям и механизмы защиты потребителей. Сложность состоит в том, что Армения должна одновременно сближать регулирование с нормами ЕАЭС и учитывать обязательства по Соглашению о всеобъемлющем и расширенном партнерстве с ЕС

(Comprehensive and Enhanced Partnership Agreement, CEPA)<sup>124</sup>.

Ускоренное распространение СЭС создает для системного оператора задачу балансировки. Переменный профиль солнечной выработки требует резервов, накопителей, гибких ГЭС и инструментов управления спросом. Без таких решений дальнейшее наращивание ВИЭ может ухудшить надежность энергоснабжения. География также ограничивает маневр: закрытые границы с Турцией и Азербайджаном сужают торговые маршруты, повышают стоимость поставки оборудования и концентрируют экспортно-импортные возможности на направлениях Ирана и Грузии.

На этапе становления ОЭР ЕАЭС Армения может претендовать не на периферийную, а на узловую позицию – южный энергетический шлюз между Союзом и Ираном. Этот сценарий зависит от завершения новых ЛЭП с Грузией и Ираном и от способности страны работать по двум регуляторным трекам. Ереван должен гармонизировать законодательство и технические правила с нормами ЕАЭС к запуску ОЭР в 2027 году. Одновременно в рамках CEPA Армения взяла на себя обязательства по сближению с энергетическим правом ЕС. Именно эта двойственность создает главную регуляторную дилемму страны. В профильных исследованиях отмечается, что развитие электроэнергетического коридора «Север-Юг» может снизить инфраструктурную изолированность Армении и расширить возможности выхода ее электроэнергии на рынки Союза, тогда как либерализация национального рынка одновременно создает возможности для экспорта и риски роста внутренних издержек<sup>125</sup>.

Участие в ОЭР ЕАЭС дает Армении более широкий рынок сбыта и повышает устойчивость энергоснабжения через связи

---

<sup>124</sup> Comprehensive and enhanced Partnership Agreement between the European Union and the European Atomic Energy Community and their Member States, of the one part, and the Republic of Armenia, of the other part [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2018. L 23. P. 4-466. URL: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:22018A0126\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:22018A0126(01))

<sup>125</sup> Маркаров А. А., Давтян В. С. Интеграция Армении в общий электроэнергетический рынок ЕАЭС: риски и возможности [Электронный ресурс] // Геоэкономика энергетики. 2021. № 2 (14). С. 124-138. URL: [https://i-sng.ru/img/2021/07/Geo-02-2021\\_LowRes.pdf](https://i-sng.ru/img/2021/07/Geo-02-2021_LowRes.pdf)

с российской системой по грузинскому направлению. Но эти выгоды зависят от интересов более крупных участников, отношений с Ираном и обязательств перед ЕС по СЕРА. Армянский случай служит проверкой способности ЕАЭС настроить правила для участника, встроенного сразу в несколько внешних контуров. Успех такой настройки повысит устойчивость всего интеграционного проекта.

## **2.2 Национальная электроэнергетическая система Республики Беларусь: экономический анализ и готовность к участию в ОЭР**

Белорусская электроэнергетика за последнее десятилетие прошла через резкую структурную перестройку. Главным фактором стало введение двух энергоблоков БелАЭС, после которого изменилась структура производства, баланс мощности и логика участия страны в региональной интеграции. Для анализа ОЭР ЕАЭС белорусский случай важен тем, что он сочетает высокую техническую связанность с Россией, централизованную модель управления отраслью и новый профицит базовой атомной генерации. Динамика ключевых показателей за 2020-2025 годы приведена в Приложении В.

По состоянию на начало 2025 года общая установленная мощность энергосистемы Беларуси оценивалась в 11,8-12,15 ГВт, что обеспечивает значительный профицит мощности относительно пика потребления (около 6,5-7 ГВт). Основу этого прироста составили два энергоблока БелАЭС с реакторами ВВЭР-1200 совокупной мощностью 2400 МВт. После завершения ввода атомных мощностей выросла именно выработка электроэнергии: в 2022 году она составляла 39,5 млрд кВтч, в 2023 году – 41,7 млрд кВтч, в 2024 году – около 44,0 млрд кВтч, а оценка на 2025 год составляет около 45,5 млрд кВтч. Показатели внутреннего потребления позднее по повествованию рассматриваются отдельно в Таблице 8.

Ключевым следствием ввода БелАЭС стало революционное изменение структуры генерации (Рисунок 6). До 2020 года система практически

полностью (более 90%) зависела от ТЭС, работающих на импортном природном газе. По данным МЭА, в 2022 году, когда работал только один блок АЭС, доля природного газа в выработке все еще составляла 74,6%, а доля атомной энергии – 17,3%. К 2024 году, с выходом обоих блоков на проектную мощность, выработка БелАЭС составила около 15,7 млрд кВтч, обеспечив около 36% суммарной выработки электроэнергии в стране<sup>126</sup>. С момента включения первого энергоблока в сеть (ноябрь 2020 г.) к середине 2024 года суммарная выработка превысила 34 млрд кВтч. Это позволило заместить, по официальным оценкам, свыше 9 млрд куб. м природного газа с момента запуска станции. Доля газа в структуре топливного баланса генерации снизилась с 95–97% (в доатомный период) до приблизительно 60–65% в 2023–2024 годах. Доля ВИЭ (включая ГЭС, СЭС, ВЭС и биогаз) стабилизировалась на уровне около 600–650 МВт (~5% установленной мощности). Структура установленной мощности энергосистемы на 2025 год представлена в Таблице 7.

Таблица 7

Структура установленной мощности электростанций ОЭС Беларуси (оценка на 2025 г.)

Тип электростанции	Мощность, МВт	Доля, %	Характеристика и роль
ТЭС (ГРЭС, ТЭЦ)	~8 300–8 500	~68–70	Лукомльская ГРЭС, Березовская ГРЭС, ТЭЦ. Роль меняется с базовой на полупиковую
АЭС (БелАЭС)	2 400	~20	Два ВВЭР-1200. Базовый режим, ~40% выработки
ВИЭ (ГЭС, СЭС, ВЭС, биогаз)	~600–650	~5	Локальная роль, развитие сдерживается квотами
Блок-станции предприятий	~500–600	~5	Собственная генерация НПЗ, химкомбинатов
<b>ИТОГО</b>	<b>~11 800–12 150</b>	<b>100</b>	Значительный профицит над пиком (~6,5–7 ГВт)

Источник: составлено автором на основе данных МАГАТЭ (PRIS). [Электронный ресурс] 2025 URL: <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=BY>, МЭА. [Электронный ресурс] International Energy Agency, 2024 URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>; Минэнерго Республики

<sup>126</sup> International Energy Agency. World Energy Outlook 2024 [Электронный ресурс]. Paris, 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024> (дата обращения: 02.03.2026).

Беларусь. [Электронный ресурс] Официальный портал, 2025 URL: <https://minenergo.gov.by/>

При этом для 2020–2021 годов в открытом доступе отсутствует сопоставимый детализированный ряд по топливной структуре выработки, публикации носят фрагментарный характер, а возможности внешней верификации статистики дополнительно ограничены геополитической напряженностью. Это формирует методологический барьер для построения непрерывного сопоставимого ряда.

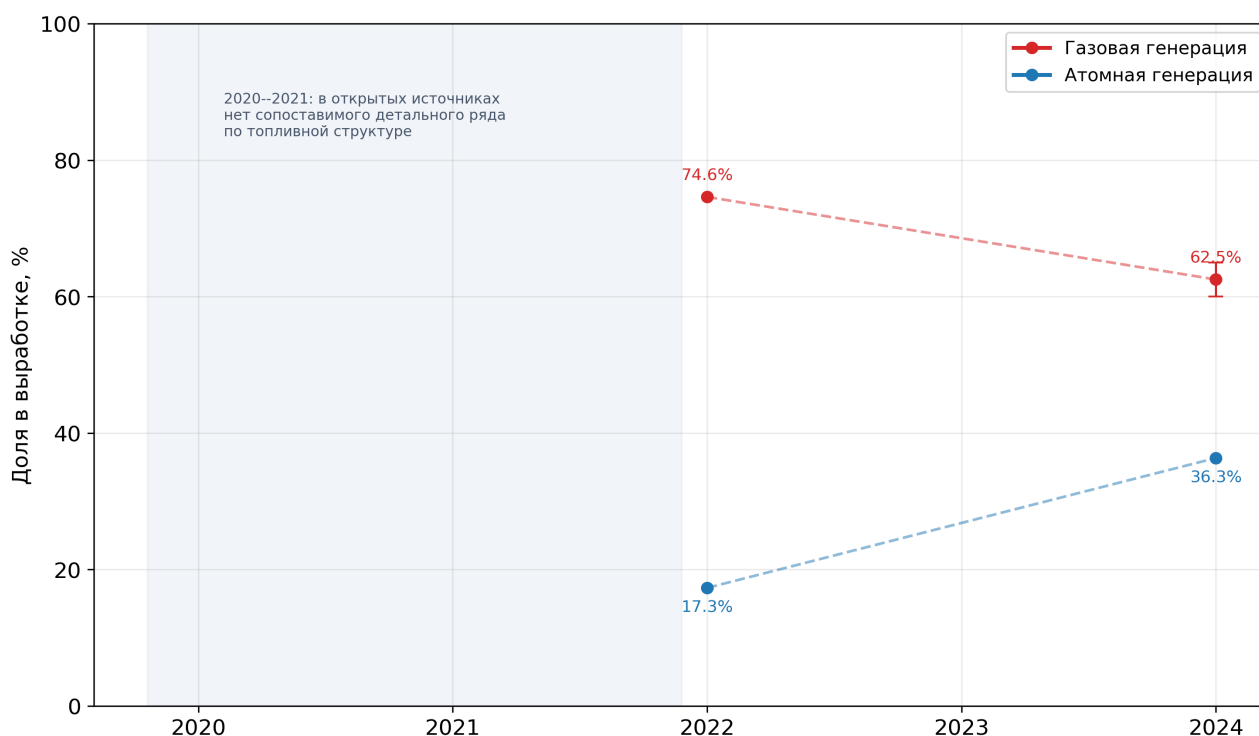


Рисунок 6. Трансформация структуры генерации электроэнергии Республики Беларусь (2020–2024 гг., доступные открытые данные)

Источник: составлено автором на основе данных Минэнерго Республики Беларусь и БелТА. [Электронный ресурс] Официальное сообщение, 2025 URL: <https://belta.by/economics/view/belaes-summarno-vyrabotala-40-mlrd-kytch-ekonomicheskoye-sostoyaniye-2025/> (дата обращения: 20.02.2026).

Потребление электроэнергии в Беларуси растет во многом за счет государственной политики электрификации. В конечном спросе за 2022 год промышленность занимала 40,0%, на коммерческие и государственные услуги приходилось 27,5%, на население – 22,9%. Особенно заметно увеличивается использование электроэнергии для отопления и горячего водоснабжения: в

2024 году этот сегмент достиг 880 млн кВтч благодаря льготным тарифам и ежегодному росту около 40%. Специальный тариф около 0,0449 белорусского рубля за кВтч делает электроотопление конкурентным в негазифицированных районах. Дополнительный спрос формирует транспортная электрификация: по состоянию на середину 2024 года число электромобилей приблизилось к 15 тыс. единиц, а потребление зарядной инфраструктуры за первые семь месяцев 2024 года достигло 18,5 млн кВтч, удвоившись к аналогичному периоду.

В белорусском случае рост спроса нельзя объяснить только рыночной динамикой. Он связан с необходимостью загрузить базовую мощность БелАЭС в условиях ограниченных экспортных направлений. Поэтому после длительного периода зависимости и дефицита перед страной появилась другая задача: приспособить систему к устойчивому избытку негибкой атомной генерации. Стимулирование внутреннего потребления в этой логике становится инструментом модернизации и одновременно способом балансировки энергосистемы. Основные показатели отрасли представлены в Таблице 8.

Таблица 8

Баланс электроэнергии Республики Беларусь (2019–2025 гг.), млрд кВтч

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025*
Потребление (брутто)	38,0	37,5	39,2	38,6	41,1	43,2	~44,5
Темп роста, %	+0,5	-1,3	+4,5	-1,5	+6,5	+5,1	~3,0
Генерация	40,4	38,7	41,2	39,5	41,7	~44,0	~45,5
Сальдо (+эксп/-имп)	+2,4	+1,2	+2,0	+0,9	+0,6	+0,8	+1,0

\*Оценка.

Источник: составлено автором на основе данных Минэнерго Республики Беларусь. [Электронный ресурс] Официальный портал, 2025 URL: <https://minenergo.gov.by/>, МАГАТЭ (PRIS). [Электронный ресурс] 2025 URL: <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=BY> и МЭА. [Электронный ресурс] International Energy Agency, 2024 URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

Электроэнергетический сектор Беларуси функционирует в рамках

жестко централизованной, вертикально-интегрированной государственной модели. Данная модель исключает элементы рыночной конкуренции и предполагает полный государственный контроль над всеми звеньями производственно-сбытовой цепочки. Высшим органом государственного управления, ответственным за формирование и реализацию энергетической политики, является Министерство энергетики Республики Беларусь. Операционное управление отраслью осуществляет Государственное производственное объединение электроэнергетики «Белэнерго». ГПО «Белэнерго» представляет собой холдинговую структуру, объединяющую все областные энергоснабжающие организации, генерирующие предприятия, оператора магистральных сетей и сбытовые подразделения. Такая структура обеспечивает единое технологическое и экономическое управление всей энергосистемой страны (Рисунок 7). Научно-техническое сопровождение отрасли, включая разработку долгосрочных концепций и стандартов, осуществляется при участии Национальной академии наук Беларуси и профильных проектных институтов.

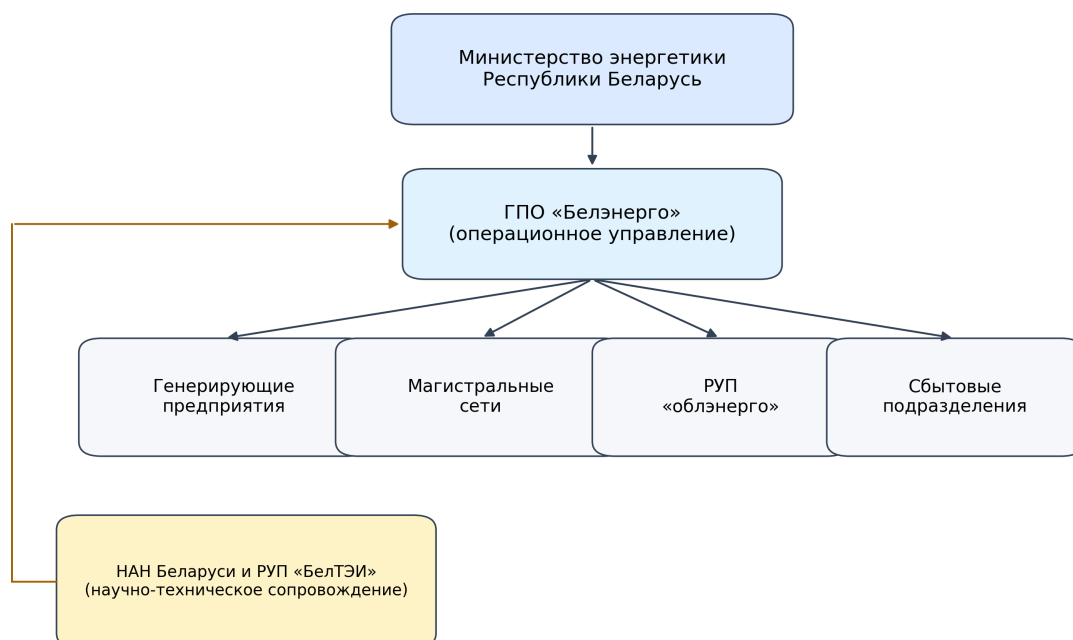


Рисунок 7. Институциональная структура управления электроэнергетикой Республики Беларусь

Источник: составлено автором на основе официальных материалов

Министерства энергетики Республики Беларусь. [Электронный ресурс] Официальный портал, 2025 URL: <https://minenergo.gov.by/>

Ключевые системообразующие активы энергосистемы включают:

– Белорусская АЭС – центральный элемент новой энергетической стратегии. Станция состоит из двух энергоблоков с реакторами ВВЭР-1200 поколения «3+» общей мощностью 2400 МВт. Станция предназначена для работы в базовом режиме и обеспечивает более 40% потребностей страны в электроэнергии. Вопрос строительства третьего энергоблока или второй АЭС, обсуждавшийся в 2024–2025 годах, был признан преждевременным ввиду существенного профицита мощностей и отсутствия гарантированных рынков сбыта. В то же время, условия финансирования и технологическая платформа создают долгосрочную экономическую и техническую тесную энергетическую взаимосвязь с Российской Федерацией.

– Крупнейшие ТЭС. До ввода БелАЭС эти станции составляли основу энергосистемы. Крупнейшими конденсационными электростанциями (ГРЭС), предназначенными для выработки исключительно электроэнергии, являются Лукомльская ГРЭС (установленная мощность 2890 МВт) и Березовская ГРЭС (1100 МВт). Ключевые теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), вырабатывающие как электрическую, так и тепловую энергию, сосредоточены в столице: Минская ТЭЦ-4 (1035 МВт) и Минская ТЭЦ-5 (720 МВт). Ввод БелАЭС привел к экономической обесценению этих активов. Высокоэффективные газовые блоки, ранее работавшие в базовом и полупиковом режимах, теперь вынуждены функционировать в неоптимальном режиме регулирования нагрузки и предоставления горячего резерва для негибкой АЭС. Это снижает их КИУМ, повышает удельные расходы топлива и ускоряет износ оборудования.

– Гидроэнергетика и ВИЭ. Гидроэнергетический потенциал страны невелик. Крупнейшими объектами являются Витебская ГЭС (40 МВт), Полоцкая ГЭС (21,7 МВт) и Гродненская ГЭС на реке Западная Двина. К 2024 году мощность ВИЭ стабилизировалась на уровне около 600 МВт, при этом

структура включает: ветер (122 МВт), солнце (265 МВт), гидроэнергию (96 МВт) и биомассу. Развитие ВИЭ сдерживается квотированием, чтобы не усугублять профицит энергии от АЭС.

– Пиково-резервные источники (ПРИ): для обеспечения маневренности системы при работе с негибкой АЭС в 2019–2024 годах введены ПРИ суммарной мощностью 800 МВт на базе 16 газотурбинных установок Siemens SGT-800, способных выходить на полную мощность за 15 минут. Для решения проблемы «ночных провалов» графика нагрузки установлены электрокотлы суммарной мощностью до 916–985 МВт, потребляющие избыточную электроэнергию в ночные часы и преобразующие её в тепловую энергию для теплоснабжения городов.

– Сетевая инфраструктура. Управление магистральными сетями напряжением 330-750 кВ и распределительными сетями 0,4-110 кВ осуществляется структурами ГПО «Белэнерго». В рамках проекта строительства БелАЭС была реализована масштабная программа по развитию сетевой инфраструктуры: построена схема выдачи мощности АЭС, включающая семь ЛЭП 330 кВ общей протяженностью более 1700 км, введена ПС 330 кВ «Поставы», проведена модернизация ключевых ПС 330 кВ («Россь», «Сморгонь», «Молодечно», «Северная»), что позволило замкнуть кольцо 330 кВ. Период с 2015 по 2025 год стал для электроэнергетики Беларуси эпохой коренных экономических сдвигов, обусловленных реализацией проекта БелАЭС. Эта динамика прослеживается в изменении структуры производства, инвестиционной активности и, что наиболее важно, в обострении проблем тарифной политики. Производственная динамика и структурные изменения отражают переход от газовой к атомно-газовой модели генерации. Как показано на Рисунке 8, до 2020 года производство и потребление электроэнергии были практически сбалансированы. Со вводом первого, а затем и второго энергоблока БелАЭС, объем производства резко возрос, сформировав значительный и устойчивый профицит генерирующих мощностей над внутренним потреблением. В 2024 году выработка только

одной БелАЭС составила около 15,7 млрд кВтч<sup>127</sup>, что эквивалентно замещению около 3 млрд куб. м природного газа ежегодно. Это привело к снижению загрузки ТЭС и изменению их роли в энергосистеме.

Инвестиционная активность в отрасли была практически полностью сконцентрирована на проекте БелАЭС, стоимость которого составила около 5,4–6 млрд долларов. Прочие инвестиции были направлены на модернизацию сетевой инфраструктуры для интеграции атомной станции и реализацию программ по увеличению электропотребления.

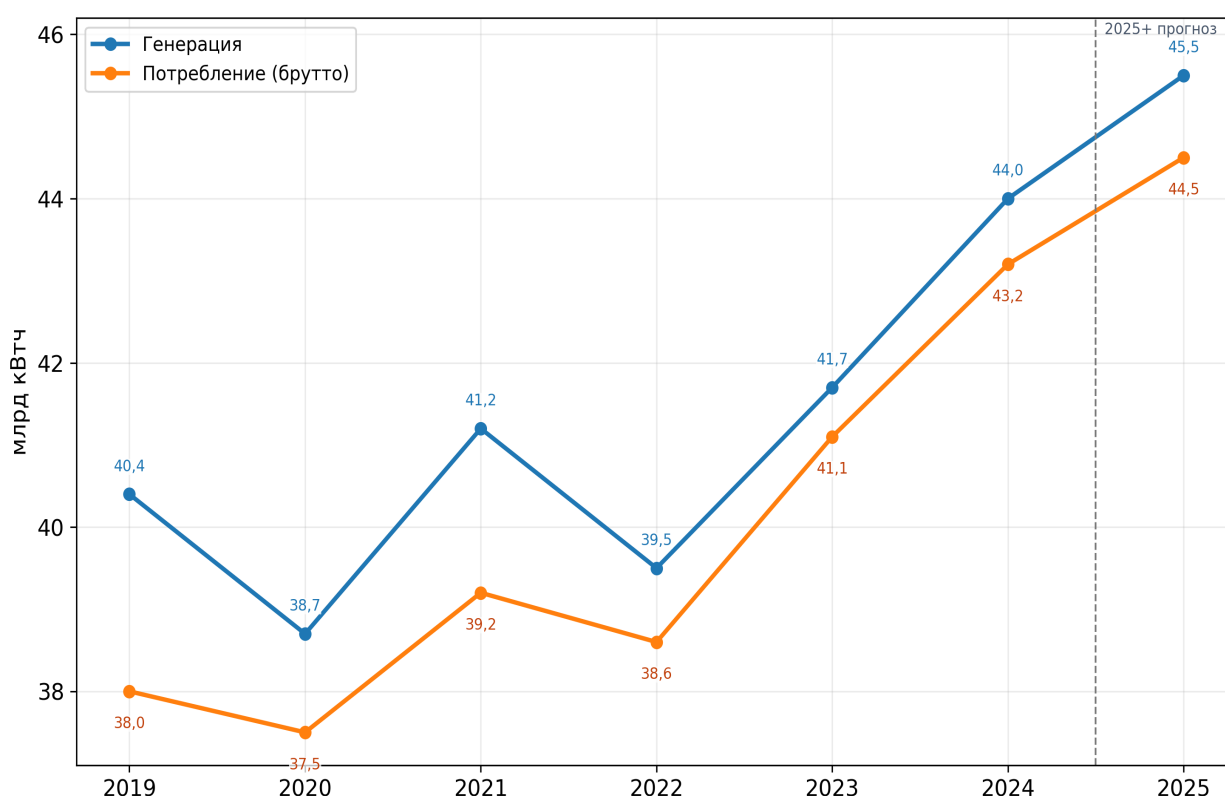


Рисунок 8. Динамика производства и потребления электроэнергии Республики Беларусь, 2019–2025 гг.

Источник: составлено автором на основе официальных данных Министерства энергетики Республики Беларусь. [Электронный ресурс] Официальный портал, URL: <https://minenergo.gov.by/>; БелТА. [Электронный ресурс] Официальное сообщение, URL: <https://belta.by/economics/view/belaes-sumarno-vyrabotala-40-mlrd-kvtch-elektroenergii-698635-2025/>

Тарифная политика остается одним из наиболее сложных и проблемных аспектов экономики отрасли. Она характеризуется глубоким перекрестным

<sup>127</sup> Министерство энергетики Республики Беларусь. Официальный сайт [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.by/> (дата обращения: 14.02.2026).

субсидированием, при котором тарифы для населения устанавливаются значительно ниже экономически обоснованного уровня, а возникающий дефицит выручки энергоснабжающих организаций компенсируется за счет завышенных тарифов для промышленных и приравненных к ним потребителей. Анализ тарифов, установленных на 2025 год (Постановление Совета Министров №79 от 10.02.2025), демонстрирует масштаб этих диспропорций (Таблица 9).

Таблица 9

Тарифы на электроэнергию для населения в 2025 году  
(белорусский рубль/кВтч)

Вид тарифа	Ставка	Примечание
Одноставочный (субсидируемый)	0,2412	Для квартир с электроплитами
Одноставочный (полное возмещение)	0,2969	Экономически обоснованный. Рост 2024 г. ~6,4%
<i>Дифференцированный (по двум периодам):</i>		
Минимальные нагрузки (22:00–17:00)	0,1688	Действует также выходные и праздники
Максимальные нагрузки (17:00–22:00)	0,4824	Штрафной тариф пиковых часов
Для нужд отопления (специальный)	0,0449	При наличии отдельного счетчика. Самый низкий

Источник: Постановление Совета Министров Республики Беларусь №79 от 10.02.2025. [Электронный ресурс] Совет Министров Республики Беларусь, 2025 URL: <https://pravo.by/document/?guid=3961&p0=C22500079>

Такая политика, с одной стороны, выполняет важную социальную функцию, обеспечивая доступность электроэнергии для населения и поддерживая политическую стабильность. С другой стороны, она создает тяжелое бремя для реального сектора экономики, снижая конкурентоспособность белорусских промышленных предприятий на рынках ЕАЭС, где их контрагенты в России и Казахстане зачастую имеют доступ к более дешевой электроэнергии.

Ввод БелАЭС дополнительно усложнил экономику тарифообразования, создав так называемый парадокс стоимости. Несмотря на декларируемую

экономии от замещения дорогого импортного газа, полная себестоимость электроэнергии, произведенной на АЭС, с учетом капитальных затрат и выплат по кредиту, оказывается существенно выше предельных издержек производства на существующих, амортизированных ТЭС. По независимым оценкам, приведенным ОО «Экодом», расчетная себестоимость атомной электроэнергии может достигать 10 центов за кВтч, в то время как себестоимость на газовых станциях составляет около 4 центов. Это приводит к тому, что замещение более дешевой в производстве (по переменным издержкам) газовой генерации более дорогой (по полным издержкам) атомной повышает среднюю себестоимость электроэнергии в системе в целом, оказывая давление на тарифы для конечных потребителей и усугубляя проблему перекрестного субсидирования.

Внешнеэкономические связи в электроэнергетике Беларуси исторически и технологически неразрывно связаны с Россией. Это выражается во-первых, в практически полной зависимости от поставок российских первичных энергоресурсов: природного газа и ядерного топлива. Во-вторых, в глубокой технологической интеграции: энергосистема Беларуси работает в синхронном параллельном режиме с Единой энергетической системой (ЕЭС) России, что является наследием ЕЭС СССР и критически важно для поддержания стабильности частоты и надежности функционирования. В-третьих, в финансовой и технологической зависимости, закреплённая проектом БелАЭС, который был реализован «Росатомом» за счет российского кредита.

До 2020 года Беларусь сохраняла роль транзитера и торговала электроэнергией с Литвой, Украиной и Россией. После ввода БелАЭС конфигурация резко изменилась: Литва, Латвия и Эстония добились бойкота белорусского импорта, Украина также прекратила торговлю, и коммерчески привлекательные экспортные направления закрылись<sup>128</sup>. Так возникла

---

<sup>128</sup> Высший Евразийский экономический совет. Решение Высшего Евразийского экономического совета от 8 мая 2024 г. № 5 «О внесении изменений в Решение Высшего Евразийского экономического совета от 20 декабря 2019 г. № 31» [Электронный ресурс] // Правовой портал Евразийского экономического союза. Оpubл. 09.05.2024. URL: <https://docs.eaeunion.org/documents/242/8089/>

проблема «запертой мощности»: БелАЭС, чья экономическая логика частично опиралась на экспорт, лишилась доступа к платежеспособным рынкам. Российский рынок теоретически оставался крупным каналом сбыта, но западные регионы России сами имеют профицит мощности, а цены там ниже белорусской себестоимости. В результате Беларусь утратила функцию энергетического моста между Востоком и Западом и оказалась в фактической изоляции. В ЕАЭС Минск остается сторонником ОЭР, запуск которого решением ВЕЭС № 5 от 8 мая 2024 года перенесен на 1 января 2027 года. От Беларуси оператором централизованных торгов определена Белорусская универсальная товарная биржа. Однако основной спор связан с газом: Минск увязывает честную конкуренцию на рынке электроэнергии с общим рынком газа и едиными ценами на топливо. Пока отрасль управляется в государственной, нерыночной логике, такое ограничение остается системным.

Конкурентоспособность белорусской электроэнергетики в ОЭР ЕАЭС держится на разрыве между техническими возможностями и стратегическими ограничениями. К сильным сторонам относятся квалифицированный персонал, технологическая культура и современный парк генерации: новая АЭС и модернизированные парогазовые установки дают высокий технический уровень, а удельные расходы топлива на передовых станциях остаются одними из самых низких в ЕАЭС. География также сохраняет значение: даже после потери западного транзита близость к ЕЭС России и мощные интерконнекторы дают техническую основу для участия в ОЭР.

Эти преимущества ограничиваются тремя уязвимостями. Первая – критическая ресурсная зависимость. Вторая – снижение системной эффективности: даже при сильных отдельных станциях газовые ТЭЦ приходится держать в неоптимальном режиме ради резервирования БелАЭС. Третья – отсутствие внешних рынков сбыта, из-за чего избыток базовой мощности становится экономической проблемой.

Таким образом, наблюдается асимметрия конкурентоспособности, обладая способностью эффективно производить электроэнергию на

конкретном объекте, система лишена стратегической конкурентоспособности, поскольку ее издержки и рынки сбыта определяются внешними, преимущественно политическими, факторами.

Интеграция белорусской энергосистемы в ОЭР ЕАЭС сопряжена с комплексом системных барьеров, которые можно разделить на экономические, технические, внешние и институциональные:

1. Экономические ограничения. Главным барьером является долговая нагрузка от кредита на строительство БелАЭС, которая ложится на тарифы и бюджет. Система перекрестного субсидирования и административное ценообразование создают ценовые диспропорции, несовместимые с рыночными принципами ОЭР. Высокая себестоимость атомной генерации делает белорусскую электроэнергию неконкурентоспособной по цене по сравнению с продукцией российских и казахстанских производителей.

2. Технические вызовы: доминирование в энергобалансе 2,4 ГВт негибкой базовой мощности АЭС снижает маневренность всей системы. Это ограничивает ее способность предоставлять системные услуги (например, по регулированию частоты) в рамках общего рынка и требует значительных инвестиций в пиковые и резервные мощности, а также в технологии цифровизации и интеллектуальных сетей (Smart Grid) для управления спросом.

3. Внешние факторы: действующие международные санкции ограничивают доступ к западным технологиям и финансированию для модернизации энергетического сектора.

4. Институциональные барьеры: это наиболее фундаментальное препятствие. Белорусская модель представляет собой государственную монополию без внутреннего оптового рынка, свободных цен и независимого регулятора. Попытка интегрировать эту административно-командную систему в общий рынок, предполагающий конкурентную торговлю между независимыми субъектами, представляет собой определенную сложность. Гармонизация законодательства на бумаге не решает проблему отсутствия в

Беларуси самой рыночной среды, что делает ее полноценное участие в конкурентных сегментах ОЭР практически невозможным без коренной реформы всей отрасли.

Таким образом, итоговая оценка готовности Республики Беларусь к участию в ОЭР ЕАЭС носит неоднозначный характер и зависит от критериев оценки. С технической точки зрения, готовность можно оценить как высокую. Синхронная работа с ЕЭС России, наличие межгосударственных ЛЭП и совместимость стандартов оперативно-диспетчерского управления создают прочный технологический фундамент для участия в межгосударственных перетоках. С нормативно-правовой точки зрения, Беларусь формально выполняет обязательства в рамках ЕАЭС, участвуя в разработке и согласовании наднациональных правил функционирования ОЭР. Однако имплементация этих правил на национальном уровне не приводит к созданию реальной конкурентной среды, сохраняя монопольную структуру отрасли. С экономической и институциональной точек зрения готовность является низкой. Отсутствие внутреннего рынка, административное ценообразование, перекрестное субсидирование и высокая себестоимость базовой генерации делают энергосистему неконкурентоспособной и институционально несовместимой с рыночной моделью ОЭР.

Анализ стратегических приоритетов и экономической мотивации показывает, что Беларусь придерживается «рыночно-поисковой, а не рыночно-ориентированной» стратегии. Основным стимулом для участия в ОЭР заключается не в стремлении к конкуренции и повышению эффективности, а в критической необходимости найти гарантированный рынок сбыта для избыточной электроэнергии БелАЭС. ОЭР рассматривается как единственный доступный механизм для решения проблемы запертой мощности и обеспечения финансовой жизнеспособности атомного проекта.

Стратегический интерес Беларуси в ОЭР связан прежде всего не со свободной биржевой торговлей, а с долгосрочными двусторонними контрактами на поставку электроэнергии в Россию, возможно по

регулируемым ценам. Такой формат дал бы предсказуемый денежный поток для обслуживания кредита по БелАЭС, но вступал бы в напряжение с логикой либерального конкурентного рынка. В этой логике белорусская роль в ОЭР, вероятнее всего, будет строиться вокруг особых условий экспорта базовой мощности. На этом участке проверяется гибкость интеграционной модели ЕАЭС.

### **2.3 Электроэнергетический сектор Республики Казахстан: состояние, конкурентные преимущества и роль в формировании ОЭР**

Казахстанский электроэнергетический сектор – крупнейший в Центральной Азии и второй по масштабу в ЕАЭС после России. Без него архитектура общего рынка не складывается. Значение Казахстана определяется географией, богатой ресурсной базой и унаследованной от ЕЭС СССР технологической связью с российской системой. В последние годы этот потенциал сдерживают дефицит генерирующих мощностей, высокий износ основных фондов и необходимость адаптироваться к климатической повестке.

Казахстанская электроэнергетика в последние годы перешла от относительного профицита к устойчивому дефициту. На 1 января 2025 года установленная мощность электростанций составляла 25 314 МВт, а располагаемая мощность по годовому отчету КЕГОС – 18 890,3 МВт<sup>129</sup>. При этом фактическая доступность мощностей остается ниже установленной, что отражает состояние оборудования и ограниченность доступного резерва. Данные по производству и потреблению, приведенные в Приложении В, показывают нарастающий разрыв: в 2023 году спрос достиг 115,0 млрд кВтч при выработке 112,82 млрд кВтч, а в 2024 году потребление выросло до 120,0 млрд кВтч при производстве 117,9 млрд кВтч. Производственный разрыв составил около 2,2 млрд кВтч в 2023 году и 2,1 млрд кВтч в 2024 году; при этом сальдо-переток, приведенное в Приложении В, ухудшилось с –2,2 до –2,4 млрд кВтч.

Эта динамика меняет место Казахстана в будущем ОЭР ЕАЭС. Если

---

<sup>129</sup> АО КЕГОС. Годовой отчет КЕГОС за 2024 год [Электронный ресурс]. 2025. URL: <https://ar2024.kegoc.kz/ru>. Интерактивный годовой отчет

раньше страна могла рассматриваться как возможный экспортер избыточной электроэнергии, то теперь приоритет смещается к покрытию собственного спроса, прохождению пиков и привлечению инвестиций в новую генерацию. По прогнозу Министерства энергетики Республики Казахстан, к 2035 году потребление электроэнергии может достигнуть 152,4 млрд кВтч<sup>130</sup>, что примерно на четверть выше уровня 2024 года. Поэтому внешние поставки, прежде всего из ЕЭС России, становятся частью стратегии энергетической безопасности, а не дополнительной опцией.

Структура производства электроэнергии и установленной мощности Казахстана показывает сохраняющуюся зависимость энергосистемы от тепловой генерации, прежде всего угольной. Как видно из Рисунка 9, в 2024 году на угольные электростанции приходилось 63,2% производства электроэнергии, на газовые станции – 29,0%, на прочие источники – 7,8%. В структуре установленной мощности, рассчитанной по данным КЕГОС на 1 января 2025 года, доля угольных мощностей составляла 53,7%, газовых и газомазутных мощностей – 24,3%, прочих источников – 22,0%. Такое соотношение показывает, что угольная генерация используется интенсивнее, чем следует из ее доли в установленной мощности, тогда как гидроэнергетика, ВИЭ и другие источники занимают более заметное место в мощности, чем в фактической выработке. По данным КЕГОС, к концу 2024 года в эксплуатации находилось 157 объектов ВИЭ суммарной установленной мощностью 3038,6 МВт<sup>131</sup>, в том числе ветровые электростанции – 1525,7 МВт, солнечные – 1216,6 МВт, малые гидроэлектростанции – 295,2 МВт, биогазовые установки – 1,1 МВт.

---

<sup>130</sup> Правительство Республики Казахстан. Информационно-справочные материалы к заседанию Правительства Республики Казахстан [Электронный ресурс]. 27.08.2024. URL: <https://primeminister.kz/assets/media/ism-ot-27082024.pdf>

<sup>131</sup> АО КЕГОС. Годовой отчет КЕГОС за 2024 год [Электронный ресурс]. 2025. URL: <https://ar2024.kegoc.kz/ru>. Интерактивный годовой отчет

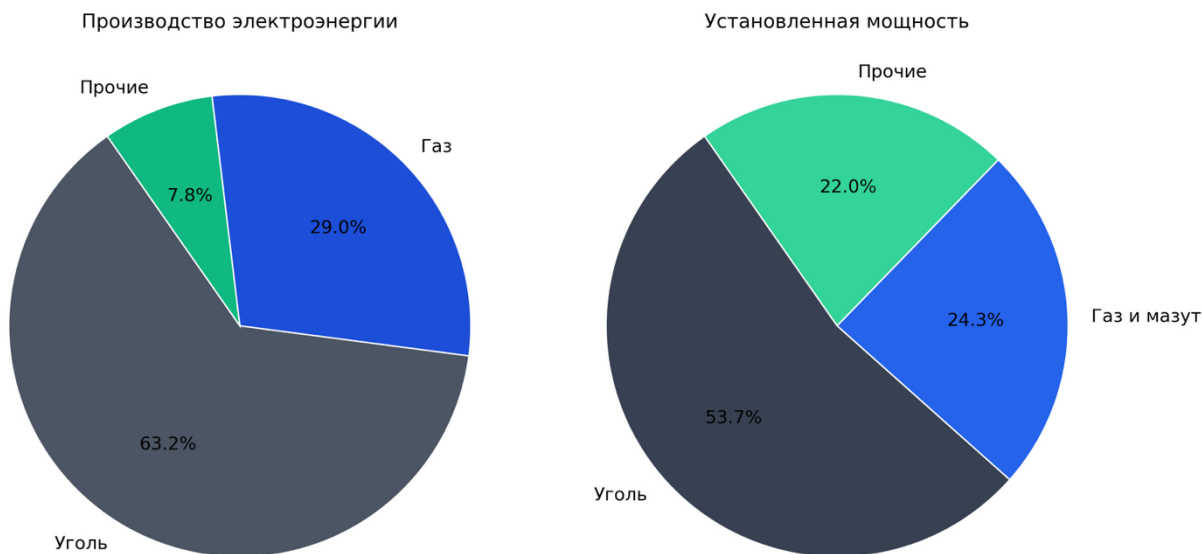


Рисунок 9 – Структура производства электроэнергии и установленной мощности в энергосистеме Республики Казахстан, 2024 г.

Источник: составлено автором на основе данных KEGOC. [Электронный ресурс] Интерактивный годовой отчет, 2025 URL: <https://ar2024.kegoc.kz/> (разделы «Структура отрасли» и «Баланс электроэнергии»).

Электроэнергетический сектор играет двойственную роль в национальной экономике. С одной стороны, он является фундаментом для развития энергоемких отраслей промышленности (металлургия, горнодобывающая промышленность), на которые приходится 52,3% конечного потребления электроэнергии. С другой стороны, экономика страны характеризуется высокой энергоемкостью ВВП. Несмотря на снижение этого показателя на 6,3% с 2015 года до 0,3 тнэ/тыс. долларов (в ценах 2015 г.) в 2024 году, углеродоемкость ВВП Казахстана остается на 70–86% выше среднемирового уровня, что создает долгосрочные риски в условиях ужесточения климатической политики. Динамика энергоемкости ВВП Казахстана и ее сопоставление со среднемировым уровнем представлены на рисунке 10.

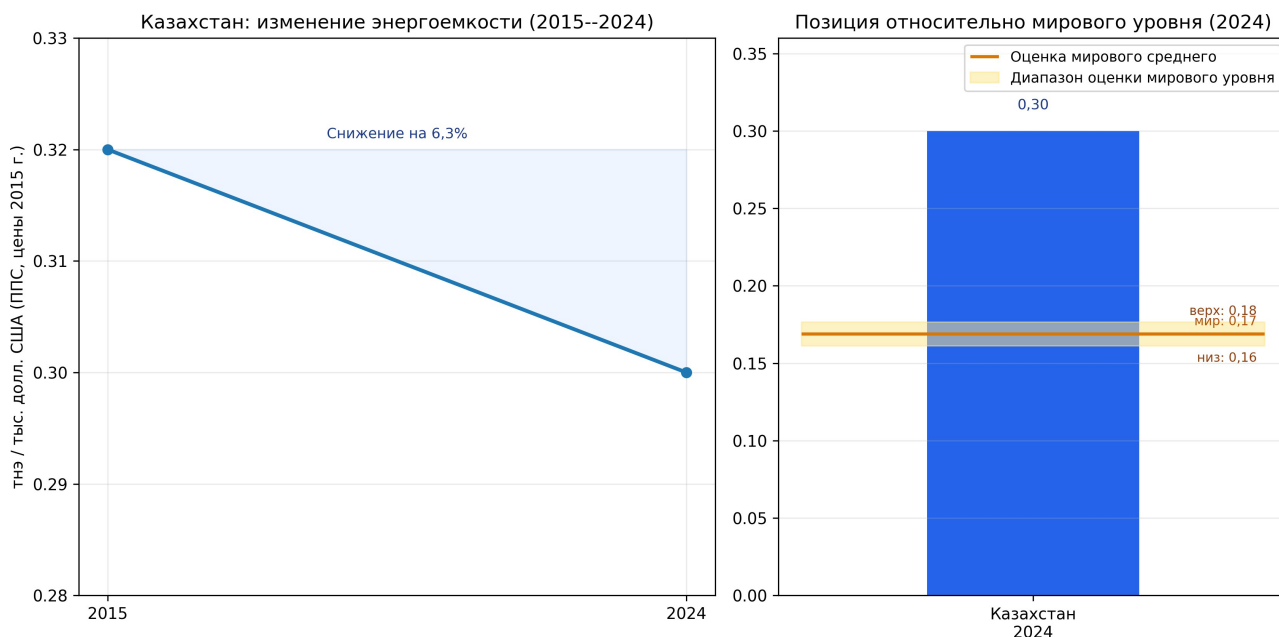


Рисунок 10 – Динамика энергоёмкости ВВП Казахстана (2015–2024 гг.) и оценка среднемирового уровня в 2024 г.

Источник: составлено автором на основе данных Всемирного банка. [Электронный ресурс] 2025 URL: <https://data.worldbank.org/> и МЭА. [Электронный ресурс] International Energy Agency, 2024 URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

Энергосистема Казахстана характеризуется выраженной географической асимметрией. Основные генерирующие мощности, преимущественно угольные, сконцентрированы в Северной энергетической зоне, в то время как Южная зона является энергодефицитной и зависит от перетоков с Севера и импорта из соседних стран:

– Северная зона (Павлодарская, Карагандинская, Восточно-Казахстанская области) является энергетическим сердцем страны. Здесь расположены крупнейшие угольные электростанции, работающие на дешевом топливе

Экибастузского угольного бассейна: ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 им. Б.Г. Нуржанова» (установленная мощность 4000 МВт, располагаемая – около 3500 МВт), АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» (1000 МВт) и Аксуская ТЭЦ (принадлежит АО «ЕЭК»). В Восточно-Казахстанской области сосредоточен основной гидроэнергетический потенциал страны, представленный Иртышским каскадом ГЭС: Бухтарминская (675 МВт), Усть-Каменогорская и

Шульбинская (702 МВт) ГЭС.

– Южная зона (Алматинская, Жамбылская, Кызылординская, Туркестанская области) испытывает хронический дефицит электроэнергии, который покрывается за счет перетоков по транзиту «Север-Юг» и импорта. Ключевыми генерирующими активами здесь являются Жамбылская ГРЭС и Шардаринская ГЭС.

– Западная зона (Атырауская, Мангистауская и др. области) функционировала изолированно от ЕЭС Казахстана, однако в последние годы реализуются проекты по ее интеграции в единую систему.

Эта внутренняя диспропорция делает Национальную электрическую сеть (НЭС) критически важным элементом для обеспечения территориальной и экономической целостности страны.

Институциональная структура сектора основана на разделении функций генерации, передачи и сбыта. Системным оператором ЕЭС Казахстана является АО «KEGOC», в ведении которого находится национальная электрическая сеть – совокупность линий электропередачи и подстанций напряжением 220 кВ и выше. Активы KEGOC включают 27 807 км ЛЭП, в том числе уникальные линии сверхвысокого напряжения 1150 кВ транзита «Сибирь-Казахстан-Урал», которые в настоящее время эксплуатируются на напряжении 500 кВ. Функции оператора оптового рынка выполняет АО «КОРЭМ», а генерация представлена как государственными (АО «Самрук-Энерго»), так и частными компаниями.

Национальная электрическая сеть Казахстана, включая советские линии 1150 кВ, остается существенным резервом интеграции с Россией. Эти линии образуют высокопропускной коридор, который после модернизации способен принять крупные межсистемные перетоки. Восстановление проектных параметров потребует вложений, но они ниже затрат на строительство новой инфраструктуры того же класса. Советское сетевое наследие не только физически связывает Казахстан с ЕЭС России, но и снижает экономический порог дальнейшего сближения.

За последнее десятилетие Казахстан исчерпал прежний экспортный запас. Рисунок 11 фиксирует перелом: в 2020 и 2021 годах выработка еще превышала внутренний спрос, а с 2022 года ситуация стала обратной. Переход к позиции нетто-импортера изменил роль страны в региональной торговле электроэнергией.

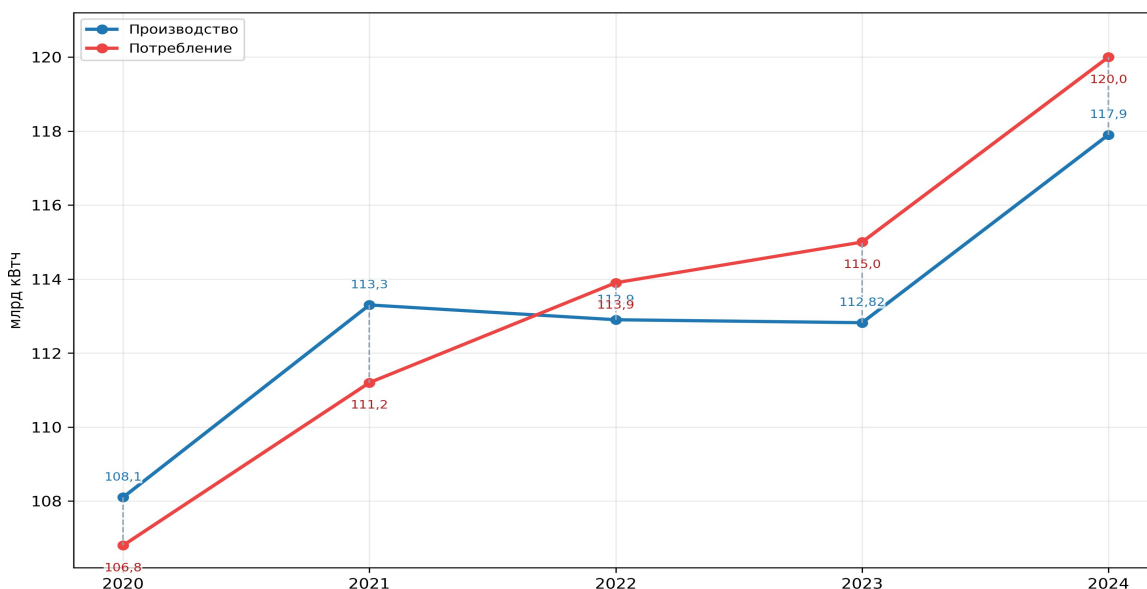


Рисунок 11 – Динамика производства и потребления электроэнергии в Республике Казахстан (2020–2024 гг.), млрд кВтч

Источник: составлено автором на основе данных годового отчета АО KEGOC. [Электронный ресурс], 2025 URL: <https://ar2024.kegoc.kz/>

Расширение временного горизонта до 2020 года позволяет зафиксировать переход от профицитной модели к устойчивому дефициту и корректно оценить скорость ухудшения баланса. Детализированные расчетные показатели приведены в Таблице 10.

Таблица 10

Баланс производства и потребления электроэнергии Республики Казахстан (2020–2024 гг.)

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024
Производство, млрд кВтч	108,1	113,3	112,9	112,82	117,9
Импорт электроэнергии, млрд кВтч	1,1	1,6	1,9	3,62	3,41
Экспорт электроэнергии, млрд кВтч	2,4	3,7	0,9	1,38	1,51
Потребление, млрд кВтч	106,8	111,2	113,9	115,0	120,0
Производственный баланс (выработка –	+1,3	+2,1	-1,0	-2,2	-2,1

потребление), млрд кВтч					
Темп роста производства, %	–	+4,8	–0,4	–0,1	+4,5
Темп роста потребления, %	–	+4,1	+2,4	+1,0	+4,3

Источник: составлено автором на основе данных годового отчета КЕГОС за 2024 год. [Электронный ресурс] Интерактивный годовой отчет, 2025 URL: <https://ar2024.kegoc.kz/> (дата обращения: 20.02.2026); данные по экспорту и импорту – Приложение В.

Эта тенденция находит отражение и в структуре внешней торговли. По данным Таблицы 10, в 2024 году импорт электроэнергии снизился с 3,62 до 3,41 млрд кВтч (-5,8%), тогда как экспорт увеличился с 1,38 до 1,51 млрд кВтч (+9,4%). При этом Казахстан сохранил дефицитный характер энергобаланса, поскольку производство оставалось ниже внутреннего потребления. Россия выступает ключевым поставщиком электроэнергии для покрытия дефицита: за период с марта по сентябрь 2024 года объем импорта из России составил 2,56 млрд кВтч. Торговля со странами Центральной Азии (Кыргызстан, Узбекистан) носит более сложный характер и часто связана с сезонными обменами и регулированием водно-энергетического баланса в регионе.

Главное конкурентное преимущество электроэнергетики Казахстана – низкая себестоимость генерации на базе дешевого угля Экибастузского бассейна – одновременно является его основной долгосрочной уязвимостью. Этот структурное противоречие угольной генерации создает фундаментальный стратегический конфликт. С одной стороны, доступное топливо обеспечивает низкие внутренние цены, поддерживая конкурентоспособность промышленности. С другой стороны, высокая углеродоемкость генерации входит в противоречие с глобальной климатической повесткой и целями по декарбонизации, которые с высокой вероятностью будут отражены в регуляторных требованиях ОЭР ЕАЭС. Введение любых форм углеродного налога или экологических стандартов в рамках общего рынка способно нивелировать ценовое преимущество казахстанских производителей и превратить угольные активы в обесцененные.

Казахстанская энергетическая политика строится как многовекторная. С

одной стороны, страна сохраняет глубокую технологическую связность с Россией: режим параллельной работы казахстанской и российской ЕЭС закреплён договорными механизмами, а межгосударственные линии и противоаварийная автоматика регулярно модернизируются совместно. С другой стороны, Астана стремится удерживать доступ к альтернативным региональным форматам сотрудничества.

Одним из таких форматов является Центральноазиатское региональное экономическое сотрудничество (ЦАРЭС), которое поддерживает АзБР. Через ЦАРЭС финансируются и координируются проекты энергетической и транспортной инфраструктуры, связывающие Центральную Азию с соседними направлениями, включая Китай и Пакистан. Для Казахстана это расширяет источники финансирования и внешние связи, но одновременно усложняет согласование технических стандартов и регуляторных требований с будущим ОЭР ЕАЭС. Схема ключевых межгосударственных электрических связей Казахстана представлена на рисунке 12.

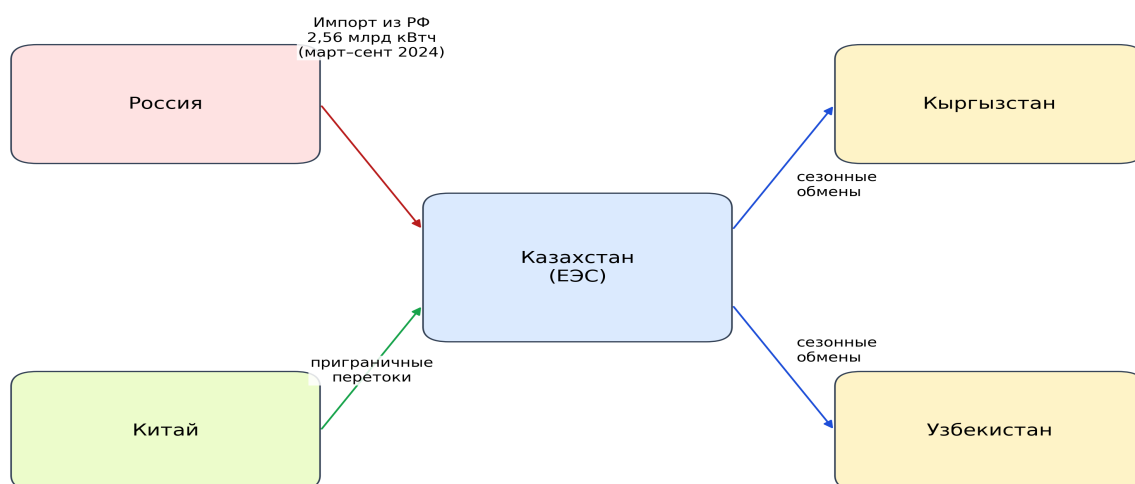


Рисунок 12. Схема межгосударственных электрических связей Казахстана

Источник: составлено автором на основе официальных материалов АО KEGOC. [Электронный ресурс] Интерактивный годовой отчет, 2025 URL: <https://ar2024.kegoc.kz/>

Проблемы электроэнергетики Казахстана можно сгруппировать в

несколько взаимосвязанных блоков:

1. Технический блок. Наиболее острая проблема связана с износом основных фондов. Средний износ оборудования электростанций оценивается примерно в 57%, а на части объектов достигает 70-90%. Несмотря на целевые ориентиры Концепции развития ТЭК, проблема остается системной: растут аварийность, эксплуатационные расходы и вероятность недоступности мощности. В магистральном сегменте КЕГОС фиксируется около 6% потерь, но с учетом распределительных сетей общий уровень выше.

2. Экономический блок. До 2030 года отрасли требуются крупные инвестиции, оцениваемые в десятки миллиардов долларов. Их привлечение ограничивается тарифной моделью, в которой низкие цены для населения частично компенсируются более высокой нагрузкой на промышленных потребителей. Такая перекрестная поддержка ослабляет ценовые сигналы, снижает окупаемость проектов и делает сектор менее привлекательным для долгосрочного капитала.

3. Экологические вызовы: Зависимость от угольной генерации делает энергетику основным источником выбросов парниковых газов в стране (около 85% от общего объема). Казахстан взял на себя обязательства по достижению углеродной нейтральности к 2060 году, что предполагает радикальное снижение доли угля в энергобалансе.

Сочетание высокого износа активов и необходимости декарбонизации создает для Казахстана так называемую инвестиционную ловушку. С одной стороны, требуются огромные вложения в модернизацию и поддержание существующих угольных станций для обеспечения текущей энергобезопасности. Однако такие инвестиции консервируют высокоуглеродную структуру генерации и создают риск обесцененных активов в будущем. С другой стороны, масштабные инвестиции в новые низкоуглеродные мощности (газовые ТЭС, ВИЭ) требуют преждевременного вывода из эксплуатации угольных станций, что является экономически и социально сложной задачей. Выход из этой ловушки вряд ли возможен силами

одной страны и требует скоординированной региональной стратегии, которую может предоставить ОЭР ЕАЭС, например, через обеспечение поставок российского газа в качестве переходного топлива и предоставление балансирующих мощностей для интеграции ВИЭ.

Для реагирования на эти ограничения Казахстан начал менять институциональную модель рынка. Механизм единого закупщика электроэнергии запущен 1 июля 2023 года: АО «КОРЭМ» централизованно приобретает электроэнергию у производителей и продает ее энергоснабжающим организациям. Заявленная цель реформы – повысить прозрачность расчетов и выровнять условия доступа потребителей к электроэнергии.

Отдельным политическим решением стал референдум 6 октября 2024 года по строительству атомной электростанции. За проект высказались 71,12% участников голосования, а в качестве предполагаемой площадки указан поселок Улькен на берегу Балхаша. Для Казахстана АЭС рассматривается как способ диверсифицировать энергобаланс, снизить зависимость от угля и создать новый источник базовой мощности.

Документы стратегического планирования по ТЭК до 2030 года и их последующие редакции<sup>132</sup> задают несколько направлений: укрепление энергетической безопасности, обновление действующих мощностей, перевод части угольных ТЭЦ на газ и расширение ВИЭ. Целевые ориентиры предусматривают долю ВИЭ 15% в производстве электроэнергии к 2030 году и 50% к 2050 году; до 2030 года планируется запуск 93 новых проектов ВИЭ. Параллельно программа «Цифровой Казахстан» сопровождает внедрение KEGOC элементов интеллектуальной сети – WAMS и WACS. Эти решения повышают наблюдаемость системы и важны для интеграции переменной генерации, но сами по себе не устраняют износ оборудования и дефицит мощности.

---

<sup>132</sup> Правительство Республики Казахстан. Информационно-справочные материалы к заседанию Правительства Республики Казахстан [Электронный ресурс]. 27.08.2024. URL: <https://primeminister.kz/assets/media/ism-ot-27082024.pdf>

Анализ электроэнергетического сектора Казахстана позволяет сделать вывод о его ключевой и эволюционирующей роли в проекте ОЭР ЕАЭС. Экономические стимулы для участия страны в общем рынке трансформируются: на смену мотиву монетизации избыточных мощностей приходит стратегическая необходимость в повышении надежности энергоснабжения, привлечении инвестиций и оптимизации режимов работы в условиях энергоперехода.

Для ОЭР ЕАЭС Казахстан может быть важен в нескольких ролях. В ближайшей перспективе, при модернизации действующих активов, его система способна предоставлять резервы и транзитные услуги для перетоков между Россией и Центральной Азией. В более долгом горизонте развитие ВИЭ может превратить страну в поставщика низкоуглеродной электроэнергии и услуг балансировки. Главные ограничения сохраняются в тарифной политике, технических стандартах и экологическом регулировании.

Роль Казахстана в ОЭР ЕАЭС постепенно меняется. Прежний образ страны как донора дешевой угольной электроэнергии уступает место иной логике: от устойчивости Казахстана зависит баланс всей региональной системы. Успех этой перестройки связан со способностью привлечь инвестиции в модернизацию и декарбонизацию. В этом контексте общий рынок способен стать площадкой торговли и одновременно механизмом согласования правил, доступа к технологиям и финансированию.

#### **2.4 Энергетическая система Кыргызской Республики: гидроэнергетический потенциал и возможности интеграции**

Электроэнергетическая система Кыргызской Республики представляет собой фундаментальный парадокс для интеграционного проекта Евразийского экономического союза. С одной стороны, страна обладает гидроэнергетическим потенциалом мирового класса, который, однако, остается в значительной степени нереализованным. С другой стороны, в последние годы республика столкнулась с углубляющимся дефицитом электроэнергии и системными уязвимостями, трансформировавшись из нетто-

экспортера в нетто-импортера. Данное противоречие определяет ключевую экономическую мотивацию Кыргызстана к участию в ОЭР ЕАЭС: основной интерес заключается не в продаже существующего избытка, а в привлечении стратегических инвестиций, необходимых для раскрытия этого потенциала. Такой подход способен преобразовать роль страны из энергодефицитного государства в ключевого регионального поставщика экологически чистой и высокоманевренной электроэнергии.

Современный электроэнергетический комплекс Кыргызстана характеризуется почти полной зависимостью от гидроэнергетики, доля которой в общей выработке превышает 90%. Эта гидроцентричная модель является ключевым наследием советской эпохи, в рамках которой был спроектирован и построен каскад гидроэлектростанций на реке Нарын, являющейся притоком Сырдарьи. Данный каскад формирует технологический и производственный костяк всей энергосистемы страны. Ключевые генерирующие активы сосредоточены в составе Нижне-Нарынского каскада ГЭС. Флагманом каскада и всей энергосистемы является Токтогульская ГЭС, установленная мощность которой после завершения модернизации в 2025 году достигла 1440 МВт (увеличение на 240 МВт). Далее по течению расположены Курпсайская ГЭС (800 МВт), Таш-Кумырская ГЭС (450 МВт), Шамалды-Сайская ГЭС (240 МВт) и Уч-Курганская ГЭС (180 МВт, после модернизации 2025 г. – 216 МВт). Центральную роль в этой системе играет Токтогульское водохранилище, которое является единственным в Центральной Азии водохранилищем многолетнего регулирования с полным объемом 19,5 млрд м<sup>3</sup>. Этот объект имеет стратегическое значение не только для выработки электроэнергии в Кыргызстане, но и для обеспечения ирригационных потребностей нижележащих стран – Узбекистана и Казахстана.

Тепловая генерация представлена преимущественно Бишкекской ТЭЦ, которая играет важную роль в покрытии пиковых нагрузок в зимний период. Состав ключевых генерирующих объектов обобщен в таблице 11.

Ключевые генерирующие активы электроэнергетической системы  
Кыргызской Республики

Объект	Мощность, МВт	Примечание
Токтогульская ГЭС	1440	После модернизации 2025 года (+240 МВт к исходным 1200 МВт)
Курпсайская ГЭС	800	Станция Нижне-Нарынского каскада
Таш-Кумырская ГЭС	450	Станция Нижне-Нарынского каскада
Шамалды-Сайская ГЭС	240	Станция Нижне-Нарынского каскада
Уч-Курганская ГЭС	216	После модернизации 2025 года (с 180 до 216 МВт)

Источник: составлено автором на основе материалов Министерства энергетики Кыргызской Республики. [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.kg/>, Всемирного банка. [Электронный ресурс] URL: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2023/11/01/additional-financing-for-casa-1000-project-for-the-kyrgyz-republic>

Институциональная архитектура сектора сохраняет черты государственной, вертикально-интегрированной модели. Ключевыми субъектами являются:

– Министерство энергетики КР – центральный орган исполнительной власти, ответственный за формирование и реализацию государственной политики в топливно-энергетическом комплексе.

– ОАО «Электрические станции» – государственная генерирующая компания, в ведении которой находятся все крупные ГЭС Нарынского каскада и Бишкекская ТЭЦ. Доля государства в уставном капитале превышает 97%.

– ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана» – государственный системный оператор, осуществляющий передачу электроэнергии по магистральным сетям напряжением 110-500 кВ, а также оперативно-диспетчерское управление межгосударственными перетоками.

Структурной особенностью энергосистемы является ее выраженная географическая асимметрия: более 90% генерирующих мощностей сконцентрировано на юге республики, что создает высокую нагрузку на ограниченное число системообразующих линий электропередачи и повышает

уязвимость системы к технологическим сбоям.

Анализ ключевых макропоказателей электроэнергетики Кыргызстана за период 2019-2025 гг. выявляет фундаментальный сдвиг – переход от модели умеренного, преимущественно сезонного дефицита к состоянию устойчивой импортозависимости. В начале рассматриваемого периода годовой дефицит оставался ограниченным и компенсировался сезонными перетоками, тогда как к 2025 году он стал структурным. Как следует из данных, представленных в Приложении В, валовое потребление электроэнергии в 2025 году достигло исторического максимума в 19,3 млрд кВтч, увеличившись примерно на 5,5% к уровню 2024 года. В то же время внутренняя генерация в 2025 году составила лишь 15,4 млрд кВтч, что сформировало физический дефицит в объеме 3,9 млрд кВтч, или более 20% от совокупного спроса. Для сравнения, в 2024 году при потреблении 18,3 млрд кВтч собственная выработка составляла 14,7 млрд кВтч, а дефицит покрывался импортом. Таким образом, импорт электроэнергии превратился из инструмента аварийного резервирования в базовый элемент энергетического баланса. Сводная динамика энергетического баланса Кыргызстана приведена в таблице 12.

Таблица 12

Динамика энергетического баланса Кыргызской Республики  
(2019–2025 гг.)

Показатель	2019	2023	2024	2025
Генерация (производство), млрд кВтч	15,1	13,84	14,74	15,39
Импорт электроэнергии, млрд кВтч	0,2	3,49	3,84	3,9
Экспорт электроэнергии, млрд кВтч	0,35	0,01	0,16	0,03*
Потребление (брутто), млрд кВтч	15,5	17,2	18,3	19,3
Производственный баланс (выработка – потребление), млрд кВтч	–0,4	–3,4	–3,6	–3,9
Объем Токтогульского водохранилища, млрд м <sup>3</sup>	16,4	10,6	10,4	9,1**

\* Оценочно, ввиду отсутствия достоверных данных на момент анализа.

\*\* Данные на 15.01.2026 г.

Источник: составлено автором на основе материалов Министерства энергетики Кыргызской Республики. [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.kg/>; данных по модернизации ключевых ГЭС.

Системный кризис, вызванный маловодным циклом и износом инфраструктуры, вынудил руководство страны прибегнуть к мерам административного управления. Указом Президента Кыргызской Республики от 24 июля 2023 года в энергетической отрасли был введён режим чрезвычайной ситуации, действие которого продлено до 31 декабря 2026 года.

Фундаментальной уязвимостью системы остаётся её монозависимость от гидроресурсов реки Нарын. Данные мониторинга за 2025–2026 годы свидетельствуют о вхождении региона в фазу острого маловодья. По состоянию на 15 января 2026 года объём воды в Токтогульском водохранилище снизился до 9,102 млрд кубометров – на 1,631 млрд кубометров меньше показателя аналогичной даты 2025 года. Уровень воды приближается к «мёртвому объёму» (5,5 млрд м<sup>3</sup>), при достижении которого эксплуатация гидроагрегатов становится технически невозможной.

Этот нарастающий дефицит напрямую связан с хроническим недоинвестированием в сектор, которое, в свою очередь, является следствием многолетней политики поддержания социально низких тарифов на электроэнергию. В рамках Среднесрочной тарифной политики на 2021–2025 годы правительство провело поэтапное повышение цен. С 1 мая 2025 года тарифы для населения при потреблении свыше 700 кВтч в месяц были повышены до 2,6 сома/кВтч, а для безлимитного потребления введён тариф 4,42 сома/кВтч. Для промышленных потребителей и коммерческого сектора тарифы составляют 3,34–4,09 сома/кВтч. Тем не менее они остаются недостаточными для самофинансирования масштабных капитальных проектов. Это формирует инвестиционную ловушку. В результате страна попадает в зависимость от кредитов и грантов МФИ для поддержания даже существующей инфраструктуры.

Несмотря на текущие трудности, Кыргызстан обладает стратегическим ресурсом, определяющим его долгосрочное конкурентное

преимущество, – крупным гидроэнергетическим потенциалом. По оценкам, приведенным в Таблице 13, технически возможный для освоения потенциал составляет 142 млрд кВтч годовой выработки, при этом на сегодняшний день используется менее 10% от этого объема. По данному показателю Кыргызстан занимает третье место в СНГ после России и Таджикистана и обладает около 30% всех гидроресурсов центральноазиатского региона.

Сравнение с соседними странами подчеркивает уникальность положения Кыргызстана и Таджикистана как потенциальных «гидроэнергетических держав» региона. Именно этот нереализованный потенциал превращает Кыргызстан из объекта региональной энергетической политики в потенциального субъекта, способного кардинально изменить энергетический баланс в Центральной Азии и на южных рубежах ЕАЭС. Ключевыми проектами, способными реализовать этот потенциал, являются строительство Камбар-Атинской ГЭС-1 и новых каскадов ГЭС на реках Нарын и Кокомерен.

Таблица 13

Сравнительная оценка гидроэнергетического потенциала  
стран Центральной Азии

Страна	Технический потенциал, млрд кВтч	Степень освоения, %	Комментарий
Таджикистан	527	~5–6	Крупнейший потенциал в регионе; проект Рогунской ГЭС (3780 МВт)
Кыргызстан	142	~10	Второй по потенциалу; крупные проекты Камбар-Ата-1, каскады на Нарыне
Казахстан	62	~15	Существенно меньшая доля гидроресурсов относительно КР/РТ
Узбекистан	27,5–35	–	Ограниченный собственный гидропотенциал
Туркменистан	4	–	Минимальный гидропотенциал
<b>Итого ЦА</b>	<b>~762–770</b>	–	Совокупный технический потенциал региона

Источник: составлено автором на основе данных IEA. [Электронный ресурс] IEA, 2022 URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ab8f5f01-4b54-4636-b2e8-7818e2ed55a8/Tajikistan2022.pdf>, Министерства энергетики Кыргызской Республики. [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.kg/>, UNESCAP. [Электронный ресурс] 2023 URL: <https://repository.unescap.org/server/api/core/bitstreams/9f9a7d37-984b-4753->

Проект Камбар-Атинской ГЭС-1 приобрёл статус ключевого элемента водно-энергетической безопасности Центральной Азии. В июне 2024 года в Вене министры энергетики Кыргызстана, Казахстана и Узбекистана подписали межправительственное соглашение о совместной реализации проекта, распределив доли участия: Кыргызстан – 34%, Казахстан и Узбекистан – по 33%. Всемирный банк выделил 18,6 млн долларов на актуализацию ТЭО и рассматривает предоставление пакета финансирования в размере 1,5 млрд долларов. ЕС заявил о готовности инвестировать до 1 млрд долларов. Общая стоимость строительства оценивается в 4,5–5,6 млрд долларов. По состоянию на январь 2026 года на площадке завершены основные подготовительные работы, ввод первого агрегата запланирован на 2028–2029 годы.

Существенным изменением в инвестиционном ландшафте 2025 года стала смена стратегического инвестора по проекту Верхне-Нарынского каскада ГЭС. После разрыва соглашений с ПАО «РусГидро» 12 августа 2025 года было подписано инвестиционное соглашение с турецкой компанией Orta Asya Investment Holding (Ihlas Holding). Соглашение предусматривает строительство двух каскадов общей мощностью 2217 МВт с объёмом инвестиций более 6 млрд долларов: Казарманский каскад на реке Нарын (4 станции, 1160 МВт) и каскад на реке Кокомерен (3 станции, 1305 МВт).

Таким образом, ценность Кыргызстана для ОЭР ЕАЭС заключается не в его текущем состоянии как импортера энергии, а в его потенциале стать крупным экспортером дешевой, экологически чистой и, что особенно важно, высокоманевренной электроэнергии. Однако, чтобы стать надежным поставщиком энергии в будущем, республике необходимы масштабные внешние инвестиции сегодня. Таким образом, интеграция в ОЭР для Кыргызстана – это, прежде всего, механизм привлечения капитала и обеспечения гарантированного рынка сбыта для будущих гидроэнергетических проектов. В то же время реализация

гидроэнергетического потенциала Кыргызстана сдерживается комплексом глубоких системных проблем, уходящих корнями в географические, климатические и исторические особенности региона.

Центральной проблемой является так называемый водно-энергетическая взаимозависимость – конфликт между ирригационным и энергетическим режимами работы Токтогульского водохранилища. Для обеспечения вегетационного периода в сельскохозяйственных регионах Узбекистана и Казахстана требуются значительные объёмы воды в летний период. Это приводит к максимальной выработке электроэнергии на ГЭС в летние месяцы, когда внутренний спрос минимален, создавая структурный избыток. В зимний период, напротив, необходимо накапливать воду в водохранилище для следующего сезона, что резко сокращает выработку ГЭС и приводит к острому дефициту электроэнергии, который приходится покрывать за счет сжигания дорогого импортного топлива на Бишкекской ТЭЦ и импорта. Эта сезонная асимметрия представлена на Рисунке 13.

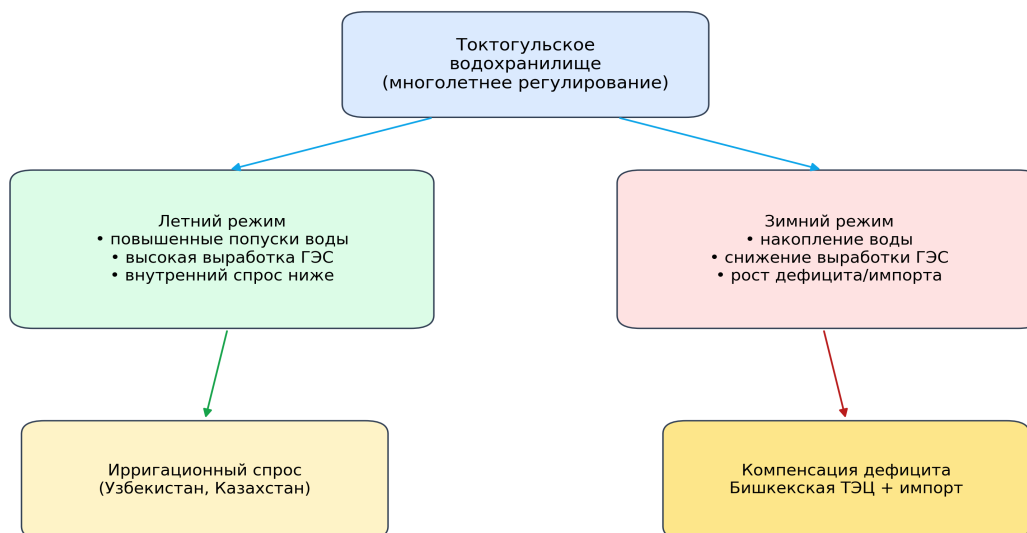


Рисунок 13. Схематическое изображение водно-энергетического цикла и сезонных дисбалансов в энергосистеме Кыргызстана

Источник: составлено автором на основе материалов Министерства энергетики Кыргызской Республики. [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.kg/>, Всемирного банка. [Электронный ресурс] URL:

<https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2023/11/01/additional-financing-for-casa-1000-project-for-the-kyrgyz-republic>

Эта проблема усугубляется растущей уязвимостью к изменению климата. Деграция ледников в горах Тянь-Шаня, которые являются основным источником питания реки Нарын, создает долгосрочные риски для стабильности речного стока и, следовательно, для всей гидрозависимой экономики и энергетики страны.

Вторая системная проблема Кыргызстана связана с износом гидроэнергетических активов, основной массив которых относится к 1960-1980-м годам. Чтобы снизить эту уязвимость, реализуется проект восстановления Токтогульской ГЭС, поддержанный АзБР и Евразийским фондом стабилизации и развития (ЕФСР) на сумму 210 млн долларов: модернизация четырех гидроагрегатов увеличивает мощность каждого на 60 МВт, а после завершения проекта установленная мощность должна достичь 1440 МВт. Параллельно реконструируется Уч-Курганская ГЭС: модернизация агрегата № 4 до 54 МВт и завершение работ к 2027 году должны повысить установленный показатель с 180 до 216 МВт. Для будущего ОЭР ЕАЭС эти проекты важны потому, что Кыргызстан может предложить два вида ресурсов:

1. Маневренная мощность. ГЭС с регулируемыми водохранилищами могут быстро изменять выдачу электроэнергии, поэтому они пригодны для покрытия пиков и балансировки солнечной и ветровой генерации в соседних системах, включая Казахстан и юг России.

2. Низкоуглеродная электроэнергия. Гидрогенерация дает относительно чистый ресурс, спрос на который будет расти по мере развития климатического регулирования и требований к углеродному следу в странах ЕАЭС.

Реализация этого потенциала ставит Кыргызстан перед стратегическим выбором между двумя основными векторами экспортной интеграции. Южный вектор представлен проектом CASA-1000, который предназначен для экспорта

1300 МВт летней электроэнергии в Афганистан и Пакистан. По состоянию на начало 2026 года строительство инфраструктуры на территории Кыргызстана полностью завершено: построена ЛЭП 500 кВ протяжённостью 456 км от подстанции «Датка» до границы с Таджикистаном. В марте 2025 года состоялся технический пуск линии, соединившей энергосистемы Кыргызстана и Таджикистана. Однако полноценная коммерческая эксплуатация всего транзитного коридора перенесена на 2027 год в связи с задержками строительства афганского участка. Экспортный тариф для Пакистана зафиксирован на уровне 9,48 цента США за кВтч. Северный вектор предполагает интеграцию в ОЭР ЕАЭС и экспорт электроэнергии в Казахстан и далее в Россию. Эти два направления не являются взаимоисключающими, но создают конкурентную среду за будущие объёмы кыргызской электроэнергии.

Основным конкурентным преимуществом кыргызской электроэнергии является низкая предельная себестоимость ее производства на действующих ГЭС. Однако для наращивания экспортных объемов требуются многомиллиардные капиталовложения в строительство новых станций и линий электропередачи. ОЭР ЕАЭС может выступить как институциональной платформой для привлечения этих инвестиций (в том числе со стороны российских и казахстанских компаний), так и гарантированным рынком сбыта, обеспечивающим окупаемость проектов.

Ключевыми барьерами на пути полноценной интеграции остаются необходимость гармонизации внутренней тарифной политики с рыночными принципами ОЭР, согласование технических регламентов и, что наиболее важно, урегулирование сложных трансграничных водно-энергетических вопросов со странами низовья, которые лежат в основе функционирования всей энергосистемы.

Таким образом, интеграция Кыргызской Республики в ОЭР ЕАЭС является стратегически важным и взаимовыгодным, но и крайне сложным процессом. Для Кыргызстана это открывает путь к выходу из инвестиционной

ловушки и монетизации своего ключевого природного ресурса. Для ЕАЭС это возможность получить доступ к долгосрочному источнику чистой и маневренной энергии, необходимой для обеспечения устойчивости и декарбонизации региональной энергосистемы. Успешная реализация этого потенциала потребует от всех участников не только технических и финансовых усилий, но и политической воли для решения многолетних региональных проблем, что делает Кыргызстан одним из ключевых индикаторов зрелости и стратегической глубины всего евразийского интеграционного проекта.

## **2.5 Единая энергетическая система России: системообразующая роль в электроэнергетической интеграции**

Единая энергетическая система (ЕЭС) России является не просто крупнейшим национальным электроэнергетическим комплексом в рамках Евразийского экономического союза, но и его технологическим, операционным и институциональным ядром. Ее масштаб, структурные характеристики, внутренние дисбалансы и стратегические вызовы развития выступают системообразующими факторами, которые определяют архитектуру, потенциал и фундаментальные ограничения проекта по формированию ОЭР ЕАЭС. В силу своего доминирующего положения, состояние и траектория развития российской энергосистемы оказывают прямое и непосредственное влияние на все аспекты евразийской электроэнергетической интеграции, от технической возможности межгосударственных перетоков до моделей ценообразования и гармонизации регуляторных подходов. Таким образом, детальный анализ современного состояния ЕЭС России является необходимым условием для объективной оценки перспектив ОЭР ЕАЭС и формирует фактологическую базу для последующего анализа интеграционных процессов.

ЕЭС России представляет собой один из крупнейших в мире централизованно управляемых электроэнергетических комплексов,

уникальность которого определяется его континентальным масштабом, охватывающим 11 часовых поясов. Ключевой технологической особенностью, обеспечивающей высокую степень надежности и устойчивости системы, является синхронная параллельная работа всех ее элементов на единой номинальной частоте переменного тока 50 Гц. Эта технологическая целостность позволяет осуществлять перераспределение электрической мощности между регионами в режиме реального времени, компенсируя локальные колебания спроса и предложения<sup>133</sup>.

Территориально ЕЭС России имеет сложную двухкомпонентную структуру:

1. Синхронная зона ЕЭС России, которая является основной и охватывает большую часть территории страны. Она, в свою очередь, состоит из семи Объединенных энергетических систем (ОЭС), работающих параллельно: ОЭС Центра, ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Юга, ОЭС Сибири и ОЭС Востока.

2. Технологически изолированные территориальные энергосистемы (ТИТЭС), которые не имеют электрических связей с ЕЭС России и функционируют автономно. К ним относятся энергосистемы Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей, Чукотского автономного округа, а также Норильско-Таймырская ТИТЭС.

Физическим фундаментом, обеспечивающим технологическое единство и управляемость системы, является Национальная электрическая сеть (НЭС) – совокупность магистральных и распределительных ЛЭП и подстанций. Управление этой инфраструктурой консолидировано в рамках ПАО «Россети». По состоянию на конец 2023 года, ключевые показатели инфраструктуры, находящейся в управлении Группы «Россети», свидетельствуют о ее масштабе: общая протяженность ЛЭП – более 2,5 млн км; количество подстанций – 581 тыс. единиц; суммарная трансформаторная

---

<sup>133</sup> Атаев З. А. Структура Единой энергосистемы России в постсоветский период [Электронный ресурс]. 2023. URL: <https://journals.rcsi.science/2587-5566/article/view/135588>

мощность подстанций – 877 ГВА; географический охват – 82 субъекта Российской Федерации; доля в передаче электроэнергии – более 80% от всей выработки в стране.

Масштаб и высокая степень централизации оперативно-диспетчерского управления являются фундаментальным преимуществом ЕЭС России, обеспечивая исключительную надежность, возможность маневрирования мощностью между регионами и существенную экономию на совокупных резервах. Однако этот же масштаб, унаследованный от советской системы, создает серьёзную технологическую и инвестиционную инерцию. Инфраструктура, охватывающая 82 региона, требует больших и непрерывных капиталовложений для поддержания и модернизации. В условиях высокого износа основных фондов, особенно в распределительном комплексе, задача технологического обновления превращается в национальный мегапроект. Для стран-партнеров по ЕАЭС это означает, что интеграция с Россией предполагает подключение к сверхстабильной, но медленно адаптирующейся к новым технологическим и рыночным вызовам системе. Таким образом, масштаб ЕЭС России является одновременно и главным активом для обеспечения стабильности будущего ОЭР ЕАЭС, и фактором, определяющим темпы рыночных преобразований.

Институциональная структура электроэнергетики России представляет собой сложную гибридную модель, в которой сочетаются элементы жесткого государственного регулирования, централизованного технологического управления и конкурентных рыночных механизмов.

Государственное регулирование и стратегическое планирование осуществляется Министерством энергетики Российской Федерации, которое формирует и реализует государственную политику в отрасли, утверждает ключевые стратегические документы, а также схемы и программы развития электроэнергетики, и Федеральной антимонопольной службой (ФАС), которая выполняет функции тарифного регулятора и осуществляет антимонопольный контроль на рынках.

Оперативно-диспетчерское управление является зоной исключительной ответственности АО «Системный оператор Единой энергетической системы». Эта компания, 100% акций которой принадлежат государству, осуществляет централизованное управление технологическими режимами работы ЕЭС в реальном времени, обеспечивая баланс производства и потребления, поддержание стандартной частоты и надежность функционирования всей системы.

Управление сетевой инфраструктурой де-факто является естественной монополией. ПАО «Россети» и его дочерние общества управляют практически всем магистральным и распределительным сетевым комплексом страны, обеспечивая услуги по передаче электроэнергии для всех участников рынка.

Организация торговли осуществляется в рамках Оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), который представляет собой сферу обращения особых товаров – электроэнергии и мощности – в границах ЕЭС России. Функционирование ОРЭМ обеспечивается двумя ключевыми инфраструктурными организациями:

1. АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» (АО «АТС») организует торги в конкурентных сегментах рынка, включая рынок на сутки вперед (РСВ) и балансирующий рынок (БР).

2. Ассоциация «НП Совет рынка» выполняет функции саморегулируемой организации участников рынка, разрабатывает и утверждает правила (регламенты) ОРЭМ и осуществляет контроль за их соблюдением.

В результате реформы 2000-х годов в России сложилась уникальная модель, в которой сосуществуют две, на первый взгляд, противоречивые парадигмы: жестко централизованное, практически командное управление физическими процессами (АО «СО ЕЭС») и либерализованная, конкурентная модель коммерческих взаимоотношений (ОРЭМ). Централизация управления и монополия на инфраструктуру являются наследием советской модели, приоритетом которой была физическая надежность. Создание ОРЭМ, в свою очередь, было направлено на привлечение частных инвестиций в

генерирующий сектор через внедрение рыночных механизмов ценообразования. В итоге рыночные субъекты (генерирующие компании, крупные потребители, сбытовые организации) конкурируют в ценообразовании, но их физические режимы производства и потребления электроэнергии определяются командами центрального диспетчера, а доступ к рынку обеспечивается через монопольную сетевую компанию. Эта гибридная модель неизбежно будет транслироваться и на ОЭР ЕАЭС. Партнеры России получают доступ к рынку, отличающемуся от европейской модели, к системе, в которой рыночные сигналы дополняются технологическими и административными механизмами централизованного управления, что потребует выработки особых подходов при гармонизации правил.

Генерирующий сектор ЕЭС России характеризуется большим масштабом, диверсифицированной структурой и доминированием традиционной тепловой генерации. По данным АО «СО ЕЭС», по состоянию на 1 января 2026 года установленная мощность электростанций ЕЭС России достигла исторического максимума в 271 052 МВт<sup>134</sup>. Только за 2025 год энергосистема прирастила 1 101,5 МВт мощности, что было обеспечено как вводом новых объектов (1 085,5 МВт), так и повышением эффективности действующего оборудования в рамках программы модернизации тепловой генерации.

Структура установленной мощности по типам генерации на начало 2026 года распределяется следующим образом:

– ТЭС: 176 725,8 МВт (65,2%). Являются основой энергосистемы, обеспечивая как базовую, так и пиковую нагрузку.

– ГЭС: 51 499,8 МВт (19,0%). Сосредоточены преимущественно в ОЭС Сибири и Юга, играют ключевую роль в регулировании частоты и покрытии пиковых нагрузок.

---

<sup>134</sup> АО «Системный оператор Единой энергетической системы». Функционирование ЕЭС России [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/>

– АЭС: 35 236,7 МВт (13,0%). Работают в базовом режиме, обеспечивая стабильную и предсказуемую выработку электроэнергии.

– ВИЭ: Ветровые (ВЭС) – 4 336,8 МВт (1,6%) и солнечные (СЭС) – 3 252,8 МВт (1,2%). Несмотря на высокие темпы роста в последние годы, их суммарная доля в установленной мощности составляет 2,8%.

В структуре топлива российских ТЭС доминирует природный газ: его доля составляет около 71,5%, тогда как на уголь приходится примерно 23,1%. Такая конфигурация делает себестоимость тепловой генерации чувствительной к внутренним ценам на газ и к региональным различиям в доступности топлива.

Показатели выработки и потребления отражают структуру российской энергосистемы. По итогам 2025 года производство электростанций ЕЭС России составило 1 166,4 млрд кВтч, что на 1,2% меньше уровня 2024 года, потребление снизилось на 1,1% и достигло 1 161,2 млрд кВтч (Рисунок 14). Такое снижение связано прежде всего с более мягкой зимой и календарным эффектом после високосного 2024 года. При этом региональная динамика сохраняет признаки роста: в ОЭС Востока спрос увеличился на 4,8%, в ОЭС Юга – на 3,6%, что указывает на локальные дефициты в промышленных узлах. Основная часть производства остается за ТЭС – около 63%, тогда как АЭС и ГЭС дают примерно 20% и 17% соответственно.

Совокупная установленная мощность ЕЭС России выросла с 246 342 МВт в 2020 году до 269 950 МВт в 2024 году. Вместе с контрольным значением на начало 2026 года (271 051,9 МВт) это подтверждает фазу расширения установленной мощности при последующем замедлении темпов прироста.

В период 2023–2026 годов роль России в электроэнергетической интеграции претерпела фундаментальную трансформацию. Под воздействием геополитических факторов и внутренних инфраструктурных ограничений произошёл отказ от модели коммерческой экспансии на внешние рынки (Китай, ЕС) в пользу модели технологического донорства для стран ЕАЭС и Центральной Азии.

Анализ данных ПАО «Интер РАО» показывает радикальное изменение географии поставок. Если в начале 2020-х годов одним из ключевых направлений являлся экспорт в Китай, то к 2024–2025 годам этот вектор был свёрнут до минимума из-за роста энергопотребления и дефицита мощности на Дальнем Востоке<sup>135</sup>. Экспорт в КНР сократился с 3,1 млрд кВтч в 2023 году<sup>136</sup> до 0,9 млрд кВтч в 2024 году<sup>137</sup> (–71%), а в первом полугодии 2025 года составил всего 0,2 млрд кВтч<sup>138</sup>.

В этих условиях связи внутри ЕАЭС стали заметно интенсивнее. В 2024 году Казахстан занял ключевое место в российском экспорте электроэнергии, получив 4,6 млрд кВтч, или 54% общего объема. Российские поставки помогают закрывать недостачу мощности и энергии в Северной и Южной зонах Казахстана, где сказываются износ угольной генерации и рост потребления. С 2023 года дополнительно заработал маршрут поставок в Кыргызстан через Казахстан: в 2024 году объем достиг 1,5-1,7 млрд кВтч и стал важным фактором прохождения отопительного сезона при маловодье Токтогульского каскада.

Фактически Россия выполняет для центральноазиатского контура функцию балансира, поддерживая устойчивость межсистемных режимов. Положительное сальдо торговли электроэнергией при этом сохраняется: за 2024 год экспорт достиг 8,53 млрд кВтч, а импорт составил 1,93 млрд кВтч.

На Рисунке 14 показана динамика 2020-2024 годов: производство и

---

<sup>135</sup> ПАО «Интер РАО». Консолидированные операционные и финансовые результаты Группы «Интер РАО» за 2024 год [Электронный ресурс]. 2025. URL: [https://www.interrao.ru/upload/iblock/f1a/19haha34vu5b3770j5wkuj6vzplq0rhv/IFRS\\_12m2024\\_rus.pdf](https://www.interrao.ru/upload/iblock/f1a/19haha34vu5b3770j5wkuj6vzplq0rhv/IFRS_12m2024_rus.pdf)

<sup>136</sup> ПАО «Интер РАО». Консолидированные операционные и финансовые результаты Группы «Интер РАО» за 12 месяцев 2023 года [Электронный ресурс]. 2024. URL: [https://www.interrao.ru/upload/iblock/e30/39v3xmpbwjtmstnyw1md4vc1hwap8qunh/IFRS\\_12m2023\\_rus.pdf](https://www.interrao.ru/upload/iblock/e30/39v3xmpbwjtmstnyw1md4vc1hwap8qunh/IFRS_12m2023_rus.pdf)

<sup>137</sup> ПАО «Интер РАО». Консолидированные операционные и финансовые результаты Группы «Интер РАО» за 2024 год [Электронный ресурс]. 2025. URL: [https://www.interrao.ru/upload/iblock/f1a/19haha34vu5b3770j5wkuj6vzplq0rhv/IFRS\\_12m2024\\_rus.pdf](https://www.interrao.ru/upload/iblock/f1a/19haha34vu5b3770j5wkuj6vzplq0rhv/IFRS_12m2024_rus.pdf)

<sup>138</sup> ПАО «Интер РАО». Консолидированные операционные и финансовые результаты Группы «Интер РАО» за 1 полугодие 2025 года [Электронный ресурс]. 2025. URL: [https://www.interrao.ru/upload/iblock/619/mdaz9vxz3v73ysck46h2ikc84gu6p2ta/IFRS\\_MSFO\\_6mes2025.pdf](https://www.interrao.ru/upload/iblock/619/mdaz9vxz3v73ysck46h2ikc84gu6p2ta/IFRS_MSFO_6mes2025.pdf)

потребление двигались близкими темпами, а профицит постепенно сокращался. В 2025 году обе линии умеренно снизились, но разрыв между ними остался небольшим. Партнерам по Союзу это показывает: российский экспортный запас сильнее зависит от внутренних пиков спроса и региональных сетевых ограничений

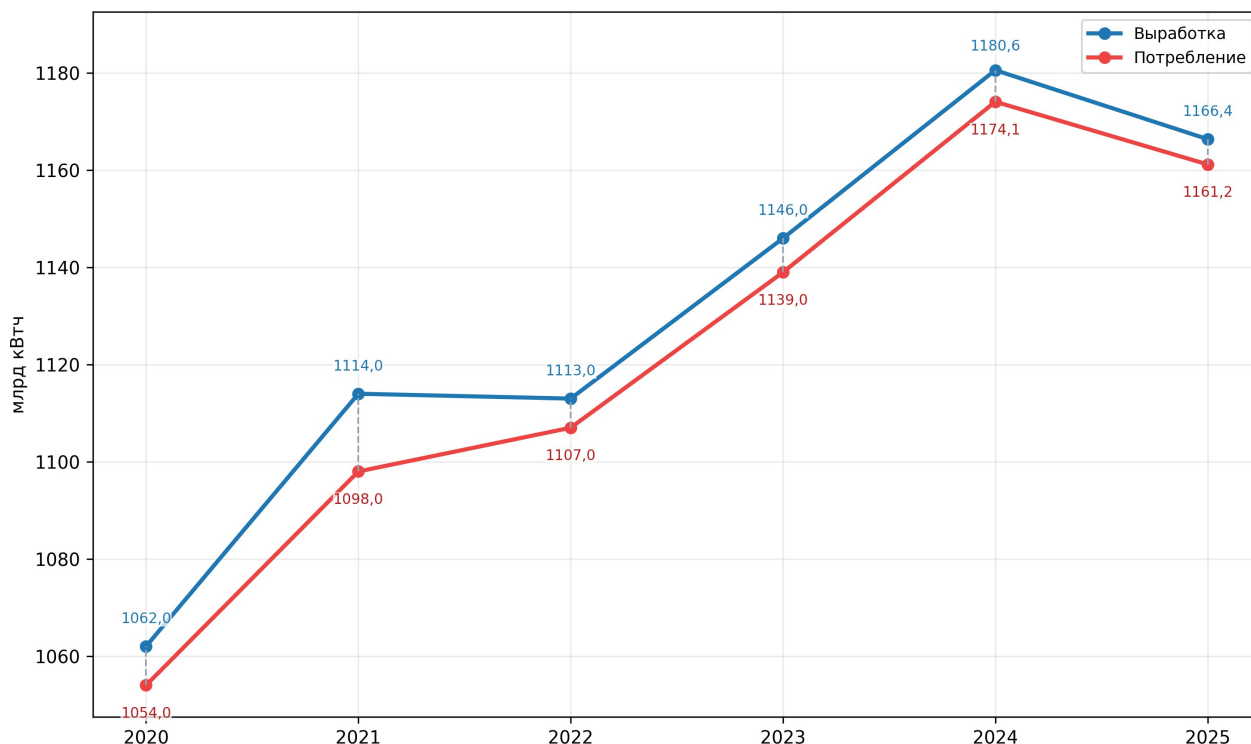


Рисунок 14 – Динамика производства и потребления электроэнергии в ЭЭС России, 2020–2025 гг. (млрд кВтч)

Источник: составлено автором на основе официальных материалов АО «СО ЕЭС». [Электронный ресурс] Официальный сайт, 2026 URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/>

С точки зрения региональных энергобалансов и межсистемных связей, необходимо отметить, что ЭЭС России характеризуется глубокой территориальной асимметрией и структурными дисбалансами между регионами производства и потребления электроэнергии. Балансировка системы и обеспечение ее целостности достигаются за счет мощных межсистемных ЛЭП, по которым осуществляются перетоки мощности между ОЭС:

– Энергопрофицитные ОЭС: исторически ОЭС Сибири, обладающая каскадом крупных ГЭС и мощными угольными станциями, и ОЭС Урала с развитой промышленной генерацией являлись донорами мощности для

остальной части ЕЭС.

– Энергодефицитные ОЭС: ОЭС Центра, где сконцентрирована основная экономическая активность и население страны, и ОЭС Юга являются крупнейшими потребителями, чей спрос не покрывается в полной мере собственной генерацией.

Анализ данных за 2024 год показывает сохранение и даже усугубление этих дисбалансов. ОЭС Центра и ОЭС Сибири продемонстрировали наибольший прирост спроса (+4,9% и +4,9% соответственно), что увеличило нагрузку на их энергосистемы.

Данные Таблицы 14 показывают, что среди рассматриваемых ОЭС в 2024 году профицит сохранялся в ОЭС Урала (+6,2 млрд кВтч), тогда как ОЭС Центра, ОЭС Сибири и ОЭС Юга оставались дефицитными (-11,7; -7,4 и -1,0 млрд кВтч соответственно). Контрольный показатель по ЕЭС России в целом (+7,0 млрд кВтч) формируется с учетом вклада всех семи ОЭС, включая ОЭС Северо-Запада, Средней Волги и Востока. Такая детализация принципиально важна и для интеграционного анализа: Казахстан граничит с ОЭС Урала и Сибири, а Беларусь – с ОЭС Центра, поэтому региональная структура российских балансов напрямую влияет на физическую возможность и экономическую целесообразность межгосударственных перетоков.

Таблица 14

Баланс электроэнергии по объединенным энергетическим системам (ОЭС) России за 2024 г. (млрд кВтч)

ОЭС	Производство	Потребление	Сальдо
Центра	256,8	268,5	-11,7
Сибири	233,7	241,1	-7,4
Урала	269,5	263,3	+6,2
Юга	135,5	136,5	-1,0
<b>Итого (контроль, ЕЭС России)</b>	<b>1 181,0</b>	<b>1 174,0</b>	<b>+7,0</b>

Источник: составлено автором на основе отчета АО «СО ЕЭС» о функционировании энергосистемы России в 2024 году и агрегированных данных Приложения В. [Электронный ресурс] АО «СО ЕЭС», 2025 URL: <https://www.so->

Современное состояние ЕЭС России характеризуется комплексом взаимосвязанных вызовов, которые определяют стратегические приоритеты ее развития и будут оказывать непосредственное влияние на формирование ОЭР ЕАЭС.

Проблема высокого уровня физического и морального износа основных фондов, особенно в распределительном сетевом комплексе, является системной угрозой для надежности энергоснабжения. Это приводит к высокому уровню потерь в сетях, которые в 2023 году составляли около 8,7%, и требует реализации масштабных инвестиционных программ. Так, инвестиционная программа ПАО «Россети» на 2024–2028 годы оценивается в 1,24 трлн рублей и предусматривает ввод 78,9 тыс. км новых ЛЭП. Необходимость концентрации огромных финансовых ресурсов на внутреннюю модернизацию ограничивает инвестиционные возможности России в трансграничных инфраструктурных проектах в рамках ЕАЭС.

Ещё одной проблемой является управление региональными дисбалансами. Передача больших объемов мощности на сверхдальние расстояния (например, из Сибири в европейскую часть страны) сопряжена со значительными техническими потерями и требует строительства дорогостоящей инфраструктуры сверхвысокого напряжения. Экономическая эффективность таких проектов является предметом постоянных дискуссий и представляет собой долгосрочный стратегический вызов.

Существенным фактором, корректирующим интеграционные возможности России, стал рост потребления со стороны центров обработки данных (ЦОД) и майнинга криптовалют. По экспертной оценке СО ЕЭС, совокупное энергопотребление ЦОД и майнинговых мощностей составляет 29,5 млрд кВтч, или около 2,4% общего электропотребления России; с учетом действующих ограничений на майнинг показатель оценивается в 26,15 млрд кВтч. Для энергосистем с ограниченным резервом такая нагрузка становится

самостоятельным фактором истощения свободной сетевой мощности<sup>139</sup>.

В ответ на эту угрозу Правительство РФ Постановлением от 23 декабря 2024 года № 1869<sup>140</sup> ввело запрет на майнинг в осенне-зимний период (с 1 декабря по 15 марта) в ряде регионов Восточной Сибири и на Юге, действующий до 2031 года. Данный внутренний дефицит является основным сдерживающим фактором для наращивания экспорта на Восток и требует тщательной координации перетоков в рамках ЕАЭС.

Спрос со стороны ЦОД также имеет две критические особенности: он географически высоко концентрирован (преимущественно вблизи крупных агломераций) и имеет крайне неэластичный профиль нагрузки (режим работы 24/7). По оценкам экспертов<sup>141</sup>, к 2030 году энергопотребление ЦОД в России может вырасти как минимум в 2,5 раза – с 1 до 2,5 ГВт. Такая траектория требует заранее синхронизировать строительство дата-центров с возможностями генерации и сетей.

Институциональная рамка ОЭР ЕАЭС также изменилась: датой старта рынка определено 1 января 2027 года вместо 2025 года<sup>142</sup>. Отсрочка связана с необходимостью согласовать технические регламенты и модели торговли. При этом практическое взаимодействие – двусторонние поставки, аварийная взаимопомощь и балансировка соседних систем – во многом развивается быстрее, чем нормативная архитектура.

Локальный рост спроса создает давление на энергосистемы, где резерв уже ограничен, прежде всего на ОЭС Центра с историческими максимумами

---

<sup>139</sup> Neftegaz.RU. Энергопотребление в РФ с начала года выросло на 4,3% с учетом температурного фактора [Электронный ресурс]. 19.02.2026. URL: <https://neftegaz.ru/news/energy/916121-energopotreblenie-v-rf-s-nachala-goda-vyroslo-na-4-3-s-uchetom-temperaturnogo-faktora/>

<sup>140</sup> Правительство Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 23.12.2024 № 1869 [Электронный ресурс]. 2024. URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_495458/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_495458/)

<sup>141</sup> Neftegaz.RU. Энергопотребление в РФ с начала года выросло на 4,3% с учетом температурного фактора [Электронный ресурс]. 19.02.2026. URL: <https://neftegaz.ru/news/energy/916121-energopotreblenie-v-rf-s-nachala-goda-vyroslo-na-4-3-s-uchetom-temperaturnogo-faktora/>

<sup>142</sup> Высший Евразийский экономический совет. Решение Высшего Евразийского экономического совета от 8 мая 2024 г. № 5 «О внесении изменений в Решение Высшего Евразийского экономического совета от 20 декабря 2019 г. № 31» [Электронный ресурс] // Правовой портал Евразийского экономического союза. Оpubл. 09.05.2024. URL: <https://docs.eaeunion.org/documents/242/8089/>

потребления мощности в 2024 году. Действующая генерация и сети не проектировались под такой профиль нагрузки. Поэтому потребуются общие программы модернизации и адресные решения в конкретных узлах: ввод генерации, усиление сетей и пересмотр инвестиционных приоритетов. Это может изменить ценовые сигналы и отвлечь ресурсы от межгосударственных интеграционных проектов. На этом фоне важно учитывать не только масштаб российской энергосистемы, но и структуру ее установленной мощности: доминирование ТЭС сочетается со значимой ролью ГЭС и АЭС в поддержании надежности, маневренности и ценовой устойчивости. Структура установленной мощности ЕЭС России по типам генерации представлена в таблице 15

Таблица 15

Структура установленной мощности ЕЭС России по типам генерации  
(на 01.01.2026)

Тип станций	Мощность, МВт	Доля, %	Роль в интеграции
ТЭС	176 725,8	65,2	Базовая нагрузка, покрытие пиков
ГЭС	51 499,8	19,0	Маневренность, регулирование частоты
АЭС	35 236,7	13,0	Стабилизация цен, базовая генерация
ВИЭ (ВЭС+СЭС)	7 589,6	2,8	Перспективный зелёный экспорт
<b>Итого</b>	<b>271 052</b>	<b>100,0</b>	

Источник: составлено автором на основе материалов АО «СО ЕЭС». [Электронный ресурс] URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/>

Рост ИИ-сервисов и дата-центров превращается для ЕЭС России в проверку качества долгосрочного планирования. Новый спрос способен повысить тарифное давление в дефицитных регионах и потребовать пересмотра схемы развития энергосистемы с учетом цифровой нагрузки<sup>143</sup>.

ЕЭС России, обладая колоссальным масштабом и централизованной

<sup>143</sup> Neftegaz.RU. Энергопотребление в РФ с начала года выросло на 4,3% с учетом температурного фактора [Электронный ресурс]. 19.02.2026. URL: <https://neftgaz.ru/news/energy/916121-energopotreblenie-v-rf-s-nachala-goda-vyroslo-na-4-3-s-uchetom-temperaturnogo-faktora/>

системой управления, выполняет системообразующую функцию для всего постсоветского электроэнергетического пространства. Ее структура, основанная на доминировании тепловой генерации, значительных региональных дисбалансах и разветвленной сетевой инфраструктуре, определяет ключевые параметры и возможности будущего ОЭР ЕАЭС. Однако успешная реализация евразийской электроэнергетической интеграции будет зависеть не столько от гармонизации наднациональных правил, сколько от способности России решить внутренние стратегические вызовы. Преодоление проблемы физического износа инфраструктуры и обеспечение сбалансированного развития энергосистемы в условиях нового структурного шока – стремительного роста спроса со стороны цифровой экономики и искусственного интеллекта – становятся главными императивами. Именно эти внутренние факторы будут определять реальные возможности, экономические интересы и стратегические приоритеты России в интеграционном процессе.

#### **Выводы по второй главе:**

1. Сравнение национальных энергосистем ЕАЭС показывает значительную неоднородность стран по ресурсной базе, модели регулирования и степени износа инфраструктуры. За счет этих различий появляется пространство для взаимодополнения, но одновременно увеличиваются издержки согласования правил.

2. Армения использует модель энергетической трансформации: импортируемое топливо преобразуется в электроэнергию, часть которой может идти на экспорт. Это усиливает ее значение для региональных обменов, но сохраняет зависимость от внешних поставок и устойчивости межгосударственных маршрутов.

3. Беларусь технически тесно связана с ЕЭС России и после ввода БелАЭС располагает профицитом мощности. Однако централизованная и нерыночная организация отрасли замедляет перестройку под конкурентные правила ОЭР; из-за этого возрастает вероятность тарифных перекосов.

4. Казахстан и Кыргызстан задают наиболее сложный контур интеграции. Казахстану требуется закрывать дефицит мощности и устранять ограничения между энергозонами; для Кыргызстана решающими остаются сезонность водных ресурсов, потребность в инвестициях для маневренной генерации и обновление сетевой базы.

5. Россия сохраняет системообразующую роль в контуре ЕАЭС благодаря масштабу ЕЭС и межсистемным связям, однако наращивание внутреннего спроса, региональная асимметрия балансов и ускоренный износ инфраструктуры объективно сужают запас экспортной гибкости. Следовательно, устойчивость будущего ОЭР определяется не только наднациональными правилами, но и темпом структурной модернизации национальных энергосистем.

## ГЛАВА 3. СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ИНТЕРЕСЫ И СИСТЕМНАЯ РОЛЬ РОССИИ В ПРОЕКТЕ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ЕАЭС

### 3.1 Современное состояние интеграционных процессов формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС

Будучи одним из наиболее амбициозных и системно значимых интеграционных проектов на постсоветском пространстве<sup>144</sup>, процесс формирования ОЭР ЕАЭС за период с 2015 по 2025 год прошел сложный путь от формирования общего политического видения до создания детализированной нормативно-правовой и институциональной архитектуры. Несмотря на значительные достижения в построении наднациональной регуляторной рамки, практическая реализация проекта столкнулась с комплексом системных вызовов, обусловленных гетерогенностью национальных энергосистем и различиями в подходах к государственному регулированию, что привело к корректировке первоначальных сроков запуска рынка.

Для корректной оценки текущего состояния ОЭР ЕАЭС недостаточно фиксировать только хронологию решений 2015–2025 годов. Ключевым аналитическим шагом является сопоставление двух институциональных моделей интеграции: координационной модели СНГ и правоприменительной модели ЕАЭС. Именно такой ракурс позволяет интерпретировать перенос сроков запуска ОЭР не как локальную административную задержку, а как эффект незавершенного перехода между различными типами интеграционного управления. В этой логике текущие барьеры запуска ОЭР рассматриваются через институциональную преемственность и разрыв между указанными моделями, а не только через перечень несогласованных нормативных актов. Таким образом, оценка готовности ОЭР ЕАЭС должна

---

<sup>144</sup> Винокуров Е. Ю. Экономическое сотрудничество в Евразии: практические решения [Электронный ресурс]. 2024 URL: [https://eabr.org/upload/iblock/1be/Ekonomicheskoe-sotrudnichestvo-v-Evrazii\\_rus.pdf](https://eabr.org/upload/iblock/1be/Ekonomicheskoe-sotrudnichestvo-v-Evrazii_rus.pdf)

строиться не только по факту принятия союзных актов, но и по показателям энергетической самостоятельности, надежности поставок, доступности инфраструктуры, экономической устойчивости и эффективности взаимной торговли электроэнергией<sup>145</sup>.

На фоне нарастающих дезинтеграционных процессов в рамках СНГ и геополитической конкуренции со стороны Европейского союза ядро стран ЕврАзЭС, заинтересованных в сохранении и углублении экономических связей, приступило к формированию качественно нового интеграционного объединения. Этот процесс ознаменовал сдвиг от логики сохранения унаследованной системы к сознательному конструированию новой правовой архитектуры региональной интеграции.

Ключевым переходным этапом на этом пути стало Евразийское экономическое сообщество (ЕврАзЭС), которое выступило институциональной площадкой для отработки более глубокой модели взаимодействия. Именно в этот период произошел постепенный отход от исключительно консенсусной межправительственной координации, а подписание в 2010 году отраслевых соглашений по электроэнергетике, нефти и газу сформировало базу для последующей юридически обязывающей интеграции в рамках ЕАЭС.

Базовая архитектура энергетического сотрудничества в рамках СНГ была заложена Соглашением о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики от 14 февраля 1992 года<sup>146</sup>. Ее первичная функция носила антикризисный характер: обеспечение параллельной работы и предотвращение технологической дезинтеграции постсоветской энергосистемы. Дальнейшая эволюция СНГ-модели включала Договор 1998

---

<sup>145</sup> Швец Н. Н., Мельник Д. А. Подходы к оценке функционирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза [Электронный ресурс] // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Экономика. 2024. Т. 32. № 4. С. 744-762. URL: <https://journals.rudn.ru/economics/article/view/42963>

<sup>146</sup> Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств [Электронный ресурс]. URL: <https://cis.minsk.by/reestr2/doc/35>

года о параллельной работе энергосистем<sup>147</sup>, Концепцию общего электроэнергетического рынка 2005 года<sup>148</sup> и Соглашение о его формировании 2007 года<sup>149</sup>. Однако эти документы не обеспечили формирование действующего рынка из-за институциональной ловушки межправительственности: консенсусный характер решений и отсутствие наднационального органа принуждения оказались достаточными для технической координации, но недостаточными для урегулирования конфликтов экономических интересов.

Формирование ЕАЭС институционально изменило эту логику. Договор о ЕАЭС от 29 мая 2014 года<sup>150</sup> закрепил юридически обязательный характер интеграции и передал часть регуляторных полномочий постоянно действующему наднациональному органу – ЕЭК. В электроэнергетике это выразилось в поэтапной правовой конструкции ОЭР: от Концепции 2015 года<sup>151</sup> к Программе 2016 года<sup>152</sup> и Протоколу 2019 года<sup>153</sup>. По сравнению с

---

<sup>147</sup> Договор об обеспечении параллельной работы объединённых электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств [Электронный ресурс]. Минск, 11.1998 URL: <https://cis.minsk.by/reestr2/doc/828>

<sup>148</sup> Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников Содружества Независимых Государств [Электронный ресурс]. Минск, 11.2005 URL: <https://cis.minsk.by/reestr2/doc/1891>

<sup>149</sup> Совет глав правительств СНГ. Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств-участников Содружества Независимых Государств [Электронный ресурс]. Ялта, 05.2007 URL: <https://cis.minsk.by/reestr2/doc/2191>

<sup>150</sup> Евразийский экономический союз. Договор о Евразийском экономическом союзе [Электронный ресурс]. Астана, 05.2014. Учредительный договор ЕАЭС. URL: [https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/ef8/ixygbob0o9pvcm5vjrbo0sl4vj4pgoiq7/dogovor\\_o\\_eae\\_s\\_2024.pdf](https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/ef8/ixygbob0o9pvcm5vjrbo0sl4vj4pgoiq7/dogovor_o_eae_s_2024.pdf)

<sup>151</sup> Евразийская экономическая комиссия. Концепция формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза [Электронный ресурс]. 05.2015. Одобрена Коллегией ЕЭК распоряжением № 16 от 10 марта 2015 года. URL: <https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/c0d/Kontseptsiya-OER-Soyuza.pdf>

<sup>152</sup> Евразийская экономическая комиссия. Программа формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза [Электронный ресурс]. 12.2016. Одобрена Советом ЕЭК 30 ноября 2016 года, утверждена решением № 20 от 26 декабря 2016 года. URL: [https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/005/Programma\\_RESHENIE-20\\_26.12.2016.pdf](https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/005/Programma_RESHENIE-20_26.12.2016.pdf) (дата обращения: 14.02.2026).

<sup>153</sup> Евразийская экономическая комиссия. Протокол о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза) [Электронный ресурс]. 05.2019. Приложение № 27 к Договору о ЕАЭС. URL: [https://eec.eaeunion.org/upload/iblock/a8c/protokol-o-vnes-izm-v-DEAES-\\_formirovan-OER\\_-\\_ot-29.05.2019.pdf](https://eec.eaeunion.org/upload/iblock/a8c/protokol-o-vnes-izm-v-DEAES-_formirovan-OER_-_ot-29.05.2019.pdf)

моделью СНГ это означает переход от интеграции по согласованию к «интеграции по правилам». Фундаментальные различия двух моделей обобщены в Таблице 16.

Таблица 16

Сравнительный анализ моделей энергетической интеграции СНГ и ЕАЭС

Критерий	Модель СНГ	Модель ЕАЭС
Правовая основа	Межправительственные соглашения рекомендательного характера.	Юридически обязывающий международный Договор о ЕАЭС и Протокол об ОЭР, являющиеся частью права Союза.
Институциональная структура	ЭЭС СНГ с координационными и совещательными функциями.	Постоянно действующий наднациональный регулирующий орган (ЕЭК) с конкретными полномочиями.
Характер интеграции	Преимущественно техническая координация для поддержания стабильности.	Экономическая интеграция для создания нового общего рынка со свободной торговлей и едиными правилами.
Механизмы реализации	Отсутствие четких механизмов принуждения и обязательных сроков.	Четко определенные и юридически закрепленные этапы формирования рынка с установленными сроками.
Конечная цель	Сохранение параллельной работы и операционной совместимости.	Формирование полноценного общего рынка как неотъемлемой части единого экономического пространства ЕАЭС.

Источник: составлено автором на основе Соглашения о координации СНГ. [Электронный ресурс] URL: <https://cis.minsk.by/reestriv2/doc/35>, Договора о ЕАЭС. [Электронный ресурс] URL: [https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/ef8/ixygbob0o9pvc5vjrb0sl4vj4pgoiq7/dogovor\\_o\\_eaes\\_2024.pdf](https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/ef8/ixygbob0o9pvc5vjrb0sl4vj4pgoiq7/dogovor_o_eaes_2024.pdf), Концепции формирования ОЭР. [Электронный ресурс] URL: <https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/c0d/Kontsepsiya-OER-Soyuza.pdf>, Программы формирования ОЭР. [Электронный ресурс] URL: [https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/005/Programma\\_RESHENIE-20\\_26.12.2016.pdf](https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/005/Programma_RESHENIE-20_26.12.2016.pdf) и Протокола о внесении изменений в Договор о ЕАЭС. [Электронный ресурс] URL: <https://eec.eaeunion.org/upload/iblock/a8c/protokol-o-vnes-izm-v-DEAES-formirovan-OER-ot-29.05.2019.pdf>

С учетом указанного институционального сдвига дальнейший анализ фокусируется на том, как в 2015–2025 годах формировался многоуровневый нормативно-правовой фундамент ОЭР ЕАЭС. Хронология принятия основополагающих документов демонстрирует последовательную и

логичную эволюцию от общих принципов к детализированным операционным правилам, что свидетельствует о высокой степени зрелости проекта на наднациональном уровне. основополагающие рамки проекта были заложены в самом учредительном документе Союза – Договоре о ЕАЭС от 29 мая 2014 года, в частности в статьях 81, 82, 85, а также в Приложении № 21 «Протокол об общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза». На основе этих договорных положений был инициирован процесс перевода политических деклараций в плоскость конкретных нормативных актов, который можно разделить на два ключевых этапа.

В 2015-2019 годах проект общего рынка получил юридическую основу. Сначала страны согласовали концепцию ОЭР ЕАЭС, где были закреплены ориентиры будущей торговли. Затем программа 2016 года перевела эти ориентиры в набор рабочих задач: разработку правил, разграничение ответственности и подготовку цифровой базы торговли. После Протокола 2019 года общий рынок стал уже не только политическим намерением, а частью обязательств, включенных в право Союза<sup>154</sup>.

В 2020-2024 годах повестка стала более прикладной. Союзу нужно было согласовать не сами принципы ОЭР, а процедуры, без которых торговля не запускается в ежедневном режиме: доступ к сети, расчет межгосударственных сечений, оформление сделок и обмен данными. Этот блок работы завершился принятием четырех групп правил:

1. Порядок допуска участников к трансграничной передаче электроэнергии и мощности<sup>155</sup>.
2. Механизм расчета и распределения доступной пропускной

---

<sup>154</sup> Мигранян А. А., Шавина Е. В. Формирование общих рынков электроэнергии и газа в ЕАЭС: модели рынков, барьеры и решения [Электронный ресурс]. 2019. URL: <https://www.ogt-journal.com/jour/article/view/552>

<sup>155</sup> Евразийский межправительственный совет. Решение Евразийского межправительственного совета № 2 от 3 февраля 2023 г. Об утверждении Правил доступа к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии (мощности) в рамках общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза [Электронный ресурс]. 02.2023. URL: <https://docs.eaeunion.org/documents/419/7243/>

способности на межсистемных связях<sup>156</sup>.

3. Регламент заключения сделок и исполнения взаимных поставок электроэнергии<sup>157</sup>.

4. Процедуры обмена данными между участниками и инфраструктурными организациями рынка<sup>158</sup>.

Успешное согласование и принятие этих сложных технических документов свидетельствует о высоком уровне экспертного взаимодействия в рамках ЕАЭС и знаменует собой завершение формирования наднациональной регуляторной архитектуры ОЭР.

Параллельно с формированием нормативно-правовой базы выстраивалась сложная институциональная архитектура управления интеграционными процессами, основанная на четком разделении полномочий между наднациональными органами Союза. Данная архитектура обеспечивает многоуровневую систему принятия решений – от стратегического политического до операционного регуляторного (Рисунок 15).

---

<sup>156</sup> Евразийский межправительственный совет. Решение Евразийского межправительственного совета № 6 от 26 октября 2023 г. Об утверждении Правил определения и распределения пропускной способности межгосударственных сечений на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза [Электронный ресурс]. 10.2023. URL: <https://docs.eaeunion.org/documents/419/7740/>

<sup>157</sup> Евразийский межправительственный совет. Решение Евразийского межправительственного совета № 5 от 26 октября 2023 г. Об утверждении Правил взаимной торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза [Электронный ресурс]. 10.2023. URL: <https://docs.eaeunion.org/documents/419/7739/>

<sup>158</sup> Евразийский межправительственный совет. Решение Евразийского межправительственного совета № 3 от 1 октября 2024 г. Об утверждении Правил информационного обмена на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза [Электронный ресурс]. 10.2024. URL: <https://docs.eaeunion.org/documents/433/8341/>

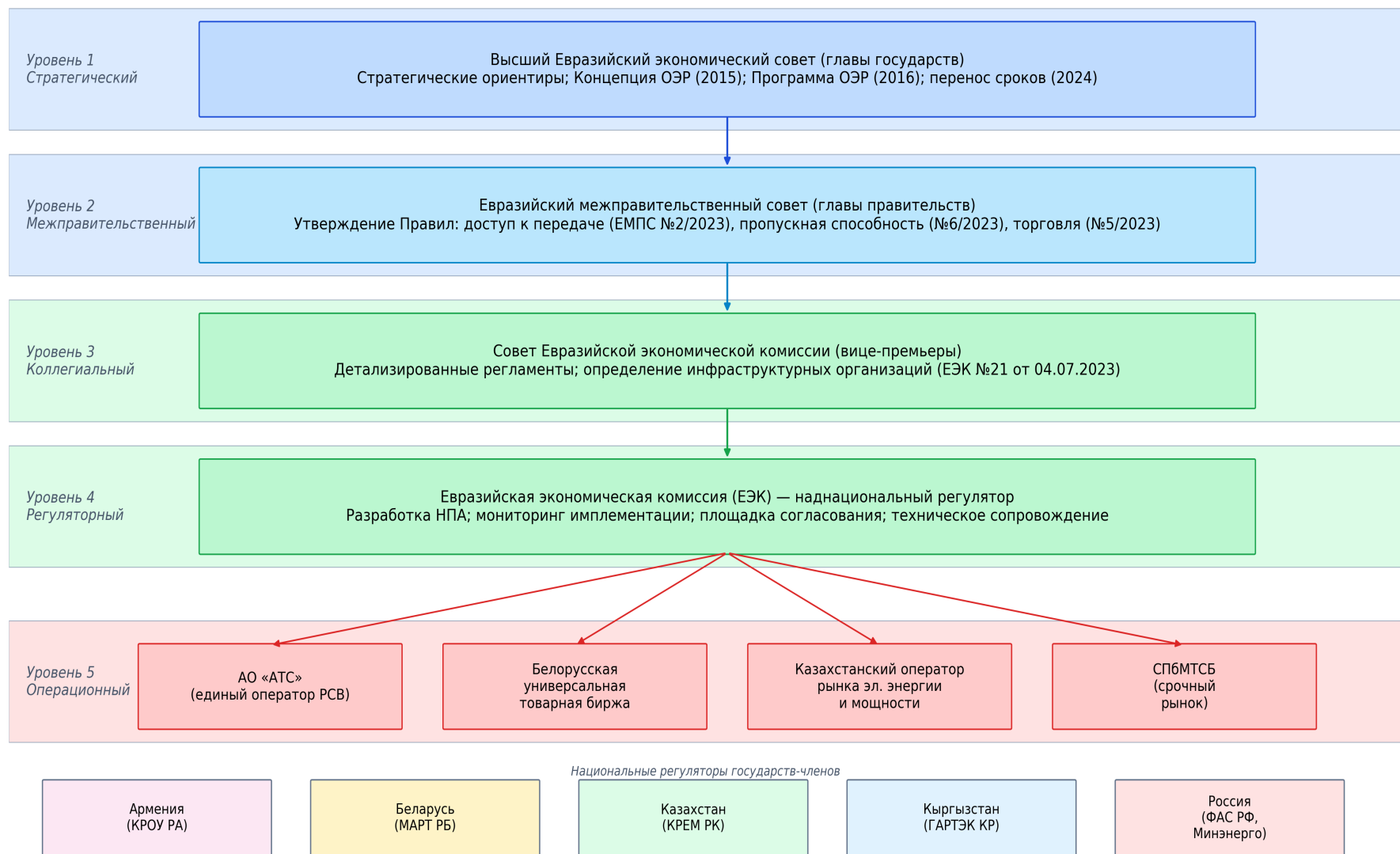


Рисунок 15 – Институциональная схема управления процессами формирования ОЭР ЕАЭС

Источник: составлено автором.

На высшем уровне Высший Евразийский экономический совет, состоящий из глав государств-членов, определяет стратегические направления развития интеграции и утверждает основополагающие документы, такие как Концепция и Программа формирования ОЭР. Уровнем ниже Евразийский межправительственный совет, состоящий из глав правительств, несет ответственность за утверждение ключевых правил функционирования рынка, имеющих прямое действие на территории Союза. Совет Евразийской экономической комиссии, в который входят вице-премьеры, утверждает более детализированные регламенты и принимает оперативные решения, например, по определению инфраструктурных организаций. Центральную координирующую роль играет Евразийская экономическая комиссия (ЕЭК) – постоянно действующий наднациональный регулирующий орган. ЕЭК организует разработку проектов нормативных актов, осуществляет мониторинг их исполнения и готовности национальных законодательств, а также выступает в качестве основной площадки для экспертных консультаций и согласования позиций сторон.

Важнейшим элементом институциональной архитектуры стало создание торговой инфраструктуры. Распоряжением Совета ЕЭК № 21 от 4 июля 2023 года<sup>159</sup> российское акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» было определено в качестве единого оператора централизованной торговли на рынке на сутки вперед (РСВ). Данное решение является системообразующим, поскольку РСВ является наиболее критичным и ликвидным сегментом будущего рынка. Объективным следствием этого выбора является то, что технологические и процедурные стандарты российского оптового рынка электроэнергии де-факто становятся ядром и операционным шаблоном для всего ОЭР ЕАЭС. Это создает эффект, при котором программные протоколы, стандарты обмена

---

<sup>159</sup> Совет Евразийской экономической комиссии. Распоряжение Совета Евразийской экономической комиссии от 4 июля 2023 г. № 21 «Об определении организации, осуществляющей организацию централизованной торговли электрической энергией на сутки вперед на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.alt.ru/tamdoc/23s00021/>

данными и регламенты, используемые АО «АТС», будут определять технические требования для всех остальных участников рынка. Для организации торговли по срочным контрактам были определены иные площадки, включая Белорусскую универсальную товарную биржу, Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности и Санкт-Петербургскую Международную Товарно-сырьевую Биржу.

Несмотря на значительные успехи в построении наднациональной правовой и институциональной базы, практическая реализация проекта столкнулась с серьезными трудностями, что нашло отражение в ключевом решении 2024 года – переносе плановой даты запуска ОЭР. Первоначально, в соответствии с Программой формирования ОЭР и последующими планами мероприятий, запуск рынка был намечен на 1 января 2025 года. Однако в мае 2024 года Высшим советом ЕАЭС было принято решение о переносе этого срока на два года – до 1 января 2027 года<sup>160</sup>. Данная корректировка является важнейшим индикатором текущего состояния проекта и свидетельствует о наличии фундаментального разрыва между высокой степенью готовности на наднациональном уровне и недостаточными темпами имплементации на национальном.

Официальной причиной переноса была названа необходимость доработки правовой базы и, что наиболее важно, завершения гармонизации национальных законодательств государств-членов с правом Союза. Это выявляет системную проблему интеграционного процесса в ЕАЭС, которую можно охарактеризовать как интеграцию в централизованной модели. Наднациональные органы Союза успешно справились с задачей конструирования сложной и детализированной юридической рамки ОЭР. Однако этот успех на верхнем уровне не был подкреплен синхронной и своевременной работой на нижнем – национальном – уровне. Государства-

---

<sup>160</sup> Высший Евразийский экономический совет. Решение Высшего Евразийского экономического совета от 8 мая 2024 г. № 5 «О внесении изменений в Решение Высшего Евразийского экономического совета от 20 декабря 2019 г. № 31» [Электронный ресурс] // Правовой портал Евразийского экономического союза. Опубл. 09.05.2024. URL: <https://docs.eaeunion.org/documents/242/8089/>

члены не смогли в установленные сроки адаптировать свое внутреннее законодательство, технические регламенты и рыночные институты к требованиям права Союза. Этот разрыв свидетельствует о том, что политическая воля, достаточная для подписания международных договоров, не всегда трансформируется в административную и политическую способность проводить сложные и потенциально затрагивающие интересы национальных элит внутренние реформы.

К 2024-2025 годам проект оказался в неоднородном состоянии: нормативный слой на уровне Союза в основном собран, тогда как национальная имплементация идет разными темпами. Материалы главы 2 показывают, что страны ЕАЭС подходят к ОЭР с разными моделями рынка, тарифными режимами и техническими практиками. Именно этот разрыв между общими правилами и внутренней готовностью участников стал одной из причин отказа от запуска в прежний срок.

Заложенная модель ОЭР не предполагает демонтажа национальных рынков. Ее логика иная: создать надстройку для трансграничной торговли, в которой участники добровольно выходят на общий контур, сохраняя базовые внутренние режимы регулирования. Такой формат снижает политические риски для государств, но одновременно ограничивает глубину интеграции: общий рынок будет работать только там, где национальные правила реально совместимы между собой.

Базовые принципы функционирования ОЭР, закрепленные в Протоколе, включают: сотрудничество на основе равенства, взаимной выгоды и ненанесения экономического ущерба; поддержание баланса экономических интересов производителей и потребителей; приоритетное использование рыночных механизмов и добросовестной конкуренции; обеспечение недискриминационного доступа к услугам субъектов естественных монополий (передача электроэнергии) в пределах технической возможности; поэтапная гармонизация национальных законодательств.

Механизмы торговли и ценообразования предполагают несколько

форматов. Основным и наиболее ликвидным сегментом рынка должна стать централизованная торговля на рынке на сутки вперед (РСВ). Также предусмотрена возможность заключения свободных двусторонних договоров и торговли на срочном рынке. Ценообразование на РСВ будет осуществляться на основе конкурентного отбора ценовых заявок продавцов и покупателей по принципу предельных издержек, или «pay-as-cleared». Это означает, что для каждого часа суток будет определяться единая равновесная цена на уровне заявки самого дорогого производителя, необходимого для удовлетворения совокупного спроса.

Такая архитектура рынка выявляет его внутреннее структурное противоречие. С одной стороны, вводится либеральная рыночная модель торговли, основанная на конкурентном ценообразовании, которая должна посылать эффективные ценовые сигналы для инвестиционных и операционных решений. С другой стороны, эта модель должна сосуществовать с национальными рынками, многие из которых, как показано в главе 2, являются нерыночными, жестко регулируемые государством, с системой перекрестного субсидирования и социально-ориентированными тарифами. Эта фундаментальная несовместимость экономических моделей является одной из глубинных причин медленных темпов гармонизации национальных законодательств и, как следствие, переноса сроков запуска ОЭР.

Несмотря на перенос сроков запуска, за десятилетний период формирования ОЭР ЕАЭС были достигнуты значительные системные результаты, которые создали прочный фундамент для дальнейшей интеграции. Эти достижения можно сгруппировать по нескольким ключевым направлениям.

В нормативно-правовой сфере главным итогом стало формирование полного и исчерпывающего пакета основополагающих и операционных документов. От Договора о ЕАЭС и Концепции 2015 года до четырех детализированных правил, утвержденных в 2023 году, была создана

всеобъемлющая правовая база, регламентирующая все аспекты функционирования будущего рынка.

В институциональной сфере была выстроена четкая иерархическая структура управления интеграционными процессами с распределением полномочий между Высшим советом, Межправительственным советом, Советом ЕЭК и непосредственно Комиссией. Ключевым институциональным решением стало определение инфраструктурных организаций, ответственных за организацию торговли, в первую очередь – единого оператора РСВ в лице АО «АТС».

В технической и международно-правовой сферах были разработаны основы для создания единой системы информационного обмена, а подписание и последующая ратификация Протокола 2019 года сформировали прочную международно-правовую основу, сделав цели и механизмы создания ОЭР частью юридически обязывающего права Союза.

Перенос запуска к дате 01.01.2027<sup>161</sup> сужает повестку ближайших лет до практической имплементации. Государствам необходимо не просто признать союзные правила, а встроить их во внутренние законы, регламенты операторов и процедуры работы инфраструктурных организаций. Если эта работа будет завершена, ОЭР сможет дать прикладной эффект: более рациональную загрузку генерации и сетей, устойчивые межгосударственные перетоки и меньшую потребность в избыточном резервировании.

Но сама по себе правовая донастройка не решает вопроса о мотивации участников. У каждой страны свой энергетический баланс, структура собственности и набор политических ограничений; поэтому интерес к общему рынку не является одинаковым. Российский случай требует отдельного рассмотрения, поскольку Россия имеет крупнейшую энергосистему Союза, задает значительную часть технологических

---

<sup>161</sup> Высший Евразийский экономический совет. Решение Высшего Евразийского экономического совета от 8 мая 2024 г. № 5 «О внесении изменений в Решение Высшего Евразийского экономического совета от 20 декабря 2019 г. № 31» [Электронный ресурс] // Правовой портал Евразийского экономического союза. Оpubл. 09.05.2024. URL: <https://docs.eaeunion.org/documents/242/8089/>

стандартов и одновременно несет риски, связанные с внутренними дисбалансами

Детальный анализ роли России в интеграционных процессах при формировании общего электроэнергетического рынка, включая национальные интересы и стратегические мотивы участия в ОЭР ЕАЭС, будет представлен в следующих подразделах.

### **3.2 Ключевые вызовы и институциональные барьеры интеграции России в ОЭР ЕАЭС**

Формирование ОЭР ЕАЭС сталкивается с фундаментальной проблемой глубокой структурной асимметрии национальных моделей ценообразования. Центральным элементом этой асимметрии для Российской Федерации выступает укоренившаяся практика перекрестного субсидирования, которая к 2024–2025 годам трансформировалась из инструмента социальной защиты в дополнительный фактор роста производственных издержек национальной промышленности. В условиях открытия границ ОЭР ЕАЭС российские промышленные потребители, обремененные значительной социальной нагрузкой (по оценкам НИУ ВШЭ и ФАС России, в 2024 году она превысила 300 млрд рублей<sup>162</sup>, в 2025 году – около 340 млрд рублей<sup>163</sup>), вступают в прямую конкуренцию с предприятиями из других юрисдикций ЕАЭС, где применяются принципиально иные подходы к тарифообразованию и структуре генерации.

Анализ динамики цен и регуляторных механизмов во всех пяти странах Союза позволяет констатировать, что Российская Федерация оказывается в специфическом положении, характеризующемся сочетанием высоких конечных цен для промышленности и сохраняющимся значительным уровнем перекрестного субсидирования, количественные оценки которого приведены выше. Это формирует дополнительные стимулы к размещению

---

<sup>162</sup> «Перекрёстка» не сдаётся [Электронный ресурс] // Энергетика и промышленность России. – 2026. – № 484. – URL: <https://www.eprussia.ru/epr/484/3494557.htm>

<sup>163</sup> Разворот на «перекрёстке» [Электронный ресурс] // Коммерсантъ. – 2025. – 26 окт. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/8158707>

энергоёмких производств в юрисдикциях с более низкой тарифной нагрузкой и повышает привлекательность импорта электроэнергии, что создаёт риски стагнации части отечественной генерации.

Для оценки масштаба диспропорций был проведен кросс-страновой анализ конечных цен на электроэнергию для промышленных потребителей (юридических лиц) и населения по состоянию на I полугодие 2025 года. Данные, приведенные к единому валютному знаменателю (в долларах), демонстрируют, что в рамках ЕАЭС сформировались три устойчивых кластера (Таблица 17).

На основе представленных данных можно выделить три модели, с которыми российской энергосистеме предстоит взаимодействовать в рамках общего рынка. Первая – *модель ресурсного преимущества*, характерная для Казахстана и Кыргызстана. Страны Центральной Азии обладают объективным преимуществом в себестоимости генерации: Казахстан за счет дешевого экибастузского угля, Кыргызстан – за счет гидрогенерации. При этом Кыргызстан демонстрирует самый высокий уровень перекрестного субсидирования (коэффициент 2,53), где промышленность платит в 2,5 раза больше населения.

Таблица 17

## Структурный анализ цен на электроэнергию и механизмов субсидирования в странах ЕАЭС (I полугодие 2025 г.)

Страна	Цена для пром-ти (долл./кВтч)	Цена для населения (долл./кВтч)	Коэфф. ценовой дискр.	Доминирующая генерация	Статус перекрестного субсидирования
Россия	0,115	0,077	1,49	ТЭС (Газ), АЭС, ГЭС	Высокий. Промышленность субсидирует население (340 млрд рублей/год).
Беларусь	0,128	0,098	1,31	ТЭС (Газ), АЭС	Высокий. Государственное регулирование удерживает тарифы населения за счет реального сектора.
Казахстан	0,073	0,061	1,20	ТЭС (Уголь)	Средний/Снижающийся. Переход к модели Единого закупщика и программе «Тариф в обмен на инвестиции» выравнивает диспропорции.
Кыргызстан	0,043	0,017	2,53	ГЭС	Критический. Экстремально низкие тарифы населения покрываются за счет промышленности и квазифискальных дефицитов.
Армения	0,113	0,115	0,98 (Паритет)	АЭС, ТЭС (Газ)	Отсутствует. Тарифы отражают затраты на низком/высоком напряжении. Население платит рыночную цену.

Источник: составлено автором на основе данных GlobalPetrolPrices. [Электронный ресурс] 2025 URL: [https://www.globalpetrolprices.com/electricity\\_prices/](https://www.globalpetrolprices.com/electricity_prices/) и материалов национальных регуляторов (ФАС РФ. [Электронный ресурс] 2026 URL: <https://fas.gov.ru/> (дата обращения: 21.02.2026), КРЕМ РК. [Электронный ресурс] 2026 URL: <https://www.gov.kz/memleket/entities/krem?lang=ru> , КРОУ РА. [Электронный ресурс] Официальный портал регулятора, 2025 URL: <https://psrc.am>. Пересчет выполнен в долларах по официальным курсам национальных центральных банков и Банка России на 30.06.2025. [Электронный ресурс] 2025 URL: [https://www.cbr.ru/currency\\_base/daily/](https://www.cbr.ru/currency_base/daily/)

Даже после последнего повышения промышленный тариф в Кыргызстане остается значительно ниже российского: около 0,043 доллара за кВтч против 0,115 доллара. В Казахстане бизнес платит примерно 0,073 доллара за кВтч, и разрыв с Россией также велик. Для энергоемких предприятий приграничных российских регионов такая разница превращается в фактор выбора производственной площадки.

Армения демонстрирует иную тарифную логику – близкий паритет между бытовыми и промышленными потребителями. В системах с выраженным перекрестным субсидированием тариф зависит от социальной категории клиента; в Армении основными параметрами остаются уровень напряжения и время потребления. При промышленной цене, сопоставимой с российской, армянский рынок выглядит для инвестора прозрачнее: риск внезапного переноса социальной нагрузки на бизнес ниже.

Россия и Беларусь, напротив, образуют модель социального донорства. Одни из самых высоких промышленных тарифов в ЕАЭС – 0,115-0,128 доллара за кВтч – сочетаются здесь с существенной поддержкой населения через тарифные механизмы. В Беларуси нагрузку на реальный сектор усиливают обслуживание кредита по БелАЭС и политически чувствительные тарифы для населения. В России к этому добавляются ДПМ и надбавки на выравнивание тарифов Дальнего Востока. В итоге российская электроэнергия остается одной из наиболее обремененных регуляторными платежами в Союзе.

Такая конфигурация цен формирует для России дополнительное конкурентное давление в условиях ОЭР. С одной стороны, российская генерация сталкивается с ценовой конкуренцией Казахстана и Кыргызстана из-за топливного фактора и регуляторной нагрузки. С другой стороны, для России усиливается институциональная конкуренция с Арменией (и потенциально с Казахстаном, который движется в этом направлении), где прозрачность тарифообразования выше, а элементы перекрестного субсидирования отсутствуют или снижаются.

В рамках ОЭР ЕАЭС российские промышленные потребители получают право заключать прямые договоры с поставщиками из других стран Союза. При сохранении текущего диспаритета (цена в РФ на 57% выше, чем в РК в долларовом эквиваленте), экономическая целесообразность импорта электроэнергии из Казахстана станет императивом для предприятий Урала и Сибири. Это приведет к парадоксальной ситуации: страна с профицитной генерацией (Россия) может стать нетто-импортером электроэнергии не из-за физического дефицита, а из-за регуляторных искажений цены, вызванных необходимостью субсидировать население.

Описанные выше институциональные диспропорции в механизмах ценообразования стали фундаментом для формирования в 2024–2026 годах нового структурного ограничения интеграции – перехода ЕЭС России от модели устойчивого профицита к состоянию локальных ресурсных дефицитов. Ключевым фактором данной трансформации, не учтённым в базовых документах стратегического планирования ЕАЭС, выступил стремительный рост энергопотребления цифровым сектором экономики, спровоцированная сохраняющимся регуляторным арбитражем. Согласно верифицированным данным АО «Системный оператор ЕЭС», опубликованным ТАСС, к началу 2026 года совокупная присоединённая мощность центров обработки данных (ЦОД) и объектов майнинга цифровых валют достигла 4 ГВт, продемонстрировав прирост на 33,3% относительно показателей предыдущего года<sup>164</sup>. Такой темп увеличения базовой нагрузки, составивший в абсолютном выражении порядка 1 ГВт за один календарный год, создаёт существенное напряжение в балансе мощности, поскольку данный объём технически сопоставим с вводом крупного блока атомной генерации (типа ВВЭР-1200), инвестиционный цикл строительства которого составляет от 5 до 7 лет. В масштабах евразийской экономической интеграции сформированный российским майнинговым сектором спрос эквивалентен

---

<sup>164</sup> ТАСС. Мощность подключенных к сетям ЦОДов и майнеров выросла на 33,3% [Электронный ресурс]. 27.01.2026. URL: <https://tass.ru/ekonomika/26256987>

суммарной установленной мощности национальных энергосистем таких государств – членов Союза, как Армения или Кыргызстан. Специфика данной нагрузки заключается в её базовом профиле: в отличие от коммунально-бытового сектора с выраженными суточными пиками, вычислительные мощности функционируют в круглосуточном режиме с коэффициентом использования установленной мощности, близким к 100%, выбирая наиболее эффективную базу генерации и вынуждая систему задействовать замыкающие мощности ТЭС с более высокой топливной составляющей себестоимости.

Структурная декомпозиция заявленных мощностей указывает на значительный дисбаланс между инфраструктурой цифровой экономики и криптовалютным сектором. По оценкам Министерства энергетики РФ, мощность ЦОД, обеспечивающих функционирование государственных сервисов, банковского сектора и систем искусственного интеллекта, составляет порядка 1,7 ГВт<sup>165</sup>. Оставшаяся часть нагрузки (более 2,3 ГВт) приходится на майнинг, значительная доля которого находится в теневой зоне. Данное явление, классифицируемое как институциональное отклонение, является прямым следствием описанного выше механизма перекрёстного субсидирования. Сохраняющийся ценовой разрыв между льготными тарифами для населения и рыночными ценами для промышленности в энергоизбыточных регионах Сибири (Иркутская область, Хакасия) создал мощные экономические стимулы для интеграции промышленного вычислительного оборудования в жилой сектор. Рост количества таких объектов, составивший по ряду оценок до 44% в 2025 году, привёл к непрогнозируемому искажению профиля нагрузки распределительных сетей низкого напряжения и деградации сетевой инфраструктуры, изначально не рассчитанной на промышленные объёмы потребления<sup>166</sup>.

Географическая проекция возникшего дефицита имеет ярко

---

<sup>165</sup> ПРАЙМ. Минэнерго: мощность ЦОДов в России составляет 1,7 ГВт [Электронный ресурс]. 23.01.2026. URL: <https://1prime.ru/20260123/minenergo-866844578.html>

<sup>166</sup> РБК. В России резко выросло число криптоферм [Электронный ресурс]. 22.12.2025. URL: [https://www.rbc.ru/technology\\_and\\_media/22/12/2025/6947f57c9a79477d89b890f2](https://www.rbc.ru/technology_and_media/22/12/2025/6947f57c9a79477d89b890f2)

выраженный зональный характер, затрагивая регионы, исторически выступавшие донорами энергии. В ОЭС Сибири, несмотря на наличие Ангаро-Енисейского каскада ГЭС, сочетание гидрологического фактора (маловодья) и неконтролируемого роста потребления сформировало устойчивый дефицит мощности, ограничивающий возможности транзитных перетоков. Аналогичная ситуация сложилась в ОЭС Востока и ОЭС Юга, где проблема усугубляется необходимостью энергоснабжения новых территорий и высоким сезонным спросом. Невозможность покрытия спроса в среднесрочной перспективе вынудила регулятора перейти к директивным инструментам управления. Принятие Постановления Правительства РФ от 23 декабря 2024 года № 1869<sup>167</sup>, вводящего долгосрочные запреты на майнинг в ряде регионов вплоть до 2031 года, стало официальным признанием ресурсного дефолта в данных узлах энергосистемы (Таблица 18).

Таблица 18

Режимы запрета майнинга согласно Постановлению  
Правительства РФ № 1869

Тип запрета	Территориальный охват	Временные рамки	Причина введения
Тотальный (стратегический)	Северо-Кавказский ФО: Дагестан, Ингушетия, КБР, КЧР, Северная Осетия, Чечня. Новые регионы: ДНР, ЛНР, Запорожская обл., Херсонская обл.	Непрерывно с 01.01.2025 по 15.03.2031	Критический дефицит мощности; высокая доля теневого сектора; приоритет социального энергоснабжения.
Сезонный (регуляторный)	Иркутская область, Республика Бурятия, Забайкальский край (отдельные районы)	Ежегодно в ОЗП: с 15 ноября по 15 марта (до 2031 г.)	Покрытие дефицита в период зимнего максимума нагрузок.

Источник: составлено автором на основе Постановления Правительства РФ от 23.12.2024 № 1869. [Электронный ресурс] 2024 URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_495458/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_495458/)

Введение столь длительных ограничений свидетельствует о том, что государство не прогнозирует быстрого разрешения проблемы дефицита

<sup>167</sup> Правительство Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 23.12.2024 № 1869 [Электронный ресурс]. 2024. URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_495458/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_495458/)

генерации и сетей, что создаёт новые риски для инвестиционной привлекательности данных территорий и ставит под вопрос способность России выполнять роль гаранта энергетической безопасности в рамках ЕАЭС.

В контексте евразийской интеграции внутренний ресурсный дефицит России привел к резкому сокращению экспортного потенциала. Наиболее показательным примером деградации экспортной функции стало резкое сокращение поставок на китайском направлении. Экспорт электроэнергии по межгосударственной линии «Амурская – Хэйхэ» в 2024-2025 годах подвергся значительному секвестру. По данным ПАО «Интер РАО», объем поставок в первом полугодии 2025 года сократился на 60%<sup>168</sup> (по некоторым оценкам и сообщениям на 76-80%<sup>169</sup>) относительно аналогичных периодов прошлых лет<sup>170</sup>, а с 1 января 2026 года экспорт был полностью остановлен<sup>171</sup>. Причиной данного срыва стал не только физический дефицит в ОЭС Востока, но и возникший ценовой диспаритет: рост внутренних цен в России на фоне инфляции издержек привел к тому, что стоимость российской электроэнергии превысила внутренние оптовые цены в провинции Хэйлуцзян, сделав экспорт экономически нецелесообразным.

Данная тенденция оказывает непосредственное влияние на баланс внутри ЕАЭС. На фоне закрытия китайского направления роль Казахстана во внешнеторговом балансе РФ формально возросла, однако характер взаимодействия претерпевает качественные изменения (Таблица 19).

---

<sup>168</sup> ПАО «Интер РАО». Консолидированные операционные и финансовые результаты Группы «Интер РАО» за 1 полугодие 2025 года [Электронный ресурс]. 2025. URL: [https://www.interrao.ru/upload/iblock/619/mdaz9vxz3v73ysck46h2ikc84gu6p2ta/IFRS\\_MSFO\\_6mes\\_2025.pdf](https://www.interrao.ru/upload/iblock/619/mdaz9vxz3v73ysck46h2ikc84gu6p2ta/IFRS_MSFO_6mes_2025.pdf)

<sup>169</sup> В «Интер РАО» заявили о снижении поставок электроэнергии в Китай на 80% [Электронный ресурс] // Коммерсантъ. 11.09.2024. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/7061333>

<sup>170</sup> ПАО «Интер РАО». Консолидированные операционные и финансовые результаты Группы «Интер РАО» за 1 полугодие 2024 года [Электронный ресурс]. 2024. URL: [https://www.interrao.ru/upload/iblock/25a/8pecgg86p9u6m8or58ht5faomqmn7lkl/IFRS\\_6m2024\\_rus\\_final.pdf](https://www.interrao.ru/upload/iblock/25a/8pecgg86p9u6m8or58ht5faomqmn7lkl/IFRS_6m2024_rus_final.pdf)

<sup>171</sup> Китай остановил импорт электроэнергии из РФ из-за высоких цен [Электронный ресурс] // Коммерсантъ. 16.01.2026. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/8351139>

## Динамика внешнеторгового баланса электроэнергии РФ (2023–2025 гг.)

Показатель	2023 (факт)	2024 (факт)	2025 (оценка)	Тренд
Экспорт всего, млрд кВтч	10,7	8,53	7,5–8,0 (оценка)	Снижение (–20% в 2024)
Экспорт в Китай, млрд кВтч	3,1	0,9	0 (с 01.01.2026)	Полная остановка
Экспорт в Казахстан, млрд кВтч	4,7	4,6	2,3 (1-е полугодие)	Стагнация / Снижение
Импорт всего, млрд кВтч	1,67	1,93	Рост	Рост (+15,5%)

Источник: составлено автором на основе данных ПАО «Интер РАО». [Электронный ресурс] 2026 URL: <https://www.interrao.ru/investors/> и АО «СО ЕЭС». [Электронный ресурс] Официальный сайт, 2026 URL: <https://www.soups.ru/functioning/>

Несмотря на сохранение значительных объёмов экспорта из России в Казахстан (порядка 4,6 млрд кВтч в 2024 году, что составило 54% от всего экспорта), фиксируется устойчивый рост встречных перетоков (импорта) из Казахстана в Россию, достигший 15,5%. Это свидетельствует о том, что ЕЭС России в часы пиковых нагрузок всё чаще вынуждена опираться на резервы соседней энергосистемы для балансировки приграничных дефицитных узлов (Омская область, Южный Урал). Таким образом, парадигма энергетических отношений внутри Союза трансформируется: вместо классической модели, в которой Россия выступала донором, а страны Центральной Азии – реципиентами, формируется модель взаимной дефицитности, при которой ни одна из сторон не обладает гарантированным профицитом для покрытия аварийных нужд партнёров.

Перспективы преодоления ресурсных ограничений остаются неопределёнными. С учетом прогнозируемого роста нагрузки ЦОД и существующей майнинговой нагрузки совокупный спрос цифрового сектора к 2030 году может заметно превысить текущие уровни. Удовлетворение этого спроса требует масштабных инвестиций в генерацию, однако цикл строительства крупных станций (ТЭС, АЭС) составляет от 4 до 10 лет. Это

означает, что в период до 2030 года Россия будет функционировать в условиях структурного дефицита мощности, что существенно ослабляет ее переговорные позиции в рамках формирования ОЭР ЕАЭС.

Данное обстоятельство существенно ослабляет интеграционные стимулы для стран Центральной Азии, побуждая их к поиску альтернативных стратегий обеспечения энергетической безопасности и создавая благоприятную почву для реализации внешних инициатив по реструктуризации регионального энергетического пространства.

Показательным примером таких инициатив стала программа Всемирного банка REMIT (региональная взаимосвязанность и торговля электроэнергией), утверждённая Советом исполнительных директоров в январе 2026 года с индикативным бюджетом свыше 1 млрд долларов. Данная программа представляет собой кульминацию более чем десятилетних усилий западных институтов развития по системной реструктуризации энергетического сектора Центральной Азии. В отличие от предшествующих точечных инфраструктурных проектов, решавших локальные задачи (модернизация подстанций, замена приборов учёта), REMIT знаменует переход к стратегии долгосрочного институционального строительства, рассчитанной на горизонт более 10 лет. Декларируя цели создания единого энергетического рынка Центральной Азии, декарбонизации и повышения эффективности, данная программа фактически представляет собой инструмент формирования автономного от России энергетического кластера, функционирующего по западным рыночным алгоритмам, техническим стандартам и правовым нормам.

Совпадение аббревиатуры программы Всемирного банка с названием ключевого регламента Европейского союза (REMIT ЕС – Регламент (ЕС) № 1227/2011 о целостности и прозрачности оптового энергетического рынка<sup>172</sup>,

---

<sup>172</sup> Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2011. L 326. P. 1-16. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2011/1227/oj>

обновлённый Регламентом (ЕС) 2024/1106<sup>173</sup>) не является случайным: оно отражает стратегию переноса нормативной базы ЕС на центральноазиатскую почву. Принятие в 2024 году обновлённой версии регламента – REMIT II (Регламент (ЕС) 2024/1106<sup>174</sup>) – радикально расширяет экстерриториальное влияние европейского права. Ключевым нововведением является статья 9, обязывающая участников рынка из «третьих стран», участвующих в транзакциях, влияющих на рынок ЕС, назначать официального представителя в одной из стран Евросоюза. Хотя страны Центральной Азии пока физически не соединены с рынком ЕС напрямую, логика программы REMIT Всемирного банка готовит их к подобной интеграции в будущем через Южный энергетический коридор.

Программа реализуется через механизм многофазного программного подхода (Multiphase Programmatic Approach, MPA), обеспечивающий долгосрочное присутствие донорских институтов в регионе и предполагающий поэтапное сопровождение реформ через последовательные транши финансирования, каждый из которых обусловлен выполнением институциональных преобразований. Первая фаза программы (2024–2028 гг.) с бюджетом 143,2 млн долларов охватывает Кыргызстан, Таджикистан и Узбекистан. Финансирование осуществляется через кредиты Международной ассоциации развития и гранты траст-фонда программы по водно-энергетическим ресурсам Центральной Азии, ключевыми донорами которого выступают ЕС, Швейцария и Великобритания. Структура компонентов первой фазы и их институциональные последствия представлены в Таблице 20.

---

<sup>173</sup> Regulation (EU) 2024/1106 of the European Parliament and of the Council of 11 April 2024 amending Regulations (EU) No 1227/2011 and (EU) 2019/942 as regards improving the Union’s protection against market manipulation on the wholesale energy market [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2024. L 2024/1106. 17.04.2024. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1106/oj>

<sup>174</sup> Там же.

Структура компонентов первой фазы программы REMIT и их  
институциональные последствия

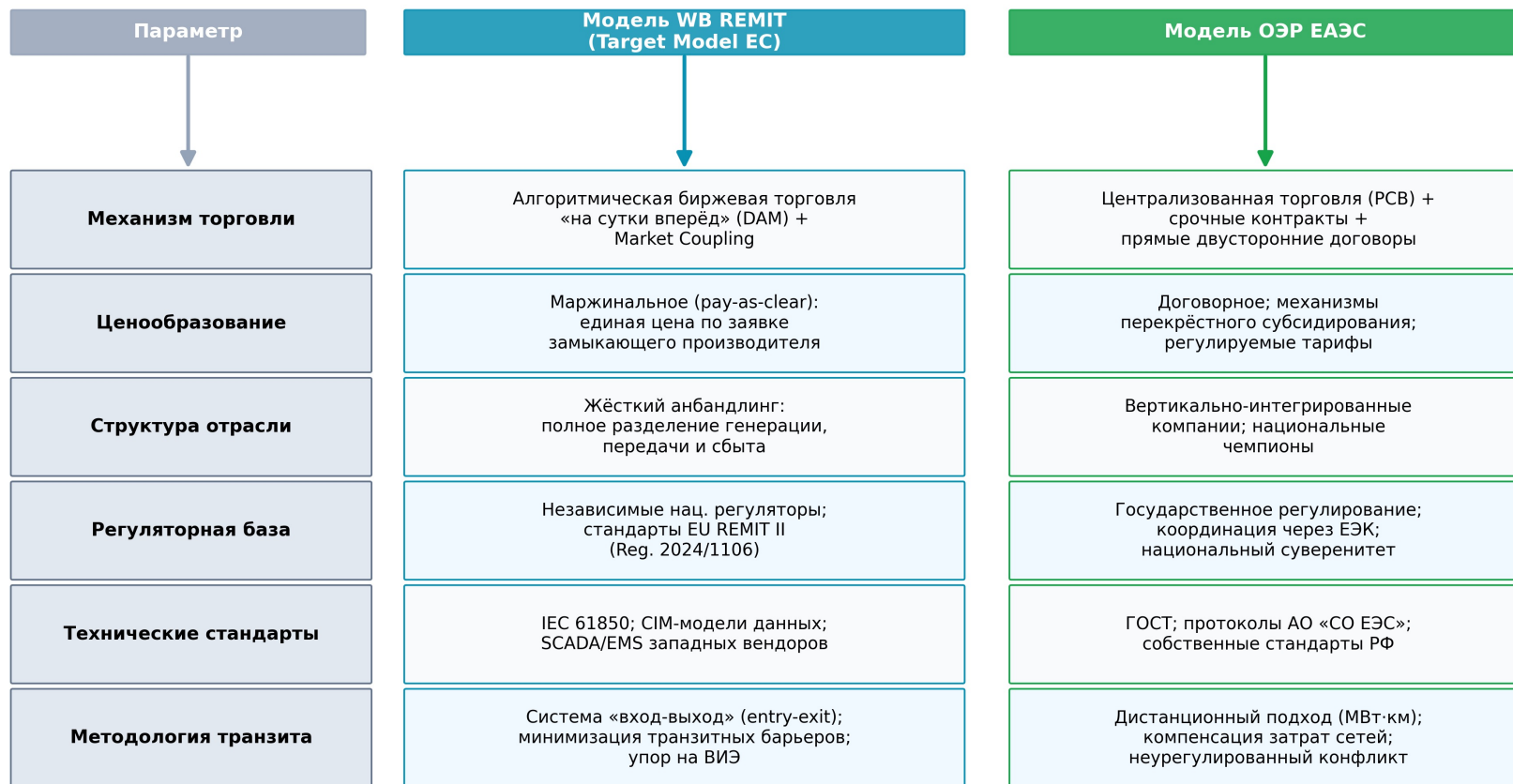
Компонент	Техническое содержание	Институциональные требования	Последствия для ОЭР ЕАЭС
Пилотный региональный рынок	Создание механизмов спотовой торговли (PCB), клиринга и расчётов; внедрение механизма объединения рынков	Анбандлинг вертикально-интегрированных компаний; создание независимых регуляторов	Отсутствие совместимости с моделью централизованной торговли ОЭР ЕАЭС
Модернизация интерконнекторов	Реконструкция трансграничных ЛЭП; установка систем диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) и систем управления энергосистемой (EMS) западного производства	Переход на стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC); замена протоколов обмена данными	Технологический барьер для интеграции с АО «СО ЕЭС»
Институциональное развитие	Разработка сетевых кодексов; гармонизация законодательства; обучение персонала	Отказ от регулируемых тарифов; внедрение экономически обоснованного ценообразования	Снижение совместимости с российскими деловыми практиками и стандартами

Источник: составлено автором на основе проектной документации Всемирного банка – World Bank. Regional Electricity Market Interconnectivity and Trade – Central Asia (P181214): Project Information Document [Электронный ресурс]. 05.10.2023. URL: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099100523132528790/pdf/P181214039d0110108bbb0cba627245bfb.pdf>

Предоставление средств жёстко увязано с проведением структурных реформ: разделением (анбандлингом) вертикально-интегрированных компаний, созданием независимых национальных регуляторов и отказом от государственного регулирования конечных тарифов – требованиями, воспроизводящими архитектуру Третьего энергетического пакета ЕС. (Рисунок 16).

Модель ОЭР ЕАЭС, закреплённая в Договоре о ЕАЭС 2014 года и последующих протоколах, базируется на централизованной торговле по срочным контрактам, доминировании крупных государственных компаний и

приоритете надёжности энергоснабжения с учётом механизмов перекрёстного субсидирования. Программа REMIT, напротив, внедряет европейскую Target Model, основанную на алгоритмической биржевой торговле «на сутки вперёд» с механизмом объединения рынков, маржинальным ценообразованием и жёстким имущественным разделением генерации, передачи и сбыта. Внедрение принципов REMIT ЕС в Центральной Азии создаёт для России эффект блокировки: если национальные компании Узбекистана или Казахстана примут стандарты прозрачности и отчётности, аналогичные REMIT ЕС, российские энергетические компании, работающие в режиме закрытых двусторонних договорённостей, столкнутся с невозможностью оперировать в этом правовом поле без раскрытия коммерчески чувствительной информации.



Вывод: модели принципиально несовместимы. Параллельное участие требует двойной нормативной базы и создаёт «блокирующий эффект» (lock-in) для российских участников.

Рисунок 16 – Сравнительная характеристика рыночных моделей REMIT и ОЭР ЕАЭС

Источник: составлено автором.

Российская энергосистема с масштабным перекрёстным субсидированием не может быть безболезненно интегрирована с рынком, работающим по таким принципам: открытие границ по западным правилам приведёт либо к оттоку дешёвой генерации из Казахстана и Кыргызстана на внешние рынки, либо к обрушению инвестиционной привлекательности новых проектов ВИЭ в регионе дешёвой российской энергией.

Особую роль в программе REMIT играет модернизация Координационно-диспетчерского центра «Энергия» в Ташкенте, осуществляемая на грантовые средства USAID и Всемирного банка с внедрением систем SCADA/EMS производства General Electric. Переход на западное программное обеспечение и протоколы обмена данными создаёт технологический барьер для интеграции с российским Системным оператором (АО «СО ЕЭС»), работающим на собственных стандартах. Параллельно программа предусматривает замену технических регламентов ГОСТ, обеспечивавших синхронную работу оборудования на всём постсоветском пространстве, стандартами Международной электротехнической комиссии (IEC). Внедрение стандартов IEC 61850 для цифровых подстанций и CIM-моделей данных автоматически отсекает российское электротехническое оборудование от тендеров, финансируемых международными финансовыми институтами, закрепляя долгосрочную технологическую зависимость региона от западных вендоров.

REMIT рассматривается вместе с CASA-1000, поскольку оба проекта меняют направление региональных потоков. CASA-1000 предполагает создание коридора передачи электроэнергии постоянным током высокого напряжения (High Voltage Direct Current, HVDC), по которому летняя гидроэлектроэнергия Кыргызстана и Таджикистана должна уходить на южные рынки – в Афганистан и Пакистан. Для Центральной Азии это означает появление экспортного маршрута, альтернативного северному направлению на Казахстан и Россию. Поэтому эффект проекта выходит за рамки строительства ЛЭП: он постепенно меняет экономические стимулы стран, располагающих гидроресурсами.

Если в регионе появится достаточный объем маневренной гидрогенерации и накопителей, зависимость от внешнего балансирования снизится. Рогунский проект, строительство Камбаратинской ГЭС-1 и аккумуляторные решения в этом контексте работают не только как инвестиционные проекты, но и как элементы собственной системы поддержания частоты. Для России это означает ослабление прежней роли технологического резервного центра для Центральной Азии.

Спор о плате за транзит остается одним из наиболее чувствительных узлов будущего ОЭР. В 2024-2025 годах он проявлялся не как техническое разногласие, а как конфликт сетевой географии. Российская сторона заинтересована в учете расстояния и фактической загрузки инфраструктуры, поскольку ее магистральная сеть имеет большую протяженность и высокие постоянные издержки. Для стран с меньшей сетью и транзитным положением более привлекательна усредненная схема оплаты. Без решения этого вопроса финальные регламенты рынка будут сохранять высокий конфликтный потенциал.

Отсутствие согласованной методики делает невозможным автоматический расчёт цены на централизованных торгах «на сутки вперед», что является ядром целевой модели ОЭР. В результате рынок остаётся фрагментированным на двусторонние сегменты, регулируемые ручными договорённостями, что противоречит самой идее единого рыночного пространства. Внедрение в Центральной Азии методологии REMIT сделает транзит внутри региона прозрачным и дешёвым, однако на границе с Россией возникнет тарифный разрыв, фактически изолирующий её от регионального обмена.

Анализ финансовых потоков и контрактных обязательств позволяет выявить иерархическую структуру бенефициаров программы REMIT (Таблица 21).

## Структура бенефициаров программы REMIT и их стратегические интересы

Эшелон	Бенефициары	Форма выгоды	Стратегический интерес
Первый (глобальный)	Nord Pool Consulting, GE Vernova, ABB, Siemens, CESI	Контракты на поставку оборудования, консалтинг, лицензирование ПО	Закрепление технологической зависимости; долгосрочные сервисные контракты
Второй (региональный)	Правительства Узбекистана, Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана	Льготное финансирование; модернизация инфраструктуры	Диверсификация внешнеполитических связей; усиление переговорных позиций с РФ
Третий (периферийный)	Пакистан, Афганистан	Доступ к дешёвой гидроэнергии	Покрытие хронического энергодефицита

Источник: составлено автором на основе анализа проектной и контрактной документации международной программы REMIT. [Электронный ресурс] World Bank, 2026 URL: <https://projects.worldbank.org/en/projects-operations/project-detail/P181869>, проекта CASA-1000. [Электронный ресурс] 2026 URL: <https://www.casa-1000.org/construction/> и официальных заявлений профильных институтов развития.

Заметная часть экономического выигрыша REMIT возникает на стороне подрядчиков, которые поставляют оборудование, программные решения и консультации. Они участвуют в проектировании рыночной архитектуры, обновлении диспетчерских систем и модернизации высоковольтной инфраструктуры; среди примеров – Nord Pool Consulting; отдельно упоминаются GE Vernova, а также поставщики уровня ABB и Siemens. Для стран-доноров такая схема важна тем, что часть кредитных средств возвращается через закупки и сервисные договоры. Программа выступает не только источником инфраструктурного финансирования, но и каналом распространения внешних стандартов управления энергосистемой.

Для правительств Центральной Азии REMIT важен еще и как инструмент маневра между внешними партнерами. Узбекистан через обновление КДЦ «Энергия» укрепляет роль Ташкента как диспетчерского центра региона. Для Таджикистана и Кыргызстана такой проект открывает более понятный маршрут вывода будущей гидроэнергии, в том числе от

Рогунского и Камбаратинского проектов. Энергетическая модернизация здесь одновременно поддерживает внешнеполитическую многовекторность.

Южноазиатские потребители также получают прямой интерес в такой конфигурации. Пакистану и Афганистану нужны дополнительные поставки для покрытия дефицита электроэнергии, и CASA-1000 создает соответствующий канал. Показательно, что Всемирный банк использует защищенную платежную схему: изолированные счета и прямые расчеты с подрядчиками. Это подчеркивает приоритет инфраструктурной цели над политической сложностью афганского направления.

Сравнение источников финансирования показывает, что конкурирующие интеграционные треки располагают разными инвестиционными возможностями (Рисунок 17).

Показателен масштаб европейского участия: в 2025 году один только ЕБРР направил в Центральную Азию около 2 млрд долларов, прежде всего на зеленую энергетику и частный сектор. ЕАБР остается главным финансовым институтом евразийской интеграции, но по объему льготного капитала он не сопоставим с совокупными ресурсами западных доноров. Санкционные ограничения дополнительно сужают поле для российских банков и технологических компаний, из-за чего конкурировать приходится не только проектами, но и условиями финансирования.

Наиболее опасным сценарием для России является повторение в Центральной Азии балтийского прецедента – выхода стран региона из синхронной зоны ЕЭС по аналогии с десинхронизацией энергосистем Литвы, Латвии и Эстонии от кольца БРЭЛЛ. Программа REMIT планомерно создаёт технические предпосылки для работы региона в изолированном режиме: внедрение собственных систем автоматического регулирования частоты через новые ГЭС с современными турбинами и аккумуляторные системы накопления энергии (АСНЭ, англ. BESS), финансируемые Всемирным банком, сделает услуги российской генерации по поддержанию частоты ненужными. Это приведёт к сокращению роли России в механизмах балансировки перетоков и снижению надёжности энергоснабжения

приграничных регионов (Южный Урал, Западная Сибирь), исторически спроектированных с учётом резервирования через Казахстан.

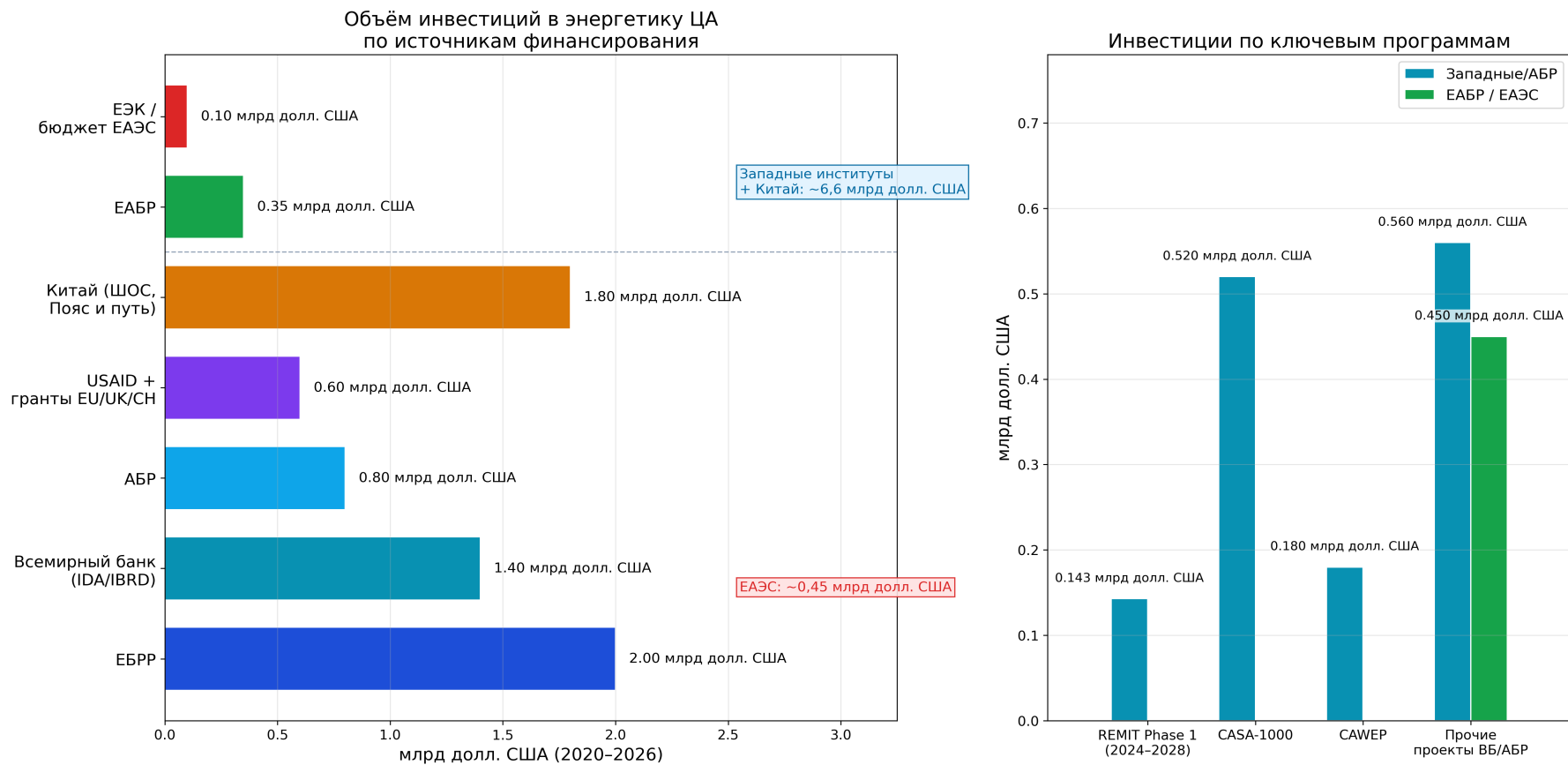


Рисунок 17 – Сравнительный анализ объемов инвестиций в энергетическую инфраструктуру Центральной Азии

Источник: составлено автором на основе данных Всемирного банка. [Электронный ресурс] World Bank, 2026 URL: <https://projects.worldbank.org/en/projects-operations/project-detail/P181869>, АБР. [Электронный ресурс] Asian Development Bank, 2023 URL: <https://www.adb.org/projects/52167-001/main>, ЕЭК. [Электронный ресурс] Евразийская экономическая комиссия, 2016 URL: [https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/005/Programma\\_RESHENIE-20\\_26.12.2016.pdf](https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/005/Programma_RESHENIE-20_26.12.2016.pdf)

Дополнительную угрозу создаёт внедрение в рамках REMIT механизмов отслеживания гарантий происхождения электроэнергии и стандартов ESG, формирующих институциональную базу для введения регионального аналога европейского углеродного налога (СВАМ). Поскольку значительная часть генерации в ЕАЭС базируется на угле и газе, новый рынок может ввести заградительные барьеры для российской энергии, маркируемой как углеродоёмкая. Существенным риском является также тарифный шок: ускоренный переход к экономически обоснованным тарифам – одно из ключевых условий Всемирного банка – может привести к резкому росту цен на электроэнергию для населения в странах с исторически низкими субсидируемыми тарифами. Подобная динамика несёт риски социальной дестабилизации, что продемонстрировали события в Казахстане в январе 2022 года, триггером для которых послужило повышение цен на сжиженный газ в рамках рыночной либерализации.

Проведённый анализ позволяет констатировать, что к 2026 году интеграция России в ОЭР ЕАЭС вошла в стадию острого институционального кризиса. Сочетание внутренней неэффективности (масштабное перекрёстное субсидирование, ресурсный дефицит в ключевых регионах) и внешней угрозы (программа REMIT, расширение инвестиционного присутствия западных институтов) создаёт риск двойного сжатия: российская электроэнергия становится неконкурентоспособной по цене из-за социальной нагрузки, а рынки сбыта в Центральной Азии переориентируются на альтернативные технологические и торговые платформы. Особую тревогу вызывает синхронизация действий международных институтов (Всемирный банк, USAID, ЕБРР) по созданию в Центральной Азии автономного энергетического контура, технически и коммерчески независимого от России. Если данный тренд не будет переломлен, ОЭР ЕАЭС рискует остаться декларативной конструкцией, в то время как реальные потоки энергии и инвестиций будут перенаправлены на юг (CASA-1000) и восток (КНР).

Систематизация выявленных барьеров позволяет выделить четыре

ключевых измерения институционального кризиса интеграции (Рисунок 20): ценовой диспаритет, обусловленный перекрёстным субсидированием; ресурсные ограничения, связанные с дефицитом цифровых мощностей и деградацией экспортной функции; конкуренция альтернативных интеграционных моделей (REMIT и ОЭР ЕАЭС); методологический тупик в вопросах тарификации транзита.

Вместе с тем, обозначенные вызовы не являются непреодолимыми. Анализ показывает, что программа REMIT несёт в себе внутренние противоречия: требование резкого повышения тарифов до экономически обоснованного уровня создаёт риски социальной дестабилизации в странах с низким уровнем доходов населения; зависимость от западного финансирования ставит страны региона перед дилеммой выбора между краткосрочными экономическими выгодами и долгосрочной технологической зависимостью. Россия, располагающая крупнейшей в Евразии энергосистемой, сохраняет объективные конкурентные преимущества: физическую связность с энергосистемами партнёров, технологические компетенции в атомной энергетике, масштаб внутреннего рынка, способность обеспечивать системную надёжность. Противопоставить финансовой мощи западных институтов можно только создание реально работающего, прозрачного рынка, предлагающего участникам очевидные экономические выгоды: снижение потребности в резервах, оптимизацию топливных затрат и гарантии надёжности энергоснабжения. Реализация этих преимуществ требует перехода от инерционной модели использования потенциала исторически сложившегося энергетического комплекса к проактивной стратегии, предлагающей странам региона реальные экономические выгоды от участия в ОЭР ЕАЭС. Эта стратегия должна предлагать странам региона реальные экономические выгоды от участия в ОЭР ЕАЭС, основываясь на технологическом суверенитете и современных рыночных механизмах. Детальный анализ национальных интересов, стратегических приоритетов России и потенциальных направлений преодоления выявленных барьеров

будет представлен в следующем разделе.

### **3.3 Национальные интересы и стратегические приоритеты России в общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС**

К 2026 году процесс формирования Общего электроэнергетического рынка ЕАЭС достиг точки критической развилки, требующей фундаментального переосмысления национальной стратегии Российской Федерации. Если на этапе концептуального проектирования, закреплённого в Договоре о ЕАЭС 2014 года, интеграция рассматривалась преимущественно через призму классических теорий международной торговли – реализация сравнительных преимуществ и эффекта масштаба, – то в текущих условиях она приобрела системное геополитическое измерение. Анализ, проведённый в предыдущих разделах, вскрыл глубинные противоречия между архитектурой национальных энергосистем, регуляторными режимами и внешнеполитическими векторами государств-членов. Для России, выступающей ядром интеграционного объединения, проект ОЭР трансформировался из технико-экономической инициативы в ключевой инструмент обеспечения технологического суверенитета и поддержания макрорегиональной стабильности в условиях беспрецедентного санкционного давления и фрагментации глобальных энергетических рынков.

Национальные интересы России в данном контексте носят дуалистический характер, отражая диалектическую проблему, обозначенную во введении к диссертации. С одной стороны, Россия объективно заинтересована в расширении рынка сбыта для своих энергетических и машиностроительных компаний, а также в использовании транзитного потенциала соседних государств. С другой стороны, системообразующая роль Единой энергетической системы России – крупнейшего синхронно работающего объединения в мире, охватывающего 11 часовых поясов, – усиливает у партнёров опасения относительно сохранения суверенного контроля над стратегической отраслью и рисков асимметричных условий сотрудничества. Эта асимметрия усугубляется внутренними структурными

сдвигами в российской экономике: исчерпанием профицита генерирующих мощностей в Сибири и на Юге, взрывным ростом цифрового энергопотребления и сохранением архаичной модели перекрёстного субсидирования, которая снижает конкурентоспособность российской генерации в открытом рынке<sup>175</sup>.

Российский интерес в ОЭР шире простой задачи нарастить экспорт. В нем соединяются надежность собственной энергосистемы, защита промышленности от ценового арбитража, согласованность технических решений и устойчивость приграничных узлов. Такой набор факторов требует расчетной проверки перетоков, ценовых эффектов и сетевых ограничений, а не только перечня потенциальных выгод.

Для такой оценки в работе используется модифицированная модель пространственного равновесия, построенная на основе классической модели Такаямы-Джаджа<sup>176</sup>. Она позволяет рассматривать страны как взаимосвязанные узлы, между которыми распределяются торговые потоки с учетом сетевых ограничений, транспортных затрат и различий в ценах. Подробная запись модели, целевая функция и ограничения вынесены в Приложение Г.

Базовая логика модели состоит в поиске такого распределения торговли, при котором суммарный выигрыш участников максимален после учета издержек передачи. Для задач ОЭР ЕАЭС эта схема была расширена: в нее введены параметры, отражающие перекрестное субсидирование, неодинаковую институциональную готовность рынков и ценность надежности для России. Поэтому результат моделирования показывает не только возможный прирост благосостояния, но и то, при каких условиях этот прирост становится политически и технически достижимым.

Для любой пары связанных рынков – например, России и Казахстана – в

---

<sup>175</sup> Кузьмин В. В. Структурные асимметрии в электроэнергетике ЕАЭС: стратегические приоритеты России [Электронный ресурс]. 2025 URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=82602228>

<sup>176</sup> Takayama T., Judge G. G. Spatial and Temporal Price and Allocation Models [Электронный ресурс]. Amsterdam: North-Holland, 1971. URL: <https://openlibrary.org/works/OL5420289W>

состоянии равновесия выполняется соотношение пространственного арбитража: разница цен между рынками не может превышать сумму транзакционных издержек и теневой цены ограничения пропускной способности. При сценарии бесшовной интеграции, когда пропускная способность не исчерпана, разница цен между рынками должна быть в точности равна транзакционным издержкам. При сценарии «дефицита мощности», когда переток достигает предела, возникает ценовой разрыв, формирующий ренту перегрузки, которая в модели ОЭР должна распределяться между системными операторами. Именно механизм распределения этой ренты является предметом стратегического торга между участниками интеграции.

Сценарный анализ, проведённый в рамках модели пространственного равновесия (подробнее – Приложение Г), иллюстрирует ценовые эффекты при переходе от текущего состояния к полной либерализации ОЭР ЕАЭС, представленные на рисунке 18.

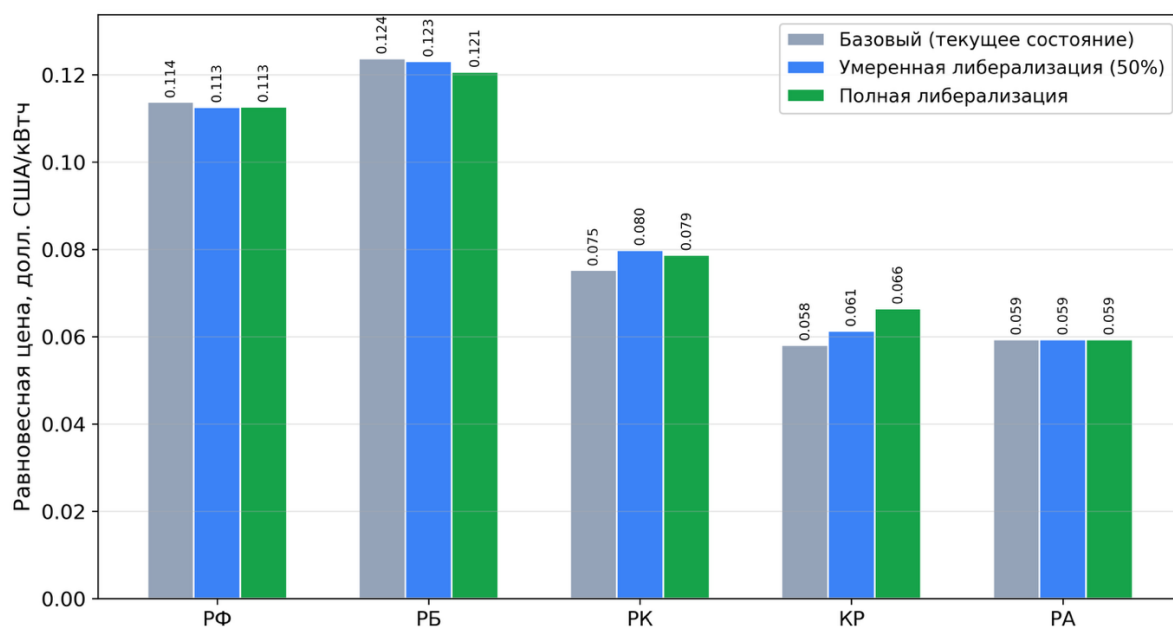


Рисунок 18 – Динамика равновесных цен при либерализации ОЭР ЕАЭС: сценарный анализ

Источник: результаты авторского моделирования на основе модели Такаямы–Джаджа. [Электронный ресурс] North-Holland, 1971 URL: <https://openlibrary.org/works/OL5420289W>.

Критическим элементом, выявленным в разделе 3.2, является искусственное завышение цены для промышленных потребителей в России из-за перекрёстного субсидирования, объём которого в 2025 году оценивается в 340 млрд рублей. Математическое моделирование показывает, что если эффективная цена в России с учётом субсидии превышает казахстанскую цену плюс транспортные издержки, то возникает обратный поток: российские промышленные потребители начинают покупать электроэнергию в Казахстане. В интерпретации модели это может приводить к снижению внутренней выработки в Российской Федерации и росту нагрузки на оставшуюся тарифную базу, так как фиксированный объём субсидии распределяется на меньший объём потребления – возникает риск спирали убыточности. Вывод модели однозначен: стратегическим приоритетом России является не просто открытие рынка, а предварительная ликвидация регуляторного диспаритета и снижение объёма перекрёстного субсидирования до уровня, сопоставимого с партнёрами. Без этого интеграция усиливает перераспределительные риски и повышает вероятность конфликтов интересов между участниками рынка.

Результаты моделирования показывают, что краткосрочный совокупный прирост благосостояния ЕАЭС при полной либерализации составляет порядка 170 млн долларов в год (Приложение Г), при этом Россия выступает основным бенефициаром (около 90% суммарного выигрыша, или порядка 610 млн долларов). Казахстан и Кыргызстан, напротив, несут краткосрочные потери (-310 и -130 млн долларов соответственно) вследствие роста внутренних цен при переориентации потоков. В долгосрочном горизонте – при инфраструктурных инвестициях, расширении пропускных способностей и росте эластичности спроса – совокупный эффект в авторском расширенном сценарии может достигать 1,2-1,8 млрд долларов ежегодно. Этот диапазон следует рассматривать как расчетный ориентир для условий неполного раскрытия торгового потенциала и постепенного запуска рынка, а не как прямую оценку ЕЭК. Распределение выгод при этом существенно зависит от

выбранной модели организации рынка и механизмов ценообразования на трансграничные перетоки. При сохранении текущего уровня регуляторных искажений перераспределительные эффекты могут блокировать достижение согласия партнеров на интеграцию.

Сопоставление полученного результата с официальной оценкой ЕЭК требует учета различий в масштабе и логике расчета. В сообщении ЕЭК по выступлению Т. Мансурова в октябре 2015 года дополнительный прирост ВВП Союза от создания ОЭР с учетом синергетического эффекта был оценен в 7-7,5 млрд долларов США в год; при этом сама оценка была приведена со ссылкой на расчеты Совета по изучению производительных сил при РАН и Минэкономразвития России<sup>177</sup>. В более поздних материалах Комиссия чаще описывает эффект не одной суммой, а через практические каналы рынка: более полную загрузку генерирующих и передающих мощностей, рост надежности электроснабжения, оптимизацию инвестиций и укрепление коллективной энергетической безопасности<sup>178</sup>. Поэтому авторская модель в настоящей работе трактуется как нижний и промежуточный контур оценки, тогда как официальный ориентир ЕЭК задает верхнюю долгосрочную рамку при полном раскрытии инфраструктурных и синергетических эффектов.

Количественная оценка распределения выгод по странам ЕАЭС для трех сценариев интеграции представлена на рисунке 19 (подробнее о методологии расчетов – Приложение Г).

---

<sup>177</sup> Евразийская экономическая комиссия. Министр ЕЭК Таир Мансуров на X Международной энергетической неделе рассказал о формировании общих рынков энергоресурсов ЕАЭС [Электронный ресурс]. 29.10.2015. URL: <https://eec.eaeunion.org/news/29-10-2015-2/>

<sup>178</sup> Евразийская экономическая комиссия. Когда заработают общие энергетические рынки в ЕАЭС и какую выгоду получают потребители [Электронный ресурс]. 03.08.2022. URL: <https://eec.eaeunion.org/news/speech/vadim-zakrevskiy-kogda-zarabotayut-obshchie-energeticheskie-rynki-v-eaes-i-kakuyu-vygodu-poluchat-potrebiteli/>

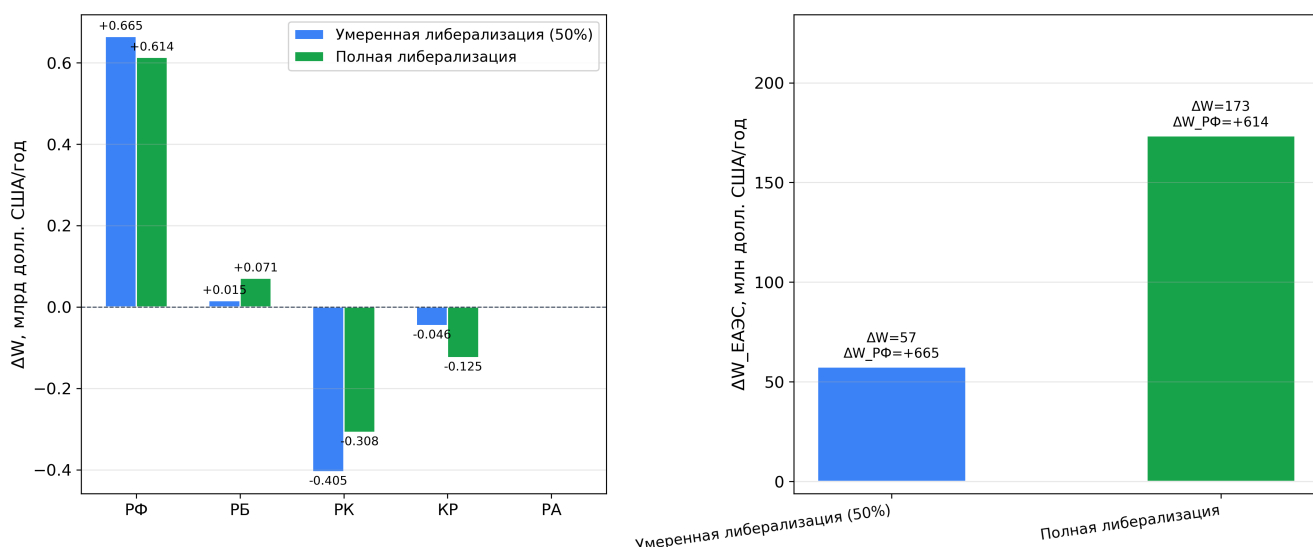


Рисунок 19 – Прирост благосостояния стран ЕАЭС при либерализации ОЭР: сценарный анализ (млрд долларов/год)

Источник: результаты авторского моделирования (модель пространственного равновесия, Приложение Г).

Структура трансграничной торговли в сценарии полной либерализации показана на рисунке 20. В равновесии активны три направления: РК→РФ (6,0 ТВтч/год), КР→РК (2,0 ТВтч/год) и РФ→РБ (0,6 ТВтч/год). Нулевые значения по связям с участием РА являются конструктивным следствием ограничения  $K_{РА,j} = K_{j,РА} = 0$ . Для КР в текущей конфигурации сети ненулевым остаётся только переток КР→РК, поскольку других межгосударственных связей в параметризации модели нет.

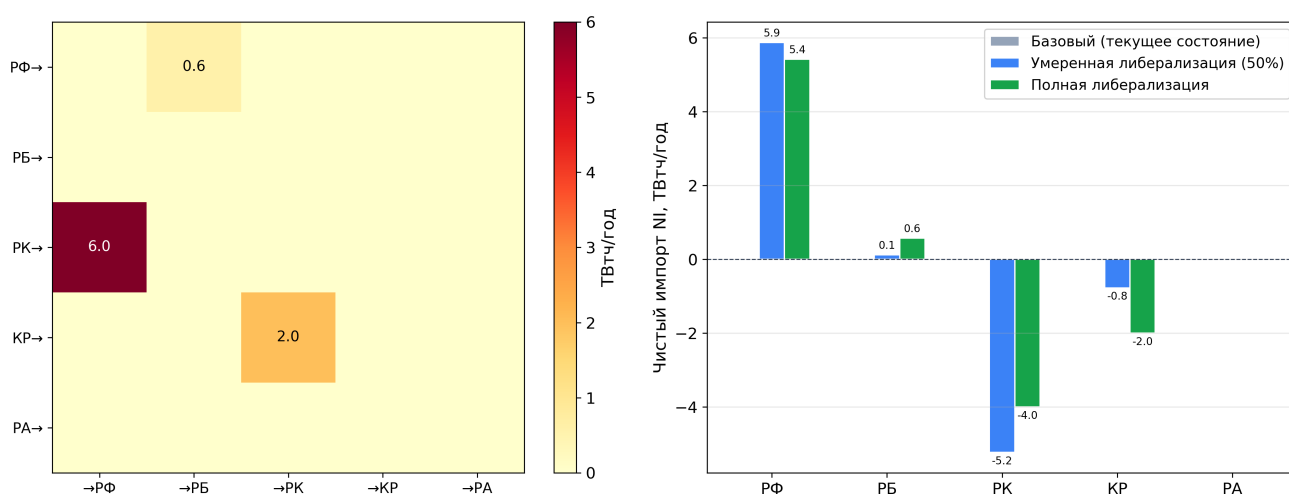


Рисунок 20 – Матрица торговых потоков и чистый импорт по сценариям либерализации ОЭР ЕАЭС

Источник: результаты авторского моделирования (модель пространственного равновесия, Приложение Г).

Проверка устойчивости выводов к вариации эластичности спроса ( $\varepsilon_d = 0,10-0,30$ ) представлена на рисунке 21. Совокупный эффект для ЕАЭС остаётся положительным во всём диапазоне и растёт с 0,161 до 0,184 млрд долларов/год, тогда как выигрыш России снижается с 0,621 до 0,589 млрд долларов/год. Такая конфигурация согласуется с логикой частичного равновесия: при более эластичном спросе совокупные выгоды от снятия барьеров распределяются между странами более равномерно. Существенный разрыв между уровнями  $\Delta W_{\text{РФ}}$  и  $\Delta W_{\text{ЕАЭС}}$  отражает не аномалию расчёта, а перераспределительный характер эффекта: значительная часть выигрыша России компенсируется потерями отдельных партнёров в тех же сценариях.

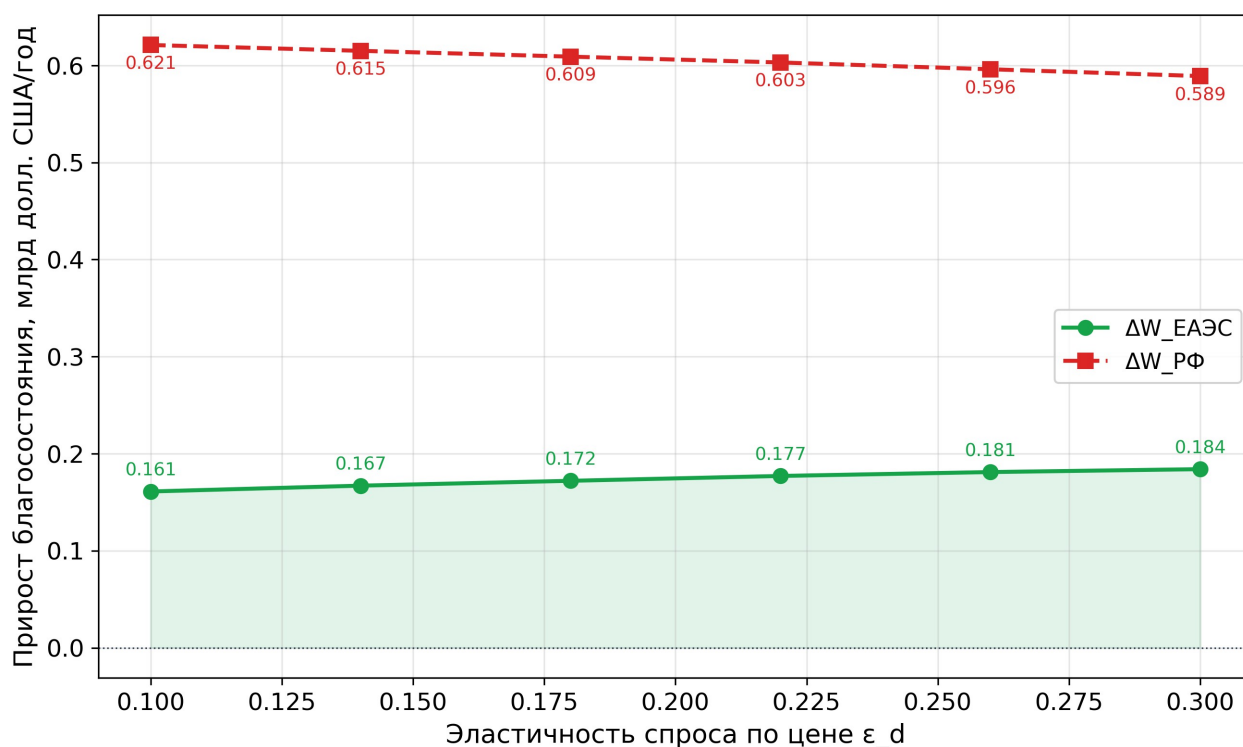


Рисунок 21 – Чувствительность результатов модели к эластичности спроса по цене

Источник: результаты авторского моделирования (модель пространственного равновесия, Приложение Г); диапазоны эластичности – по обзору IEA. [Электронный ресурс] International Energy Agency, 2023 URL: <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-2023>

Для сопоставления эффектов между экономиками разного масштаба на рисунке 22 представлен тот же результат в относительном выражении как прирост ВВП РФ и прирост ВВП ЕАЭС (в процентах ВВП 2024 года) при варьировании  $\varepsilon_d$ . В диапазоне  $\varepsilon_d = 0,10-0,30$  прирост ВВП РФ составляет

порядка 0,027–0,029%, а прирост ВВП ЕАЭС – 0,006–0,007%. Это подтверждает, что относительные эффекты остаются одного порядка величины, тогда как более крупный разрыв в абсолютных миллиардах долларов в значительной степени обусловлен масштабом российской экономики<sup>179</sup>. Такой способ представления (абсолютные эффекты в миллиардах долларов и нормированные эффекты в процентах ВВП) соответствует стандартной практике вычислимого моделирования общего и частичного равновесия. Малые значения макроэффекта в сотых долях процента ВВП согласуются с классической логикой «треугольников Харбергера»<sup>180</sup>: при устранении искажений в отдельном секторе экономики совокупный эффект для ВВП, как правило, остается ограниченным.

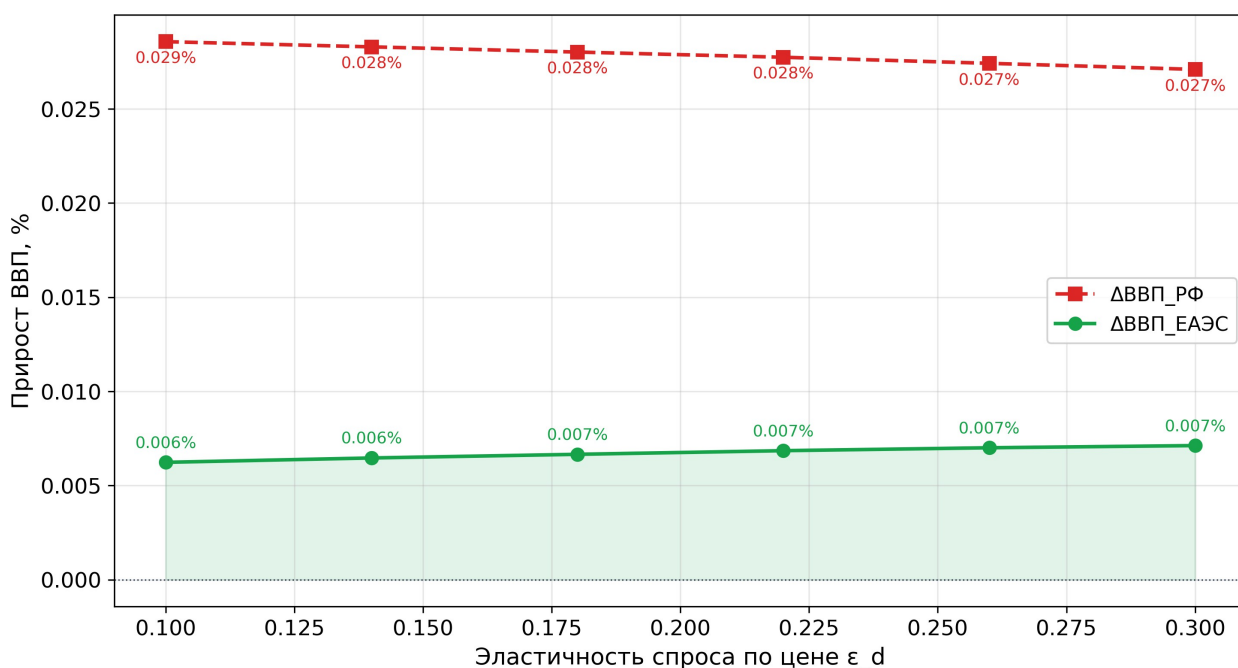


Рисунок 22 – Чувствительность прироста ВВП РФ и ВВП ЕАЭС к эластичности спроса (% ВВП 2024)

Источник: результаты авторского моделирования (модель пространственного равновесия, Приложение Г); данные по номинальному ВВП 2024 г. – World Bank WDI. [Электронный ресурс] 2026 URL: [https://api.worldbank.org/v2/country/AM;BY;KZ;KG;RU/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?format=json&per\\_page=500](https://api.worldbank.org/v2/country/AM;BY;KZ;KG;RU/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?format=json&per_page=500)

<sup>179</sup> Takayama T., Judge G. G. Spatial and Temporal Price and Allocation Models [Электронный ресурс]. Amsterdam: North-Holland, 1971. URL: <https://openlibrary.org/works/OL5420289W>

<sup>180</sup> Harberger A. C. The Measurement of Waste [Электронный ресурс] // The American Economic Review. 1964. Vol. 54, No. 3. P. 58-76. URL: <https://www.jstor.org/stable/1818490>

Прежняя российская линия в евразийской электроэнергетике исходила из того, что у страны есть запас мощности, который можно использовать для экспорта. Данные 2024-2025 годов заставляют осторожнее относиться к этой предпосылке. Рост нагрузки со стороны ЦОД и майнинга, а также локальные ограничения в отдельных ОЭС показывают, что профицит становится не общесистемным, а территориально неоднородным. В этих условиях экспортная стратегия должна учитывать не только цену внешней продажи, но и внутреннюю стоимость надежности.

Запреты на майнинг, введенные Правительством РФ для ряда регионов на осенне-зимние периоды до 2031 года, являются не просто административной мерой. Они фиксируют наличие узких мест в генерации и сетях. Для ОЭР это означает, что восточное экспортное направление уже не может рассматриваться как стабильный источник внешней выручки: поставки в Китай резко сократились в 2024 году и к 2026 году были сведены к минимуму. Россия вынуждена смотреть на рынок ЕАЭС не только как продавец, но и как участник, заинтересованный в балансировке собственного контура.

Казахстан в этой логике занимает центральное место. Производственный разрыв в 2024 году, по данным Таблицы 10 и Приложения В, составлял около 2,1 млрд кВтч, а российские поставки достигли 4,6 млрд кВтч и заняли более половины экспортного портфеля «Интер РАО». Одновременно выросли обратные перетоки в Россию, что особенно важно для ОЭС Урала. Поэтому отношения двух стран постепенно уходят от схемы разовой купли-продажи к более сложной взаимной опоре энергосистем.

Отсюда возникает интерес к восстановлению сверхвысоковольтного коридора между Сибирью, Казахстаном и Уралом до проектных параметров 1150 кВ. Такой маршрут связал бы сибирскую и европейскую части российской системы через территорию Казахстана и снизил потери при крупных перетоках. Важен и инвестиционный эффект: проекты в казахстанской генерации на российском оборудовании и сервисе надолго

закрепляют совместимость стандартов.

Конкуренция за Центральную Азию усиливается не только в торговле электроэнергией. REMIT следует рассматривать не как рядовой пакет займов Всемирного банка, а как программу изменения диспетчерских технологий, правил работы и круга внешних партнеров региона. Для российской стратегии на первый план выходят три риска: цифровая несовместимость, рост оперативной автономности соседних систем и перенаправление части экспортных маршрутов на юг.

Первым меняется цифровой контур управления. Закупка SCADA/EMS для Узбекистана и Таджикистана вместе с внедрением IEC 61850 постепенно привязывает регион к западной диспетчерской инфраструктуре. Синхронная работа с ЕЭС России сохраняется, но техническое сопряжение систем становится более трудоемким и дорогим.

Затем меняется распределение функций в поддержании частоты. В прежней конфигурации российская система оставалась важным резервом устойчивости для центральноазиатского контура. Накопители, модернизированные ГЭС и локальные резервы постепенно уменьшают эту зависимость. Сокращается и технологический рычаг влияния, на котором Россия долго удерживала часть своей позиции в регионе.

Меняется и география вывода гидроэнергии. Через CASA-1000 летний ресурс Кыргызстана и Таджикистана направляется на юг, к рынкам Афганистана и Пакистана. Для ЕАЭС это создает конкуренцию за маневренную электроэнергию, которая могла бы закрывать казахстанский дефицит и локальные российские ограничения.

Российский ответ в такой ситуации должен повышать привлекательность евразийского контура, а не сводиться к административному сопротивлению альтернативным проектам. Практическая работа начинается с цифровой инфраструктуры рынка. Выбор АО «АТС» оператором централизованных торгов дает возможность предложить партнерам решения для расчетно-клиринговых операций и обмена

рыночными данными. Так у ОЭР появляется единый технологический язык, понятный участникам рынка

Следующее направление связано с расширением инвестиционного участия. Наряду с грантовыми программами Всемирного банка Россия может активизировать участие в капиталоемких проектах, имеющих системное значение: прежде всего, это участие в достройке Камбаратинской ГЭС-1 в Кыргызстане и Рогунской ГЭС в Таджикистане. Участие в этих проектах позволит России содействовать сбалансированному управлению водно-энергетическим режимом Центральной Азии, укрепляя позиции в рамках регионального сотрудничества.

Отдельное значение имеет атомная энергетика: продвижение проектов АЭС в Казахстане и Кыргызстане, а также продолжение эксплуатации Армянской АЭС. Атомная энергетика обеспечивает наиболее длительный горизонт технологического сотрудничества за счёт поставок оборудования, сервисного сопровождения и ядерного топлива, что выступает устойчивым фактором интеграции на горизонте 60–80 лет.

Успех интеграции зависит не только от физических объёмов энергии, но и от правил её обмена. В этой сфере Россия занимает последовательную позицию, отстаивая модель рынка, которая минимизирует риски для её производителей. Одним из главных камней преткновения является методика тарификации услуг по передаче электроэнергии. Как было показано в разделе 3.2, сохраняется методологический тупик: Россия настаивает на дистанционном подходе (тарификация МВткм), учитывающем протяжённость сетей, в то время как Казахстан лоббирует котловой метод, выгодный для транзитных стран с меньшей протяжённостью сетей.

Стратегический интерес России состоит в том, чтобы не допустить внедрения методики, при которой российская энергосистема с её колоссальной протяжённостью сетей (2,5 млн км под управлением ПАО «Россети») превратится в бесплатный «мост» для перетоков между третьими странами. Россия должна отстаивать принцип полного возмещения затрат на

содержание инфраструктуры, задействованной в транзите.

В условиях глобального тренда на декарбонизацию и планов ЕС по введению трансграничного углеродного регулирования Россия заинтересована в создании собственной, суверенной системы сертификации зелёной энергии в рамках ЕАЭС. Это позволит защитить экспорт углеродоёмкой продукции из ЕАЭС; признать атомную и крупную гидрогенерацию низкоуглеродными источниками, что противоречит некоторым западным таксономиям, но критически важно для России, Беларуси и Кыргызстана; создать собственный рынок зелёных сертификатов, номинированный в рублях, снижая зависимость от западной финансовой инфраструктуры.

Анализ, проведённый во второй главе, показывает глубокую гетерогенность партнёров, что требует от России дифференцированного подхода, представленного в таблице 22. В отношении Республики Беларусь, находящейся в ситуации профицита мощности после ввода БелАЭС при закрытии рынков ЕС и Украины, интерес России состоит в недопущении демпинга дешёвой белорусской электроэнергии на российском рынке, который может подорвать экономику российских ТЭС в европейской части страны. Интеграция должна идти через согласованные балансы, а не хаотичную спотовую торговлю, с использованием маневренных возможностей Беларуси для регулирования частоты в ОЭС Центра.

В отношении Республики Казахстан, испытывающей дефицит мощности при угольной доминанте и растущем влиянии программы REMIT, интерес России заключается в сохранении Казахстана в едином частотном контуре. Поставки электроэнергии для покрытия дефицита способствуют углублению взаимозависимости, а совместные проекты в области атомной энергетики (Росатом) формируют долгосрочную основу интеграционного взаимодействия.

## Дифференциация стратегии России по странам-партнёрам в ОЭР ЕАЭС

Страна	Ключевые интересы партнёра	Российские приоритеты	Инструменты реализации
Казахстан	Транзитная рента, модернизация генерации, энергобезопасность юга	Согласование транзитных тарифов, сохранение единого частотного контура, доступ к Центральноазиатским рынкам	Совместные инвестпроекты, поставки в дефицитные регионы, строительство АЭС
Беларусь	Интеграция профицита БелАЭС, доступ к российскому рынку	Снижение рисков демпинга, координация ядерной генерации, использование для регулирования частоты	Согласованные балансы, долгосрочные контракты
Кыргызстан	Привлечение инвестиций в гидрогенерацию, экспорт в пиковые периоды	Доступ к маневренным мощностям, координация с программой REMIT, координация использования водных ресурсов	Финансирование Камбаратинской ГЭС, гарантии закупки
Армения	Энергобезопасность, модернизация ААЭС, преодоление изолированности	Развитие энергетического сотрудничества в Закавказье, «южный шлюз» в коридоре «Север – Юг»	Ядерное сотрудничество, энергомоcть с Ираном

Источник: составлено автором по результатам сценарного моделирования (Приложение Г) и анализа, представленного в разделе 3.3.

В отношении Кыргызстана и Армении, испытывающих дефицит и изолированность соответственно, интерес России состоит в инвестиционном участии в модернизации инфраструктуры и формировании долгосрочных взаимовыгодных соглашений. Армения рассматривается как «южный шлюз» для организации энергомоcта ЕАЭС – Иран, что открывает выход на рынки Ближнего Востока в рамках коридора «Север – Юг». Дополнительным фактором институциональной многовекторности стало объявление в феврале 2026 года о завершении армяно-американских переговоров по соглашению типа 123 в сфере гражданской ядерной энергетики. По заявлению американской стороны, реализация соглашения может создать условия для контрактов до 9 млрд долларов (до 5 млрд долларов первоначального экспорта и до 4 млрд долларов долгосрочного топливно-сервисного сопровождения),

включая решения на базе малых модульных реакторов<sup>181</sup>. Данное направление усиливает конкуренцию за проект замещающей АЭС после завершения продленного срока эксплуатации действующего блока, при сохранении интереса российских поставщиков по данным Reuters<sup>182</sup> и материалам КРОУ РА<sup>183</sup>. В Кыргызстане приоритетом является координация использования гидроресурсов для предотвращения водных конфликтов в регионе.

С учётом переноса запуска ОЭР на 1 января 2027 года Россия должна использовать временной лаг для реализации комплекса мер. В 2026 году приоритетом является внутренняя консолидация: завершение реформы тарифов с введением дифференцированных ставок для населения во всех регионах для снижения объёма перекрёстного субсидирования; легализация и жёсткое регулирование майнинга для высвобождения дефицитной мощности; техническая гармонизация через принятие на уровне ЕЭК регламентов, закрепляющих ГОСТы как базу для ОЭР. Комплекс приоритетных мер систематизирован в таблице 23.

Таблица 23

Стратегическая дорожная карта формирования ОЭР ЕАЭС:  
приоритеты России

Горизонт	Ключевые задачи	Ожидаемые результаты
Краткосрочный (2026–2027)	Ликвидация регуляторного диспаритета: реформа тарифов, запуск торгов на АО «АТС», техническая гармонизация стандартов	Устранение риска «импорта дефицита», институциональная основа ОЭР, первые коммерческие сделки

<sup>181</sup> Prime Minister of the Republic of Armenia. Nikol Pashinyan and JD Vance make statements for media representatives [Электронный ресурс]. 09.02.2026. URL: <https://www.primeminister.am/en/press-release/item/2026/02/09/Nikol-Pashinyan-J-D-Vance-Announcement/>

<sup>182</sup> Reuters. US reaches nuclear deal with Armenia as Vance pushes peace dividend [Электронный ресурс]. 09.02.2026. URL: <https://www.reuters.com/world/asia-pacific/us-vice-president-vance-heads-armenia-azerbaijan-push-peace-trade-2026-02-09/>

<sup>183</sup> Комиссия по регулированию общественных услуг Республики Армения. Реестры лицензий и данные о вводе генерирующих мощностей [Электронный ресурс]. Официальный портал регулятора, 2025. URL: [https://www.psrc.am/contents/fields/electric\\_energy](https://www.psrc.am/contents/fields/electric_energy)

Среднесрочный (2028–2030)	Технологическое расширение сотрудничества: строительство генерации в Казахстане и Кыргызстане, экспорт программного обеспечения, интеграция Узбекистана и Таджикистана	Координация с программой REMIT, сохранение единой частоты, увеличение объёмов торговли в 3–5 раз
Долгосрочный (2030+)	Формирование Большого евразийского энергокольца: синхронизация с Ираном, создание общего рынка мощности	Энергорынок объёмом более 1,5 трлн кВтч, менее зависимый от внешних технологических ограничений, долгосрочный совокупный эффект до 1,2–1,8 млрд долларов ежегодно

Источник: составлено автором по результатам сценарного моделирования (Приложение Г) на основе модели Такаямы–Джаджа. [Электронный ресурс] North-Holland, 1971 URL: <https://openlibrary.org/works/OL5420289W>. (дата обращения: 14.02.2026).

В 2027 году приоритетом становится запуск и отладка: старт централизованных торгов на площадке АО «АТС» с обеспечением Россией ликвидности рынка и гарантий исполнения обязательств; внедрение механизма двусторонних договоров с Казахстаном и Беларусью, защищённых от волатильности спотового рынка.

После 2028 года повестка должна перейти от запуска к расширению. Возможный формат – подключение Узбекистана и Таджикистана сначала в наблюдательном или ассоциированном режиме, чтобы снизить разрыв между ОЭР и REMIT. Параллельно может прорабатываться связка с Ираном через Армению и отдельный контур рынка мощности, который позволил бы согласовывать инвестиции в новую генерацию между странами Союза.

Для России ОЭР ЕАЭС имеет значение шире, чем обычный отраслевой рынок. В условиях фрагментации мировой энергетики он становится инструментом удержания связности евразийского пространства. Российский интерес состоит не только в продаже электроэнергии, но и в том, чтобы не допустить распада региона на несовместимые стандарты, платформы и торговые режимы. Поэтому роль России должна смещаться от поставщика ресурса к организатору правил и инфраструктуры.

Перспектива проекта зависит от того, сможет ли Россия предложить

партнерам понятную и приемлемую модель участия: с доступом к энергетической безопасности, но без ощущения утраты суверенитета. Модельные расчеты в Приложении Г показывают, что даже при осторожных краткосрочных допущениях годовой чистый эффект для России оценивается примерно в 590-620 млн долларов. Этот результат важен не сам по себе, а как аргумент в пользу институциональной настройки рынка: без правил, которым доверяют участники, технологическое преимущество России не превращается в устойчивую интеграцию.

### **Выводы по третьей главе:**

1. Установлено, что к началу фактической работы ОЭР, намеченной на 1 января 2027 года, проект подходит не как полностью завершенная конструкция, а как система, требующая донастройки. Союзные правила в основном сформированы, но сохраняются различия в тарифообразовании, распределении межсистемной пропускной способности и ответственности участников за исполнение сделок.

2. Российские ограничения имеют двойную природу. Наряду с внешней конкуренцией на евразийском контуре сохраняются внутренние проблемы: перекрестное субсидирование, неравномерные региональные балансы, рост цифровой нагрузки и риск превращения локальных дефицитов в фактор трансграничной торговли.

3. Инициативы REMIT и CAREC в Центральной Азии создают альтернативную нормативную и технологическую среду. Для России рациональный ответ состоит не в попытке остановить эти процессы, а в обеспечении совместимости стандартов, сохранении синхронной работы энергосистем и предложении более выгодной интеграционной логики.

4. Моделирование показывает положительный эффект либерализации только при условии согласованных правил. Наибольший выигрыш возникает там, где снижаются институциональные барьеры, участники понимают порядок доступа к сети и могут прогнозировать условия трансграничных

поставок.

5. Российская стратегия в ОЭР должна развиваться по этапам: сначала укрепление внутренней устойчивости, затем настройка торговых механизмов, после этого – инфраструктурное расширение. Такая последовательность позволяет связать внутренние реформы, рыночную координацию и долгосрочные инвестиционные проекты в единую линию действий.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итоги выполненного диссертационного исследования можно свести к нескольким выводам, практическим предложениям и направлениям дальнейшей разработки темы:

1. Сравнение теорий и региональных практик показывает, что общий рынок электроэнергии держится не на одной универсальной модели. Его экономическая база складывается из сравнительных преимуществ, сетевых эффектов и экономии масштаба. Европейский IEM демонстрирует крупный результат трансграничной торговли – примерно 34 млрд евро ежегодно. Nord Pool важен другим: после согласования правил цены на оптовом сегменте снижались на 15-20%, а надежность поставок укреплялась. Примеры SAARC и CAPP показывают обратную сторону: при политических конфликтах и слабом исполнении правил одной ресурсной взаимодополняемости недостаточно. В случае ЕАЭС решающими становятся не только линии связи и принятые регламенты, но и доверие участников, обязательность правил и понятная процедура разрешения споров.

2. Эволюция постсоветского энергетического пространства шла от антикризисной координации СНГ к более обязательной правовой рамке ЕАЭС. Формат СНГ позволял удерживать параллельную работу систем, но его решения оставались в основном рекомендательными. В ЕАЭС обязательность норм выше, однако их перенос в национальное регулирование идет медленнее, чем наднациональное нормотворчество – перенос запуска на 01.01.2027 прямо показывает этот разрыв. Одновременно бывшее единое пространство распадалось не хаотично: на него влияли российский полюс через ЕЭС России и БРЭЛЛ, а также европейский полюс, оформившийся после присоединения Балтии к ENTSO-E. Участники ОЭР ЕАЭС входят в проект уже с этой наследованной нагрузкой: им приходится учитывать советское диспетчерское наследие и конкуренцию альтернативных интеграционных контуров.

3. Сопоставление энергосистем стран ЕАЭС выявило глубокие различия: они создают потенциал обмена, но одновременно затрудняют

настройку правил. Армения выстраивает модель превращения импортируемого топлива в электроэнергию с возможным выходом на внешние рынки и многовекторным регулированием. Беларусь сохраняет плотную технологическую связку с ЕЭС России; ее отрасль остается преимущественно административной. Казахстан становится узлом транзита и балансировки на фоне дефицита мощности. Кыргызстан имеет значительный гидропотенциал – более 90% генерации приходится на ГЭС, но испытывает нехватку инвестиций. Россия остается системообразующим участником, хотя ее региональные ограничения усиливаются. Наиболее очевидная взаимодополняемость возникает между летней гидрогенерацией Кыргызстана и дефицитом Казахстана; российское участие дает рынку масштаб и одновременно повышает регуляторную нагрузку.

4. В российском случае главный внутренний узел проблемы связан не с нехваткой генерации как таковой, а со структурой рынка. На нее давят перекрестное субсидирование примерно на 340 млрд руб. в год, разрыв между зонами профицита и дефицита, износ сетей и быстрый рост спроса со стороны ЦОД и майнинга. В таких условиях Россия выступает уже не только внешним поставщиком электроэнергии. Ей приходится удерживать устойчивость собственной системы и одновременно увязывать внутренние реформы с правилами ОЭР. Если непрозрачные тарифные механизмы и прежний масштаб перекрестного субсидирования сохранятся, значительная часть интеграционных издержек может лечь на Россию без сопоставимого эффекта.

5. Результаты проведенного в рамках исследования экономико-математического моделирования (модифицированная модель пространственного равновесия Такаямы-Джаджа) показали, что краткосрочный прирост совокупного благосостояния ЕАЭС при полной либерализации составляет порядка 170 млн долларов в год, при этом Россия является основным бенефициаром (около 90% суммарного выигрыша). В долгосрочном горизонте при расширении инфраструктуры и росте эластичности спроса эффект в авторском расширенном сценарии может

достигать 1,2-1,8 млрд долларов ежегодно. Распределение выгод чувствительно к качеству регуляторной архитектуры: сохранение текущих искажений (прежде всего перекрестного субсидирования) порождает значительные перераспределительные эффекты, при которых ряд партнеров несет краткосрочные потери, что повышает риск блокирования интеграции. Результаты сценарного анализа демонстрируют, что оптимальная стратегия – поэтапная либерализация с параллельными компенсационными механизмами для стран, несущих переходные издержки (прежде всего Казахстан при сценарии умеренной либерализации), что обеспечивает политическую устойчивость интеграционного процесса.

6. Установлено, что вокруг ОЭР усиливается внешняя конкуренция институтов. Наряду с REMIT действуют CAREC и проект CASA-1000 – к ним добавляются отдельные соглашения Казахстана с соседями. В совокупности они формируют рядом с ЕАЭС иной набор регуляторных решений, технических стандартов и инвестиционных стимулов. Риск здесь шире цен и объемов торговли: меняются стандарты управления, направления перетоков и значение общего частотного пространства. Устойчивость ОЭР будет определяться тем, смогут ли страны Союза удержать совместимость цифровых решений, юридических процедур и сетевой базы. Затягивание реальных торгов повышает вероятность закрепления центральноазиатских партнеров в других форматах взаимодействия.

7. На этой основе предложена последовательность практических шагов. В 2025-2027 годах приоритетом должна быть регуляторная консолидация: снижение перекрестного субсидирования, сближение тарифных подходов и подготовка национальных правил к работе с ОЭР. В 2027-2030 годах акцент переносится на запуск торгов, проверку расчетов, обеспечение ликвидности и настройку трансграничных режимов. После 2030 года повестка должна расширяться за счет сетевых и генерационных проектов, гибких мощностей и координации инвестиционных программ. Такая очередность снижает риск импорта дефицита и не позволяет накладывать новые интеграционные

решения на нерешенные внутренние дисфункции.

8. В стратегическом измерении ОЭР ЕАЭС для России и партнёров Союза является не только отраслевым проектом торговли электроэнергией, но и механизмом формирования макрорегиональной экономической устойчивости, технологической связанности и энергетической безопасности. Его реализация требует перехода от формального согласования норм к согласованной модернизации национальных энергосистем и созданию институциональной среды, в которой интеграция обеспечивает взаимовыгодный результат для всех участников. Ключевым индикатором успеха должна служить не скорость принятия наднациональных нормативных актов, а реальный рост объёмов трансграничной торговли электроэнергией и сближение равновесных цен в национальных энергосистемах. В более широком геополитическом контексте ОЭР ЕАЭС представляет собой инструмент создания самодостаточного, устойчивого к санкционному давлению энергетического пространства, что приобретает критическое значение в условиях продолжающейся трансформации глобальной энергетической архитектуры.

Практические выводы исследования сводятся к пяти шагам. Первый – синхронизировать национальные правовые режимы с утвержденными правилами ОЭР, прежде всего в части недискриминационного доступа к инфраструктуре и разрешения трансграничных споров. Второй – закрепить прозрачные методики ценообразования на услуги передачи и понятные принципы распределения ренты перегрузки между системными операторами. Третий – ускорить создание единого цифрового контура обмена данными и расчетов на базе СИМ-стандартов. Четвертый – подготовить координированный пакет инвестиций в сетевую инфраструктуру Казахстана и Кыргызстана, где расположены главные узкие места. Пятый – расширять долгосрочные двусторонние и многосторонние контракты, чтобы снизить ценовую волатильность и дать рынку инвестиционную определенность на этапе становления.

Дальнейшая разработка темы может идти в нескольких направлениях. Методологически требуется более глубокий количественный анализ эффектов интеграции на уровне отдельных ценовых зон и межгосударственных сечений по мере раскрытия детализированных инфраструктурных данных. В тематическом плане в сценарии следует включать климатические и водно-энергетические ограничения: изменение водности рек Кыргызстана и Казахстана напрямую влияет на оптимальную структуру генерации ОЭР. В институциональном плане отдельного анализа требует совместимость евразийского рынка с внешними регуляторными контурами в условиях ускоренной цифровизации, включая кибербезопасность и технологический суверенитет сетевой инфраструктуры. Еще одно направление связано с быстрым ростом ВИЭ в Казахстане и Кыргызстане и с тем, как эта динамика будет менять баланс ОЭР и требования к его торговым механизмам.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

**АзБР** – Азиатский банк развития

**БРЭЛЛ** – Энергетическое кольцо Беларусь–Россия–Эстония–Латвия–Литва

**ВИЭ** – Возобновляемые источники энергии

**ВЭР** – Внутренний энергетический рынок

**ВЕЭС** – Высший Евразийский экономический совет

**ЕБРР** – Европейский банк реконструкции и развития

**ЕМПС** – Евразийский межправительственный совет

**ЕФСР** – Евразийский фонд стабилизации и развития

**ЕЭК** – Евразийская экономическая комиссия

**ЕЭС** – Единая энергетическая система

**КИУМ** – Коэффициент использования установленной мощности

**КРЕМ** – Комитет по регулированию естественных монополий

**КРОУ** – Комиссия по регулированию общественных услуг

**ЛЭП** – Линии электропередачи

**ЛЭР** – Локальные энергетические рынки

**ОРЭМ** – Оптовый рынок электроэнергии и мощности

**ОЭР** – Общий электроэнергетический рынок, система скоординированных коммерческих отношений между субъектами внутренних оптовых рынков государств-членов, функционирующая на основе параллельно работающих национальных энергосистем

**ОЭС** – Объединенная энергетическая система

**РСВ** – Рынок на сутки вперед

**СНЭ** – Системы накопления энергии

**ТАПИ** – Туркменистан–Афганистан–Пакистан–Индия

**ТЭС** – Тепловые электростанции

**ЦОД** – центр обработки данных

**АСЕР** – Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Агентство по сотрудничеству энергетических регуляторов)

**BEMIP** – Baltic Energy Market Interconnection Plan (План объединения энергетических рынков стран Балтии)

**BESS** – Battery Energy Storage System(s) (система(ы) накопления энергии на основе аккумуляторных батарей)

**BIMSTEC** – Bay of Bengal Initiative for Multi-Sectoral Technical and Economic Cooperation (Инициатива стран Бенгальского залива по многоотраслевому техническому и экономическому сотрудничеству)

**CAPP** – Central African Power Pool (Энергетический пул Центральной Африки)

**CASA-1000** – Central Asia South Asia (Центральная Азия – Южная Азия)

**CASAREM** – Central Asia South Asia Regional Electricity Market (региональный рынок электроэнергии Центральной и Южной Азии)

**CAWEP** – Central Asia Water and Energy Program (Программа по водно-энергетическим ресурсам Центральной Азии)

**CBAM** – Carbon Border Adjustment Mechanism (механизм трансграничного углеродного регулирования)

**CEF** – Connecting Europe Facility (Фонд «Соединяя Европу»)

**CEPA** – Comprehensive and Enhanced Partnership Agreement (Соглашение о всеобъемлющем и расширенном партнерстве)

**CIM** – Common Information Model (общая информационная модель)

**CLSG** – Cote d'Ivoire–Liberia–Sierra Leone–Guinea (межгосударственный энергетический интерконнектор)

**CPEC** – China–Pakistan Economic Corridor (Китайско-пакистанский экономический коридор)

**EAEC** – Eurasian profile notation used in source titles (обозначение в материалах «Энергетика Евразии»)

**EAPP** – Eastern African Power Pool (Энергетический пул Восточной Африки)

**EES** – Energy profile notation used in source titles (обозначение в профильных источниках)

**EMS** – Energy Management System (система управления энергосистемой)

**ENTSO-E** – European Network of Transmission System Operators for Electricity (Европейская сеть системных операторов передачи электроэнергии)

**ESG** – Environmental, Social and Governance (экологические, социальные и управленческие стандарты)

**FERC** – Federal Energy Regulatory Commission (Федеральная комиссия по регулированию энергетики)

**IDA** – International Development Association (Международная ассоциация развития)

**IEC** – International Electrotechnical Commission (Международная электротехническая комиссия)

**IEM** – Internal Energy Market (Внутренний энергетический рынок)

**IFC** – International Finance Corporation (Международная финансовая корпорация)

**IoT** – Internet of Things (Интернет вещей)

**IRENA** – International Renewable Energy Agency (Международное агентство по возобновляемым источникам энергии)

**ISO** – Independent System Operator (Независимый системный оператор)

**KEGOC** – Kazakhstan Electricity Grid Operating Company (Казахстанская компания по управлению электрическими сетями)

**KfW** – Kreditanstalt für Wiederaufbau (Германский банк развития)

**LEO** – Local Energy Oxfordshire (Проект локальной энергетики Оксфорда)

**LMP** – Locational Marginal Pricing (Узловое ценообразование)

**MPA** – Multiphase Programmatic Approach (многофазный программный подход)

**NBER** – National Bureau of Economic Research (Национальное бюро экономических исследований)

**NRA** – National Regulatory Authorities (Национальные регулирующие

органы)

**NREL** – National Renewable Energy Laboratory (Национальная лаборатория возобновляемой энергетики США)

**OASIS** – Open Access Same-Time Information System (Информационная система открытого доступа в реальном времени)

**OMVG** – Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Gambie (Организация по освоению бассейна реки Гамбия)

**PJM** – Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (Региональный оператор передачи электроэнергии)

**PRIS** – Power Reactor Information System (информационная система по энергетическим реакторам МАГАТЭ)

**REMIT** – Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (регламент о целостности и прозрачности оптового энергетического рынка)

**RPM** – Reliability Pricing Model (Модель ценообразования для обеспечения надёжности)

**RTO** – Regional Transmission Organizations (Региональные передающие организации)

**SAARC** – South Asian Association for Regional Cooperation (Ассоциация регионального сотрудничества Южной Азии)

**SAPP** – Southern African Power Pool (Энергетический пул Южной Африки)

**SCADA** – Supervisory Control and Data Acquisition (система диспетчерского управления и сбора данных)

**SGT-800** – газотурбинная установка серии Siemens SGT-800

**SNEL** – Société Nationale d'Électricité (Национальная электрическая компания ДРК)

**TPES** – Total Primary Energy Supply (общий объем поставок первичной энергии)

**TSO** – Transmission System Operator (системный оператор передачи

электроэнергии)

**UNESCAP** – United Nations Economic and Social Commission for Asia and the Pacific (Экономическая и социальная комиссия ООН для Азии и Тихого океана)

**USAID** – United States Agency for International Development (Агентство США по международному развитию)

**WACS** – Wide Area Control System (система широкозонного управления)

**WAMS** – Wide Area Monitoring System (система широкозонного мониторинга)

**WAPP** – West African Power Pool (Энергетический пул Западной Африки)

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

### Нормативные и официальные источники

1. АО КЕГОС. Годовой отчет КЕГОС за 2024 год [Электронный ресурс]. URL: <https://ar2024.kegoc.kz/> (дата обращения: 14.02.2026).
2. АО КЕГОС. КЕГОС опубликовал отчет о результатах деятельности за 9 месяцев 2024 года [Электронный ресурс]. 13.11.2024. URL: <https://www.kegoc.kz/ru/press-center/press-releases/164829/> (дата обращения: 13.02.2026).
3. АО «Системный оператор Единой энергетической системы». Годовой отчет за 2024 год [Электронный ресурс]. URL: [https://www.sops.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2025/ups\\_rep2024.pdf](https://www.sops.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2025/ups_rep2024.pdf) (дата обращения: 14.02.2026).
4. Высший Евразийский экономический совет. Решение Высшего Евразийского экономического совета от 8 мая 2024 г. № 5 «О внесении изменений в Решение Высшего Евразийского экономического совета от 20 декабря 2019 г. № 31» [Электронный ресурс] // Правовой портал Евразийского экономического союза. Опубл. 09.05.2024. URL: <https://docs.eaeunion.org/documents/242/8089/> (дата обращения: 02.03.2026).
5. Евразийская экономическая комиссия. Концепция формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза [Электронный ресурс]. 05.2015. URL: <https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/c0d/Kontseptsiya-OER-Soyuza.pdf> (дата обращения: 02.03.2026).
6. Евразийская экономическая комиссия. Программа формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза [Электронный ресурс]. 12.2016. URL: [https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/005/Programma\\_RESHENIE-20\\_26.12.2016.pdf](https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/005/Programma_RESHENIE-20_26.12.2016.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).

7. Евразийская экономическая комиссия. Протокол о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза) [Электронный ресурс]. 05.2019. URL: [https://eec.eaeunion.org/upload/iblock/a8c/protokol-o-vnes-izm-v-DEAES-formirovan-OER\\_-ot-29.05.2019.pdf](https://eec.eaeunion.org/upload/iblock/a8c/protokol-o-vnes-izm-v-DEAES-formirovan-OER_-ot-29.05.2019.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).
8. Евразийский межправительственный совет. Решение Евразийского межправительственного совета № 2 от 3 февраля 2023 г. Об утверждении Правил доступа к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии (мощности) в рамках общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза [Электронный ресурс]. 02.2023. URL: <https://docs.eaeunion.org/documents/419/7243/> (дата обращения: 02.03.2026).
9. Евразийский межправительственный совет. Решение Евразийского межправительственного совета № 3 от 1 октября 2024 г. Об утверждении Правил информационного обмена на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза [Электронный ресурс]. 10.2024. URL: <https://docs.eaeunion.org/documents/433/8341/> (дата обращения: 02.03.2026).
10. Евразийский межправительственный совет. Решение Евразийского межправительственного совета № 5 от 26 октября 2023 г. Об утверждении Правил взаимной торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза [Электронный ресурс]. 10.2023. URL: <https://docs.eaeunion.org/documents/419/7739/> (дата обращения: 02.03.2026).
11. Евразийский межправительственный совет. Решение Евразийского межправительственного совета № 6 от 26 октября 2023 г. Об утверждении Правил определения и распределения пропускной способности межгосударственных сечений на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза [Электронный ресурс]. 10.2023. URL: <https://docs.eaeunion.org/documents/419/7740/> (дата обращения: 02.03.2026).
12. Евразийский экономический союз. Договор о Евразийском экономическом

- союзе [Электронный ресурс]. Астана, 05.2014. URL: [https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/ef8/ixygbob0o9pvcm5vjrb0sl4vj4pgoiq7/dogovor\\_o\\_eaes\\_2024.pdf](https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/ef8/ixygbob0o9pvcm5vjrb0sl4vj4pgoiq7/dogovor_o_eaes_2024.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).
13. ПАО «Интер РАО». Консолидированные операционные и финансовые результаты Группы «Интер РАО» за 1 полугодие 2024 года [Электронный ресурс]. 2024. URL: [https://www.interrao.ru/upload/iblock/25a/8pecgg86p9u6m8or58ht5faomqmn7lkl/IFRS\\_6m2024\\_rus\\_final.pdf](https://www.interrao.ru/upload/iblock/25a/8pecgg86p9u6m8or58ht5faomqmn7lkl/IFRS_6m2024_rus_final.pdf) (дата обращения: 22.02.2026).
14. ПАО «Интер РАО». Консолидированные операционные и финансовые результаты Группы «Интер РАО» за 1 полугодие 2025 года [Электронный ресурс]. 2025. URL: [https://www.interrao.ru/upload/iblock/619/mdaz9vxz3v73ysck46h2ikc84gu6p2ta/IFRS\\_MSFO\\_6mes2025.pdf](https://www.interrao.ru/upload/iblock/619/mdaz9vxz3v73ysck46h2ikc84gu6p2ta/IFRS_MSFO_6mes2025.pdf) (дата обращения: 14.02.2026).
15. ПАО «Интер РАО». Консолидированные операционные и финансовые результаты Группы «Интер РАО» за 12 месяцев 2023 года [Электронный ресурс]. 2024. URL: [https://www.interrao.ru/upload/iblock/e30/39v3xmpbwjmsstnyw1md4vc1hwap8qunh/IFRS\\_12m2023\\_rus.pdf](https://www.interrao.ru/upload/iblock/e30/39v3xmpbwjmsstnyw1md4vc1hwap8qunh/IFRS_12m2023_rus.pdf) (дата обращения: 14.02.2026).
16. ПАО «Интер РАО». Консолидированные операционные и финансовые результаты Группы «Интер РАО» за 2024 год [Электронный ресурс]. 2025. URL: [https://www.interrao.ru/upload/iblock/fla/19haha34vu5b3770j5wkuj6vzplq0rhv/IFRS\\_12m2024\\_rus.pdf](https://www.interrao.ru/upload/iblock/fla/19haha34vu5b3770j5wkuj6vzplq0rhv/IFRS_12m2024_rus.pdf) (дата обращения: 14.02.2026).
17. Правительство Республики Казахстан. Информационно-справочные материалы к заседанию Правительства Республики Казахстан [Электронный ресурс]. 27.08.2024. URL: <https://primeminister.kz/assets/media/ism-ot-27082024.pdf> (дата обращения: 22.02.2026).
18. Правительство Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 23.12.2024 № 1869 [Электронный ресурс].

2024. URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_495458/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_495458/)  
(дата обращения: 22.02.2026).
19. Республика Беларусь. Национальный правовой интернет-портал. Постановление Совета Министров Республики Беларусь №79 от 10.02.2025 [Электронный ресурс]. URL: <https://pravo.by/document/?guid=3961&p0=C22500079> (дата обращения: 14.02.2026).
20. Совет глав правительств СНГ. Концепция формирования общего электроэнергетического рынка государств–участников Содружества Независимых Государств [Электронный ресурс]. Минск, 11.2005. URL: <https://cis.minsk.by/reestriv2/doc/1891> (дата обращения: 02.03.2026).
21. Совет глав правительств СНГ. Соглашение о формировании общего электроэнергетического рынка государств–участников Содружества Независимых Государств [Электронный ресурс]. Ялта, 05.2007. URL: <https://cis.minsk.by/reestriv2/doc/2191> (дата обращения: 02.03.2026).
22. Совет Евразийской экономической комиссии. Распоряжение Совета Евразийской экономической комиссии от 4 июля 2023 г. № 21 «Об определении организации, осуществляющей организацию централизованной торговли электрической энергией на сутки вперед на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.alt.ru/tamdoc/23s00021/> (дата обращения: 02.03.2026).
23. Содружество Независимых Государств. Договор об обеспечении параллельной работы объединённых электроэнергетических систем государств–участников Содружества Независимых Государств [Электронный ресурс]. Минск, 11.1998. URL: <https://cis.minsk.by/reestriv2/doc/828> (дата обращения: 02.03.2026).
24. Содружество Независимых Государств. Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств [Электронный ресурс]. Минск, 02.1992. URL:

- <https://cis.minsk.by/reestr2/doc/35> (дата обращения: 02.03.2026).
- 25.ACER. Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design [Электронный ресурс]. April 2022. URL: [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Final\\_Assessment\\_EU\\_Wholesale\\_Electricity\\_Market\\_Design.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf) (дата обращения: 14.02.2026).
- 26.Beyond Borders: Power Grid Interconnections and Regional Electricity Markets for the Sustainable Energy Transition [Электронный ресурс] / World Bank Group. Washington, D.C., 2025. URL: <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/099011525114533597> (дата обращения: 14.02.2026).
- 27.Comprehensive and enhanced Partnership Agreement between the European Union and the European Atomic Energy Community and their Member States, of the one part, and the Republic of Armenia, of the other part [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2018. L 23. P. 4-466. URL: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:22018A0126\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:22018A0126(01)) (дата обращения: 22.02.2026).
- 28.Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast) [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2019. L 158. P. 125-199. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj> (дата обращения: 02.03.2026).
- 29.Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2003. L 176. P. 37-56. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2003/54/oj> (дата обращения: 02.03.2026).
- 30.Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC [Электронный ресурс] // Official Journal of the European

- Union. 2009. L 211. P. 55-93. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/72/oj> (дата обращения: 02.03.2026).
31. Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Communities. 1997. L 27. P. 20-29. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/1996/92/oj> (дата обращения: 02.03.2026).
32. European Commission, Directorate General for Economic and Financial Affairs. The development of renewable energy in the electricity market [Электронный ресурс]. 2023. URL: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/74b252d7-1ec8-11ee-806b-01aa75ed71a1/language-en> (дата обращения: 02.03.2026).
33. European Commission, Market Observatory for Energy. Quarterly Report on European Electricity Markets [Электронный ресурс]: Volume 15, Issue 2, Covering Second Quarter of 2022. Brussels, 10.2022. URL: [https://commission.europa.eu/system/files/2022-10/quarterly\\_report\\_on\\_european\\_electricity\\_markets\\_q2\\_2022\\_final.pdf](https://commission.europa.eu/system/files/2022-10/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q2_2022_final.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).
34. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Transmission Capacities for Cross-Zonal Trade of Electricity and Congestion Management: 2024 Market Monitoring Report [Электронный ресурс]. 09.2024. URL: [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER\\_2024\\_MMR\\_Crosszonal\\_electricity\\_trade\\_capacities.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_MMR_Crosszonal_electricity_trade_capacities.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).
35. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Transmission capacities for cross-zonal electricity trade and grid congestion management [Электронный ресурс]: 2025 Monitoring Report. 2025. URL: <https://www.acer.europa.eu/monitoring/cross-zonal-electricity-trade-2025> (дата обращения: 13.02.2026).

36. Federal Energy Regulatory Commission. Order No. 888. Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities [Электронный ресурс]: Final Rule, Docket Nos. RM95-8-000 and RM94-7-001. 24.04.1996. URL: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/rm95-8-00v.txt> (дата обращения: 02.03.2026).
37. Federal Energy Regulatory Commission. Order No. 889. Open Access Same-Time Information System (formerly Real-Time Information Networks) and Standards of Conduct [Электронный ресурс]: Final Rule, Docket No. RM95-9-000. 24.04.1996. URL: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/rm95-9-00k.txt> (дата обращения: 02.03.2026).
38. Federal Energy Regulatory Commission. Order No. 2000. Regional Transmission Organizations [Электронный ресурс]: Final Rule, Docket No. RM99-2-000. 20.12.1999. URL: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/RM99-2-000.pdf> (дата обращения: 02.03.2026).
39. International Energy Agency. Electricity 2026: Analysis and Forecast to 2028 [Электронный ресурс]. 2026. URL: <https://www.iea.org/reports/electricity-2026> (дата обращения: 02.03.2026).
40. International Energy Agency. Electricity Market Report 2023 [Электронный ресурс]. Paris, 2023. URL: <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-2023> (дата обращения: 02.03.2026).
41. International Energy Agency. Global battery markets are growing strongly - and so are the supply risks [Электронный ресурс]. 13.02.2026. URL: <https://www.iea.org/commentaries/global-battery-markets-are-growing-strongly-and-so-are-the-supply-risks> (дата обращения: 23.02.2026).
42. International Energy Agency. Tajikistan 2022 [Электронный ресурс]. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ab8f5f01-4b54-4636-b2e8-7818e2ed55a8/Tajikistan2022.pdf> (дата обращения: 14.02.2026).
43. International Energy Agency. World Energy Outlook 2024 [Электронный

- ресурс]. Paris, 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024> (дата обращения: 02.03.2026).
44. International Renewable Energy Agency. Planning and prospects for renewable power: Central Africa [Электронный ресурс]. Abu Dhabi, January 2025. URL: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jan/Planning-and-prospects-for-renewable-power-Central-Africa> (дата обращения: 23.02.2026).
45. International Renewable Energy Agency. Renewable Capacity Statistics 2025 [Электронный ресурс]. IRENA, 2025. URL: <https://www.irena.org/Publications/2025/Mar/Renewable-capacity-statistics-2025> (дата обращения: 02.03.2026).
46. International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Roadmap for Central Africa [Электронный ресурс]. Abu Dhabi, 2017. URL: [https://rise.esmap.org/data/files/library/central-african-republic/Electricity%20Access/CAR\\_%20RE%20Roadmap%20for%20Central%20Africa\\_2017.pdf](https://rise.esmap.org/data/files/library/central-african-republic/Electricity%20Access/CAR_%20RE%20Roadmap%20for%20Central%20Africa_2017.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).
47. International Renewable Energy Agency. World Energy Transitions Outlook 2024: 1.5°C pathway [Электронный ресурс]. IRENA, 2024. URL: <https://www.irena.org/Publications/2024/Nov/World-Energy-Transitions-Outlook-2024> (дата обращения: 02.03.2026).
48. Kingdom of Norway. Act No. 50 of 29 June 1990: Act relating to the generation, conversion, transmission, trading, distribution and use of energy etc. (The Energy Act) [Электронный ресурс]. 1990. URL: [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/vedlegg/lover-og-reglement/act\\_no\\_50\\_of\\_29\\_june\\_1990.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/vedlegg/lover-og-reglement/act_no_50_of_29_june_1990.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).
49. NobelPrize.org. The Prize in Economic Sciences 2007 - Popular information [Электронный ресурс]. URL: <https://www.nobelprize.org/prizes/economic-sciences/2007/popular-information/> (дата обращения: 17.01.2026).
50. PJM Resource Adequacy Planning Department. 2025 PJM Long-Term Load Forecast Report [Электронный ресурс]. PJM Interconnection, January 2025. URL: <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/library/reports-notice/load->

- [forecast/2025-load-report.pdf](#) (дата обращения: 14.02.2026).
51. Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2009. L 211. P. 1-14. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2009/713/oj> (дата обращения: 02.03.2026).
52. Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003 [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2009. L 211. P. 15-35. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2009/714/oj> (дата обращения: 02.03.2026).
53. Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2019. L 158. P. 54-124. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj> (дата обращения: 02.03.2026).
54. Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Union. 2011. L 326. P. 1-16. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2011/1227/oj> (дата обращения: 02.03.2026).
55. Single European Act [Электронный ресурс] // Official Journal of the European Communities. 1987. L 169. P. 1–28. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A11986U%2FTXT> (дата обращения: 19.03.2026).
56. South Asian Association for Regional Cooperation. SAARC Framework Agreement for Energy Cooperation (Electricity) [Электронный ресурс]: Framework Agreement. Kathmandu, Nepal, 11.2014. URL: [https://giwmscdntwo.gov.np/media/pdf\\_upload/04%20SAARC%20Framework%20Agreement%20for%20Energy%20Cooperation%20\(Electricity\)\\_euhcuu6.pdf](https://giwmscdntwo.gov.np/media/pdf_upload/04%20SAARC%20Framework%20Agreement%20for%20Energy%20Cooperation%20(Electricity)_euhcuu6.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).

57. The Royal Swedish Academy of Sciences. Mechanism Design Theory: Scientific Background on the Sveriges Riksbank Prize in Economic Sciences in Memory of Alfred Nobel 2007 [Электронный ресурс]. 15.10.2007. URL: <https://www.nobelprize.org/uploads/2018/06/advanced-economicsciences2007.pdf> (дата обращения: 23.02.2026).
58. United Nations Economic and Social Commission for Asia and the Pacific. Accelerating the Energy Transition through Transnational Power System Connectivity [Электронный ресурс]. 2023. URL: <https://repository.unescap.org/server/api/core/bitstreams/9f9a7d37-984b-4753-967e-0682d0f27fa0/content> (дата обращения: 02.03.2026).
59. World Bank. Access to electricity (% of population), EG.ELC.ACCS.ZS (Burundi, Chad, Central African Republic, Democratic Republic of Congo) [Электронный ресурс]. 2025. URL: [https://api.worldbank.org/v2/country/BI;TD;CF;CD/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?format=json&per\\_page=500](https://api.worldbank.org/v2/country/BI;TD;CF;CD/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?format=json&per_page=500) (дата обращения: 23.02.2026).
60. World Bank. DRC Electricity & Water Access and Governance Project [Электронный ресурс]. 11.2020. URL: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/231141609951093070/pdf/Concept-Project-Information-Document-PID-DRC-Electricity-Water-Access-and-Governance-Project-P173506.pdf> (дата обращения: 02.03.2026).
61. World Bank, IRENA, UN Statistics Division, WHO. Tracking SDG7: The Energy Progress Report 2024 – Access to Electricity [Электронный ресурс]. 2024. URL: [https://trackingsdg7.esmap.org/sites/default/files/download-documents/chapter1\\_accesstoelectricity.pdf](https://trackingsdg7.esmap.org/sites/default/files/download-documents/chapter1_accesstoelectricity.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).
62. World Bank Group. World Bank Group Cancels Financing to the Inga-3 Basse Chute Technical Assistance Project [Электронный ресурс]. 22.09.2016. URL: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2016/09/22/world-bank-group-cancels-financing-to-the-inga-3-basse-chute-technical-assistance-project> (дата обращения: 23.02.2026).

## Научная и учебная литература, статьи из журналов и сборников

63. Андропова И. В. Евразийский экономический союз: потенциал и ограничения для регионального и глобального лидерства [Электронный ресурс]. 2016. URL: <https://iorj.hse.ru/2016-11-2/186075072.html> (дата обращения: 02.03.2026).
64. Атаев З. А. Структура Единой энергосистемы России в постсоветский период [Электронный ресурс]. 2023. URL: <https://journals.rcsi.science/2587-5566/article/view/135588> (дата обращения: 02.03.2026).
65. Винокуров Е. Ю. Экономическое сотрудничество в Евразии: практические решения [Электронный ресурс]. 2024. URL: [https://eabr.org/upload/iblock/1be/Ekonomicheskoe-sotrudnichestvo-v-Evrazii\\_rus.pdf](https://eabr.org/upload/iblock/1be/Ekonomicheskoe-sotrudnichestvo-v-Evrazii_rus.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).
66. Гибадуллин А. А., Пуляева В. В., Ерыгин Ю. В. Функционирование региональных электроэнергетических комплексов в период их интеграции [Электронный ресурс]. 2019. URL: <https://journals.nsu.ru/upload/iblock/178/05.pdf> (дата обращения: 02.03.2026).
67. Коломиец А. Р., Курдин А. А. Общий рынок электроэнергии ЕАЭС: эффекты для России [Электронный ресурс]. 2022. URL: <https://economicsjournal.spbu.ru/article/view/12948> (дата обращения: 02.03.2026).
68. Кузьмин В. В. Институциональные аспекты интеграции электроэнергетических рынков ЕАЭС: компаративный анализ на основе опыта стран Европейского союза [Электронный ресурс]. 2025. URL: <https://1economic.ru/lib/123327>. Экономика, предпринимательство и право. – 2025. – Т. 15, № 6. – С. 4129–4150 (дата обращения: 02.03.2026).
69. Кузьмин В. В. Структурные асимметрии в электроэнергетике ЕАЭС: стратегические приоритеты России [Электронный ресурс]. 2025. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=82602228> (дата обращения: 02.03.2026).
70. Маркаров А. А., Давтян В. С. Интеграция Армении в общий

- электроэнергетический рынок ЕАЭС: риски и возможности [Электронный ресурс] // Геоэкономика энергетики. 2021. № 2 (14). С. 124-138. URL: [https://i-sng.ru/img/2021/07/Geo-02-2021\\_LowRes.pdf](https://i-sng.ru/img/2021/07/Geo-02-2021_LowRes.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).
71. Мигранян А. А. Потенциал развития экономического сотрудничества России со странами ЕАЭС и СНГ [Электронный ресурс]. 2020. URL: <https://www.postsovietarea.com/jour/article/view/259> (дата обращения: 02.03.2026).
72. Мигранян А. А., Шавина Е. В. Формирование общих рынков электроэнергии и газа в ЕАЭС: модели рынков, барьеры и решения [Электронный ресурс]. 2019. URL: <https://www.ogt-journal.com/jour/article/view/552> (дата обращения: 02.03.2026).
73. Фазельянов Э. М. Энергетический кризис в Европе и поставки российского газа [Электронный ресурс]. 2022. URL: <http://vestnikieran.instituteofeurope.ru/images/4-2022/Fazelianov42022.pdf> (дата обращения: 02.03.2026).
74. Швец Н. Н., Мельник Д. А. Подходы к оценке функционирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза [Электронный ресурс] // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Экономика. 2024. Т. 32. № 4. С. 744-762. DOI: 10.22363/2313-2329-2024-32-4-744-762. URL: <https://journals.rudn.ru/economics/article/view/42963> (дата обращения: 02.03.2026).
75. Antweiler W. Cross-border trade in electricity [Электронный ресурс]. 2016. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0022199616300423> (дата обращения: 02.03.2026).
76. Arrow K. J., Debreu G. Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy [Электронный ресурс] // Econometrica. 1954. Vol. 22, No. 3. P. 265-290. URL: <https://www.jstor.org/stable/1907353> (дата обращения: 02.03.2026).
77. Austvik O. G. Norway: Small State in the Great European Energy Game

- [Электронный ресурс]. Cham, 2019. URL: [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-93360-3\\_6](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-93360-3_6) (дата обращения: 02.03.2026).
78. Balassa B. The Theory of Economic Integration [Электронный ресурс]. Homewood, Ill.: R.D. Irwin, 1961. URL: <https://www.taylorfrancis.com/books/mono/10.4324/9780203805183/theory-economic-integration-routledge-revivals-bela-balassa> (дата обращения: 02.03.2026).
79. Batalla J., Paniagua J., Trujillo-Baute E. Energy Market Integration and Electricity Trade [Электронный ресурс]. 2019. URL: <https://eeep.iaee.org/energy-market-integration-and-electricity-trade/> (дата обращения: 02.03.2026).
80. Bergman L. The Nordic electricity market—continued success or emerging problems? [Электронный ресурс]. 01.2002. URL: <https://www.regeringen.se/contentassets/84f42242c6124ba5a6c2454986c0f5ba/lars-bergman-the-nordic-electricity-market---continued-success-or-emerging-problems> (дата обращения: 02.03.2026).
81. Bolton R. A history of electricity liberalisation: Origins and evolution of the Nordic model [Электронный ресурс]. 04.2023. URL: <https://www.research.ed.ac.uk/en/publications/a-history-of-electricity-liberalisation-origins-and-evolution-of-> (дата обращения: 02.03.2026).
82. Bredesen H.-A. The Nord Pool Market Model [Электронный ресурс]: Forum Paper. Oslo, 02.2016. URL: <http://esi.nus.edu.sg/docs/default-source/doc/proceedings-of-aemi-forum-2015.pdf> (дата обращения: 02.03.2026).
83. Bye T., Hope E. Deregulation of Electricity Markets: The Norwegian Experience [Электронный ресурс]. 2005. URL: <http://www.jstor.org/stable/4417519> (дата обращения: 02.03.2026).
84. Cassetta E., Nava C. R., Zoia M. G. EU electricity market integration and cross-country convergence in residential and industrial end-user prices [Электронный ресурс]. 2022. URL:

- <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421522001598> (дата обращения: 02.03.2026).
85. Christensen L. R., Greene W. H. Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation [Электронный ресурс] // Journal of Political Economy. 1976. Vol. 84, No. 4. P. 655-676. URL: <https://www.journals.uchicago.edu/doi/10.1086/260470> (дата обращения: 02.03.2026).
86. Ciferri D., D'Errico M. C., Polinori P. Integration and convergence in European electricity markets [Электронный ресурс]. 2020. URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40888-019-00163-7> (дата обращения: 02.03.2026).
87. Coase R. H. The Nature of the Firm [Электронный ресурс] // Economica. 1937. Vol. 4, No. 16. P. 386-405. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1468-0335.1937.tb00002.x> (дата обращения: 02.03.2026).
88. Cook B. BRELL Desynchronisation Assessment [Электронный ресурс]. 02.2025. URL: <https://www.enseccoe.org/publications/brell-desynchronisation-assessment/> (дата обращения: 02.03.2026).
89. Cross-border cannibalization: Spillover effects of wind and solar energy on interconnected European electricity markets [Электронный ресурс] / C. Stiewe, A. L. Xu, A. Eicke [и др.]. 2025. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S014098832500074X> (дата обращения: 02.03.2026).
90. Dantzig G. Linear Programming and Extensions [Электронный ресурс]. 1963. URL: <https://openlibrary.org/works/OL8059535W> (дата обращения: 02.03.2026).
91. Elabbas M. A., Vries L. de, Correljé A. African power pools and regional electricity market design: Taking stock of regional integration in energy sectors [Электронный ресурс]. 11/2023. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2214629623003511> (дата

- обращения: 02.03.2026).
92. Ember. Global Electricity Review 2025 [Электронный ресурс]. Ember, 2025. URL: <https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2025/> (дата обращения: 02.03.2026).
93. Evolving Competitive Markets in SAPP: Leveraging Competitive Wholesale Electricity Markets To Drive Renewable Generation Capacity in the Southern African Power Pool (SAPP) [Электронный ресурс] / J. Wright, C. Simeone, F. Martinez Smith, M. Banda. 10/2024. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/90992.pdf> (дата обращения: 02.03.2026).
94. Experience with the Nord Pool design and implementation [Электронный ресурс] / N. Flatabo, G. Doorman, O. Grande, H. Randen, I. Wangensteen. 2003. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/1198284/> (дата обращения: 02.03.2026).
95. Fuentes R., Fattouh B. The implications of digitalization on future electricity market design [Электронный ресурс]. 2023. URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/04/Insight-128-The-implication-of-digitalization-on-future-electricity-market-design.pdf> (дата обращения: 02.03.2026).
96. Glachant J.-M., Ruester S. The EU internal electricity market: Done forever? [Электронный ресурс] // Utilities Policy. 2014. Vol. 31. P. 221–228. URL: <https://ideas.repec.org/a/eee/juipol/v31y2014icp221-228.html> (дата обращения: 14.02.2026).
97. Harberger A. C. Monopoly and Resource Allocation [Электронный ресурс] // The American Economic Review. 1954. Vol. 44, No. 2. P. 77-87. URL: <https://www.jstor.org/stable/1818325> (дата обращения: 02.03.2026).
98. Harberger A. C. The Measurement of Waste [Электронный ресурс] // The American Economic Review. 1964. Vol. 54, No. 3. P. 58-76. URL: <https://www.jstor.org/stable/1818490> (дата обращения: 02.03.2026).
99. Hart O., Moore J. Contracts as Reference Points [Электронный ресурс] // The Quarterly Journal of Economics. 2008. Vol. 123, No. 1. P. 1-48. URL:

<https://academic.oup.com/qje/article-lookup/doi/10.1162/qjec.2008.123.1.1>

(дата обращения: 02.03.2026).

100. Hirth L. The Market Value of Variable Renewables: The Effect of Solar Wind Power Variability on their Remuneration [Электронный ресурс] // Energy Economics. 2013. Vol. 38. P. 218–236. URL: <https://ideas.repec.org/a/eee/eneeco/v38y2013icp218-236.html> (дата обращения: 14.02.2026).
101. Hobbs B. F. Network Models of Spatial Oligopoly with an Application to Deregulation of Electricity Generation [Электронный ресурс]. 1986. URL: <https://pubsonline.informs.org/doi/10.1287/opre.34.3.395> (дата обращения: 02.03.2026).
102. Hooghe L., Marks G. Unraveling the Central State, but How? Types of Multi-Level Governance [Электронный ресурс]. 2003. URL: <https://www.cambridge.org/core/journals/american-political-science-review/article/abs/unraveling-the-central-state-but-how-types-of-multilevel-governance/8A5A618038BDE546E5C582096F0B201F> (дата обращения: 02.03.2026).
103. Hosain M. M., Karim M. E. A Research Guide on the South Asian Association for Regional Cooperation (SAARC) [Электронный ресурс]. New York University School of Law, 09.2023. URL: <https://www.nyulawglobal.org/globalex/saarc1.html> (дата обращения: 02.03.2026).
104. Hurwicz L. On Informationally Decentralized Systems [Электронный ресурс] // Decision and Organization: A Volume in Honor of Jacob Marschak / ed. by C. B. McGuire, R. Radner. Amsterdam: North-Holland, 1972. P. 297-336. URL: <https://www.econbiz.de/Record/on-informationally-decentralized-systems-hurwicz-leonid/10003055469> (дата обращения: 23.02.2026).
105. Independent Market Monitor for PJM (Monitoring Analytics). Analysis of the 2025/2026 RPM Base Residual

- Auction. Part G. Revised [Электронный ресурс]. 06.2025. URL: [https://www.monitoringanalytics.com/reports/Reports/2025/IMM\\_Analysis\\_of\\_the\\_20252026\\_RPM\\_Base\\_Residual\\_Auction\\_Part\\_G\\_20250603\\_Revised.pdf](https://www.monitoringanalytics.com/reports/Reports/2025/IMM_Analysis_of_the_20252026_RPM_Base_Residual_Auction_Part_G_20250603_Revised.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).
106. Joskow P. L. Lessons Learned from Electricity Market Liberalization [Электронный ресурс]. 2008. URL: <https://journals.sagepub.com/doi/abs/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol29-NoSI2-3> (дата обращения: 02.03.2026).
107. Joskow P. L., Tirole J. Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks [Электронный ресурс] // The RAND Journal of Economics. 2000. Vol. 31, No. 3. P. 450–487. URL: <https://www.jstor.org/stable/2600996> (дата обращения: 14.02.2026).
108. Kathuria S. A Glass Half Full: The Promise of Regional Trade in South Asia [Электронный ресурс]. Washington, DC, 09/2018. URL: <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/3a4a1a79-a5bb-52e5-bee4-8073bbf4f80f> (дата обращения: 02.03.2026).
109. Krugman P. Scale Economies, Product Differentiation, and the Pattern of Trade [Электронный ресурс] // The American Economic Review. 1980. Vol. 70, No. 5. P. 950–959. URL: <https://www.aeaweb.org/aer/top20/70.5.950-959.pdf> (дата обращения: 14.02.2026).
110. Kuhn H. W., Tucker A. W. Nonlinear Programming [Электронный ресурс] // Proceedings of the Second Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability / ed. by J. Neyman. Berkeley: University of California Press, 1951. P. 481-492. URL: <https://projecteuclid.org/euclid.bsmsp/1200500249> (дата обращения: 14.02.2026).
111. Kunkel C. West Virginia Ratepayers Footing the Bill for Infrastructure Build Out [Электронный ресурс]. 05.2025. URL: [https://ieefa.org/sites/default/files/2025-05/UPDATED\\_West%20Virginia%20Ratepayers%20Footing%20the%20Bill%20for%20Infrastructure\\_May%202025.pdf](https://ieefa.org/sites/default/files/2025-05/UPDATED_West%20Virginia%20Ratepayers%20Footing%20the%20Bill%20for%20Infrastructure_May%202025.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).

112. Marshall A. Principles of Economics [Электронный ресурс]. London: Macmillan and Co., 1890. URL: <https://www.econlib.org/library/Marshall/marP.html> (дата обращения: 14.02.2026).
113. Mundell R. A. A Theory of Optimum Currency Areas [Электронный ресурс] // The American Economic Review. 1961. Vol. 51, No. 4. P. 657-665. URL: <https://www.jstor.org/stable/1812792> (дата обращения: 22.02.2026).
114. Nerlove M. Returns to Scale in Electricity Supply [Электронный ресурс] // Measurement in Economics: Studies in Mathematical Economics and Econometrics in Memory of Yehuda Grunfeld / ed. by C. Christ et al. Stanford: Stanford University Press, 1963. P. 167–198. URL: [https://faculty.georgetown.edu/evansm1/CurrentC\\_files/econ614/nerlov1.pdf](https://faculty.georgetown.edu/evansm1/CurrentC_files/econ614/nerlov1.pdf) (дата обращения: 02.03.2026).
115. Nolden C., Banks N., Irwin J., Wallom D., Parrish B. The economics of flexibility service contracting in local energy markets: A review [Электронный ресурс] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2025. Vol. 215. Art. 115549. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115549> (дата обращения: 23.02.2026).
116. North D. C. Institutions, Institutional Change and Economic Performance [Электронный ресурс]. Cambridge: Cambridge University Press, 1990. URL: <https://www.cambridge.org/core/books/institutions-institutional-change-and-economic-performance/AAE1E27DF8996E24C5DD07EB79BBA7EE> (дата обращения: 02.03.2026).
117. Ohlin B. Interregional and International Trade [Электронный ресурс]. Cambridge: Harvard University Press, 1933. URL: <https://archive.org/details/interregionalint0000ohli> (дата обращения: 02.03.2026).
118. Onsomu O. N., Terciyanlı E., Yeşilata B. Comprehensive review of energy management strategies: Considering battery energy storage system and renewable energy sources [Электронный ресурс]. 2024. URL:

- <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/eng2.12995> (дата обращения: 02.03.2026).
119. Parag Y., Sovacool B. K. Electricity market design for the prosumer era [Электронный ресурс] // Nature Energy. 2016. Vol. 1, No. 4. P. 1–6. URL: <https://www.nature.com/articles/nenergy201632> (дата обращения: 14.02.2026).
120. Pareto V. Manuale di Economia Politica [Электронный ресурс]. Milano: Società Editrice Libreria, 1906. URL: <https://openlibrary.org/works/OL1275096W> (дата обращения: 02.03.2026).
121. Perskaya V. V. The Comparison of the Energy Markets of the EAEU and the Scandinavian Countries: Best Practices for the Energy Integration [Электронный ресурс]. 2019. URL: <https://www.econjournals.com/index.php/ijeep/article/view/8565> (дата обращения: 02.03.2026).
122. Potential and Development Prospects Assessment of Electric Power Integration of the Eurasian Economic Union Countries [Электронный ресурс] / N. Y. Sopilko, N. A. Navrotskaia, O. Y. Myasnikova, N. V. Bondarchuk. 2020. URL: <https://www.econjournals.com/index.php/ijeep/article/view/9154> (дата обращения: 02.03.2026).
123. REN21. Renewables 2023 Global Status Report Collection: Renewables in Energy Demand [Электронный ресурс]. REN21 Secretariat, 2023. URL: [https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy\\_demand/](https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy_demand/) (дата обращения: 02.03.2026).
124. Ricardo D. On the Principles of Political Economy and Taxation [Электронный ресурс] // The Works and Correspondence of David Ricardo. Vol. 1 / ed. by P. Sraffa. Indianapolis: Liberty Fund, 2004. URL: <https://oll.libertyfund.org/titles/ricardo-the-works-and-correspondence-of-david-ricardo-vol-1-principles-of-political-economy-and-taxation> (дата обращения: 02.03.2026).
125. Rohlfs J. A Theory of Interdependent Demand for a Communications Service [Электронный ресурс] // The Bell Journal of Economics and

- Management Science. 1974. Vol. 5, No. 1. P. 16-37. URL: <https://www.jstor.org/stable/3003090> (дата обращения: 02.03.2026).
126. Samuelson P. A. Spatial Price Equilibrium and Linear Programming [Электронный ресурс] // The American Economic Review. 1952. Vol. 42, No. 3. P. 283-303. URL: <https://www.jstor.org/stable/1810381> (дата обращения: 02.03.2026).
127. Schumpeter J. A. Capitalism, Socialism, and Democracy [Электронный ресурс]. New York: Harper and Brothers, 1962. URL: [https://openlibrary.org/works/OL1295326W/Capitalism\\_Socialism\\_and\\_Democracy](https://openlibrary.org/works/OL1295326W/Capitalism_Socialism_and_Democracy) (дата обращения: 02.03.2026).
128. Stigler G. J. The Theory of Economic Regulation [Электронный ресурс] // The Bell Journal of Economics and Management Science. 1971. Vol. 2, No. 1. P. 3-21. URL: <https://www.jstor.org/stable/3003160> (дата обращения: 02.03.2026).
129. Takayama T., Judge G. G. Spatial and Temporal Price and Allocation Models [Электронный ресурс]. Amsterdam, 1971. URL: <https://openlibrary.org/works/OL5420289W> (дата обращения: 02.03.2026).
130. The Efficiency of Dynamic Electricity Prices [Электронный ресурс] / A. Hinchberger, M. Jacobsen, C. Knittel [и др.]. 2024. URL: <http://www.nber.org/papers/w32995.pdf> (дата обращения: 02.03.2026).
131. Ueckerdt F., Hirth L., Luderer G., Edenhofer O. System LCOE: What are the costs of variable renewables? [Электронный ресурс] // Energy. 2013. Vol. 63. P. 61–75. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544213009390?via%3Dihub> (дата обращения: 14.02.2026).
132. Uribe J. M., Mosquera-López S., Guillen M. Characterizing electricity market integration in Nord Pool [Электронный ресурс]. 07.2020. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544220314754> (дата обращения: 02.03.2026).
133. Williamson O. E. The Economics of Organization: The

Transaction Cost Approach [Электронный ресурс] // American Journal of Sociology. 1981. Vol. 87, No. 3. P. 548-577. URL: <https://www.journals.uchicago.edu/doi/10.1086/227496> (дата обращения: 02.03.2026).

### Интернет-ресурсы

134. АО «Системный оператор Единой энергетической системы». Функционирование ЕЭС России [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/> (дата обращения: 14.02.2026).
135. Банк России. Официальные курсы валют [Электронный ресурс]. URL: [https://www.cbr.ru/currency\\_base/daily/](https://www.cbr.ru/currency_base/daily/) (дата обращения: 14.02.2026).
136. В «Интер РАО» заявили о снижении поставок электроэнергии в Китай на 80% [Электронный ресурс] // Коммерсантъ. 11.09.2024. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/7061333> (дата обращения: 22.02.2026).
137. Евразийская экономическая комиссия. Когда заработают общие энергетические рынки в ЕАЭС и какую выгоду получают потребители [Электронный ресурс]. 08.2022. URL: <https://eec.eaeunion.org/news/speech/vadim-zakrevskiy-kogda-zarabotayut-obshchie-energeticheskie-rynki-v-eaes-i-kakuyu-vygodu-poluchat-potrebiteli/> (дата обращения: 02.03.2026).
138. Евразийская экономическая комиссия. Министр ЕЭК Таир Мансуров на X Международной энергетической неделе рассказал о формировании общих рынков энергоресурсов ЕАЭС [Электронный ресурс]. 29.10.2015. URL: <https://eec.eaeunion.org/news/29-10-2015-2/> (дата обращения: 22.02.2026).
139. Евразийская экономическая комиссия. «Общий рынок – большое благо»: директор департамента энергетики ЕЭК Вадим Закревский о создании общего энергорынка ЕАЭС [Электронный ресурс]. 05.07.2021. URL: <https://eec.eaeunion.org/news/speech/obschiy-rynok-bolshoe-bлаго-direktor-departamenta-energetiki-eek-vadim-zakrevskiy-o-sozdanii->

- [obschego-energorynka-eaes/](#) (дата обращения: 22.02.2026).
140. Евразийская экономическая комиссия. Темпы роста экономик стран ЕАЭС опережают среднемировые значения [Электронный ресурс]. 13.08.2025. URL: <https://eec.eaeunion.org/news/tempy-rosta-ekonomik-stran-eaes-operezhayut-srednemirovye-znacheniya/> (дата обращения: 22.02.2026).
141. ЕЭС ЕАЭС. Официальный сайт [Электронный ресурс]. URL: <https://www.eeseaec.org> (дата обращения: 14.02.2026).
142. Китай остановил импорт электроэнергии из РФ из-за высоких цен [Электронный ресурс] // Коммерсантъ. 16.01.2026. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/8351139> (дата обращения: 17.03.2026).
143. Комиссия по регулированию общественных услуг Республики Армения. Официальный сайт [Электронный ресурс]. URL: <https://psrc.am> (дата обращения: 14.02.2026).
144. Комиссия по регулированию общественных услуг Республики Армения. Реестры лицензий и данные о вводе генерирующих мощностей [Электронный ресурс]. 2025. URL: [https://www.psrc.am/contents/fields/electric\\_energy](https://www.psrc.am/contents/fields/electric_energy) (дата обращения: 02.03.2026). Официальный портал регулятора.
145. Министерство энергетики Кыргызской Республики. Новости [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.kg/ru/news/654> (дата обращения: 14.02.2026).
146. Министерство энергетики Кыргызской Республики. Официальный сайт [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.kg/> (дата обращения: 14.02.2026).
147. Министерство энергетики Республики Беларусь, БелТА. БелАЭС суммарно выработала 40 млрд кВтч электроэнергии [Электронный ресурс]. 2025. URL: <https://belta.by/economics/view/belaes-summarno-vyrabotala-40-mlrd-kvtch-elektroenergii-698635-2025/> (дата обращения: 02.03.2026). Официальное сообщение.
148. Министерство энергетики Республики Беларусь. Официальный сайт

- [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.by/> (дата обращения: 14.02.2026).
149. ПАО «Интер РАО». Инвесторам [Электронный ресурс]. URL: <https://www.interrao.ru/investors/> (дата обращения: 14.02.2026).
150. «Перекрёстка» не сдаётся [Электронный ресурс] // Энергетика и промышленность России. – 2026. – № 484. – URL: <https://www.eprussia.ru/epr/484/3494557.htm> (дата обращения: 14.02.2026).
151. ПРАЙМ. Минэнерго: мощность ЦОДов в России составляет 1,7 ГВт [Электронный ресурс]. 23.01.2026. URL: <https://1prime.ru/20260123/minenergo-866844578.html> (дата обращения: 19.04.2026).
152. Разворот на «перекрёстке» [Электронный ресурс] // Коммерсантъ. – 2025. – 26 окт. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/8158707> (дата обращения: 14.02.2026).
153. РБК. В России резко выросло число криптоферм [Электронный ресурс]. 22.12.2025. URL: [https://www.rbc.ru/technology\\_and\\_media/22/12/2025/6947f57c9a79477d89b890f2](https://www.rbc.ru/technology_and_media/22/12/2025/6947f57c9a79477d89b890f2) (дата обращения: 19.04.2026).
154. Республика Казахстан. Комитет по регулированию естественных монополий (КРЕМ). Официальный сайт [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gov.kz/memleket/entities/krem?lang=ru> (дата обращения: 14.02.2026).
155. Статистический комитет Республики Армения. Промышленное производство и электроэнергетика: статистические данные за 2024 год [Электронный ресурс]. 2025. URL: <https://www.armstat.am/ru/?nid=12> (дата обращения: 02.03.2026). Официальный статистический портал.
156. ТАСС. Мощность подключенных к сетям ЦОДов и майнеров выросла на 33,3% [Электронный ресурс]. 27.01.2026. URL: <https://tass.ru/ekonomika/26256987> (дата обращения: 19.05.2026).
157. Федеральная антимонопольная служба Российской Федерации.

- Официальный сайт [Электронный ресурс]. URL: <https://fas.gov.ru/> (дата обращения: 14.02.2026).
158. Asian Development Bank. Project 52167-001 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.adb.org/projects/52167-001/main> (дата обращения: 14.02.2026).
159. CASA-1000. Construction [Электронный ресурс]. URL: <https://www.casa-1000.org/construction/> (дата обращения: 14.02.2026).
160. ContourGlobal. ContourGlobal Celebrates a Decade of Hydropower Excellence [Электронный ресурс]. 12.06.2025. URL: <https://www.contourglobal.com/news/contourglobal-celebrates-a-decade-of-hydropower-excellence/> (дата обращения: 22.02.2026).
161. EES ЕАЕС. Энергетический профиль Армении [Электронный ресурс]. 2024. URL: <https://www.eeseaec.org/energetika-evrazii/energeticeskij-profil-armenii> (дата обращения: 02.03.2026). Аналитическая публикация.
162. European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency (CINEA). CINEA releases new publication highlighting fundamental CEF Energy funding to the Baltic Synchronisation project [Электронный ресурс]. 07.02.2025. URL: [https://cinea.ec.europa.eu/news-events/news/cinea-releases-new-publication-highlighting-fundamental-cef-energy-funding-baltic-synchronisation-2025-02-07\\_en](https://cinea.ec.europa.eu/news-events/news/cinea-releases-new-publication-highlighting-fundamental-cef-energy-funding-baltic-synchronisation-2025-02-07_en) (дата обращения: 22.02.2026).
163. European Commission. Governance of the internal energy market [Электронный ресурс]. Directorate-General for Energy, 04/2025. URL: [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/governance-internal-energy-market\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/governance-internal-energy-market_en) (дата обращения: 02.03.2026).
164. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). ENTSO-E confirms successful synchronization of the Continental European electricity system with the systems of the Baltic countries [Электронный ресурс]. 09.02.2025. URL: <https://www.entsoe.eu/news/2025/02/09/entso-e-confirms-successful-synchronization-of-the-continental-european-electricity-system-with-the-systems-of-the-baltic-countries> (дата обращения: 22.02.2026).

165. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). ENTSO-E Power Statistics [Электронный ресурс]. 2025. URL: <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/> (дата обращения: 02.03.2026).
166. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). ENTSO-E Transparency Platform [Электронный ресурс]. 2025. URL: <https://transparency.entsoe.eu> (дата обращения: 02.03.2026).
167. GlobalPetrolPrices. Electricity Prices [Электронный ресурс]. URL: [https://www.globalpetrolprices.com/electricity\\_prices/](https://www.globalpetrolprices.com/electricity_prices/) (дата обращения: 14.02.2026).
168. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). Projected data center growth spurs PJM capacity prices by factor of 10 [Электронный ресурс]. 30.07.2025. URL: <https://ieefa.org/resources/projected-data-center-growth-spurs-pjm-capacity-prices-factor-10> (дата обращения: 22.02.2026).
169. International Atomic Energy Agency. Power Reactor Information System (PRIS) [Электронный ресурс]. URL: <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=BY> (дата обращения: 14.02.2026).
170. International Energy Agency. Armenia energy profile [Электронный ресурс]. Paris, 2023. URL: <https://www.iea.org/reports/armenia-energy-profile> (дата обращения: 22.02.2026).
171. Neftegaz.RU. Энергопотребление в РФ с начала года выросло на 4,3% с учетом температурного фактора [Электронный ресурс]. 19.02.2026. URL: <https://neftegaz.ru/news/energy/916121-energopotreblenie-v-rf-s-nachala-goda-vyroslo-na-4-3-s-uchetom-temperaturnogo-faktora/> (дата обращения: 22.02.2026).
172. News Central Asia. Turkmenistan's Energy Strategy in Action: Arkadag Berdimuhamedov Launches New Phase of TAPI in Afghanistan [Электронный ресурс]. 20.10.2025. URL: <https://www.newscentralasia.net/2025/10/20/turkmenistans-energy-strategy-in-action-arkadag-berdimuhamedov-launches-new-phase-of-tapi-in-afghanistan/>

- (дата обращения: 22.02.2026).
173. Nord Pool. Nord Pool Market Data [Электронный ресурс]. 2025. URL: <https://data.nordpoolgroup.com> (дата обращения: 02.03.2026).
174. Parameshwaran S. How Dynamic Electricity Pricing Can Improve Market Efficiency [Электронный ресурс]. URL: <https://knowledge.wharton.upenn.edu/article/how-dynamic-electricity-pricing-can-improve-market-efficiency/> (дата обращения: 02.03.2026). Knowledge at Wharton.
175. PJM Interconnection. 2025 Year in Review: Planning Prepares for Burgeoning Electricity Demand [Электронный ресурс]. 08.01.2026. URL: <https://insidelines.pjm.com/2025-year-in-review-planning-prepares-for-burgeoning-electricity-demand/> (дата обращения: 22.02.2026).
176. PJM Interconnection. New Fact Sheet Highlights Interconnection Process Reform Progress [Электронный ресурс]. 21.07.2025. URL: <https://insidelines.pjm.com/new-fact-sheet-highlights-interconnection-process-reform-progress/> (дата обращения: 22.02.2026).
177. PJM Interconnection. PJM Auction Procures 134479 MW of Generation Resources [Электронный ресурс]. 2025. URL: <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/2025-releases/20251217-pjm-auction-procures-134479-mw-of-generation-resources.pdf> (дата обращения: 02.03.2026).
178. PJM Interconnection, Load Analysis Subcommittee. 2025 Preliminary PJM Load Forecast [Электронный ресурс]. 09.12.2024. URL: <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/subcommittees/las/2024/20241209/20241209-item-03---2025-preliminary-pjm-load-forecast.pdf> (дата обращения: 22.02.2026).
179. Press Information Bureau. SAARC Countries Finalized Framework Agreement for Energy Cooperation [Электронный ресурс]. Ministry of Power, Government of India, 10.2014. URL: <https://www.pib.gov.in/newsite/PrintRelease.aspx?relid=110645> (дата

- обращения: 02.03.2026). Press Release.
180. Prime Minister of the Republic of Armenia. Nikol Pashinyan and JD Vance make statements for media representatives [Электронный ресурс]. 02/2026. URL: <https://www.primeminister.am/en/press-release/item/2026/02/09/Nikol-Pashinyan-J-D-Vance-Announcement/> (дата обращения: 02.03.2026).
181. Reuters. US reaches nuclear deal with Armenia as Vance pushes peace dividend [Электронный ресурс]. 09.02.2026. URL: <https://www.reuters.com/world/asia-pacific/us-vice-president-vance-heads-armenia-azerbaijan-push-peace-trade-2026-02-09/> (дата обращения: 02.03.2026).
182. World Bank. Additional Financing for CASA-1000 Project for the Kyrgyz Republic [Электронный ресурс]. 11.2023. URL: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2023/11/01/additional-financing-for-casa-1000-project-for-the-kyrgyz-republic> (дата обращения: 14.02.2026).
183. World Bank. Data [Электронный ресурс]. URL: <https://data.worldbank.org/> (дата обращения: 14.02.2026).
184. World Bank. New Inga 3 Development Program to Start with Investments in Local Congolese Communities [Электронный ресурс]. 06.2025. URL: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2025/06/03/new-inga-3-development-program-to-start-with-investments-in-local-afe-congolese-communities> (дата обращения: 02.03.2026).
185. World Bank. Regional Electricity Market Interconnectivity and Trade – Central Asia (P181214): Project Information Document [Электронный ресурс]. 05.10.2023. URL: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099100523132528790/pdf/P181214039d0110108bbb0cba627245bfb.pdf> (дата обращения: 14.02.2026).
186. World Bank. Updated Q&A on CASA-1000 Resumption in Afghanistan [Электронный ресурс]. 2026. URL: <https://www.worldbank.org/en/country/afghanistan/brief/updated-q-a-on-casa->

[1000-resumption-in-afghanistan](#) (дата обращения: 02.03.2026).

187. World Bank. World Development Indicators: GDP (current US\$), NY.GDP.MKTP.CD (Armenia, Belarus, Kazakhstan, Kyrgyz Republic, Russian Federation) [Электронный ресурс]. URL: [https://api.worldbank.org/v2/country/AM;BY;KZ;KG;RU/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?format=json&per\\_page=500](https://api.worldbank.org/v2/country/AM;BY;KZ;KG;RU/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?format=json&per_page=500) (дата обращения: 14.02.2026).

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### ПРИЛОЖЕНИЕ А

#### Сравнительный анализ региональных проектов SAARC

Параметр	Газопровод ТАПИ	Проект ЛЭП CASA-1000
Ключевая цель	Экспорт 33 млрд м <sup>3</sup> газа в год из Туркменистана в Афганистан, Пакистан и Индию.	Экспорт 1300 МВт гидроэнергии из Кыргызстана и Таджикистана в Афганистан и Пакистан.
Общая оценочная стоимость	\$7–10 млрд.	\$1.2 млрд.
Основной геополитический риск	Недоверие между Индией и Пакистаном; опасения использования инфраструктуры как рычага давления.	Транзит через нестабильный Афганистан; водно-энергетическая напряженность с Узбекистаном.
Основной риск безопасности	Нестабильность в южном Афганистане и Белуджистане; угрозы атак на трубопровод.	Угрозы для инфраструктуры в зоне конфликта в Афганистане.
Ключевая финансовая проблема	Отсутствие международного финансирования из-за политических рисков и непризнания правительства.	Зависимость от международных доноров; после приостановки финансирование афганского участка возобновлено в 2024 г. по механизму ring-fenced.

Текущий статус / прогнозируемое завершение	Туркменский участок завершён; работы в Афганистане официально начаты в сентябре 2024 г.; график завершения маршрута остаётся неопределённым из-за рисков.	Участки в КР и ТД практически завершены; после возобновления финансирования афганского участка в 2024 г. ввод системы в полномасштабную коммерческую эксплуатацию ожидается в 2027 году.
--	---	--

Источник: составлено автором на основе данных Asian Development Bank. [Электронный ресурс] Asian Development Bank, 2023 URL: <https://www.adb.org/projects/52167-001/main> (дата обращения: 16.09.2025), World Bank. [Электронный ресурс] 2026 URL: <https://www.worldbank.org/en/country/afghanistan/brief/updated-q-a-on-casa-1000-resumption-in-afghanistan>, News Central Asia. [Электронный ресурс] 2025 URL: <https://www.newscentralasia.net/2025/10/20/turkmenistans-energy-strategy-in-action-arkadag-berdimuhamedov-launches-new-phase-of-tapi-in-afghanistan/> и официальных материалов проекта CASA-1000. [Электронный ресурс] 2026 URL: <https://www.casa-1000.org/construction/>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Современные вызовы функционирования рынка PJM Interconnection

Вызов / Проблема	Описание и влияние на рынок
<b>Очереди на подключение ВИЭ</b>	<p>Существующий процесс рассмотрения заявок, основанный на принципе «первый пришел – первый обслужен», привел к образованию огромной очереди, состоящей преимущественно из проектов солнечной и ветровой генерации. Это стало серьезным препятствием для декарбонизации. В ноябре 2022 года FERC одобрила комплексную реформу процесса подключения, которая была внедрена PJM с июля 2023 года. Новый подход «первый готов – первый обслужен» (first-ready, first-served) призван отсеять спекулятивные проекты и ускорить прохождение готовых к реализации. По состоянию на июль 2025 года, в переходной очереди оставалось около 63 000 МВт проектов, а соглашения на подключение были подписаны для мощностей общим объемом 46 000 МВт.</p>
<b>Проблемы рынка мощности</b>	<p>Дизайн рынка мощности (RPM) все чаще подвергается критике за барьеры для новых технологий (ВИЭ, накопители) и завышение платежей для потребителей. Клиринговая цена Base Residual Auction выросла с 28,92 доллара/МВт-сут (2024/25) до 269,92 доллара/МВт-сут (2025/26), затем до 329,17 доллара/МВт-сут (2026/27) и достигла регуляторного потолка 333,44 доллара/МВт-сут на период 2027/28.</p>

<b>Резкий рост нагрузки</b>	<p>Новым вызовом стал прогнозируемый лавинообразный рост нагрузки: ожидаемый летний пик к 2030 году может быть на 30 ГВт выше предыдущих оценок, а суммарный прирост летнего пика в горизонте 15 лет оценивается в 70 ГВт (до 220 ГВт). Такой рост в значительной степени обусловлен подключением новых дата-центров, особенно в штате Вирджиния. Такой резкий скачок спроса, совпадающий с трудностями подключения новых генерирующих мощностей, создает риски для надежности энергоснабжения и является ключевым фактором резкого роста цен на рынке мощности.</p>
-----------------------------	--

Источник: составлено автором по данным PJM Factsheet. [Электронный ресурс] PJM Interconnection, 2025 URL: <https://insidelines.pjm.com/new-fact-sheet-highlights-interconnection-process-reform-progress/> (дата обращения: 12.09.2025), PJM Load Forecast. [Электронный ресурс] PJM Interconnection, Load Analysis Subcommittee, 2024 URL: <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/subcommittees/las/2024/20241209/20241209-item-03---2025-preliminary-pjm-load-forecast.pdf> (дата обращения: 12.09.2025), PJM Year in Review. [Электронный ресурс] 2025 URL: <https://insidelines.pjm.com/2025-year-in-review-planning-prepares-for-burgeoning-electricity-demand/> и результатов аукциона мощности PJM. [Электронный ресурс] 2025 URL: <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/2025-releases/20251217-pjm-auction-procures-134479-mw-of-generation-resources.pdf> и материалов независимого мониторинга IMM. [Электронный ресурс] Monitoring Analytics, LLC, 2025 URL: [https://www.monitoringanalytics.com/reports/Reports/2025/IMM\\_Analysis\\_of\\_the\\_20252026\\_RPM\\_Base\\_Residual\\_Auction\\_Part\\_G\\_20250603\\_Revised.pdf](https://www.monitoringanalytics.com/reports/Reports/2025/IMM_Analysis_of_the_20252026_RPM_Base_Residual_Auction_Part_G_20250603_Revised.pdf) и IEEFA. [Электронный ресурс] Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), 2025 URL: <https://ieefa.org/resources/projected-data-center-growth-spurs-pjm-capacity-prices-factor-10> (дата обращения: 12.09.2025).

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основные показатели электроэнергетических систем стран ЕАЭС (2020-2025 гг.)

Показатель/Страна	Год	Армения	Беларусь	Казахстан	Кыргызстан	Россия	ЕАЭС всего
<b>Установленная мощность, МВт</b>	2020	3 853	~10 200	~23 000	~3 900	246 342	~287 295
	2021	3 921	~10 400	~23 500	~3 950	247 513	~289 284
	2022	3 965	~10 600	~24 000	~4 000	247 790	~290 355
	2023	3 996	~11 500	~24 500	~4 050	248 165	~292 211
	2024	4 069	~11 800	25 314	~4 100	269 950	~315 233
	2025	4 100	12 150	25 314	4 180	271 052	~316 796
<b>Валовая выработка электроэнергии, млрд кВтч</b>	2020	7.80	38.7	108.1	15.10	1 062.0	1 231.7
	2021	7.70	41.2	113.3	14.20	1 114.0	1 290.4
	2022	9.20	39.5	112.9	13.90	1 113.0	1 288.5
	2023	8.85	41.7	112.82	13.84	1 146.0	1 323.2
	2024	9.38	44.0	117.90	14.74	1 181.0	1 367.0
	2025	9.80	45.5	~122.0	15.39	1 166.4	1 359.1
	2020	5.80	37.5	106.8	15.50	1 054.0	1 219.6

<b>Показатель/Страна</b>	<b>Год</b>	<b>Армения</b>	<b>Беларусь</b>	<b>Казахстан</b>	<b>Кыргызстан</b>	<b>Россия</b>	<b>ЕАЭС всего</b>
<b>Внутреннее потребление брутто,млрд кВтч</b>	2021	6.20	39.2	111.2	16.00	1 098.0	1 270.6
	2022	6.70	38.6	113.9	16.50	1 107.0	1 282.7
	2023	6.70	41.1	115.0	17.20	1 139.0	1 319.0
	2024	7.00	43.2	120.0	18.30	1 174.0	1 362.5
	2025	7.20	44.5	125.0	19.30	1 161.2	1 357.2
<b>Импорт электроэнергии, млрд кВтч</b>	2020	0.32	~0.01	~1.10	0.35	1.36	~3.14
	2021	0.37	~0.15	~1.60	1.68	1.56	~5.36
	2022	0.12	~0.10	~1.90	2.80	1.70	~6.62
	2023	0.19	~0.05	~3.62	3.49	1.67	~9.02
	2024	0.15	~0.01	~3.41	3.84	1.93	~9.34
<b>Экспорт электроэнергии, млрд кВтч</b>	2020	1.33	1.21	2.40	0.01	12.11	~17.06
	2021	1.00	2.15	3.70	0.01	21.77	~28.63
	2022	1.57	1.00	0.90	0.01	13.50	~16.98
	2023	1.24	0.65	1.38	0.01	10.70	~13.98
	2024	1.54	0.81	1.51	0.01	8.53	~12.40

Показатель/Страна	Год	Армения	Беларусь	Казахстан	Кыргызстан	Россия	ЕАЭС всего
Сальдо-переток, млрд кВтч	2020	+1.01	+1.20	+1.30	-0.40	+8.00	+11.11
	2021	+0.63	+2.00	+2.10	-1.80	+16.00	+18.93
	2022	+1.45	+0.90	-1.00	-2.60	+6.00	+4.75
	2023	+1.05	+0.60	-2.20	-3.40	+7.00	+3.05
	2024	+1.39	+0.80	-2.40	-3.60	+6.60	+2.79
	2025	+1.40	+1.00	-3.00	-3.90	+5.20	+0.70

Примечание: агрегированные значения по ЕАЭС рассчитаны на основе верифицированных национальных данных. Источник: составлено автором на основе данных профильных ведомств стран ЕАЭС и системных операторов: Республика Армения. [Электронный ресурс] Официальный статистический портал, 2025 URL:<https://www.armstat.am/ru/?nid=12> (дата обращения: 20.02.2026), Республика Беларусь. [Электронный ресурс] Официальный портал, 2025 URL:<https://minenergo.gov.by/> (дата обращения: 20.02.2026), Республика Казахстан (годовой отчет КЕГОС. [Электронный ресурс] Интерактивный годовой отчет, 2025 URL:<https://ar2024.kegoc.kz/> (дата обращения: 20.02.2026) и оперативные материалы КЕГОС. [Электронный ресурс] Пресс-релиз, 2025 URL:<https://www.kegoc.kz/ru/press-center/press-releases/164829/> (дата обращения: 20.02.2026)), Кыргызская Республика. [Электронный ресурс] Официальный портал, 2026 URL:<https://minenergo.gov.kg/> (дата обращения: 20.02.2026), Российская Федерация (АО «СО ЕЭС»). [Электронный ресурс] Официальный сайт, 2026 URL:<https://www.soups.ru/functioning/> (дата обращения: 20.02.2026).

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Аналитическая модель оценки торговых эффектов ОЭР ЕАЭС

#### 1. Общая постановка задачи

Для сравнительной оценки экономических эффектов формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС применяется модель пространственного равновесия цен, основанная на классическом подходе Такаямы–Джаджа<sup>184</sup>, восходящем к теореме Самуэльсона о пространственном арбитраже<sup>185</sup>. Применительно к рынкам электроэнергии данный подход получил широкое распространение начиная с работ Хоббса<sup>186</sup> и сегодня является стандартным инструментом сценарного анализа интеграционных эффектов.

Ввиду закрытого характера детализированных операционных данных энергосистем ЕАЭС – особенно применительно к пропускным способностям межгосударственных сечений и внутренним ценам оптового рынка, значительная часть которых не публикуется с 2022 года, – модель используется в *сценарном режиме*. Это означает, что её задача состоит не в точечном прогнозировании конкретных торговых потоков, а в сравнительной оценке относительных эффектов от устранения институциональных барьеров при различных политических сценариях. Количественные результаты следует интерпретировать как оценочные диапазоны, а не как эконометрически откалиброванные прогнозы.

Рассматривается система из  $n = 5$  регионов (страны-участницы ЕАЭС), каждый из которых характеризуется функцией спроса на электроэнергию  $D_i(p_i)$  и функцией предложения  $S_i(p_i)$ , где  $p_i$  – цена в

---

<sup>184</sup> Takayama T., Judge G. G. Spatial and Temporal Price and Allocation Models [Электронный ресурс]. Amsterdam: North-Holland, 1971. URL: <https://openlibrary.org/works/OL5420289W> (дата обращения: 02.03.2026)

<sup>185</sup> Samuelson P. A. Spatial Price Equilibrium and Linear Programming [Электронный ресурс] // The American Economic Review. 1952. Vol. 42, No. 3. P. 283-303. URL: <https://www.jstor.org/stable/1810381> (дата обращения: 02.03.2026).

<sup>186</sup> Hobbs B. F. Network Models of Spatial Oligopoly with an Application to Deregulation of Electricity Generation [Электронный ресурс]. 1986. URL: <https://pubsonline.informs.org/doi/10.1287/opre.34.3.395> (дата обращения: 02.03.2026).

регионе  $i$ . Между регионами возможны перетоки электроэнергии с учётом транспортных издержек  $t_{ij}$  и ограничений пропускной способности межсистемных связей  $K_{ij}$ .

## 2. Формализация модели

Пусть  $x_{ij} \geq 0$  обозначает объём перетока электроэнергии из региона  $i$  в регион  $j$ . Задача максимизации совокупного благосостояния формулируется следующим образом:

$$\max_{x_{ij}, q_i^d, q_i^s} W = \sum_{i=1}^n \left[ \int_0^{q_i^d} D_i^{-1}(q) dq - \int_0^{q_i^s} S_i^{-1}(q) dq \right] - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n t_{ij} x_{ij}, \text{ где:}$$

$q_i^d$  – объём потребления в регионе  $i$ ,  $q_i^s$  – объём производства в регионе  $i$ ,  $D^{-1}(\cdot)$  и  $S^{-1}(\cdot)$  – обратные функции спроса и предложения соответственно.

Первое слагаемое представляет совокупный излишек потребителей и производителей; второе – транспортные издержки, включая потери при передаче.

Оптимизация осуществляется при следующих ограничениях:

*Баланс спроса и предложения в каждом регионе:*

$$q_i^d = q_i^s + \sum_{j \neq i} x_{ji} - \sum_{j \neq i} x_{ij}, \forall i = 1, \dots, n$$

*Ограничения пропускной способности:*

$$x_{ij} \leq K_{ij}, \forall i, j = 1, \dots, n, i \neq j$$

*Ограничения неотрицательности:*

$$x_{ij} \geq 0, q_i^d \geq 0, q_i^s \geq 0$$

## 3. Условия оптимальности

Из условий Куна–Таккера<sup>187</sup> для задачи максимизации благосостояния при ограничениях баланса, пропускной способности и неотрицательности следуют соотношения пространственного ценового равновесия<sup>188</sup>. Для активных торговых связей (при  $0 < x_{ij} < K_{ij}$ ) выполняется:

$$p_j = p_i + t_{ij}, \text{ где:}$$

$p_i$  и  $p_j$  – равновесные цены в регионах  $i$  и  $j$  соответственно. Данное условие отражает принцип пространственного арбитража: торговля между регионами осуществляется до тех пор, пока ценовая разница не сравняется с транспортными издержками.

При достижении предела пропускной способности ( $x_{ij} = K_{ij}$ ) возникает рента перегрузки (congestion rent):

$$p_j \leq p_i + t_{ij} + \mu_{ij}, \text{ где:}$$

$\mu_{ij} \geq 0$  – двойственная переменная (теневая цена ограничения пропускной способности). Именно механизм распределения этой ренты между системными операторами является предметом стратегического торга в рамках переговоров об архитектуре ОЭР ЕАЭС, детально рассмотренного в разделе 3.3.

#### 4. Спецификация функций спроса и предложения

В базовой спецификации используются линейные функции, стандартные для краткосрочного анализа равновесия на рынках электроэнергии:

$$D_i(p_i) = a_i - b_i p_i, \quad S_i(p_i) = c_i + d_i p_i, \text{ где:}$$

$a_i, b_i, c_i, d_i > 0$  – параметры, задаваемые по наблюдаемым данным о производстве, потреблении и ценах в каждой стране ЕАЭС (сводные данные

---

<sup>187</sup> Kuhn H. W., Tucker A. W. Nonlinear Programming [Электронный ресурс] // Proceedings of the Second Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability / ed. by J. Neyman. Berkeley: University of California Press, 1951. P. 481-492. URL: <https://projecteuclid.org/euclid.bsmmsp/1200500249> (дата обращения: 14.02.2026).

<sup>188</sup> Samuelson P. A. Spatial Price Equilibrium and Linear Programming [Электронный ресурс] // The American Economic Review. 1952. Vol. 42, No. 3. P. 283-303. URL: <https://www.jstor.org/stable/1810381> (дата обращения: 02.03.2026).

за 2020–2025 гг. приведены в Приложении В).

Для устойчивости результатов к форме спецификации дополнительно рассматривается изоэластичная функция с постоянной эластичностью:

$$D_i(p_i) = A_i p_i^{-\varepsilon_i}, \quad S_i(p_i) = B_i p_i^{\eta_i}, \text{ где:}$$

$\varepsilon_i > 0$  – эластичность спроса по цене,  $\eta_i > 0$  – эластичность предложения по цене.

## 5. Учёт институциональных барьеров

Институциональные барьеры интеграции моделируются через введение дополнительных виртуальных издержек  $\tau_{ij}$ , отражающих:

– административные барьеры и транзакционные издержки при трансграничной торговле;

– ценовые искажения, связанные с перекрёстным субсидированием (объём для РФ оценивается в  $\approx 340$  млрд рублей в год; Таблица 17 раздела 3.2);

– технические ограничения и несовместимость стандартов, не учитываемые в параметре  $K_{ij}$ .

Модифицированное условие пространственного арбитража принимает вид:

$$p_j = p_i + t_{ij} + \tau_{ij}$$

Сценарный анализ предполагает варьирование  $\tau_{ij}$  от текущего уровня до нуля (полная либерализация), что позволяет оценить диапазон потенциальных выигрышей и проигрышей для каждой страны при различных конфигурациях институциональных реформ.

## 6. Алгоритм решения

Поскольку при линейных функциях спроса и предложения целевая функция является квадратичной, а ограничения баланса и неотрицательности – линейными, задача представляет собой задачу квадратичного программирования (QP) и допускает эффективное численное решение стандартными методами. Итерационная процедура имеет вид:

1. Инициализация: начальные значения цен  $p_i^{(0)}$  принимаются равными наблюдаемым ценам для промышленных потребителей (Таблица 17 раздела 3.2); перетоки  $x_{ij}^{(0)}$  – наблюдаемым сальдо-перетокам за 2024 г. (Приложение В).
2. На каждой итерации  $k$ :
  - вычисление объёмов спроса и предложения при текущих ценах;
  - решение задачи оптимизации потоков при фиксированных ценах;
  - корректировка цен на основе условий баланса спроса и предложения.
3. Критерий сходимости:  $\max_i |p_i^{(k+1)} - p_i^{(k)}| < \varepsilon$ , где  $\varepsilon = 10^{-6}$ .

## 7. Параметризация модели

Ввиду закрытости детализированных операционных данных параметры принимаются следующим образом.

*Цены.* Наблюдаемые цены для промышленных потребителей (I полугодие 2025 г.) взяты из данных GlobalPetrolPrices и национальных регуляторов (ФАС РФ, КРЕМ РК, КРОУ РА): РФ – 0,115 доллара/кВтч, РБ – 0,128 доллара/кВтч, РК – 0,073 доллара/кВтч, КР – 0,043 доллара/кВтч, РА – 0,113 доллара/кВтч (Таблица 17 раздела 3.2).

*Объёмы производства и потребления.* Данные за 2020–2025 гг. по каждой стране приведены в Приложении В; источники – статистические комитеты стран ЕАЭС, IRENA, ЕЭК.

*Эластичности.* Приняты на основе мета-аналитического обзора международных оценок<sup>189</sup>: краткосрочная эластичность спроса  $\varepsilon^{sf} = 0,1–0,3$ , долгосрочная  $\varepsilon^{lr} = 0,5–0,8$ ; эластичность предложения  $\eta = 0,3–0,6$ . Указанные диапазоны соответствуют устойчивым оценкам, полученным для энергосистем с высокой долей базовой нагрузки (атомная и гидрогенерация), характерных для большинства стран ЕАЭС.

---

<sup>189</sup> International Energy Agency. Electricity Market Report 2023 [Электронный ресурс]. Paris, 2023. URL: <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-2023> (дата обращения: 02.03.2026).

*Пропускные способности  $K_{ij}$ .* Точные значения межгосударственных сечений не раскрываются в открытых источниках. В модели используются нижние оценки, рассчитанные из наблюдаемых исторических максимумов перетоков: РФ–КЗ – около 6 млрд кВтч/год, РФ–РБ – около 5 млрд кВтч/год, КЗ–КР – около 2 млрд кВтч/год (Приложение В и данные «Интер РАО»).

## 8. Результаты расчётов

Подстановка параметров раздела 7 в модель раздела 2 и решение задачи QR (раздел 6) приводят к результатам, представленным ниже.

*Равновесные цены.* В таблице Г.1 приведены равновесные цены для трёх сценариев. При базовом сценарии (полные институциональные барьеры) модель фиксирует автаркическое равновесие: трансграничная торговля невыгодна, поскольку эффективные издержки  $t_{ij} + \tau_{ij}$  поглощают всю ценовую разницу. При снижении барьеров цены конвергируют: ценовой разброс сокращается с 0,066 до 0,064 доллара/кВтч (при умеренной либерализации) и до 0,061 (при полной).

Таблица Г.1

Равновесные цены по сценариям (доллар/кВтч)

Сценарий	РФ	РБ	РК	КР	РА
Базовый (текущее состояние)	0,114	0,124	0,075	0,058	0,059
Умеренная либерализация (50%)	0,113	0,123	0,080	0,061	0,059
Полная либерализация	0,113	0,121	0,079	0,066	0,059

Источник: результаты авторского моделирования (модель пространственного равновесия, Приложение Г) на основе модели Такаямы–Джаджа. [Электронный ресурс] North-Holland, 1971 URL: <https://openlibrary.org/works/OL5420289W> (дата обращения: 02.03.2026).

Для РА равновесная цена в таблице Г.1 сохраняется на уровне 0,059 доллара/кВтч во всех трёх сценариях, а в таблице Г.2 прирост благосостояния равен нулю. Это связано с ограничением  $K_{РА,j} = K_{j,РА} = 0$ : в рассматриваемом контуре ОЭР ЕАЭС у Армении отсутствуют прямые

межсистемные связи с другими странами Союза, поэтому либерализация внутрисоюзных барьеров не меняет её потоки в рамках модели. Наблюдаемая цена РА 0,113 доллара/кВтч (Таблица 17 раздела 3.2) используется как калибровочный параметр  $P_0$ , тогда как в таблице показан расчётный равновесный уровень цены внутри редуцированного контура внутрисоюзной торговли.

*Торговые потоки.* При полной либерализации модель предсказывает три активные торговые связи: РК→РФ – 6,0 ТВтч/год (на пределе пропускной способности), КР→РК – 2,0 ТВтч/год (на пределе), РФ→РБ – 0,6 ТВтч/год. Ключевой результат – *обратный поток* из Казахстана в Россию, обусловленный тем, что наблюдаемая цена для промышленных потребителей в России (0,115 доллара/кВтч) существенно превышает казахстанскую (0,073 доллара/кВтч) за счёт перекрёстного субсидирования. Нулевые потоки по направлениям с участием РА являются прямым следствием ограничения  $K_{РА,j} = K_{j,РА} = 0$ . Для КР в текущей топологии сети ненулевым остаётся только направление КР→РК.

*Эффекты благосостояния.* Прирост совокупного благосостояния ЕАЭС относительно базового сценария составляет (таблица Г.2):

Таблица Г.2

Прирост благосостояния по сценариям (млрд долларов/год)

Сценарий	$\Delta W_{ЕАЭС}$	РФ	РБ	РК	КР	РА
Умеренная либерализация	+0,057	+0,665	+0,015	-0,405	-0,046	0
Полная либерализация	+0,173	+0,614	+0,071	-0,308	-0,125	0

Источник: результаты авторского моделирования (модель пространственного равновесия, Приложение Г) на основе модели Такаямы–Джаджа. [Электронный ресурс] North-Holland, 1971 URL: <https://openlibrary.org/works/OL5420289W> (дата обращения: 02.03.2026).

Россия является основным бенефициаром либерализации (около 90% суммарного выигрыша), что объясняется импортом более дешёвой казахстанской электроэнергии. Казахстан и Кыргызстан несут потери из-за

роста внутренних цен при переориентации потоков на экспорт. Данный результат подтверждает вывод раздела 3.3: стратегическим приоритетом является не простое открытие рынка, а предварительная ликвидация регуляторного диспаритета; без снижения перекрёстного субсидирования в России (340 млрд рублей/год) либерализация порождает перераспределительные эффекты, потенциально блокирующие согласие партнёров на интеграцию.

*Чувствительность к эластичности спроса.* Анализ показывает устойчивость результатов: при варьировании  $\varepsilon_d$  от 0,10 до 0,30 совокупный  $\Delta W$  колеблется в диапазоне 0,16–0,18 млрд долларов, монотонно увеличиваясь, тогда как выигрыш РФ умеренно снижается (с 0,621 до 0,589 млрд долларов); доля РФ в суммарных выигрышах сокращается с 91% до 86%. Различие между уровнями

$\Delta W_{\text{РФ}}$  и  $\Delta W_{\text{ЕАЭС}}$  отражает перераспределительный характер интеграции: часть выигрыша РФ компенсируется потерями стран-партнёров в рамках того же сценария. Нормирование на номинальный ВВП 2024 г. (World Bank WDI<sup>190</sup>) показывает, что в диапазоне  $\varepsilon_d = 0,10\text{--}0,30$  прирост ВВП РФ находится в интервале 0,027–0,029% ВВП, а прирост ВВП ЕАЭС – в интервале 0,006–0,007% ВВП. Малый масштаб макроэффекта соответствует классической интерпретации «треугольников Харбергера»<sup>191</sup>: при снятии искажений в одном секторе суммарный эффект на агрегированный ВВП обычно остаётся ограниченным<sup>192</sup>.

## 9. Соотношение с оценками ЕЭК

Полученная нижняя оценка краткосрочного эффекта (0,17 млрд

---

<sup>190</sup> World Bank. World Development Indicators: GDP (current US\$), NY.GDP.MKTP.CD (Armenia, Belarus, Kazakhstan, Kyrgyz Republic, Russian Federation) [Электронный ресурс]. 2026. URL: [https://api.worldbank.org/v2/country/AM;BY;KZ;KG;RU/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?format=json&per\\_page=500](https://api.worldbank.org/v2/country/AM;BY;KZ;KG;RU/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?format=json&per_page=500) (дата обращения: 02.03.2026).

<sup>191</sup> Harberger A. C. Monopoly and Resource Allocation [Электронный ресурс] // The American Economic Review. 1954. Vol. 44, No. 2. P. 77-87. URL: <https://www.jstor.org/stable/1818325> (дата обращения: 02.03.2026).

<sup>192</sup> Harberger A. C. The Measurement of Waste [Электронный ресурс] // The American Economic Review. 1964. Vol. 54, No. 3. P. 58-76. URL: <https://www.jstor.org/stable/1818490> (дата обращения: 02.03.2026).

долларов/год при полной либерализации) ниже авторского расширенного долгосрочного ориентира 1,2-1,8 млрд долларов/год. Этот ориентир не является оценкой ЕЭК: он используется в работе как консервативный сценарный диапазон, рассчитанный для условий неполного раскрытия торгового потенциала, сетевых ограничений и поэтапного запуска рынка. Расхождение с нижней оценкой объясняется консервативностью параметризации: модель использует краткосрочные эластичности ( $\epsilon_d = 0,15-0,20$ ) и нижние оценки пропускных способностей ( $K_{ij}$ ), основанные на исторических максимумах перетоков.

Долгосрочный ориентир 1,2-1,8 млрд долларов/год рассчитан как промежуточная экстраполяция краткосрочного результата модели, а не как попытка воспроизвести официальную оценку ЕЭК. В качестве базы используется диапазон  $\Delta WEAЭС = 0,161-0,184$  млрд долларов/год, полученный при проверке чувствительности к  $\epsilon_d$ . Далее применяются два множителя: переход от краткосрочной к более долгосрочной реакции спроса и постепенное раскрытие межгосударственной торговли. Для второго множителя выбран не максимальный вариант: В. Закревский в 2021 году оценивал потенциальный объем торговли исходя из возможностей сетей примерно в 40 млрд кВтч в год, тогда как максимум по основным сечениям Россия-Казахстан, Казахстан-Кыргызстан и Россия-Беларусь в 2017 году был ниже 10 млрд кВтч<sup>193</sup>. Поэтому в расчете используется не четырехкратное раскрытие потенциала, а диапазон 3,0-3,3, учитывающий сетевые и институциональные ограничения запуска. В результате расчетный долгосрочный эффект составляет  $0,161 \times 2,5 \times 3,0 = 1,21$  млрд долларов/год по нижней границе и  $0,184 \times 3,0 \times 3,3 = 1,82$  млрд долларов/год по верхней границе, что округляется до 1,2-1,8 млрд долларов/год.

Официальная оценка ЕЭК находится в другом масштабе и относится к

---

<sup>193</sup> Евразийская экономическая комиссия. «Общий рынок – большое благо»: директор департамента энергетики ЕЭК Вадим Закревский о создании общего энергорынка ЕАЭС [Электронный ресурс]. 05.07.2021. URL: <https://eec.eaunion.org/news/speech/obschiy-rynok-bolshoe-bлаго-direktor-departamenta-energetiki-eek-vadim-zakrevskiy-o-sozdanii-obshego-energorynka-eaes/>

полному эффекту ОЭР с учетом синергии. В 2015 году Комиссия публично указала диапазон 7-7,5 млрд долларов США дополнительного прироста ВВП Союза в год, в открытых материалах ЕЭК за 2022-2025 годы сопоставимый обновленный расчет именно по ОЭР не был выявлен<sup>194</sup>. Поэтому в настоящей работе принята трехуровневая интерпретация: 0,16-0,18 млрд долларов/год – нижняя краткосрочная оценка модели; 1,2-1,8 млрд долларов/год – авторский консервативный долгосрочный сценарий; 7-7,5 млрд долларов/год – внешний верхний ориентир при полном раскрытии инфраструктурного и синергетического потенциала. Оценку ЕЭК 2025 года о вкладе евразийской интеграции в целом (около 40 млрд долларов, или 1,65% ВВП ЕАЭС) следует использовать только как макроэкономический фон, поскольку она не выделяет эффект общего электроэнергетического рынка отдельно<sup>195</sup>.

---

<sup>194</sup> Евразийская экономическая комиссия. Министр ЕЭК Таир Мансуров на X Международной энергетической неделе рассказал о формировании общих рынков энергоресурсов ЕАЭС [Электронный ресурс]. 29.10.2015. URL: <https://eec.eaeunion.org/news/29-10-2015-2/>

<sup>195</sup> Евразийская экономическая комиссия. Темпы роста экономик стран ЕАЭС опережают среднемировые значения [Электронный ресурс]. 13.08.2025. URL: <https://eec.eaeunion.org/news/tempy-rosta-ekonomik-stran-eaes-operezhayut-srednemiroye-znacheniya/>