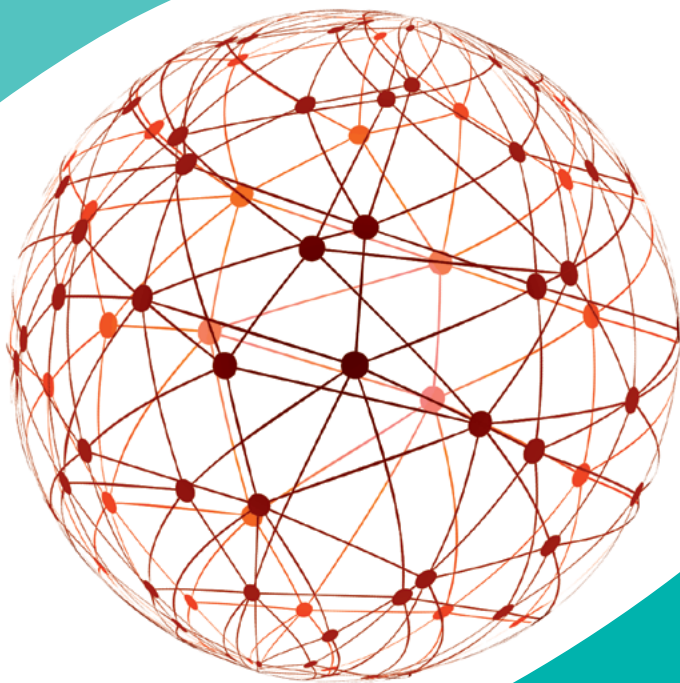


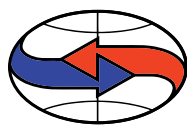
№ 3 (35) / 2026

ISSN: 2687-0703



ГЕОЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ



Институт стран СНГ

Научно-аналитический журнал

ГЕОЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

№ 3 (35)

Москва

2026

СОВЕТ УЧРЕДИТЕЛЕЙ

Затулин К. Ф., специальный представитель Государственной думы РФ по вопросам миграции и гражданства, первый заместитель председателя Комитета Государственной думы РФ по делам СНГ, евразийской интеграции и связям с соотечественниками, депутат Госдумы I, IV, V, VII созывов;

Никифоров К. В., доктор исторических наук, историк-славист, директор Института славяноведения РАН;

Тишков В. А., доктор исторических наук, профессор, историк, этнолог, социальный антрополог, действительный член РАН;

Торкунов А. В., действительный член РАН, доктор политических наук, кандидат исторических наук, профессор, ректор МГИМО МИД России, председатель совета директоров АО «Первый канал».

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Глазьев С. Ю., академик РАН, доктор экономических наук, профессор, Государственный секретарь Союзного государства, представитель Президента Российской Федерации в Национальном банковском совете;

Кожокин Е. М., доктор исторических наук, профессор, профессор кафедры международных отношений и внешней политики России МГИМО МИД России;

Кузнецов А. В., член-корреспондент РАН, доктор экономических наук, директор Института научной информации по общественным наукам (ИНИОН) РАН;

Ли Юнцзянь, директор Института России, Восточной Европы и Центральной Азии Китайской академии общественных наук;

Симонов К. В., кандидат политических наук, доцент Финансового университета при Правительстве РФ, основатель и генеральный директор ФНЭБ;

Суварян Ю. М., академик Национальной академии наук Республики Армении, доктор экономических наук, профессор, академик-секретарь Отделения арменоведения и общественных наук.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Белогорьев А. М., заместитель главного директора по энергетическому направлению, директор Центра стратегического анализа и прогнозирования развития топливно-энергетического комплекса;

Вардомский Л. Б., доктор экономических наук, профессор, руководитель Центра постсоветских исследований Института экономики РАН;

Волошин В. И., доктор экономических наук, профессор, заведующий сектором энергетической политики Института экономики РАН;

Дзарасов Р. С., доктор экономических наук, заведующий кафедрой политической экономики и истории экономической науки Российского экономического университета им. Г. В. Плеханова;

Жильцов С. С., доктор политических наук, доцент, заведующий кафедрой политологии и политической философии Дипломатической академии МИД России;

Конотопов М. В., доктор экономических наук, профессор, заведующий кафедрой экономической теории ИЭ РАН;

Кришталь И. С., кандидат экономических наук, доцент, доцент кафедры политической экономики и истории экономической науки ФГБОУ ВО «Российский экономический университет им. Г. В. Плеханова»;

Кузнецова О. Д., доктор экономических наук, профессор кафедры истории экономических наук Российского экономического университета им. Г. В. Плеханова;

Лавренов С. Я., доктор политических наук, профессор Военного университета Министерства обороны России;

Медведев Д. А., кандидат политических наук, доцент кафедры национальной безопасности РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина;

Олимов М. А., доктор исторических наук, профессор кафедры зарубежного регионоведения Таджикского национального университета;

Панова Г. С., доктор экономических наук, профессор, заведующая кафедрой «Банки, денежное обращение и кредит» Московского государственного института международных отношений (Университета) МИД России;

Рахимов М. А., доктор исторических наук, профессор, Координационно-методический центр новейшей истории Узбекистана;

Тавадян А. А., доктор экономических наук, профессор, руководитель Центра экономических исследований Армении;

Устюжанина Е. В., доктор экономических наук, заведующая кафедрой экономической теории Российского экономического университета им. Г. В. Плеханова;

Хейфец Б. А., доктор экономических наук, профессор, главный научный сотрудник Института экономики РАН, профессор Финансового университета при Правительстве РФ;

Чуфрин Г. И., доктор экономических наук, профессор, академик РАН, руководитель научного направления, Центр постсоветских исследований ИМЭМО РАН;

Штоль В. В., доктор политических наук, профессор, член научного совета при Совете безопасности России, член центрального правления Российской ассоциации содействия ООН, член Экспертного совета по проведению государственной религиоведческой экспертизы при Управлении Министерства юстиции Российской Федерации по Московской области.

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор – А. А. Миграян, доктор экономических наук, профессор

Редакторы – О. А. Борисова, научный сотрудник Института стран СНГ;

Д. Д. Вышегородцев, научный сотрудник Института стран СНГ.

Корректор – Т. С. Митрофаненко

Вёрстка – А. А. Горбунов

Учредитель и издатель –

Институт диаспоры и интеграции (Институт стран СНГ)

Журнал «Геоэкономика энергетики»

рекомендован Высшей аттестационной комиссией (ВАК)

**в Перечне ведущих рецензируемых научных журналов и изданий,
в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертации
на соискание учёной степени кандидата и доктора наук.**

СЛОВО РЕДАКТОРА

Мировой энергетический рынок остается под давлением геополитических факторов, который за лето и начало осени 2026 года лишь усилили негативный тренд. Рост антироссийского санкционного давления и переход к физическому уничтожению активов по переработке и транспортировке ресурсных отраслей, а также разрыв логистики ближневосточных поставщиков энергоресурсов привели к коллапсу и существенному удорожанию топлива. На фоне топливно-энергетического кризиса наблюдаются структурные сдвиги конъюнктуры на сырьевых и финансовых рынках и глубокая перестройка механизмов обеспечения экономической устойчивости. Энергетика, транспортная инфраструктура, цифровые технологии и контроль над критическими производственными цепочками становятся взаимосвязанными элементами национального суверенитета. Политические решения, санкционные режимы, изменение торговых маршрутов и конкуренция технологических стандартов формируют новую конфигурацию мирового хозяйства, в которой государства вынуждены одновременно решать задачи надежности поставок, структурной модернизации и поиска новых внешних партнеров.

Особое место занимает проблематика водородной энергетики. На примере Японии рассматривается формирование международных цепочек поставок низкоуглеродного водорода в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Альтернативная генерация становится не только инструментом декарбонизации, но и способом снизить уязвимость перед внешними энергетическими шоками. Китайский опыт демонстрирует переход от заимствования зарубежных решений к созданию собственной технологической платформы, серийному строительству энергоблоков и расширению сферы применения атомной энергии.

В целом трансформационные сдвиги на энергетических рынках и в логистике обуславливают ускоренный рост экономического развития развивающихся государств Центральной и Юго-Восточной Азии. На европейском направлении особое внимание привлекают противоречия политики диверсификации. Стремление Европейского союза снизить зависимость от российских поставок усилило значимость альтернативных маршрутов и поставщиков, включая Азербайджан. Однако политические декларации об увеличении импорта газа сталкиваются с объективными ограничениями: темпами роста добычи, пропускной способностью инфраструктуры, потребностью в инвестициях и неопределенностью спроса на европейском рынке.

На Южном Кавказе расширение взаимодействия Армении с Европейским союзом в сферах энергетики, транспорта и нормативного регулирования открывает дополнительные возможности для включения страны в новые международные сети. Вместе с тем инфраструктурная интеграция может порождать и новые риски: технологические, финансовые, институциональные и правовые. Поэтому для малых и средних государств принципиальное значение имеет сохранение контроля над стратегическими секторами при одновременном использовании преимуществ внешнего сотрудничества.

В этих условиях российский топливно-энергетический сектор вынужден переходить от адаптации к внешним ограничениям к активному внедрению цифровых технологий, оптимизации управления для обеспечения безопасности и экономического развития.

*С уважением,
главный редактор Мигранян А. А.*

СОДЕРЖАНИЕ

СЛОВО РЕДАКТОРА	4
МИРОВЫЕ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ РЫНКИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ	
КОРНЕЕВ К. <i>Политика Японии по созданию международных цепочек поставок водорода в Азиатско-Тихоокеанском регионе</i>	6
ГЛОБАЛЬНЫЕ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ	
НОВИКОВА Е. <i>Страны АСЕАН как источник роста мировой экономики</i>	23
ГЕОПОЛИТИКА И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	
МАРКАРОВ А., ДАВТЯН В. <i>Инфраструктурный суверенитет в стратегической повестке ЕС-Армения: геоэкономический анализ совместной декларации 2026 года</i>	39
АЙВАЗЯН Д. <i>Место и роль импорта азербайджанского природного газа в энергетической политике Европейского союза</i>	61
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА	
КОНОВ М. <i>Феномен экономического роста стран Центральной Азии на примере Кыргызстана</i>	76
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ	
МЕШКИН Р., РАТУШНЫЙ Д. <i>Ядерная энергетика Китая: Состояние и перспективы развития</i>	92
ТЭК РОССИИ И ВНЕШНИЕ РИСКИ	
БОРИСОВА О. <i>Цифровая трансформация российской нефтегазовой отрасли: оценка рисков и потенциала</i>	111
МИРОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ СВЯЗИ И НАУЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	
ЦАЦУЛИН А., БЫКОВ А. <i>Управление ресурсным потенциалом национальной экономики в контексте стратегического развития нефтегазового комплекса. Часть 2. Ключевые направления движения</i>	128
СОКРАЩЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В ТЕКСТЕ	162

Константин КОРНЕЕВ

ПОЛИТИКА ЯПОНИИ ПО СОЗДАНИЮ МЕЖДУНАРОДНЫХ ЦЕПОЧЕК ПОСТАВОК ВОДОРОДА В АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКОМ РЕГИОНЕ

Дата поступления в редакцию: 22.05.2026

Для цитирования: Корнеев К. А., 2026. Политика Японии по созданию международных цепочек поставок водорода в Азиатско-Тихоокеанском регионе. – Геоэкономика энергетики. № 3 (35). С. 6–22. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_6

В условиях глобального перехода к низкоуглеродной траектории развития водород становится ключевым элементом энергетической безопасности и декарбонизации экономики. Статья посвящена анализу политики Японии по формированию международных цепочек поставок водорода в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Отсутствие значительных внутренних запасов энергоносителей, высокая зависимость от импорта и амбициозные климатические цели обуславливают стратегическую заинтересованность Токио в создании трансграничной водородной инфраструктуры. Япония рассматривает импорт низкоуглеродного водорода как инструмент обеспечения устойчивого энергоснабжения, диверсификации источников энергии и укрепления технологического лидерства в перспективных отраслях.

В работе показано, что на текущем этапе Япония занимает передовые позиции в разработке и реализации международных водородных проектов: активно формируются двусторонние и многосторонние соглашения со странами АТР, создаются специализированные терминалы, тестируются технологии транспортировки и хранения, а также внедряются национальные стандарты и системы сертификации. Повышенное внимание уделяется институцио-

КОРНЕЕВ Константин Анатольевич, кандидат исторических наук, старший научный сотрудник Центра японских исследований Института Китая и современной Азии Российской академии наук. Адрес: Российская Федерация, г. Москва, 117997, Нахимовский пр-т, 32. E-mail: k_korneev@mail.ru. SPIN-код: 8642-8276. ORCID: 0000-0003-3930-6309.

Ключевые слова: Япония, планы и стратегии, водородная экономика, энергетическая безопасность, международные цепочки поставок, АТР.

нальным механизмам, государственно-частному партнерству и финансовой поддержке, позволяющим японским корпорациям выступать инициаторами и координаторами региональных инициатив. Исследование демонстрирует, что политика Японии выходит за рамки сугубо энергетических задач, формируя устойчивую модель технологического и экономического сотрудничества, способную сформировать архитектуру будущего рынка торговли водородом в АТР.

Сохраняется и потенциал в рамках российско-японского сотрудничества. Россия обладает значительными ресурсами для производства низкоуглеродного водорода, что в сочетании с японскими технологическими и инвестиционными возможностями создает объективные условия для запуска совместных пилотных проектов на Дальнем Востоке. Несмотря на сложную внешнеполитическую конъюнктуру, географическая близость является фактором, определяющим долгосрочные перспективы взаимодействия.

Введение

В последние годы мировая энергетическая система переживает структурную трансформацию, и одним из ключевых элементов этого процесса становится низкоуглеродный водород^{*}. Его производство и потребление демонстрируют устойчивый рост: по данным Международного энергетического агентства (МЭА), объемы выпуска «чистого» водорода увеличились более чем на 20 % в период с 2020 по 2025 г., а совокупные инвестиции в соответствующие проекты превысили 500 млрд долл. Евросоюз, США, Китай, Австралия, Республика Корея и ряд других стран во второй половине 2010-х гг. запустили программы, предполагающие ускоренное строительство мощностей по производству низкоуглеродного водорода.

Однако географическая диспропорция между регионами, обладающими избыточным ВИЭ-потенциалом^{**}, и индустриальными центрами с высоким спросом неизбежно требует формирования транснациональных логистических коридоров. Уже к концу текущего десятилетия ожидается переход от локальных проектов к полноценным международным цепочкам поставок, охватывающим весь цикл — от производства и конверсии в жидкие органические носители (либо сжижения) до морских перевозок и регазификации в пунктах назначения¹.

¹ Global Hydrogen Review 2025. International Energy Agency // <https://iea.blob.core.windows.net/assets/12d92ecc-e960-40f3-aff5-b2de6690ab6b/GlobalHydrogenReview2025.pdf>, дата обращения 04.05.2025.

^{*} Низкоуглеродным считается водород, который получают из ископаемого топлива с использованием установок улавливания и хранения углерода (УХУГ), или же способом электролиза воды с поставкой электроэнергии от ВИЭ (зеленый), стандартный критерий — пороговое значение выбросов — 9,8–4,4 кг CO₂-экв/кг H₂ и ниже.

^{**} Предполагается, что именно солнечные и ветроэнергетические станции (СЭС и ВЭС) станут основными источниками энергии для процесса электролиза воды с целью получения водорода в промышленных масштабах (сотни тысяч тонн ежегодно) с минимальным углеродным следом.

В данном контексте Япония занимает особую позицию. Страна, критически зависимая от импорта первичных энергоресурсов и поставившая перед собой законодательно закреплённую цель достижения углеродной нейтральности к 2050 г., рассматривает водород как стратегический инструмент декарбонизации отраслей, где электрификация практически невозможна [Корнеев, Томберг, 2024: 75–76]. По расчётам японского правительства, к середине XXI в. водород должен обеспечить около 10 % конечного энергопотребления, что потребует ежегодных поставок в объёме порядка 20 млн т, притом что суммарное потребление водорода в Японии составляет немногим менее 3 млн т в год².

Неудивительно, что Япония стала первым государством в мире, утвердившим полноценную национальную водородную стратегию в 2017 г. В документе, опубликованном Министерством экономики, торговли и промышленности (METI) в 2017 г., присутствовали амбициозные количественные индикаторы: снижение себестоимости водорода до 2,2 долл./кг к 2030 г. с 8–10 долл./кг по состоянию на 2017 г. (с последующим падением уже до 1,8 долл./кг к 2050 г.), развертывание сети из 900 водородных заправочных станций, вывод на рынок 800 тыс. автомобилей на топливных элементах и т. д.³. Тем не менее практическое осуществление шло медленно по причине таких системных ограничений, как высокая стоимость строительства инфраструктуры, слабый внутренний спрос, медленные темпы разработки национальных стандартов. К 2022 г. лишь 30–40 % заявленных целевых показателей было достигнуто, что потребовало глубокого пересмотра подходов, включая смещение фокуса внимания с идей развития крупнотоннажного внутреннего производства в сторону импорта, для чего необходимы соответствующие маршруты и технологии поставок⁴.

Обоснование необходимости поставок водорода из-за рубежа

Летом 2023 г. правительство представило обновлённую национальную стратегию, в которой акцент сместился с внутреннего производства на импорт низкоуглеродного водорода. В новой редакции предусматривались ежегодные поставки в объёме 3 млн т к 2030 г., 12 млн т к 2040 г. и 20 млн т к 2050 г., а также снижение себестоимости водорода до 1,6 долл./кг и менее за счёт масштабирования технологий его поставок морем [Japan Basic Hydrogen Strategy..., 2023]. Важно указать на то, что эти намерения основывались на

² Green Growth Strategy through Achieving Carbon Neutrality by 2050. METI // <https://outlook.stpi.niar.org.tw/pdfview/4b1141008100e5de018104674c8604aa>, дата обращения 05.05.2025.

³ Japan Basic Hydrogen Strategy 2017. METI // <https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Basic%20Hydrogen%20Strategy%20%28EN%29.pdf>, дата обращения 06.05.2025.

⁴ Re-examining Japan's Hydrogen Strategy. Renewable Energy Institute // https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_JapanHydrogenStrategy_EN_202209.pdf, дата обращения 07.05.2025.

уже вполне отработанных и зрелых технологиях, о чем речь пойдет ниже. То есть японское правительство и корпорации были готовы предложить потенциальным продавцам готовые логистические решения.

Необходимость опираться на международные поставки низкоуглеродного водорода обусловлена фундаментальными географическими и ресурсными ограничениями самой Японии. Эта страна обладает крайне ограниченным потенциалом для размещения СЭС и ВЭС, а высокая плотность населения и стоимость земель делают крупномасштабное производство «чистого» водорода способом электролиза экономически нецелесообразным: расчеты показывают, что удельная себестоимость 1 кг такого водорода, полученного в Японии, в три-четыре раза превышает затраты в странах с крупным потенциалом ВИЭ-генерации и свободными площадями, таких как Австралия, Бразилия, Египет, Саудовская Аравия и т.д. [*Japan's Energy White Paper...*, 2023].

Кроме того, зависимость экономики от импорта энергоносителей определяет логику диверсификации поставок по отработанной модели СПГ-рынка. Импорт водорода и его производных (в первую очередь аммиака) позволяет преодолеть внутренние структурные барьеры, то есть зарубежные поставки выступают не временным компромиссом, а вполне системообразующим элементом японской энергетической стратегии, обеспечивающим достижение климатических целей при сохранении гарантий энергетической безопасности.

По состоянию на конец 2025 г. высокую степень зрелости (завершенности) демонстрируют два проекта. Это *HESC (Hydrogen energy supply chain)* и совместная с Брунеем инициатива по транспортировке водорода в смеси с толуолом. Эти инициативы не только снижают технологические риски, но и формируют институциональную основу для будущей международной торговли. Благодаря раннему вхождению в рынок правительство Японии уже к 2030 г. планирует занять лидирующие позиции среди стран, определяющих контуры глобальных цепочек поставок водорода в АТР⁵. И вероятность осуществления этих планов довольно велика: кроме Японии, более ни одна страна в АТР не обладает такими технологиями, успешно апробированными на практике.

Проект *HESC*

Этот проект представляет собой первую в мире полноценную цепочку поставок сжиженного водорода между Австралией и Японией. Инициатива реализуется консорциумом в составе *Kawasaki Heavy Industries (KHI)*, *Electric Power Development Co. (J-POWER)*, *Iwatani Corporation*, *Marubeni Corporation*, *Sumitomo Corporation* и *AGL Energy* при участии *Royal Dutch Shell*, *ENEOS*

⁵ Hydrogen Report 2024. Asia Pacific Energy Research Centre (APERC) // https://aperc.or.jp/file/2025/3/18/APERC_Hydrogen_Report_2024_final.pdf, дата обращения 08.05.2025.

Corporation и *Kawasaki Kisen Kaisha (K-Line)*. Пилотный этап проекта был завершен в январе 2022 г., коммерческие поставки планируется начать к 2030 г.

Системообразующим элементом логистики проекта является судно *Suiso Frontier*. Построенное корпорацией *Kawasaki Heavy Industries* к 2020 г., это судно оснащено системой хранения сжиженного водорода с двойной изоляцией и вакуумной прослойкой для поддержания температуры -253°C . Резервуар объемом 1250 куб. м может транспортировать водород, сжатый до 1/800 от его газообразного объема, что делает морскую перевозку потенциально вполне экономически целесообразной⁶.



Рис. 1. Маршрут поставок водорода из Австралии в Японию

Источник: HESC. Official site // <https://www.hydrogenenergysupplychain.com/>.

Расстояние между терминалами проекта *HESC*, а именно от порта Га-стингс на юго-востоке Австралии до порта Кобе в Японии, составляет приблизительно 5600 морских миль (или 9000 км). Судно *Suiso Frontier* проходит это расстояние (в один конец) примерно за 12–14 дней⁷.

⁶ Hydrogen Energy Supply Chain Project Viability Remains Uncertain in Wake of Hydrogen Headstart Scheme for Green Hydrogen. IEEFA Report // <https://ieefa.org/resources/hydrogen-energy-supply-chain-project-viability-remains-uncertain-wake-hydrogen-headstart>, дата обращения 12.05.2025.

⁷ A Seamless Hydrogen Supply Chain. Nature Portfolio // <https://www.nature.com/articles/d42473-020-00544-8>, дата обращения 12.05.2025.

Таблица

Подробная информация по проекту HESC

Этап анализа	Характеристики	Основные показатели
1. Общие данные	– Вся цепочка поставок: газификация бурого угля в долине Латроб, его транспортировка в порт Гастингс, сжижение и морская перевозка в Кобе. – Для перевозки водорода при температуре -253°C используется судно <i>Suiso Frontier</i> с резервуаром объемом 1250 куб. м. – Расстояние перевозки – 9 тыс. км между портами Гастингс и Кобе, время в пути – 12–14 дней	– Пилотный этап (2021–2022 гг.) – производство 55 т водорода и транспортировка морем. – Коммерческий этап – производство и перевозка 225 тыс. т сжиженного водорода в год к 2030 г. – Сжижение водорода – уменьшение объема в 800 раз по сравнению с газообразным состоянием. – Экипаж судна <i>Suiso Frontier</i> – 25 человек, максимальная вместимость – 75 т в сжиженном состоянии
2. Краткая технико-экономическая оценка	– Общий бюджет проекта на пилотном этапе – 355 млн долл. (со стороны Австралии вклад около 65 млн долл.); – Коммерческий этап (к 2030 г.) предполагает инвестиции в размере 1,5 млрд долл. (через <i>Japan Green Innovation Fund</i>)	– Максимальная скорость судна составляет 13 узлов в час при работе всех трех дизельных двигателей <i>Daihatsu DE-23</i> по 1320 кВт мощности каждый. – Сжижение водорода снижает транспортные расходы в пять – семь раз по сравнению с перевозкой в газообразном состоянии
3. Экологическая оценка	– На пилотном этапе водород получали методом газификации угля без УХУГ, установка таких систем позволит снизить выбросы с 11,8 кг CO_2-экв/кг H_2 до 2,5–4,0 кг CO_2-экв/кг H_2. – Обязательное условие перехода к стадии коммерческой реализации – внедрение технологий улавливания и хранения CO_2	– Потенциальное сокращение выбросов CO_2 на 1,8 млн т в год при производстве 225 тыс. т водорода к 2030 г. – Это эквивалентно прекращению эксплуатации 350 тыс. бензиновых автомобилей, что напрямую увязывается с планами Японии по отказу от автомобилей на ДВС уже к 2035–2040 гг.

Продолжение таблицы на следующей странице

Продолжение таблицы

Этап анализа	Характеристики	Основные показатели
4. Социально-экономическое воздействие	– Создание экспортной отрасли с большим потенциалом создания водородных хабов. – Развитие передовых технологических компетенций в области сжижения, хранения и морской транспортировки водорода	– Появление новых рабочих мест в долине Латроб, портах Гастингс и Кобе по всей цепочке стоимости. – Поставки для японского рынка как этап на пути достижения 10 % доли «чистого» водорода в энергопотреблении к 2050 г.
5. Управление рисками	– Риски перевозки морем минимизированы двойной изоляцией резервуара и дополнительными системами безопасности. – Экологические риски пока сохраняются по причине высоких выбросов CO₂ в процессе газификации угля. – Рыночные риски снижены благодаря мерам поддержки со стороны правительств обеих стран	– Пилотный этап успешно завершен в январе 2022 г. с отработкой всей цепочки поставок. – Коммерциализация планируется к 2030 г. при достижении целевых показателей <i>LSOH</i>. – Планируемый период коммерциализации схемы – 2030-е гг. при наличии достаточного спроса на внутреннем рынке Японии и механизмов регулирования международных поставок

Источник: составлено автором на основе Kawasaki⁸, HyResource⁹ и Baird Maritime¹⁰.

Срок окупаемости проекта оценивается в 15–25 лет при достижении полного масштаба производства 225 тыс. т водорода в год. Стратегическое значение *HESC* заключается в создании первой в мире действующей международной цепочки поставок сжиженного водорода и отработке технологий его перевозки морем. Кроме того, благодаря реализации проекта были установлены новые стандарты в области проектирования специализиро-

⁸ Hydrogen from Energy Supply Chain Australia to Japan. Kawasaki // <https://netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/19ccusogt-20190829-kawasaki-final.pdf>, дата обращения 01.06.2026

⁹ HESC – Pilot Project. HyResource // <https://research.csiro.au/hyresource/hydrogen-energy-supply-chain-pilot-project/>, дата обращения 01.06.2026.

¹⁰ Suiso Frontier – Japanese LH2 Carrier Sets the Pace in Hydrogen Transport. Baird Maritime // <https://www.bairdmaritime.com/shipping/tankers/gas/vessel-review-suiso-frontier-japanese-lh2-carrier-sets-the-pace-in-hydrogen-transport>, дата обращения 01.06.2026.

ванных судов-газовозов и систем криогенного хранения водорода [Zhang, Zheng et al., 2025: 17–18].

Говоря о перспективах проекта *HESC*, нужно обязательно обратить внимание на следующее. Практически сразу же этот проект подвергся серьезной критике со стороны экологов, которые подсчитали, что совокупное количество выбросов CO_2 по цепочке «добыча угля – производство водорода – транспортировка в порт назначения» генерирует 100 тыс. т CO_2 ежегодно. Тем не менее в 2023 г. японское правительство объявило о планах по переходу к коммерческой фазе с регулярными поставками водорода из Австралии к 2030 г. (упоминалось выше). Впрочем, по состоянию на конец 2024 г. (и этот статус пока не изменился) проект приостановлен по экономическим причинам: себестоимость австралийского водорода составляет 5–7 долл./кг при целевом показателе 1,3 долл./кг. Основную «добавку» дает как раз транспортировка морем – более 2 долл./кг¹¹.

Инициатива по транспортировке водорода из Брунея в Японию

В июле 2017 г. четыре крупные компании – *Chiyoda Corporation*, *Mitsubishi Corporation*, *Mitsui & Co. LTD.* и *Nippon Yusen Kabushiki Kaisha* – основали Ассоциацию передовых водородных энергетических технологий (*AHEAD*) и запустили первый в мире масштабный проект по созданию межгосударственного коридора транспортировки водорода в кооперации с государством Бруней. Инвестиции составили 100 млн долл. США. Цель – производство водорода методом паровой конверсии из природного газа, который изначально доставлялся в сжиженном виде на территорию Брунея из третьих стран.

Этот проект представляет собой один из наиболее проработанных примеров практической апробации технологии использования жидких органических носителей водорода (*ЛОHC*). В отличие от сжиженного водорода, требующего сверхнизких температур (–253 °C) и специализированной изолированной инфраструктуры, или аммиака, характеризующегося высокой токсичностью и необходимостью дополнительного крекинга, *ЛОHC*-системы обеспечивают транспортировку при температуре 20–30 °C и атмосферном давлении, что позволяет использовать стандартные химические танкеры (химовозы) класса *IMO* и существующие нефтехимические терминалы¹².

¹¹ Maritime Barometer Report 2023-2024. International Chamber of Shipping // <https://www.ics-shipping.org/wp-content/uploads/2024/09/ICS-Barometer-2023-2024-Full-report.pdf>, дата обращения 13.05.2025.

¹² Shaping Sustainable International Hydrogen Value Chain. IRENA Special Report 2024 // https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Shaping_sustainable_hydrogen_value_chains_2024.pdf, дата обращения 14.05.2025.



Рис. 2. Маршрут поставок водорода из Брунея в Японию

Источник: *The World's First Global Hydrogen Supply Chain Demonstration Project*. Chiyoda Corporation // <https://www.chiyodacorp.com/en/service/lowcarbon/hydrogen/demonstration/>

Однако термодинамические ограничения процесса остаются барьером для коммерциализации. Реакция гидрирования толуола до метилциклогексана (*МСН*) является экзотермической, но требует эффективного отвода тепла для предотвращения спекания катализаторов на основе благородных металлов. Напротив, дегидрирование *МСН* в точке потребления представляет собой строго эндотермический процесс, требующий нагрева до 300–350 °С. Энергия для этого традиционно поставляется за счет сжигания части водорода или природного газа, что обуславливает термические потери [Zaman, Ojelade, 2021: 6226].

Совокупная эффективность цепочки «производство — гидрирование — транспортировка — дегидрирование» на базе классической двухстадийной схемы редко превышает 35–50 % без рекуперации тепла и достигает 60–70 % только при внедрении подобных систем его повторного использования [Wang, Zhou, Ouyang, 2016: 18064]. Эти показатели коррелируют с оценками МЭА, согласно которым, логистика при помощи *ЛОНС* уступает прямой транспортировке аммиака по энергоэффективности, что компенсируется высокой степенью совместимости с существующими глобальными маршрутами поставок жидких химикатов¹³.

¹³ Global Hydrogen Review 2023. IEA Report // <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cb9d5903-0df2-4c6c-afa1-4012f9ed45d2/GlobalHydrogenReview2023.pdf>, дата обращения 15.05.2025.

Стоимость демонстрационного проекта в Брунее в пересчете на объем произведенного и поставленного водорода (всего 210 т) указывает на высокий уровень удельных капитальных и операционных затрат на пилотной стадии. Транспортные издержки для цикла *TOL-MCH* оценивались в диапазоне 0,28–0,34 долл./кг H_2 , однако полная себестоимость водорода с учетом производства, гидрирования и дегидрирования на момент завершения проекта в 2020 г. существенно превышала целевые показатели конкурентоспособности примерно в два раза (около 5 долл./кг). Разрыв обусловлен не только сугубо энергетическими потерями, но и необходимостью многократной «регенерации» толуола, а также отсутствием эффекта масштаба¹⁴.

Именно поэтому консорциум во главе с *Chiyoda Corporation* делает ставку на более современную технологию *Direct MCH*, разрабатываемую совместно с *ENEOS* в рамках проекта по строительству завода в г. Брисбен (Австралия), ввод в эксплуатацию которого уже запланирован на конец 2026 г. В отличие от двухстадийного цикла, технология *Direct MCH* предполагает использование электрохимических процессов, аналогичных электролизу воды, для прямого синтеза метилциклогексана из толуола в одном специализированном реакторе, исключая промежуточное выделение, сжатие и последующее охлаждение молекулярного водорода¹⁵.

Выбор Брунея и Австралии в качестве первоначальных партнеров отражает системную стратегию Японии по обеспечению ресурсной безопасности в условиях энергетического перехода. Оба государства обладают развитой газовой инфраструктурой и относительной географической близостью к японским портам, что снижает логистические издержки и позволяет обойти, например, Ормузский пролив и другие конфликтные зоны, защищая цепочку поставок от внешних геополитических шоков. Таким образом, в Токио отдают приоритет формированию «водородных коридоров» с дружественными государствами, не только способными обеспечить физические объемы поставок, но и готовыми участвовать в обсуждении мер и механизмов достижения соответствия водорода строгим японским экологическим стандартам.

В данном свете важно упомянуть следующее. Водород для транспортировки танкером *Suiso Frontier* и в смеси с толуолом получали из ископаемого сырья, т. е. это «грязный» водород. Однако здесь важно было протестировать именно сами технологии с прицелом на их использова-

¹⁴ Shaping Sustainable International Hydrogen Value Chain. IRENA Special Report 2024 // https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Shaping_sustainable_hydrogen_value_chains_2024.pdf, дата обращения 14.05.2025.

¹⁵ ENEOS Direct MCH Demonstration Plant. ENEOS News // <https://www.gpaeng.com.au/project/eneos-direct-mch-demonstration-plant/>, дата обращения 15.05.2025.

ние в будущем для перевозки крупных объемов уже низкоуглеродного водорода, полученного из природного газа методом паровой конверсии с применением установок улавливания CO_2 , либо же способом электролиза с получением электроэнергии от ВИЭ-генераторов (солнечные и ветряные станции).

ЛОHC- и *LH*-технологии сегодня рассматриваются не как конечное решение, а как инфраструктурный мост, позволяющий сформировать устойчивый спрос и отработать логистические маршруты до момента широкого распространения способов получения водорода с низким углеродным следом (к середине 2030-х гг.). В данном контексте японские международные проекты по транспортировке водорода являются частью единой архитектуры, где танкер *Suiso Frontier* и *МСН*-цикл отвечают за разные сценарии поставок, способствуя укреплению технологической зрелости, а также выводя Японию на позицию несомненного глобального лидера и потенциально позволяя ей определять правила игры на формирующемся мировом водородном рынке.

Российско-японское сотрудничество

Официальные контакты между двумя странами в области потенциального водородного сотрудничества начались в 2019 г., когда «Росатом» подписал соглашение с японским Агентством по природным ресурсам и энергетике на проведение технико-экономического обоснования пилотного проекта по строительству на острове Сахалин завода для производства водорода способом электролиза с целью его экспорта в Японию. Соглашение предусматривало начало строительства в период 2020–2021 гг. Параллельно развивались контакты между компанией *Kawasaki Heavy Industries*, ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК» по изучению возможностей применения технологий сжижения и морской транспортировки водорода. Представители *Kawasaki Heavy Industries* и *Marubeni Corporation* контактировали с АО «СУЭК» по вопросам участия в проекте строительства комплекса по газификации угля [Корнеев, 2020: 71–73].

На правительственном уровне самое значимое соглашение было заключено во время проведения VI Восточного экономического форума. 2–4 сентября 2021 г. министр экономики, торговли и промышленности Японии Хироси Кадзияма и министр энергетики РФ Николай Шульгинов подписали совместное заявление о сотрудничестве в области ВИЭ, водорода, аммиака, технологий улавливания, хранения и переработки углерода. Дополнительно следует указать, что в рамках ВЭФ-2021 было подписано и важное инвестиционное соглашение между ПАО «НОВАТЭК» и японским банком для международного сотрудничества (*JBIC*), которое

открывало возможности для привлечения японского финансирования и технологий в проекты на полуострове Ямал (Обский ГХК)¹⁶.

На ВЭФ-2021 в рамках встречи Российско-японского консультационного энергетического совета было решено создать рабочую группу по сотрудничеству в области водорода, топливного аммиака и переработки углерода (*WG on Hydrogen, Fuel-Ammonia, CCS, CCU/Carbon Recycling*). С российской стороны координация деятельности рабочей группы была возложена на ФГБУ «РЭА» Минэнерго России, с японской — на департамент нефти и природного газа Агентства по природным ресурсам и энергетике Министерства экономики, торговли и промышленности¹⁷. Автор статьи принимал участие в первом заседании этой рабочей группы в январе 2022 г. Дальнейшие заседания уже не проводились.

Японские компании проявляли интерес к проектам в рамках Восточного водородного кластера на острове Сахалин, где планировалось строительство до конца 2020-х гг. мощностей для производства низкоуглеродного водорода и аммиака. Лидирующей корпорацией там была (и пока остается) ГК «Росатом». Изначально госкорпорация, рассчитывая на сотрудничество с японскими партнерами, заявляла, что производство водорода в объеме 36 тыс. т в год может начаться уже в 2025 г. с перспективой увеличения до 100 тыс. т в год к 2030 г. Такой объем производства позволил бы обеспечить порядка 40 % спроса Японии на низкоуглеродный водород к 2030 г.¹⁸

Японская корпорация *Kawasaki Heavy Industries* принимала активное участие в обосновании вариантов транспортировки водорода с острова Сахалин в Японию. В феврале 2022 г. была завершена детальная техническая оценка проекта поставок водорода морем в сжиженном состоянии с использованием судна *Suiso Frontier*. Однако реализация этого проекта столкнулась с большими препятствиями. Весной 2022 г. французская компания *Air Liquide*, ключевой партнер по сахалинским водородным проектам, объявила об уходе из России в связи с введением санкций и неопределенностью в отношении условий инвестирования. Соответственно были приостановлены и все обсуждения с японскими компаниями, а «Росатом»

¹⁶ Низкоуглеродное сотрудничество. Россия и Япония на ВЭФ-2021 подписали ряд документов по водороду и не только. Neftegaz.ru // <https://neftegaz.ru/news/Alternative-energy/695351-nizkouglerodnoe-sotrudnichestvo-rossiya-i-yaponiya-na-vef-2021-podpisali-ryad-dokumentov-po-vodorodu/>, дата обращения 17.05.2025.

¹⁷ РЭА Минэнерго России выступит координатором российско-японской рабочей группы в сфере водорода, топливного аммиака и переработки углерода. ФГБУ «РЭА» Минэнерго России // <https://rosenergo.gov.ru/press-center/news/rea-minenergo-rossii-vystupit-koordinatorom-rossiysko-yaponskoj-rabochey-gruppy-v-sfere-vodoroda-toplivnogo-ammiaka-i-pererabotki-ugleroda/>, дата обращения 18.05.2025.

¹⁸ Hydrogen Future Coming Soon. Rosatom Newsletter No 259 // <https://rosatomnewsletter.com/2022/11/27/hydrogen-future-coming-soon/>, дата обращения 19.05.2025.

начал переговоры с Китайской строительной и инжиниринговой компанией (СЕЕС) [Корнеев, 2022].

Российско-японское сотрудничество в области низкоуглеродного водорода на уровне правительства и отдельных компаний только начало складываться в 2020–2021 гг. и не успело выйти на сколько-нибудь предметную траекторию развития с конкретными примерами реализации проектов. По состоянию на конец 2025 г. никакого диалога в данной области не ведется.

На уровне научных и образовательных учреждений сотрудничество России и Японии в области водородных технологий практически не осуществлялось. Агентство по науке и технологиям (JST), ведущая японская организация по финансированию научных исследований, имеет опыт запуска совместных с российскими НИИ и вузами проектов, в частности касающихся вопросов энергоэффективности^{19*}. Но программ, ориентированных именно на водородные технологии, не предлагалось.

Очевидно, что сложившейся позитивной динамики в свете водородного сотрудничества между Россией и Японией нет. Более того, в 2022 г. все и так немногочисленные инициативы были заморожены на неопределенный срок по причине присоединения Японии к антироссийским санкциям. Тем не менее возобновление кооперации вполне возможно при формировании благоприятной геополитической обстановки, причем произойти это может в период до 2030 г. Япония не в состоянии обеспечить себя низкоуглеродным водородом, и его экспорт из России с учетом низкой цены за 1 кг (менее 2 долл.) и короткого логистического плеча остается в числе приоритетных вариантов.

Заключение

Изучение японских инициатив по созданию международной логистики поставок водорода позволяет прийти к выводу, что технологически такие решения отработаны и апробированы, однако до их коммерциализации пока далеко. Основной итог на данный момент в том, что получено эмпирическое подтверждение возможности морских перевозок водорода в составе органических смесей и в сжиженном состоянии. Это обстоятельство снижает порог входа на формирующийся рынок для стран, которые претендуют на роль производителей и экспортеров «чистого» водорода, но не обладают собственной инфраструктурой [Lee, Cherif *et al.*, 2022: 2–4].

¹⁹ * В качестве примера целесообразно привести программу Strategic International Collaborative Research Program (SICORP). В 2019 г. JST совместно с Министерством науки и высшего образования России объявили конкурс и профинансировали проекты в рамках двух приоритетных направлений: «Рациональное природопользование, включая исследования Арктики» и «Энергоэффективность». Источник: Russia (Finished Projects). SICORP // https://www.jst.go.jp/inter/english/program_e/sicorp_e/russia.html, дата обращения 21.05.2025.

Исследование показало, что Япония сегодня занимает лидирующие позиции в формировании регионального водородного рынка, демонстрируя высокую активность в вопросах государственного регулирования, проведении научных исследований, реализации инвестиционных программ и выстраивании контуров международного сотрудничества. Благодаря этим усилиям Япония закладывает полноценный научно-технологический фундамент, создавая благоприятные условия для дальнейшего укрепления своего статуса как бесспорного лидера в области развития низкоуглеродной энергетики и постепенного перехода к экономике «чистого нуля».

Ближайшие конкуренты — Китай, Германия и США, — в принципе, обладают сопоставимыми по зрелости технологиями морской транспортировки водорода, однако не имеют масштабного практического опыта, особенно с выстраиванием всей логистической цепочки, охватывающей дистанции в тысячи морских миль. Японские инициативы в настоящий момент никем не воспроизведены и задают глобальные стандарты в осуществлении межгосударственных проектов такого формата [Sage, Patel *et al.*, 2024: 1420–1422].

Что касается российско-японского сотрудничества, то, несмотря на сложные двусторонние отношения, определенные перспективы сохраняются. Особенно с учетом богатого ресурсного потенциала России и заинтересованности Японии в импорте больших объемов низкоуглеродного водорода.

Список литературы

HESC Project — Preliminary Investment Plan. State of Victoria Official Data // <https://federalfinancialrelations.gov.au/sites/federalfinancialrelations.gov.au/files/2024-05/HESC%20FFA%20Schedule.pdf>, дата обращения 01.06.2026.

Japan Basic Hydrogen Strategy 2023. METI // https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/20230606_5.pdf, дата обращения 01.06.2026.

Japan's Energy White Paper 2023 Outline. METI // https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/whitepaper/pdf/2023_outline.pdf, дата обращения 01.06.2026.

Корнеев К. А., 2020. Политика Японии в области развития водородной энергетики // Японские исследования. № 4. С. 64–77. DOI: 10.24411/2500-2872-2020-10028.

Корнеев К. А., 2022. Новые направления энергетической политики Японии и сотрудничество с Россией в условиях санкций. Российский совет по международным делам (РСМД) // <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/novye-napravleniya-energeticheskoy-politiki-yaponii-i-sotrudnichestvo-s-rossiey-v-usloviyakh-sanktsi/>, дата обращения 01.06.2026.

Корнеев К. А., Томберг И. П., 2024. Развитие низкоуглеродной энергетики в Китае и Японии: сравнительный анализ // Японские исследования. № 4. С. 70–86. DOI: 10.55105/2500-2872-2024-4-70-86.

Lee J.-S., Cherif A. et al., 2022. Large-Scale Overseas Transportation of Hydrogen: Comparative Techno-Economic and Environmental Investigation // Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 165. Pp. 2–17. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112556.

Ojelade O., Zaman S., 2021. Dehydrogenation and Hydrogenation Cycle of Methylcyclohexane-Toluene System for Liquid Phase Hydrogen Storage: Thermodynamic Reaction Equilibrium Investigation // Arabian Journal for Science and Engineering. Vol. 47. Pp. 6223–6232. DOI: 10.1007/s13369-021-06162-w.

Sage V., Patel J. et al., 2024. Recent Progress and Techno-Economic Analysis of Liquid Organic Hydrogen Carriers for Australian Renewable Energy Export: A Critical Review // International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 56. Pp. 1419–1434. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.12.269.

Wang H., Zhou X., Ouyang M., 2016. Efficiency Analysis of Novel Liquid Organic Hydrogen Carrier Technology and Comparison with High Pressure Storage Pathway // International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 41. Iss. 40. Pp. 18062–18071. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.08.003.

Zhang Zh., Zheng X., Cui D., Yang M., Cheng M., Ji Yu., 2025. Research Progress of Fuel Cell Technology in Marine Applications: A Review // Journal of Marine Science and Engineering. Vol. 13 (4). Pp. 2–60. DOI: 10.3390/jmse13040721.

Konstantin A. KORNEEV, PhD (History), Senior Researcher at Centre for Japanese Studies, Institute of China and Contemporary Asia of the Russian Academy of Sciences

Address: 32, Nakhimovsky Ave., Moscow, 117997, Russian Federation

E-mail: k_korneev@mail.ru

SPIN-code: 8642-8276

ORCID: 0000-0003-3930-6309

JAPAN'S POLICY ON FORMING INTERNATIONAL HYDROGEN SUPPLY CHAINS IN THE ASIA-PACIFIC REGION

DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_6

Received: 22.05.2026

For citation: *Korneev K. A.*, 2026. Japan's policy on forming international hydrogen supply chains in the Asia-Pacific region. – *Geoeconomics of Energetics*. № 3 (35). P. 6–22. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_6

Keywords: Japan, plans and strategies, hydrogen economy, energy security, international supply chains, Asia-Pacific.

Abstract

In the context of the global transition to a low-carbon development trajectory, hydrogen is becoming a key element of energy security and decarbonization of the economy. The article is devoted to the analysis of Japan's policy on the formation of international hydrogen supply chains in the Asia-Pacific region. Japan's limited domestic energy resources, heavy dependence on imports, and ambitious climate goals make cross-border hydrogen infrastructure a strategic priority for Tokyo. Japan considers the import of low-carbon hydrogen as a tool to ensure sustainable energy supply, diversify energy sources and strengthen technological leadership in promising industries.

The paper shows that Japan currently plays a leading role in developing and implementing international hydrogen projects. It is actively building bilateral and multilateral agreements with Asia-Pacific countries, establishing specialized terminals, testing transport and storage technologies, and introducing national standards and certification systems. Increased attention is being paid to institutional mechanisms, public-private partnerships, and financial support that allow Japanese corporations to initiate and coordinate regional initiatives. The study demonstrates that Japan's policy goes beyond purely energy objectives, forming a sustainable model of technological and economic cooperation capable of shaping the architecture of the future hydrogen trading market in the Asia-Pacific region.

The potential remains within the framework of Russian-Japanese cooperation. Russia has significant resources for the production of low-carbon hydrogen, which, combined with Japanese technological and investment opportunities, creates objec-

tive conditions for launching joint pilot projects in the Russian Far East. Despite the difficult foreign policy environment, geographical proximity is a factor determining the long-term prospects for cooperation.

References

HESC Project – Preliminary Investment Plan. State of Victoria Official Data // <https://federalfinancialrelations.gov.au/sites/federalfinancialrelations.gov.au/files/2024-05/HESC%20FFA%20Schedule.pdf>, accessed 01.06.2026. (In Eng.)

Japan Basic Hydrogen Strategy 2023. METI // https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/20230606_5.pdf, accessed 01.06.2026. (In Eng.)

Japan's Energy White Paper 2023 Outline. METI // https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/whitepaper/pdf/2023_outline.pdf, accessed 01.06.2026 (In Eng.)

Korneev K. A., 2020. Japan's Policy in the Field of Hydrogen Energetics Development // Japanese Studies in Russia. No. 4. Pp. 64–77. DOI: 10.24411/2500-2872-2020-10028. (In Russ.)

Korneev K. A., 2022. New Directions for Japan's Energy Policy and Cooperation with Russia under Sanctions. Russian International Affairs Council (RIAC) // <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/novye-napravleniya-energeticheskoy-politiki-yaponii-i-sotrudnichestvo-s-rossiei-v-usloviyakh-sanktsii/>, accessed 01.06.2026. (In Russ.)

Korneev K. A., Tomberg I. R., 2024. Development of Low-Carbon Energy Sector in China and Japan: A Comparative Analysis // Japanese Studies in Russia. No 4. Pp. 70–86. DOI: 10.55105/2500-2872-2024-4-70-86. (In Russ.)

Lee J.-S., Cherif A. et al., 2022. Large-Scale Overseas Transportation of Hydrogen: Comparative Techno-Economic and Environmental Investigation // Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 165. Pp. 2–17. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112556. (In Eng.)

Ojelade O., Zaman S., 2021. Dehydrogenation and Hydrogenation Cycle of Methylcyclohexane-Toluene System for Liquid Phase Hydrogen Storage: Thermodynamic Reaction Equilibrium Investigation // Arabian Journal for Science and Engineering. Vol. 47. Pp. 6223–6232. DOI: 10.1007/s13369-021-06162-w. (In Eng.)

Sage V., Patel J. et al., 2024. Recent Progress and Techno-Economic Analysis of Liquid Organic Hydrogen Carriers for Australian Renewable Energy Export: A Critical Review // International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 56. Pp. 1419–1434. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.12.269. (In Eng.)

Wang H., Zhou X., Ouyang M., 2016. Efficiency Analysis of Novel Liquid Organic Hydrogen Carrier Technology and Comparison with High Pressure Storage Pathway // International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 41. Iss. 40. Pp. 18062–18071. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.08.003. (In Eng.)

Zhang Zh., Zheng X., Cui D., Yang M., Cheng M., Ji Yu., 2025. Research Progress of Fuel Cell Technology in Marine Applications: A Review // Journal of Marine Science and Engineering. Vol. 13(4). Pp. 2–60. DOI: 10.3390/jmse13040721. (In Eng.)

Екатерина НОВИКОВА

СТРАНЫ АСЕАН КАК ИСТОЧНИК РОСТА МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ

Дата поступления в редакцию: 26.05.2026.

Для цитирования: Новикова Е. С., 2026. Страны АСЕАН как источник роста мировой экономики. – Геоэкономика энергетики. № 3 (35). С. 23–38. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_23

Актуальность исследования заключается в анализе экономик АСЕАН с точки зрения источника роста одного из новых мировых центров силы в условиях трансформации мировой экономики с учетом санкционного противостояния США и Китая и быстрого развития различных интеграционных объединений. Принимая во внимание все текущие тенденции и события в мире, в работе представлены ключевые макроэкономические показатели по Юго-Восточной Азии в сравнении с основными торговыми партнерами региона и России, которая нацелена на более глубокое сотрудничество с данным торговым объединением. Приведенные в работе цифры рассчитаны на основе статистики международных организаций за последние десять лет с целью анализа темпов развития стран АСЕАН и поиска дополнительных ресурсов формирования устойчивого экономического развития региона, что является целью исследования. В работе использованы как качественные, так и количественные методы исследования, позволяющие проследить динамику развития стран АСЕАН по сравнению с развитыми экономиками как западного, так и азиатского мира, включая в том числе численность населения стран, динамику ВВП, государственные расходы на образование и здравоохранение, расходы на НИОКР, торговое взаимодействие с ведущими торговыми партнерами, а также оценить возможный потенциал сотрудничества. Результатом исследования является комплексный анализ экономического положения каждой экономики объединения АСЕАН в сравнении с их ключевыми торговыми партнерами,

НОВИКОВА Екатерина Сергеевна, кандидат экономических наук, доцент, доцент кафедры экономической теории ФГБОУ ВО «Российский экономический университет им. Г. В. Плеханова». Адрес: Российская Федерация, г. Москва, 117997, Стремянный пер., 36. E-mail: Novikova.ES@rea.ru. SPIN-код: 8345-7971. ORCID: 0000-0003-2342-6939.

Ключевые слова: страны АСЕАН, ключевые торговые партнеры, глобальные цепочки стоимости, внешнеторговый оборот, санкционная политика, конкурентоспособность, инвестиционная активность, фрагментация мирохозяйственной системы.

а также даны предложения по дальнейшему его развитию в контексте всей мирохозяйственной системы. Практическая значимость проделанной работы состоит в возможности использования результатов исследования для повышения эффективности сотрудничества России со странами АСЕАН и их дальнейшего развития в условиях многополярности мировой экономической системы.

Введение

За последние годы мировой экономический порядок претерпел значительные изменения, а международная экономическая система перешла в неравновесное состояние. Наблюдается постепенная фрагментация или регионализация современного мира, выраженная изменениями в торгово-экономических, финансовых, технологических и информационных отношениях между странами. В связи с этим процесс глобализации характеризуется уже новым термином «слоубализация» (*slowbalization*), что говорит о замедлении динамики международной торговли относительно показателя ВВП, а также о значительном снижении уровня интенсивности ПИИ в мировой экономике по сравнению с началом XXI в. [*Cnapmak*, 2022].

Более того, начиная с 2000-х гг. экономики так называемого незападного мира стали главным двигателем роста мирового хозяйства, тем самым способствуя постепенной перестройке мирового экономического порядка. В это же время происходит формирование ключевых торговых объединений, среди которых одним из наиболее привлекательных на текущий момент времени является Ассоциация стран Юго-Восточной Азии (АСЕАН) с учетом имеющихся у данных экономик возможностей потенциального сотрудничества со всеми странами мира без участия в санкционной политике и торговых войнах.

На конец 2025 г. страны АСЕАН смогли достигнуть в среднем 4,5 % экономического роста ВВП, что является одним из наиболее высоких показателей по всем региональным объединениям. Более того, экономики ЮВА ежегодно привлекают значительный объем ПИИ. Так, на начало 2025 г. страны АСЕАН смогли привлечь порядка 226 млрд долл., или 15 % от всего объема мирового ПИИ [*ASEAN Investment Report*, 2025]. Что касается демографической составляющей, то и здесь регион ЮВА представляет собой рынки в 700 млн человек, что превышает соответствующий показатель региона ЕС (449 млн чел.), ЮСМКА (517 млн чел.) или МЕРКОСУР (267 млн чел.)¹.

В связи с этим важным аспектом исследования в данной работе является анализ экономик стран АСЕАН в сравнении с ключевыми торговыми партнерами ассоциации, включая Китай, Японию, Южную Корею (так называемый формат АСЕАН-3), а также США как ведущую технологиче-

¹ Population by Country (2026) // <https://www.worldometers.info/world-population/population-by-country/>, дата обращения 10.05.2026.

скую экономику мира, Россию, стремящуюся к активному сотрудничеству со странами ЮВА, и Германию, являющуюся экономическим центром Европы. Для получения объективных выводов считается необходимым сравнение ключевых социально-экономических, финансовых, торговых и технологических показателей упомянутых выше экономик с последующим формированием стратегии взаимодействия с рассматриваемыми экономиками азиатского региона.

Таким образом, объектом исследования являются экономики Юго-Восточной Азии (АСЕАН), которые представляют значительный интерес для большинства стран мира. Предметом же исследования является потенциал развития рассматриваемых стран на ближайший горизонт времени в пределах пяти — десяти лет.

В работе использованы как качественные, так и количественные методы исследования, позволяющие проследить динамику развития стран АСЕАН по сравнению с развитыми экономиками как западного, так и азиатского мира, включая в том числе численность населения стран, динамику ВВП, государственные расходы на образование и здравоохранение, расходы на НИОКР, торговое взаимодействие с ведущими торговыми партнерами, а также оценить возможный потенциал сотрудничества. В исследовании использованы документы организации стран АСЕАН, министерств экономического развития каждой отдельной страны и другие официальные источники.

Литературный обзор

Изучением развития экономик стран АСЕАН занимаются как российские, так и зарубежные ученые. Более того, сам спектр исследований охватывает множество направлений, которые во многом дополняют друг друга и дают возможность выстроить цельную картину как существующих проблем в регионе, так и имеющихся преимуществ Юго-Восточной Азии, позволяющих заявлять о формировании устойчивого экономического роста всего объединения.

Особого внимания заслуживает понимание подходов к успешной региональной интеграции стран АСЕАН, а также их оценке и системному анализу для последующего формирования стратегии взаимодействия экономик Юго-Восточной Азии с торговыми странами-партнерами [*АСЕАН на пути интеграции...*, 2025: 608]. Более того, вопросы региональной интеграции были изучены с точки зрения формирования глобальных цепочек создания стоимости во всем азиатском регионе на основе объединения АСЕАН [*Ноздрев*, 2025: 45–46; *Park*, 2021: 100].

Отдельной областью изучения среди исследователей стали экономические взаимоотношения ключевых развитых экономик мира со страна-

ми АСЕАН. Так, были рассмотрены сложности и перспективы развития АСЕАН в условиях санкционного противостояния США и Китая [Бутко, 2022: 22–24; Naotian, 2024: 20–34]. В дополнение к этому затронуты вопросы взаимодействия стран АСЕАН с экономиками ЕС с учетом трансформации торговых связей европейских стран с Россией и Китаем [Колдунова, 2020: 137–139; Ткаченко, 2019: 9–11], а также описано сотрудничество Китая, Японии, Южной Кореи и АСЕАН с целью оптимизации регионального порядка и формирования эффективных экономических связей в Азиатском регионе [Чжай, 2023: 50–52; Shin, 2023: 110–112].

Взаимоотношения России и АСЕАН затронуты во многих работах ученых, в особенности за последний период времени, когда российская экономика переориентировалась с Запада на Восток, выделив для себя рынок не только Китая, но и всей Юго-Восточной Азии [Гаврилов, 2024: 73; Демина, 2024: 33]. Было проведено структурирование позиций российской экономики в регионе, а также проанализированы наиболее значимые области взаимовыгодного сотрудничества, включая добычу природных ископаемых, агропромышленный комплекс, атомную энергетику, услуги в области высшего образования по подготовке технических специалистов [Новикова, 2024: 60–61; Широкова, 2021: 110], в том числе с учетом проводимой политики импортозамещения в России [Костюнина, 2024: 48; Шалденкова, 2017: 540].

Экономики стран АСЕАН рассмотрены и с точки зрения формирования концепций, направленных на внутреннее развитие данного региона [Канаев, 2021: 33; Костюнина, 2015: 17–18]. С учетом текущей нестабильности мирохозяйственных связей актуальным вопросом является продовольственная безопасность регионов и отдельных стран [Голубков, 2016: 15]. Сюда же можно отнести выявление механизмов стрессоустойчивости на примере региона АСЕАН, которые могут быть использованы для формирования устойчивого экономического развития соответствующих торговых объединений [Королев, 2022: 24] с учетом ключевых макроэкономических показателей, характеризующих их развитие [Кузьмина, 2021: 25–30].

Таким образом, экономика стран АСЕАН представлена во многих исследованиях и изучена в том числе с точки зрения тесного сотрудничества с другими региональными объединениями, затронуты аспекты формирования концепции продовольственной безопасности, что стало следствием продолжающейся трансформации мирохозяйственного устройства и формирования новых глобальных цепочек создания стоимости. Тем не менее на данный момент ощущается недостаток исследований, включающих в себя анализ экономик стран АСЕАН с точки зрения нового источника роста мировой экономики, принимая во внимание те ключевые аспекты, которые могут стать основным драйвером развития Юго-Восточной Азии (прямые иностранные инвестиции, развитие НИОКР, формирование эффективных

торговых связей с другими региональными объединениями, формирование новых инструментов институциональной интеграции и др.). Именно этот аспект и являются целью исследования в данной работе.

Результаты

Как уже упоминалось выше, привлекательность экономик стран АСЕАН обусловлена устойчивым развитием внутреннего рынка, что стало следствием роста численности населения данных экономик, привлечения ПИИ, территориального расположения всего региона, а также санкционная политика других стран между собой, что способствует поиску новых торговых партнеров, занимающих нейтральную позицию в текущих условиях.

В связи с этим необходимо рассмотреть и проанализировать динамику развития стран АСЕАН в сравнении с развитыми экономиками мира с целью понимания их дальнейших перспектив сотрудничества и конкуренции в рамках международного разделения труда.

Одним из преимуществ экономик АСЕАН является демографическая ситуация в регионе. За последние десять лет численность населения суммарно по всем рассматриваемым странам Юго-Восточной Азии выросла более чем на 10 %, что является одним из самых высоких показателей по миру (табл. 1). При этом наибольшая доля населения распределена между Индонезией (41 % всей численности стран АСЕАН), Филиппинами (16,4 %) и Вьетнамом (14,7 %).

Что же касается ключевых стран-партнеров, то здесь в среднем прирост населения за последние десять лет составил всего 2 %, при этом по Японии и России уже наблюдается снижение численности населения, а по Китаю убыль населения началась в последние годы, что так или иначе скажется на экономическом развитии страны в ближайшие пять — десять лет.

Если же рассматривать объем производства региона АСЕАН, то и здесь заметна значительная положительная динамика, в том числе в сравнении со средними темпами прироста всей мировой экономики. Так, ВВП мировой экономики за 2025 г. составил порядка 3,2 %, а стран Юго-Восточной Азии — 4 % (табл. 2). Безусловно, экономика стран АСЕАН пока остается совсем неоднородной, и при 8 % ВВП Вьетнама Мьянма показывает отрицательный прирост экономики. Более того, объем ВВП стран АСЕАН за 2025 г. в 15 раз меньше совокупного объема ВВП стран-партнеров интеграционного объединения. Тем не менее практически все страны АСЕАН упрочили свое экономическое положение за последние десять лет, показав прирост экономик в несколько раз. Следствием этого стал прирост ВВП на душу населения по странам. Так, Сингапур, увеличив благосостояние своего населения почти в два раза, обогнал и все развитые экономики из числа своих торговых партнеров.

Таблица 1

Численность населения стран АСЕАН и стран-партнеров, 2015 и 2025 гг.

Экономика	Миллион человек		Темп прироста за 10 лет, %
	2015 г.	2025 г.	
Страны АСЕАН	630,1	694,7	10,3
Бруней-Даруссалам	0,41	0,46	11,7
Вьетнам	91,7	102,3	11,5
Индонезия	255,2	284,4	11,5
Камбоджа	15,6	17,9	14,2
Лаос	6,8	7,8	14,8
Малайзия	31,2	33,9	8,6
Мьянма	51,1	54,9	7,4
Сингапур	5,5	6,1	9,8
Таиланд	70,5	71,6	1,5
Филиппины	100,8	114,1	13,2
Восточный Тимор	1,2	1,4	18,2
Страны-партнеры			
Германия	81,4	83,5	2,7
Китай	1383,3	1405,1	1,6
Россия	145,3	144	–0,9
США	321	341,9	6,5
Южная Корея	51	51,7	1,3
Япония	127	123,3	–3

Источник: рассчитано на основе базы данных МВФ².

² Global Economic Prospects // <https://www.worldbank.org/en/publication/global-economic-prospects>, дата обращения 15.05.2026.

Таблица 2

ВВП и ВВП на душу населения стран АСЕАН и стран-партнеров, 2015 и 2025 гг.

Экономика	ВВП, 2025 год, млрд долларов	Рост ВВП по сравнению с прошлым годом, %	Рост ВВП с 2015 года.	ВВП на душу населения на 2025 г., тыс. долл.	Темп прироста ВВП на душу населения по сравнению с 2015 г., %
Страны АСЕАН					
Бруней-Даруссалам	0,016	0,6	23	34,7	10,5
Вьетнам	0,49	8	200 (в 2 раза)	4,8	180
Индонезия	1,45	5,1	170	5,1	150
Камбоджа	0,05	5	200 (в 2 раза)	2,8	120
Лаос	0,018	4,8	24	2,3	7,7
Малайзия	0,47	5,2	160	14	140
Мьянма	0,08	–2	140	1,5	29
Сингапур	0,6	5	200 (в 2 раза)	99,4	180
Таиланд	0,58	2,4	140	8,1	140
Филиппины	0,49	4,4	160	4,3	140
Восточный Тимор	0,002	4,5	30	1,5	10
Страны-партнеры					
Германия	5,1	0,2	150	60,4	140
Китай	19,6	5	170	14	170
Россия	2,6	1	200 (в 2 раза)	18	200 (в 2 раза)
США	30,8	2,1	170	90	160
Южная Корея	1,9	1	22	36,2	20
Япония	4,4	1,2	–2,2	36	0,7

Источник: рассчитано на основе базы данных МВФ³.

Интересно, что не только Япония, но и Южная Корея не смогли значительно улучшить позиции своих экономик по сравнению со странами АСЕАН за последние десять лет, учитывая показатель ВВП на душу насе-

³ Global Economic Prospects // <https://www.worldbank.org/en/publication/global-economic-prospects>, дата обращения 15.05.2026.

ния. При этом, например, уровень диверсификации экономик Сингапура и Южной Кореи находится примерно на одном уровне (93,4 против 96,4 балла из 100 возможных). Но при этом доля экспорта высокотехнологичной продукции Сингапуром на конец 2025 г. составляет 25,9 %, что на 6,2 % выше показателя Южной Кореи и на 15 % – Японии⁴.

Стоит отметить, что по уровню диверсификации своих экономик Индонезия (44,8 балла), Камбоджа (44), Малайзия (71,8), Филиппины (66,6), Сингапур (93,4), Таиланд (73) и Вьетнам (53,1) обогнали соответствующий показатель России – 40,8 балла, что также говорит о быстром развитии экономик АСЕАН за последние годы.

Не последнюю роль в экономическом успехе стран Юго-Восточной Азии играет привлечение прямых иностранных инвестиций, в основном из США, Китая и Японии – экономик, в наибольшей степени заинтересованных в торговом сотрудничестве со странами АСЕАН. В общем и целом страны АСЕАН на конец 2024 г. привлекли 15 % всех мировых ПИИ, или 226 млрд долл., из них Сингапуру досталось 63 % всего объема ПИИ, Индонезии и Вьетнаму – по 9 % [ASEAN Investment Report, 2025]. В основном инвестиции пошли в проекты в области развития цифровой экономики (+128 %), производства полупроводников и микропроцессоров (+77 %), здравоохранение и образование (+41 %) и добывающую промышленность (+26 %).

За 2024 г. США инвестировали в экономики стран АСЕАН 18,6 % всех объемов ПИИ, или 42 млрд долл., Китай же инвестировал в два раза меньше, что говорит о возрастающем интересе США к данному региону, учитывая значительные объемы инвестиций Америки и в 2023 г. (84 млрд долл., или 40,5 % всего объема ПИИ в регионе) [ASEAN Investment Report, 2025].

Дополнительным фактором экономического успеха региона, и в особенности отдельных экономик, являются расходы на образование населения, а также высокая доля выпускников инженерных специальностей (табл. 3). Так, показатели Малайзии, Сингапура и Брунея выше показателей Германии, Южной Кореи и Японии или стран с высоким уровнем инновационного развития экономик. Стоит также отметить, что Сингапур за последние годы смог увеличить стоимость «единого рога» к ВВП до 16,4 %, что в два раза превышает показатель США, обладающих ключевыми технологическими кластерами на своей территории. При этом расходы на НИОКР стран Юго-Восточной Азии гораздо ниже соответствующего показателя развитых экономик, что говорит о дополнительном запасе технологического развития при последующих инвестициях азиатских государств в развитие научных разработок.

⁴ Global Innovation Index 2024 // <https://www.wipo.int/en/web/global-innovation-index/2024/index>, дата обращения 15.05.2026.

Таблица 3

**Уровень инновационного и технологического развития
экономик на конец 2024 г.**

Экономика	Расходы на НИО-КР, % к ВВП	Расходы на образование, % к ВВП	Доля выпускников инженерных специальностей, %	Стоимость «едино-рогов» к ВВП, %	Производство высокотехнологичной продукции ко всему производству, %
Страны АСЕАН					
Бруней-Даруссалам	0,3	4,4	35,9	0	—
Вьетнам	0,4	2,9	22,7	1,0	38,1
Индонезия	0,3	1,3	19,4	0,7	29,4
Камбоджа	0,1	3	23,2	0	—
Лаос	—	1,2	23,1	0	4,8
Малайзия	1,0	3,6	41,1	0,3	45,4
Мьянма	0	2	33,7	0	40,7
Сингапур	1,8	2,2	35,9	16,4	79,6
Таиланд	1,2	2,5	30,1	0,6	34,7
Филиппины	0,3	3,6	22,6	0,2	41,2
Восточный Тимор	—	—	—	—	—
Страны-партнеры					
Германия	3,1	4,5	35,9	1,8	56,9
Китай	2,6	4,0	—	3,6	48,4
Россия	0,9	4,1	31,4	0	25,2
США	3,4	5,4	20,4	8,5	45,3
Южная Корея	5,0	4,9	30,4	1,6	57,0
Япония	3,4	3,2	19,6	0,2	53,7

Источник: Составлено автором на основе отчета *WIPO*⁵.

Более того, активное встраивание экономик АСЕАН в международное разделение труда и глобальные цепочки создания стоимости можно наблюдать в том числе и за счет увеличения объемов их товарооборота, экспорта и импорта. Интересно, что суммарно по всему объединению АСЕАН за 2025 г. наблюдается сбалансированность между экспортом и импортом, что указывает на устойчивость в развитии данных экономик. Так, Вьетнам смог

⁵ Global Innovation Index 2024 // <https://www.wipo.int/en/web/global-innovation-index/2024/index>, дата обращения 15.05.2026.

в три раза нарастить экспорт своей продукции по всему миру, тем самым сравнявшись по доле к мировому экспорту на 2025 г. с Россией, достигнув показателя 1,8 % (табл. 4). Ожидается, что в ближайшие годы Вьетнам сможет по данному показателю приблизиться и к экономике Сингапура, которая уже достигла доли в 2,2 % к мировому экспорту, что соответствует уровню развития экономики Южной Кореи.

Таблица 4

Роль стран АСЕАН в торговле товарами в рамках мировой экономики

Экономика	Экспорт, 2025 г., млн долл.	Темп прироста к 2015 г., %	Доля к мировому экспорту на 2025 г., %	Импорт, 2025 г., млн долл.	Темп прироста к 2015 г., %	Доля к мировому импорту на 2025 г., %
Бруней-Даруссалам	10 498	165	0,04	6036	190	0,02
Вьетнам	472 929	300 (в 3 раза)	1,8	453 778	270 (в 2,7 раза)	1,71
Индонезия	282 909	190	1,08	241 857	170	0,91
Камбоджа	31 274	370 (в 3,7 раза)	0,12	33 885	260 (в 2,6 раза)	0,13
Лаос	12 377	340 (в 3,4 раза)	0,05	10 342	180	0,04
Малайзия	376 041	190	1,43	340 436	190	1,28
Мьянма	15 298	130	0,06	14 331	—15	0,05
Сингапур	566 872	160	2,16	505 838	170	1,9
Таиланд	339 635	160	1,29	344 943	170	1,3
Филиппины	83 723	140	0,32	141 196	190	0,53
Восточный Тимор	103	570 (в 5,7 раза)	0	979	170	0,004

Источник: составлено и рассчитано автором на основе базы данных UNCTAD⁶.

Одновременно с ростом доли экономик стран АСЕАН в мировой торговле происходит и постепенное снижение доли других участников, в первую очередь развитых экономик. Так, доля японской экономики за последние десять лет снизилась с 4 до 2,8 %, немецкой — с 8 до 6,7 %, а американской — с 9 до 8 %.

С одной стороны, в мире наблюдается регионализация и санкционная война в большей степени между странами, давно являющимися частью глобальных цепочек создания стоимости, а с другой стороны, заметен тренд в пользу большей диверсификации производства по другим странам. Новые экономики и целые регионы становятся частью мировой торговли, что

⁶ UNCTADstat Data centre // <https://unctadstat.unctad.org/datacentre/>, дата обращения 15.05.2026.

может, наоборот, положительно повлиять на уровень стабильности в международных взаимоотношениях между странами в ближайшем будущем.

Заключение

В течение последнего десятилетия мировая экономика претерпела значительные изменения, которые повлияли на все без исключения страны мира. Новые технологии привели к трансформации производственных процессов и потребовали дополнительных природных и человеческих ресурсов для поддержания соответствующего уровня конкурентоспособности, в первую очередь среди развитых экономик. При этом и развивающиеся экономики смогли воспользоваться процессом формирования нового мирохозяйственного уклада, что повлекло за собой активную регионализацию мировой экономики с привлечением новых рынков под свое влияние. Так, за последнее время можно наблюдать за развитием объединения стран БРИКС, ЕАЭС, МЕРКОСУР, ЮСМКА и, конечно, экономик АСЕАН.

Последнее торговое объединение постепенно становится стратегическим центром экономического роста и активной мировой торговли, учитывая возникшие сложности в других регионах. Если у Европы наблюдается недостаток дешевых природных ресурсов, на Ближнем Востоке возникают проблемы с экспортом ключевой продукции из-за закрытия Ормузского пролива, между Китаем и США санкционное противостояние, то в странах Юго-Восточной Азии, наоборот, появляется возможность гибкого встраивания в существующие глобальные цепочки создания стоимости, привлечения дополнительных прямых иностранных инвестиций из других экономик, встраивания целых технологических комплексов на своей территории с получением технологий и новейших разработок за счет дешевой рабочей силы, производственных помещений и имеющихся запасов редких металлов.

Именно такая стратегия была выстроена правительством Вьетнама, осуществляющим активную работу с США в области производства полупроводников и микропроцессоров. Более того, Вьетнам смог привлечь на свою территорию иностранные компании с территории Китая и Японии, для которых преимущество низких производственных расходов, быстро растущего внутреннего рынка Вьетнама и всего юго-восточного объединения в целом, а также неучастие в санкционном процессе стало решающим. То же самое касается рынков Индонезии, Малайзии и Филиппин, которые придерживаются такой стратегии.

Наиболее развитая экономика объединения АСЕАН, Сингапур, также имеет хорошие перспективы для укрепления своих позиций наиболее инновационной экономики мира. По последним данным, Сингапур уже занимает пятую позицию в рейтинге наиболее инновационных экономик, но за счет увеличения расходов на НИОКР и образование экономика может

войти в тройку сильнейших в ближайшее время, опередив страны западного мира, которые на сегодняшний день по объективным причинам снижают долю своего участия в мировой торговле.

Таким образом, можно сделать вывод, что экономики стран АСЕАН имеют все необходимые средства для своего устойчивого экономического развития, в том числе путем углубления сотрудничества внутри объединения и формирования для этого дополнительных институциональных основ.

Список литературы

АСЕАН на пути интеграции: достижения, вызовы, дилеммы: Моногр. / Под ред. В. М. Мазырина, Е. В. Колдуновой. 2-е изд., испр. М.: Аспект Пресс, 2025. 608 с.

Бутко А. А., 2022. Вызовы и возможности развития АСЕАН в контексте американо-китайского противостояния // Восточная Азия: факты и аналитика. № 3, С. 21–30. DOI: 10.24412/2686-7702-2022-3-21-30.

Гаврилов В. Л., 2024. Перспективные тенденции и направления развития внешнеторговых отношений сотрудничества РФ со странами АСЕАН // Теоретическая экономика. № 4. С. 72–88. DOI: 10.52957/2221-3260-2024-4-72-88.

Голубков М. А., 2016. Концепция продовольственной безопасности АСЕАН в условиях процесса формирования Экономического сообщества // Российский внешнеэкономический вестник. № (4). С. 11–22.

Демина Я. В., 2024. Взаимодействие РФ и АСЕАН в современных условиях // Регионалистика. Т. 11. № 3. С. 30–45. DOI: 10.14530/reg.2024.3.30.

Канаев Е. А., 2021. АСЕАН и экономическое сотрудничество в Юго-Восточной Азии: тенденции и промежуточные итоги // Юго-Восточная Азия: актуальные проблемы развития. Т. 1. № 1 (50). С. 32–46. DOI: 10.31696/2072-8271-2021-1-1-50-032-046.

Колдунова Е. В., 2020. Дилеммы и противоречия трансрегиональных отношений АСЕАН с ЕС, США и Россией // Актуальные проблемы Европы. № 1. С. 136–154. DOI: 10.31249/ape/2020.01.07.

Королев А. С., Васенева Е. А., Лю Синтао. 2022. Трансформация механизмов стрессоустойчивости АСЕАН: аспекты безопасности // Юго-Восточная Азия: актуальные проблемы развития. Т. 4. № 4 (57). С. 21–29. DOI: 10.31696/2072-8271-2022-4-4-57-021029.

Костюнина Г. М., 2015. Экономическое сообщество АСЕАН: направления и перспективы формирования // Российский внешнеэкономический вестник. № 12. С. 14–32 // <https://journal.vavt.ru/rfej/article/view/860>.

Костюнина, Г. М. 2024. Внешняя торговля России со странами АСЕАН: основные тенденции развития // Российский внешнеэкономический вестник. № 3. С. 43–59 // <https://doi.org/10.24412.2072-8042-2019-00036>.

Кузьмина В. М., Головин А. А., 2021. Макроэкономические показатели развития стран АСЕАН на современном этапе // Известия Юго-Западного государственного университета. Сер.: Экономика. Социология. Менеджмент., № 11 (4). С. 23–34.

Новикова Е. С., Воронова Т. А. 2024. Экономика АСЕАН в условиях фрагментации мирохозяйственной системы: современные тренды и потенциал сотрудничества с РФ // Российский внешнеэкономический вестник. № 10. С. 55–69. DOI: 10.24412/2072-8042-2024-10-55-69.

Ноздрев С. В., 2025. Глобальные цепочки создания стоимости в Азии на новом этапе международной конкуренции // Российский внешнеэкономический вестник. № 2. С. 44–60. DOI: 10.24412/2072-8042-2025-2-44-60.

Спартак А. Н., 2022. Переход к новому мировому экономическому порядку: этапы, ключевые черты, вызовы и решения для России // Российский внешнеэкономический вестник. № 7. С. 7–29. DOI: 10.24412/2072-8042-2022-7-7-29.

Ткаченко И. Ю., 2019. Перспективы общей экономической повестки ЕАЭС – ШОС – АСЕАН // Российский внешнеэкономический вестник. № 12. С. 7–21. DOI: 10.24412.2072-8042-2019-00121.

Шалденкова Т. Ю., 2017. Догоняющее развитие: опыт стран АСЕАН и российская политика импортозамещения // Вестник Российского университета дружбы народов. Сер.: Международные отношения. Т. 17. № 3. С. 539–554. DOI: 10.22363/2313-0660-2017-17-3-539-554.

Широкова А. Е., 2021. Экспортный потенциал России в рамках АСЕАН // Российский внешнеэкономический вестник. № 8. С. 108–116. DOI: 10.24412.2072-8042-2021-8-108-116.

Чжай Кунь, Гаоянь Цююй, 2023. Сотрудничество Китая и АСЕАН и оптимизация регионального порядка // Российское китаеведение. № 4 (5). С. 48–71. DOI: 10.48647/ICCA.2024.30.47.001.

Haotian Qi, 2024. Beyond US–China Competition: ASEAN at Technopolitical Intersection // Strategic Currents. Pp. 17–45 // https://doi.org/10.1142/9789811288081_0002.

Park S., Park I., 2021. The value-added creation effect of industry position in global value chains: implications for Asia-Pacific economies // Asian-Pacific Economic Literature. Vol. 35. No. 2. Pp. 95–122.

Shin D. K., 2023. Reconfiguration of the Global Value Chain in Response to the US South Korea- Japan Triangular Cooperation and Policy Implication. No. 6. Pp. 105–134 // <https://www.dbpia.co.kr/Journal/articleDetail?nodeId=NODE11616487>

ASEAN Investment Report 2025 // <https://asean.org/book/asean-investment-report-2025-foreign-direct-investment-and-supply-chain-development/>, дата обращения 10.05.2026.

Ekaterina S. NOVIKOVA, Candidate of Sciences in Economics, Associate Professor, Department of Economic Theory Plekhanov Russian University of Economics

Address: 36, Stremyanny lane, Moscow, 117997, Russian Federation

E-mail: Novikova.ES@rea.ru

SPIN-code: 8345-7971

ORCID: 0000-0003-2342-6939

ASEAN COUNTRIES AS THE SOURCE OF GROWTH FOR THE WORLD ECONOMY

DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_23

Received: 26.05.2026.

For citation: *Novikova E. S.*, 2026. ASEAN Countries as the Source of Growth for the World Economy. – *Geoeconomics of Energetics*. № 3 (35). P. 23–38. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_23

Keywords: ASEAN countries, key trading partners, global value chains, foreign trade turnover, sanctions policy, competitiveness, investment activity, fragmentation of the global economic system.

Abstract

The relevance of this study lies in the analysis of ASEAN economies as a source of growth for one of the emerging centers of global economic power amid the transformation of the global economy, taking into account the sanctions-related confrontation between the United States and China and the rapid development of various regional integration associations. In light of current global trends and developments, the paper presents key macroeconomic indicators for Southeast Asia in comparison with the region's main trading partners and Russia, which seeks to deepen cooperation with ASEAN. The figures presented in the paper are calculated based on statistics from international organizations over the past 10 years. This analysis indicates the growth rates of ASEAN countries and identifies additional resources for fostering sustainable economic development in the region, which is the objective of the study. The paper utilizes both qualitative and quantitative research methods to track the development dynamics of ASEAN countries compared to developed economies in both the West and Asia, including population size, GDP dynamics, government spending on education and healthcare, R&D expenditures, trade interactions with leading trading partners, and to assess the potential for cooperation. The study provides a comprehensive analysis of the economic situation of each ASEAN economy in comparison to their key trading partners, along with proposals for further development within the context of the global economic system. The practical significance of this work lies in the potential use of the results to improve the effectiveness of Russia's cooperation with ASEAN countries and their further development within a multipolar global economic system.

References

ASEAN on the path of Integration: achievements, challenges, dilemmas: Monograph / Ed. by V. M. Mazyrin, E. V. Koldunova. 2nd ed., ispr. Moscow: Aspect Press, 2025. 608 p. (In Russ.)

Butko A. A., 2022. Challenges and opportunities for the development of ASEAN in the context of the US-China confrontation // East Asia: facts and analysis. No. 3. Pp. 21–30. DOI: 10.24412/2686-7702-2022-3-21-30. (In Russ.)

Gavrilov V. L., 2024. Promising trends and directions in the development of foreign trade relations between the Russian Federation and the ASEAN countries // Theoretical Economics. No. 4. Pp. 72–88. DOI: 10.52957/2221-3260-2024-4-72-88. (In Russ.)

Golubkov M. A., 2016. The ASEAN Food Security Concept in the context of the formation of an Economic Community // Russian Foreign Economic Bulletin. No. 4. Pp. 11–22. (In Russ.)

Demina Ya. V., 2024. Interaction of the Russian Federation and ASEAN in modern conditions // Regionalistics. Vol. 11. No. 3. Pp. 30–45. DOI: 10.14530/reg.2024.3.30. (In Russ.)

Kanaev E. A., 2021. ASEAN and economic cooperation in Southeast Asia: trends and interim results // Southeast Asia: current development issues. Vol. 1. No. 1 (50). Pp. 32–46. DOI: 10.31696/2072-8271-2021-1-1-50-032-046. (In Russ.)

Koldunova E. V., 2020. Dilemmas and contradictions of ASEAN's trans-regional relations with the EU, the USA and Russia // Actual Problems of Europe. No. 1. Pp. 136–154. DOI: 10.31249/ape/2020.01.07. (In Russ.)

Korolev A. S., Vaseneva E. A., Liu Xingtao, 2022. Transformation of ASEAN stress tolerance mechanisms: security aspects // Southeast Asia: Current development issues. Vol. 4. No. 4 (57). Pp. 21–29. DOI: 10.31696/2072-8271-2022-4-4-57-021029. (In Russ.)

Kostyunina G. M., 2015. The ASEAN Economic Community: directions and prospects of formation // Russian Foreign Economic Bulletin. No. 12. Pp. 14–32 // <https://journal.vavt.ru/rfej/article/view/860>. (In Russ.)

Kostyunina G. M., 2024. Russia's foreign trade with the ASEAN countries: the main development trends // Russian Foreign Economic Bulletin. No. 3. Pp. 43–59 // <https://doi.org/10.24412.2072-8042-2019-00036>. (In Russ.)

Kuzmina V. M., Golovin A. A., 2021. Macroeconomic indicators of the development of the ASEAN countries at the present stage // Proceedings of the Southwestern State University. Series: Economics. Sociology. Management. No. 11 (4). Pp. 23–34. (In Russ.)

Novikova E. S., Voronova, T. A., 2024. The ASEAN economy in the context of the fragmentation of the global economic system: current trends and potential for cooperation with the Russian Federation // Russian Foreign Economic Bulletin. No. 10. Pp. 55–69. DOI: 10.24412/2072-8042-2024-10-55-69. (In Russ.)

Nozdryov S. V., 2025. Global value chains in Asia at a new stage of international competition // Russian Foreign Economic Bulletin. No. 2. Pp. 44–60. DOI: 10.24412/2072-8042-2025-2-44-60. (In Russ.)

Spartak A. N., 2022. Transition to a new global economic order: stages, key features, challenges and solutions for Russia // Russian Foreign Economic Bulletin. No. 7. Pp. 7–29. DOI: 10.24412/2072-8042-2022-7-7-29. (In Russ.)

Tkachenko I. Y., 2019. Prospects for the common economic agenda of the EAEU – SCO – ASEAN // Russian Foreign Economic Bulletin. No. 12. Pp. 7–21. DOI: 10.24412.2072-8042-2019-00121. (In Russ.)

Shaldenkova T. Y., 2017. Catching up: the experience of ASEAN countries and Russian import substitution policy // Bulletin of the Peoples' Friendship University of Russia. Series: International Relations. Vol. 17. No. 3. Pp. 539–554. DOI: 10.22363/2313-0660-2017-17-3-539-554. (In Russ.)

Shirokova A. E., 2021. The export potential of Russia within the framework of ASEAN // Russian Foreign Economic Bulletin. No. 8. Pp. 108–116. DOI: 10.24412.2072-8042-2021-8-108-116. (In Russ.)

Zhai Kun, Gaoyan Qiuyu, 2023. China-ASEAN Cooperation and Optimization of the Regional Order // Russian Sinology. No. 4 (5). Pp. 48–71. DOI: 10.48647/ICCA.2024.30.47.001. (In Russ.)

Haotian Qi, 2024. Beyond US – China Competition: ASEAN at Technopolitical Intersection // Strategic Currents. Pp. 17–45 // https://doi.org/10.1142/9789811288081_0002. (In Eng.)

Park S., Park I., 2021. The value-added creation effect of industry position in global value chains: implications for Asia-Pacific economies // Asian-Pacific Economic Literature. V. 35. No. 2. Pp. 95–122. (In Eng.)

Shin D. K., 2023. Reconfiguration of the Global Value Chain in Response to the US South Korea- Japan Triangular Cooperation and Policy Implication. No. 6. Pp. 105–134 // <https://www.dbpia.co.kr/Journal/articleDetail?nodeId=NODE11616487>. (In Eng.)

ASEAN Investment Report 2025 // <https://asean.org/book/asean-investment-report-2025-foreign-direct-investment-and-supply-chain-development/>, дата обращения 10.05.2026. (In Eng.)

Александр МАРКАРОВ
Ваге ДАВТЯН

ИНФРАСТРУКТУРНЫЙ СУВЕРЕНИТЕТ В СТРАТЕГИЧЕСКОЙ ПОВЕСТКЕ «ЕС – АРМЕНИЯ»: ГЕОЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СОВМЕСТНОЙ ДЕКЛАРАЦИИ 2026 Г.

Дата поступления в редакцию: 06.06.2026.

Для цитирования: *Маркаров А. А., Давтян В. С., 2026. Инфраструктурный суверенитет в стратегической повестке «ЕС – Армения»: геоэкономический анализ совместной декларации 2026 г. – Геоэкономика энергетики. № 3 (35). С. 39–60. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_39*

В статье исследуются инфраструктурные аспекты Совместной декларации Европейского союза (ЕС) и Армении 2026 г. сквозь призму концепции инфраструктурного суверенитета и геоэкономического управления. Отмечается, что данный документ создает важную политическую основу для расширения сотрудничества между ЕС и Арменией, но его практические механизмы остаются менее развитыми, чем стратегические амбиции, особенно в отношении финансирования, инструментов реализации, институциональной ответственности и пр. Проанализированы энергетическое и транспортное измерения новой повестки сотрудничества ЕС и Армении. Рассмотрены вопросы дивер-

МАРКАРОВ Александр Александрович, доктор политических наук, профессор Ереванского государственного университета, директор Ереванского филиала Института стран СНГ. **E-mail:** amarkarov@ysu.am. **Адрес:** Республика Армения, г. Ереван, 0025, ул. Алека Манукяна, д. 1. **SPIN-код:** 9302-0149.

ДАВТЯН Ваге Самвелович, доктор политических наук, профессор, ведущий научный сотрудник сектора кавказских исследований ИККА РАН, профессор Российско-Армянского университета. **E-mail:** vahedavtyan@yandex.ru. **Адрес:** Республика Армения, г. Ереван, 0051, ул. Овсепя Эмина, д. 123. **SPIN-код:** 7094-6199.

Ключевые слова: инфраструктурный суверенитет, геоэкономическое управление, ЕС, Армения, энергетическая безопасность, транспортная связность, атомная энергетика, Global Gateway, TRIPP, Южный Кавказ.

сификации, региональной взаимосвязанности и интеграции в европейские инфраструктурные сети в контексте стратегической устойчивости Армении. Указывается, что диверсификацию следует оценивать не только как снижение зависимости от отдельных поставщиков, но и как сохранение способности Армении проводить суверенную энергетическую политику. Особое внимание уделяется перспективам развития атомной энергетики, участию Армении в проекте Черноморского электрического кабеля, инициативе ЕС «Глобальные ворота», интеграции в Трансевропейскую транспортную сеть (*TEN-T*), а также проекту *TRIPP* («Маршрут Трампа»). Обосновывается, что инфраструктурная интеграция создает новые возможности для экономического развития и регионального позиционирования Армении, при этом одновременно формируя новые формы внешней зависимости, связанные с нормативным, технологическим и институциональным влиянием внешних акторов. Постулируется, что, хотя такие инициативы потенциально расширяют перспективы участия Армении в формирующихся евразийских транспортных сетях, они не обеспечивают эффективных механизмов для преодоления главного препятствия на пути региональной интеграции, а именно отсутствия политической воли региональных и ряда внерегиональных акторов в вопросах всеобъемлющего разблокирования транспортного сообщения на Южном Кавказе. Выявлена необходимость сочетания международной инфраструктурной интеграции с сохранением национального контроля над стратегическими секторами.

Введение

Первый саммит Европейский Союз (ЕС) – Армения, состоявшийся в Ереване 5 мая 2026 г., ознаменовал собой новый этап в двусторонних отношениях принятием всеобъемлющей совместной декларации¹, охватывающей политическое сотрудничество, безопасность, экономическую интеграцию, энергетику, транспорт и цифровизацию. Хотя этот документ преимущественно рассматривается как дорожная карта для более тесной интеграции Армении с ЕС, в экспертной среде значительно меньше внимания уделяется его инфраструктурному аспекту, несмотря на центральную роль, отводимую энергетике и транспорту в формирующемся контексте сотрудничества ЕС и Армении.

Растущая геополитическая значимость критической инфраструктуры в современных политических реалиях делает подобный анализ особенно актуальным. Современные инфраструктурные проекты все чаще выходят за рамки традиционных экономических функций, выступая в качестве механизмов региональной интеграции и стратегического влияния. Южный Кавказ представляет собой один из наиболее показательных примеров такой трансформации, где развитие инфраструктуры тесно переплетено с более широкими процессами изменения регионального баланса сил.

¹ Joint Declaration following the first Armenia – EU Summit, Yerevan 5 May 2026 // https://www.primeminister.am/u_files/file/documents/Declaration%20Armenia-EU-05_05_26-eng.pdf, дата обращения 29.06.2026.

Совместная декларация 2026 г. в целом отражает отмеченные тенденции. Документ представляет собой всеобъемлющую повестку дня, охватывающую диверсификацию источников энергии, интеграцию рынков электроэнергии, региональные межсетевые соединения, модернизацию транспорта, участие в Трансъевропейской транспортной сети (*TEN-T*), поддержку стратегии «Глобальные ворота» и продвижение региональных инициатив в области транспортной связности.

Несмотря на практическую важность этих положений, их стратегические последствия остаются недостаточно изученными. Существующие исследования отношений между ЕС и Арменией, как правило, акцентируют внимание на политических реформах, экономической помощи, демократизации и пр. В отличие от этого, положения декларации, касающиеся инфраструктуры, в значительной степени рассматриваются как технические или отраслевые меры, а не как элементы геоэкономической стратегии. Это создает важный аналитический пробел, восполнение которого необходимо посредством изучения отдельных положений декларации в области энергетики и транспорта сквозь геоэкономическую призму. Особое внимание следует уделять трем пересекающимся вопросам: диверсификации источников энергии, стратегическим последствиям инициатив по транспортной взаимосвязи и степени влияния этих процессов на способность Армении проводить суверенную инфраструктурную политику. Анализ основан на качественном изучении декларации наряду с более широкими региональными инфраструктурными инициативами, упомянутыми в документе, включая проект Черноморского электрического кабеля, *TEN-T*, стратегию «Глобальные ворота» и инициативу *TRIPP* («Маршрут Трампа»).

Инфраструктурный суверенитет и геоэкономическое управление

Возрастающая роль критической инфраструктуры в мировой политике коренным образом изменила характер межгосударственной конкуренции. Критическая инфраструктура, традиционно воспринимаемая как материальная основа экономического развития, все чаще становится инструментом, посредством которого государства и наднациональные субъекты проецируют свое влияние, устанавливают долгосрочное стратегическое партнерство и формируют региональные структуры управления. Следовательно, инфраструктуру больше нельзя анализировать исключительно с помощью технических или экономических показателей. Ее развитие вписывается в более широкие политические и институциональные процессы, выходящие далеко за рамки строительства транспортных маршрутов или энергетических объектов.

Эта трансформация особенно заметна в эволюции концепции связности [Дубовик, 2013; Тархов, 2018; *Rodrigue, et al*, 2013]. Первоначально ассоци-

ируемая с интенсификацией торговых потоков, снижением транспортных издержек и упрощением трансграничного обмена, связность постепенно приобретает геополитическое измерение. В результате участие в крупномасштабных инфраструктурных проектах все чаще предполагает включение в более сложные стратегические процессы. В этом, на наш взгляд, и заключается суть геоэкономического управления, которое мы рассматриваем скорее как политическую, чем экономическую категорию, сводящуюся к рассмотрению экономики как инструмента проецирования и реализации власти [Luttwak, 1990].

В этом контексте инфраструктурный суверенитет выделяется как важная политическая категория [Shtern, et al, 2025; Bakonyi, 2022], которую не следует понимать как полную инфраструктурную автаркию или отказ от международного сотрудничества. Скорее она относится к способности государства самостоятельно определять стратегические приоритеты развития инфраструктуры и институциональную архитектуру управления критически важными секторами, а также сохранять независимость в принятии решений относительно долгосрочной инфраструктурной политики. Это особенно актуально для малых государств, развитие инфраструктуры которых в значительной степени зависит от внешнего финансирования, международного партнерства и трансграничной интеграции [Keupour, 2022]. В таких условиях главная задача заключается не в самом участии в международных инфраструктурных инициативах, а в сохранении достаточной стратегической самостоятельности при одновременном включении в более крупные региональные системы.

Концепция диверсификации также требует более широкого толкования. В современном дискурсе диверсификация обычно представляется как цель, повышающая национальную безопасность за счет снижения зависимости от одного поставщика, маршрута или технологии [Jean, Wacziarg, 2003]. Однако диверсификация не обязательно устраняет зависимость — она может просто изменить ее конфигурацию. Снижение зависимости от одного внешнего субъекта может совпадать с более глубокой интеграцией в альтернативные системы. Следовательно, эффективность диверсификации следует оценивать не только в количественном отношении, но и с точки зрения ее влияния на способность государства проводить суверенную инфраструктурную политику.

Эти соображения особенно важны для стран Южного Кавказа, где энергетические сети и транспортные коридоры являются важнейшими компонентами региональной геополитической архитектуры. Рассматриваемая нами совместная декларация ЕС и Армении точно отражает многомерный характер современной инфраструктурной политики в регионе. Поэтому ее положения в области энергетики и транспорта следует рассматривать не как отдельные отраслевые направления, а как взаимосвязанные элементы

стратегии региональной интеграции. Рассмотрим отдельные положения декларации, касающиеся энергетики и транспорта, с оценкой как их потенциала реализации, так и стратегических последствий для долгосрочного управления инфраструктурой Армении.

Энергетическое измерение

При обращении к вопросам энергетического развития, затронутым в декларации, для начала выявим концептуальную рамку, которая задается в самом документе.

Энергетика занимает центральное место в совместной декларации. В ней особое внимание уделяется энергетической безопасности, диверсификации, интеграции рынка, декарбонизации, модернизации электросетей и региональной взаимосвязи. В совокупности они демонстрируют всеобъемлющую трансформацию принципов регулирования энергетического сектора Армении. В отличие от более ранних документов ЕС (например, *TACIS*²), которые в основном концентрировались на технической помощи, сближении нормативных актов и развитии возобновляемых источников энергии (ВИЭ), совместная декларация нацелена на взаимосвязь внутренних энергетических реформ, региональных инфраструктурных проектов и модели либерализованного европейского управления [Клименко, 2023].

Концепция диверсификации неоднократно встречается в документе как одна из главных целей сотрудничества. В европейской энергетической политике диверсификация традиционно подразумевает снижение зависимости от ограниченного числа поставщиков, транзитных маршрутов или технологий с целью повышения устойчивости к геополитическим и рыночным потрясениям [De Rosa, et al, 2022; Lekavičius, et al, 2024]. Совместная декларация придерживается этой логики, подчеркивая усилия Армении по укреплению энергетической безопасности, расширению региональных взаимосвязей, укреплению электросетей и интеграции с европейскими энергетическими рынками.

Тем не менее стратегические последствия диверсификации заслуживают более ответственной оценки. Диверсификация является важным элементом энергетической безопасности только в том случае, если она сопровождается сохранением достаточных внутренних генерирующих мощностей для реализации суверенной энергетической политики. В противном случае диверсификация может заменить одну форму внешней зависимости на другую. В этом отношении декларация уделяет значительно больше внимания механизмам интеграции, чем разработке собственной долгосроч-

² The European Commission's Tacis Programme 1991–2006 // <https://cdn.osce.org/sites/default/files/f/documents/2/1/34459.pdf>, дата обращения 29.06.2026.

ной стратегии развития энергетики Армении. Хотя документ и описывает пути к регуляторной конвергенции и участию в региональном рынке, он предоставляет сравнительно ограниченные механизмы развития базовой генерации Армении.

Этот дисбаланс отражает особенности современного европейского управления в энергетике. Вместо того чтобы сосредоточиться исключительно на расширении инфраструктуры, европейский подход все больше сводится к гармонизации стандартов, правил рынка электроэнергии, целей климатической политики и технологических требований. Такая конвергенция, несомненно, способствует региональному сотрудничеству и привлечению инвестиций. В то же время она трансформирует институты, призванные разрабатывать национальную энергетическую политику.

Для Армении эти положения представляют собой как возможности, так и ограничения. Более тесная интеграция с европейскими энергетическими инициативами может улучшить доступ к инвестициям, ускорить модернизацию электросетей и укрепить региональную взаимосвязь. Однако долгосрочная эффективность этой стратегии будет зависеть от того, будет ли интеграция инфраструктуры сопровождаться сохранением внутренних возможностей стратегического планирования. Другими словами, центральный вопрос заключается не в том, следует ли Армении диверсифицировать свою внешнюю энергетическую политику, а в том, повышает ли диверсификация способность страны проводить самостоятельную энергетическую политику.

Практические последствия этой модели управления особенно заметны в двух вопросах, прямо затронутых в совместной декларации: будущее армянского атомного энергетического сектора и перспективное участие страны в проекте передачи электроэнергии по дну Черного моря. Рассмотрим их по отдельности.

Атомная энергетика. Среди всех положений Совместной декларации, касающихся инфраструктуры, наибольшее долгосрочное стратегическое значение имеет раздел, посвященный атомной энергетике. В отличие от обязательств, касающихся электросетей, ВИЭ или региональных межсетевых соединений, положения об Армянской атомной электростанции (АЭС) касаются будущей структуры самой электроэнергетической системы (ЭЭС) страны.

В Декларации подтверждается готовность ЕС оказать поддержку Армении в разработке плана вывода из эксплуатации АЭС, при этом подчеркивается важность сотрудничества в области атомной безопасности. Такой подход полностью соответствует традиционной политике ЕС в отношении государств «восточного партнерства», где сотрудничество в сфере мирного атома сосредоточено на стандартах безопасности, регуляторном потенциале, охране окружающей среды и планировании вывода из эксплуатации. С этой точки зрения декларация демонстрирует явную преемственность с

Всеобъемлющим и расширенным соглашением о партнерстве (СЕРА), подписанным в 2017 г. между Арменией и ЕС, которое также предусматривало в конечном итоге консервацию действующего атомного энергоблока³. Оба документа имеют общую характеристику: значительное внимание уделяется самому процессу вывода из эксплуатации, при этом практически не затрагиваются вопросы формирования новой модели электроэнергетической генерации после прекращения работы действующего второго реактора Армянской АЭС.

Это различие имеет принципиальное значение. Стратегическая задача, стоящая перед Арменией, заключается не в том, будет ли в конечном итоге выведен из эксплуатации нынешний атомный энергоблок (срок его службы так или иначе ограничен до 2036 г.), а в том, какая модель производства электроэнергии будет выбрана. Совместная декларация содержит амбициозную программу, охватывающую внедрение ВИЭ, модернизацию электросетей, энергоэффективность, рыночную интеграцию и региональную взаимосвязь. Однако в ней не определены базовые генерирующие мощности, который сохранили бы структурный баланс энергетической системы Армении после поэтапного вывода из эксплуатации АЭС.

Данный вопрос не следует рассматривать исключительно в техническом ключе. Атомная энергетика играет стратегическую роль в ЭЭС Армении. Помимо своего вклада в годовую выработку электроэнергии (30 % в структуре генерации), АЭС выполняет системные функции, обеспечивая непрерывную базовую генерацию, гарантируя операционную стабильность энергосистемы, поддерживая предсказуемое ценообразование на рынке и формируя основы для осуществления экспорта электроэнергии.

Для справки отметим, что в 2025 г. в Армении было произведено 10 млрд кВт·ч электроэнергии, что на 6,7 % превышает показатель предыдущего года. Наибольший вклад в структуру генерации обеспечили тепловые электростанции (ТЭС), на которые пришлось 33,6 % общего объема производства. Несмотря на лидирующую позицию, выработка ТЭС сократилась на 4,4 %, составив 3,4 млрд кВт·ч. Армянская АЭС произвела 2,9 млрд кВт·ч электроэнергии, увеличив показатель на 3 % по сравнению с 2024 г. Ее доля в общем объеме генерации достигла 29,1 %. Гидроэлектростанции обеспечили 2,1 млрд кВт·ч (+2,3 %), что соответствует 21 % совокупной выработки. Наиболее высокие темпы роста продемонстрировала солнечная энергетика. Объем производства на гелиостанциях увеличился на 66,9 %, достигнув 1,7 млрд кВт·ч, а их доля в энергобалансе составила 16,3 %. В то же время ветряные электростанции, сохраняющие незначительное присутствие в

³ The Comprehensive & Enhanced Partnership Agreement between the European Union & Armenia (СЕРА) // https://www.eeas.europa.eu/eeas/comprehensive-enhanced-partnership-agreement-between-european-union-armenia-sepa_en, дата обращения 30.06.2026.

структуре генерации (0,02 %), выработали 1,2 млн кВт·ч электроэнергии, что на 3 % меньше, чем годом ранее⁴.

При этом стратегическая ценность атомной энергетики не может измеряться исключительно установленной мощностью или выработкой электроэнергии. Срок эксплуатации действующего энергоблока Армянской АЭС будет продлен до 2036 г. после проведения соответствующих модернизационных работ, и сегодня вопрос строительства нового атомного энергоблока для Еревана имеет стратегический характер. В стратегической программе развития энергетики Армении до 2040 г. правительство определило строительство нового энергоблока в качестве приоритета, однако выбор модели новой станции, равно как и внешних партнеров проекта, по настоящее время так и не осуществлен, что создает стратегическую неопределенность, способствующую рассмотрению вопросов мирного атома в Армении преимущественно в геополитическом ключе, о чем мы писали ранее, сравнивая предложения США и России [Маркаров, Давтян, 2025].

Не менее важна связь между атомной энергетикой и более широкими региональными энергетическими целями Армении. В совместной декларации неоднократно подчеркивается региональная интеграция и расширение трансграничного энергетического сотрудничества. Однако региональная интеграция предполагает наличие не только передающей инфраструктуры, но и достаточных генерирующих мощностей, способных поддерживать как внутренний спрос, так и экспортные потоки. Продолжающаяся модернизация Арменией межгосударственных связей с соседними странами, в частности за счет расширения обмена электроэнергией с Ираном и Грузией, отражает стремление укрепить свои позиции на региональных рынках электроэнергии.

Так, правительство Армении намерено привлечь дополнительное финансирование от Германского банка развития (*KfW*) в размере 120 млн евро кредита и 15 млн евро грантовых средств для продолжения строительства армяно-грузинской высоковольтной линии электропередачи (ЛЭП). Ранее в рамках проекта уже были подписаны кредитные соглашения почти на 178 млн евро и предоставлен грант в размере 10 млн евро. С учетом нового пакета общий объем внешнего финансирования достигнет 323,75 млн евро, тогда как расчетная стоимость проекта составляет 542,75 млн евро, что свидетельствует о необходимости дальнейшего поиска источников финансирования. Проект предусматривает строительство ЛЭП напряжением 400 кВ от села Ддмашен до армяно-грузинской границы, а также аналогичной линии от границы с Ираном до Ддмашена. Это позволит сформировать

⁴ В Армении в 2025 году было произведено более 10 млрд кВт·ч электроэнергии, рост – 6,7 % // <https://arka.am/news/economy/v-armenii-v-2025-godu-bylo-proizvedeno-bolee-10-mlrd-kvt-ch-elektroenergii-rost-6-7/>, дата обращения 30.06.2026.

энергетический коридор Север — Юг (Иран — Армения — Грузия). Поскольку энергосистемы Армении и Грузии работают в различных режимах, проект включает сооружение преобразовательной подстанции с вставкой постоянного тока и участка линии напряжением 500 кВ для интеграции с грузинской энергосистемой⁵. Следует также отметить, что в ноябре 2025 г. правительство Армении предоставило бюджетный кредит иранской компании *Sunir*, реализующей проект строительства ЛЭП Иран — Армения напряжением 400 кВ. Ввод новой линии позволит увеличить пропускную способность межгосударственного электроэнергетического обмена с 350 до 1200 МВт, повысить надежность и устойчивость энергосистемы Армении, а также обеспечить полную загрузку газопровода Иран — Армения в рамках механизма «газ в обмен на электроэнергию»⁶.

Таким образом, в декларации одновременно выделяются два взаимоисключающих процесса: подготовка к выводу из эксплуатации Армянской АЭС и интеграция Армении в формирующиеся региональные ЭЭС. При этом участие в региональных рынках электроэнергии создаст долгосрочные возможности только в том случае, если внутренние генерирующие мощности останутся достаточными для обеспечения как национальной энергетической безопасности, так и стабильного экспорта. В противном случае региональная интеграция может постепенно превратиться из инструмента расширения экспортных возможностей в механизм возрастающей зависимости от внешних рынков.

Опыт самого ЕС иллюстрирует проблематичность подобных преобразований. Вывод из эксплуатации Игналинской АЭС в Литве решил важные политические задачи в рамках европейской интеграции [*Poskas, et al, 2011*]. В то же время это коренным образом изменило энергетический баланс страны и значительно увеличило зависимость от более дорогой импортной электроэнергии (ситуация еще более усугубилась в связи с выходом стран Прибалтики из электрического кольца БРЭЛЛ). Литовский пример демонстрирует, что вывод из эксплуатации АЭС следует рассматривать как системную реструктуризацию национального энергетического сектора, требующую определенной стратегии замены до вывода из эксплуатации существующих базовых мощностей [*Маркаров, Давтян, 2025*].

В совместной декларации намеренно воздерживаются от предписания будущей энергетической структуры Армении. В целом такая нейтральность отражает общий подход ЕС, демонстрирующий преобладание национальных приоритетов в выборе источников энергии. Одновременно ЕС поддер-

⁵ Армения построит ЛЭП в Грузию // <https://sputnik-georgia.ru/20260315/armeniya-postroit-lep-v-gruziyu-297591869.html>, дата обращения 01.07.2026.

⁶ Армения и Иран договорились совместно контролировать строительство ЛЭП мощностью 400 кВ // https://finport.am/full_news.php?id=56837&lang=2, дата обращения 01.07.2026.

живает более широкие цели декарбонизации и энергетического перехода. При этом остается без ответа центральный вопрос: какая конфигурация генерирующих мощностей обеспечит стабильность системы после вывода из эксплуатации атомного энергоблока? С точки зрения инфраструктурного суверенитета главная проблема, следовательно, заключается не в самом выводе объекта из эксплуатации, а в отсутствии отчетливого видения замещения его мощности.

Устойчивый энергетический переход требует синхронного развития трех взаимоусиливающих компонентов: замены регулируемой генерации, расширения использования ВИЭ и региональной энергетической интеграции⁷. Совместная декларация всесторонне рассматривает последние два аспекта, но дает мало указаний относительно первого. Следовательно, еще раз подчеркнем, что будущая эффективность интеграции Армении в формирующуюся региональную и, как постулируется, европейскую энергетическую архитектуру будет в конечном итоге зависеть от того, удастся ли стране сохранить достаточную внутреннюю генерирующую базу.

Черноморский подводный кабель

Черноморский электрический кабель представляет собой одну из самых амбициозных инициатив в области трансграничной энергетической инфраструктуры, призванной связать Южный Кавказ с ЕС. Первоначально формализованный в рамках соглашения о стратегическом партнерстве, подписанного Азербайджаном, Грузией, Румынией и Венгрией в декабре 2022 г., проект предусматривает строительство высоковольтного подводного электрического кабеля через Черное море с планируемой мощностью более 1 ГВт и длиной около 1200 км [Abesadze, 2025]. Его главная цель заключается в обеспечении экспорта зеленой электроэнергии на европейские рынки, тем самым способствуя более широкой стратегии ЕС по диверсификации энергоснабжения после нарушения традиционных цепочек поставок энергии в 2022 г.

Стратегическое значение проекта продолжает расти. ЕС признал Черноморский кабель проектом, представляющим взаимный интерес, предоставив ему ускоренные административные процедуры, льготный режим регулирования и право на финансовую поддержку в рамках программы «Соединяя Европу»⁸. В то же время инициатива постепенно вышла за рамки

⁷ Introduction to System Integration of Renewables Decarbonising while meeting growing demand // https://www.iea.org/reports/introduction-to-system-integration-of-renewables?utm_source=chatgpt.com, дата обращения 01.07.2026 г.

⁸ Черноморский энергокабель получил преференции от Европарламента и Совета Европы // <https://www.ritmeurasia.ru/news--2026-04-15--chernomorskij-energokabel-poluchil-preferencii-ot-evroparlamenta-i-soveta-evropy-87110>, дата обращения 02.07.2026.

одной линии электропередачи и переросла в более масштабную концепцию зеленого энергетического коридора, связывающего Южный Кавказ с европейским рынком посредством интегрированной системы электроэнергетической инфраструктуры и потенциально будущих сетей транспортировки водорода.

Совместная декларация ЕС и Армении привлекает внимание на заинтересованности Армении в инициативе по строительству Черноморского электрического кабеля. Этот политический по своей сути сигнал отражает стремление Еревана не оставаться вне новых инфраструктурных коридоров. Об этом было заявлено также самим официальным Ереваном⁹. На политическом уровне такое участие, несомненно, укрепит вовлеченность Армении в европейские энергетические инициативы и диверсифицирует внешние энергетические связи страны. Однако практические последствия участия Армении требуют более глубокой оценки. Черноморский кабель в своей основе задуман как инфраструктурный проект, ориентированный на экспорт. Его основная экономическая цель заключается в поставках электроэнергии с Южного Кавказа на европейский рынок. Следовательно, значимое участие зависит не только от физического доступа к передающей инфраструктуре, но и от наличия достаточной генерационной базы для экспорта. Данный вопрос неизбежно возвращает нас к проблеме вывода из эксплуатации Армянской АЭС.

С этой точки зрения потенциальное участие Армении в проекте нельзя анализировать независимо от долгосрочной стратегии страны в области генерации электроэнергии, обсуждавшейся в предыдущем разделе. Как уже было отмечено, совместная декларация одновременно поддерживает подготовку дорожной карты по выводу из эксплуатации Армянской АЭС, однако не содержит практического видения замещающей базовой генерации. Это создает стратегическую неопределенность. Без таких мощностей Армения рискует оказаться на периферии региональной электроэнергетической архитектуры.

Дополнительную сложность вносит региональная политическая обстановка. Хотя в совместной декларации выражается поддержка возможного участия Армении в проекте, первоначальная институциональная архитектура проекта была разработана при сотрудничестве между Азербайджаном, Грузией, Румынией и Венгрией. Азербайджан рассматривается как основной поставщик электроэнергии в рамках инициативы. В этих условиях возможное участие Армении потребует не только технической адаптации, но и политических компромиссов, поскольку изначально проект не предусматривал участие Армении. Следовательно, интеграция Армении в проект

⁹ Ереван готов присоединиться к проекту прокладки электрокабеля через Черное море // <https://tass.ru/mezhdunarodnaya-panorama/23015727>, дата обращения 02.07.2026.

должна рассматриваться не как исключительно технический вопрос, а как процесс, на который влияют более широкие региональные геополитические факторы.

Транспортное измерение

Транспорт является одним из центральных инфраструктурных направлений Совместной декларации ЕС и Армении 2026 г. Документ связывает экономическое развитие Армении с более широкими европейскими инициативами, направленными на укрепление связей между Европой, Южным Кавказом, Центральной Азией и Черноморским регионом. Декларация выражает поддержку развитию устойчивых транспортных связей, постепенной интеграции Армении в Трансевропейскую транспортную сеть, реализации стратегии «Глобальные ворота» и инициативы «Перекресток мира».

В совокупности эти положения определяют последовательную транспортную программу, основанную на трех взаимосвязанных приоритетах. Первый касается модернизации транспортной инфраструктуры Армении и ее интеграции в европейские транспортные сети. Второй направлен на расширение региональной связности путем облегчения перемещения товаров, услуг и людей по Южному Кавказу. Третий помещает Армению в более широкий контекст формирующихся евразийских логистических коридоров.

Транспортные положения совместной декларации прежде всего следует рассматривать в региональном срезе. В настоящее время Южный Кавказ переживает глубокую трансформацию своей логистической архитектуры. Растущее значение Среднего коридора, расширение транспортных маршрутов Восток – Запад и Север – Юг постепенно повышают стратегическую роль региона в евразийской торговле.

Стратегический вопрос для Армении выходит за рамки строительства или модернизации внутренней транспортной инфраструктуры. Инвестиции в инфраструктуру страны могут принести значительные экономические выгоды, но их долгосрочное воздействие зависит от того, станет ли Армения активным участником формирования региональной логистической системы. Этот вопрос становится особенно актуальным при анализе основных транспортных инициатив, упомянутых в совместной декларации. Стратегия *Global Gateway* («Глобальные ворота»), американский проект *TRIPP* («Маршрут Трампа») и инициатива правительства Армении «Перекресток мира» в целом преследуют общую цель улучшения региональной связности. Тем не менее каждая из них представляет собой отдельную модель управления транспортной инфраструктурой, включающую различные институциональные субъекты и механизмы финансирования. Поэтому понимание того, как эти инициативы могут потенциально сопрягаться, имеет важное

значение для оценки транспортного измерения стратегического партнерства между ЕС и Арменией.

Global Gateway («Глобальные ворота»)

Среди транспортных инициатив, упомянутых в совместной декларации, центральное место занимает программа ЕС «Глобальные ворота». Запущенная в 2021 г., она направлена на мобилизацию до 300 млрд евро государственных и частных инвестиций в период с 2021 по 2027 г. для инфраструктурных проектов в странах-партнерах. В отличие от традиционных программ помощи, «Глобальные ворота» сочетают финансирование инфраструктуры с более широкими целями укрепления устойчивых цепочек поставок и экономических связей, содействия устойчивому экономическому росту, расширения транспортной и цифровой связи¹⁰.

В транспортном секторе программа отдает приоритет инвестициям в устойчивую, безопасную и совместимую инфраструктуру, одновременно поддерживая расширение Трансъевропейской транспортной сети (*TEN-T*) за пределы ЕС. Декларация ЕС и Армении подтверждает стратегическую важность Армении в этом контексте. Председатель ЕС Урсула фон дер Ляйен объявила о выделении Армении до 2,5 млрд евро в рамках инициативы¹¹, подчеркнув, что Армения является кратчайшим сухопутным маршрутом, соединяющим Европу с Каспийским регионом и Центральной Азией. Она также связала эти инвестиции с усилиями Армении по расширению региональной транспортной связности, утверждая, что нынешняя политика страны создает возможности для превращения Армении в региональный центр для новых торговых маршрутов, особенно в транспортной архитектуре Восток — Запад.

В то же время инициатива «Глобальные ворота» направлена на развитие транспортных, энергетических и цифровых сетей, которые являются устойчивыми, экологически безопасными и соответствуют европейским стандартам. Это означает, что инвестиции должны сопровождаться институциональным сотрудничеством, технической гармонизацией и постепенным включением стран-партнеров в более широкие европейские системы транспортной связности. Для Армении это потенциально создает возможности модернизации транспортной инфраструктуры и привлечения инвестиций. Тем не менее долгосрочная эффективность этих инвестиций будет зависеть от геополитической ситуации в регионе.

¹⁰ Global Gateway. European Commission // https://commission.europa.eu/topics/international-partnerships/global-gateway_en, дата обращения 02.07.2026.

¹¹ Глава Еврокомиссии: ЕС предусматривает выделение Армении 2,5 млрд евро в рамках инициативы «Глобальные ворота» // https://arminfo.info/full_news.php?id=100711, дата обращения 02.07.2026.

TRIPP и «Перекресток мира»

Как уже было отмечено, транспортное измерение совместной декларации строится вокруг концепции региональной взаимосвязи. В пункте 12 приветствуется партнерство между Арменией и ЕС в области транспортной взаимосвязи, поддерживается инициатива правительства Армении «Перекресток мира» и ее связь с более широкой межрегиональной повесткой дня ЕС в области транспорта и логистики. В то же время в декларации подчеркивается прогресс в реализации «Маршрута Трампа», он описывается как ключевая инициатива, способствующая устойчивой, безопасной и регионально инклюзивной транспортной взаимосвязи.

Инициатива «Перекресток мира», представленная правительством Армении в 2023 г., отражает собственное видение Еревана в вопросах нормализации региональных транспортных связей. Она предлагает возобновить транспортное сообщение между Арменией, Азербайджаном и Турцией на основе четырех основополагающих принципов: уважения суверенитета и юрисдикции, национального контроля над пограничными и таможенными процедурами, равенства и взаимности, а также использования транспортной инфраструктуры как для внутренних, так и для международных перевозок. Концептуально проект направлен на превращение Армении из транспортного тупика в региональный транспортный узел при сохранении полного суверенного контроля над всей инфраструктурой, расположенной на ее территории¹².

Проект предполагает одновременное восстановление транспортных связей как с Азербайджаном, так и с Турцией, что позволит Армении в полной мере участвовать в логистических потоках Восток — Запад и Север — Юг. Без возобновления этих коммуникаций экономическая целесообразность инициативы остается существенно ограниченной, поскольку транспортная инфраструктура извлекает выгоду из сетевых эффектов, а не из отдельных сегментов. Следовательно, частичная реализация не сможет обеспечить необходимый уровень грузопотоков для превращения Армении в региональный логистический центр.

С этой точки зрения практическая реализация «Перекрестка мира» сталкивается с важными геополитическими ограничениями. Ни Азербайджан, ни Турция до сих пор не продемонстрировали последовательного интереса к всесторонней транспортной интеграции Армении как равноправного участника региональной логистики. Их транспортные приоритеты в основном сосредоточены на установлении прямой связи Восток — Запад, соединяющей Азербайджан с Нахичеванью и Турцией, в то время как вопросы

¹² Principles of the Crossroads of Peace // https://www.primeminister.am/u_files/file/documents/Xahaxutyanyan%20xachmeruk-13_11_23.pdf, дата обращения 02.07.2026.

комплексного разблокирования коммуникаций остаются вне повестки дня. В таких условиях инициатива правительства Армении по развитию транспортной инфраструктуры рискует остаться лишь концепцией, если не будет подкреплена региональными политическими соглашениями.

На этом фоне растущая значимость *TRIPP* приобретает особое значение. В отличие от «Перекрестка мира», проект задуман как транспортная структура, опосредованная внешними факторами и напрямую связанная с процессом нормализации отношений между Арменией и Азербайджаном. Что еще важнее, его функциональная логика существенно отличается. Вместо стремления к всестороннему разблокированию транспортных сетей *TRIPP* концентрируется на создании конкретного стратегического коридора, соединяющего «материковый» Азербайджан с Нахичеванью через юг Армении, интегрируя этот маршрут в более широкий Средний коридор, связывающий Каспийский регион с Европой. Это различие имеет важные последствия для понимания совместной декларации.

TRIPP – проект транспортного маршрута, призванный обеспечить соединение основной территории Азербайджана с Нахичеванской автономией через территорию Армении. Инициатива стала одним из ключевых элементов армяно-азербайджанских договоренностей, достигнутых при посредничестве США в августе 2025 г. В рамках вашингтонских соглашений от 8 августа 2025 г. Армения и Азербайджан подтвердили намерение открыть транзитный маршрут при участии американской стороны¹³. Проект позиционируется как инструмент региональной интеграции и укрепления транспортной связности Южного Кавказа, однако одновременно приобретает стратегическое значение в контексте конкуренции внешних игроков за контроль над региональными коммуникациями. В январе 2026 г. Армения и США договорились о создании совместной компании *TRIPP Development*, которая будет заниматься реализацией проекта. Компания получает право на развитие и управление маршрутом сроком на 49 лет¹⁴. По оценке Госдепартамента США, данное соглашение является практическим продолжением обязательств Вашингтона, взятых в рамках мирного процесса между Арменией и Азербайджаном.

Таким образом, при сопоставлении двух инициатив становится очевидным, что «Перекресток мира» в первую очередь призван нормализовать

¹³ Peace Deal Between Armenia and Azerbaijan Press Statement Marco Rubio, Secretary of State August 8, 2025 // <https://www.state.gov/releases/office-of-the-spokesperson/2025/08/peace-deal-between-armenia-and-azerbaijan>, дата обращения 02.07.2026.

¹⁴ Joint Statement on the Publication of the U.S.-Armenia Implementation Framework for the Trump Route for International Peace and Prosperity (TRIPP) Media Note Office of the Spokesperson January 13, 2026 // <https://www.state.gov/releases/office-of-the-spokesperson/2026/01/joint-statement-on-the-publication-of-the-u-s-armenia-implementation-framework-for-the-trump-route-for-international-peace-and-prosperity-tripp/>, дата обращения 02.07.2026.

региональную транспортную среду Армении посредством всесторонней интеграции. *TRIPP*, напротив, представляет собой проект, ориентированный на создание коридора, вписанного в более широкие евразийские логистические стратегии (включая присутствие Вашингтона в коридоре Европа – Кавказ – Азия). Первый предполагает восстановление интегрированной региональной транспортной системы, второй остается работоспособным даже в отсутствие всесторонней региональной нормализации транспорта, впрочем, без существенных экономических выгод для самой Армении (по оценке некоторых армянских экономистов, прибыль от эксплуатации *TRIPP* может в лучшем случае достичь нескольких десятков миллионов долларов¹⁵). При этом Армения намерена предоставить США 74%-ную долю в компании *TRIPP Development*, сохранив за собой 26%-ную долю. Предполагается, что по истечении первоначального срока действия данное соглашение будет продлено еще на 50 лет, при этом правительству Армении будет передана дополнительная доля участия, в результате чего его пакет увеличится до 49 %¹⁶. Такое распределение долевого участия в компании содержит в себе также определенные политические риски, так как оно в той или иной степени может ограничить суверенитет Армении на отдельных участках своей территории.

В целом, хотя *TRIPP* может улучшить отдельное направление региональной интеграции, сам по себе он не создает условий, необходимых для реализации Арменией своего экономического потенциала, что представляется возможным в случае комплексного разблокирования транспортных коммуникаций.

Заключение

Анализ инфраструктурного измерения Совместной декларации ЕС и Армении 2026 г. показывает, что документ создает важную политическую основу для расширения сотрудничества между ЕС и Арменией. Однако его практические механизмы остаются менее развитыми, чем стратегические амбиции, особенно в отношении финансирования, инструментов реализации, институциональной ответственности и пр. Декларация преимущественно постулирует перспективы интеграции Армении в европейские

¹⁵ Экономический эффект *TRIPP* для Армении будет ограниченным // <https://newsarmenia.am/news/economy/ekonomicheskij-effekt-tripp-dlya-armenii-budet-ogranichennym-david-ananyan-/>, дата обращения 02.07.2026.

¹⁶ Joint Statement on the Publication of the U.S.-Armenia Implementation Framework for the Trump Route for International Peace and Prosperity (*TRIPP*) Media Note Office of the Spokesperson January 13, 2026 // <https://www.state.gov/releases/office-of-the-spokesperson/2026/01/joint-statement-on-the-publication-of-the-u-s-armenia-implementation-framework-for-the-trump-route-for-international-peace-and-prosperity-tripp/>, дата обращения 02.07.2026.

энергетические и транспортные сети посредством диверсификации, региональной взаимосвязи и модернизации инфраструктуры.

В то же время ключевым вопросом является то, укрепит ли такая интеграция стратегическую субъектность Армении или создаст новые формы зависимости. Энергетический компонент декларации наиболее наглядно иллюстрирует эту проблему. В частности, определяя необходимость подготовки дорожной карты по выводу из эксплуатации Армянской АЭС, ЕС не дает четкого видения будущей структуры генерации, необходимой для поддержания долгосрочной энергетической безопасности страны. Следовательно, диверсификацию следует оценивать не только как снижение зависимости от отдельных поставщиков, но и как сохранение способности Армении проводить суверенную энергетическую политику.

Проект Черноморского электрического кабеля особенно наглядно иллюстрирует это противоречие. Хотя проект потенциально создает новые возможности для интеграции Армении в европейский рынок электроэнергии, декларация не затрагивает фундаментальное условие для полноценного участия, а именно наличие достаточных экспортно ориентированных генерирующих мощностей. Региональные электроэнергетические соединения не могут компенсировать постепенное сокращение внутренней базовой генерации. Без четко определенной стратегии сохранения долгосрочных генерирующих мощностей Армения рискует быть формально подключенной к формирующейся региональной ЭЭС, играя в ней лишь ограниченную функциональную роль.

Транспортный аспект совместной декларации выявляет аналогичный дисбаланс. Хотя такие инициативы, как «Глобальные ворота», интеграция в *TEN-T* и *TRIPP*, потенциально расширяют перспективы участия Армении в формирующихся евразийских транспортных сетях, они не обеспечивают эффективных механизмов для преодоления главного препятствия на пути региональной интеграции, а именно отсутствия политической воли региональных и ряда внерегиональных акторов в вопросах всеобъемлющего разблокирования транспортного сообщения на Южном Кавказе.

В свою очередь, инициативы «Перекресток мира» и *TRIPP* отражают важную трансформацию регионального управления транспортом. В то время как инициатива правительства Армении основана на принципе всестороннего восстановления региональных коммуникаций на принципах суверенитета, взаимности и равного доступа, *TRIPP* представляет собой модель, ориентированную на конкретный транспортный коридор и способную функционировать независимо от более широкой региональной транспортной интеграции.

В целом совместная декларация постулирует необходимость интеграции Армении в формирующиеся европейские инфраструктурные сети. В то же время она иллюстрирует характеристику современной европейской поли-

тики в сфере критических инфраструктур: формирование амбициозных ожиданий без эквивалентных оперативных механизмов для их реализации. В этих условиях долгосрочная реализация обозначенных в декларации приоритетов будет зависеть прежде всего от способности Армении сохранить суверенитет над собственными критическими инфраструктурами.

Список литературы

Дубовик В. О., 2013. Методы оценки транспортной доступности территории // Региональные исследования. № 4. С. 11–18.

Клименко Д. В., 2023. Энергетическая политика Европейского союза // Геоэкономика энергетики. № 4. С. 101–118 // https://doi.org/10.48137/26870703_2023_24_4_101.

Маркаров А. А., Давтян В. С., 2025. Стратегическое значение АЭС в энергетике Армении: внутренние приоритеты и внешнее давление // Геоэкономика энергетики. № 3. С. 6–20 // https://doi.org/10.48137/26870703_2025_31_3_6.

Тархов С. А., 2018. Транспортная освоенность территории // Вестник Московского университета. Сер. 5: География. № 2. С. 3–9.

Abesadze G., 2025. The Black Sea Submarine Cable and Energy Independence as a Path to Economic Stability in Georgia // *Evropský Časopis Ekonomiky a Managementu*. Vol. 11 (4). P. 5–10. DOI:10.46340/eujem.2025.11.4.1.

Bakonyi J., 2022. Modular sovereignty and infrastructural power: The elusive materiality of international statebuilding // *Security Dialogue*. Vol. 53 (3). P. 256–278. DOI:10.1177/09670106211051943

Diversification, concentration and renewability of the energy supply in the European Union, 2022 // *Energy*. Vol. 253 // <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124097>.

Global Gateway. European Commission // https://commission.europa.eu/topics/international-partnerships/global-gateway_en, дата обращения 02.07.2026.

Imbs J., Wacziarg R., 2003. Stages of Diversification // *American Economic Review*. Vol. 93 (1). P. 63–86.

Joint Declaration following the first Armenia – EU Summit, 5 May 2026, Yerevan // https://www.primeminister.am/u_files/file/documents/Declaration%20Armenia-EU-05_05_26-eng.pdf, дата обращения 02.07.2026.

Joint Statement on the Publication of the U.S. – Armenia Implementation Framework for the TRIPP, 13 January 2026 // <https://www.state.gov/releases/office-of-the-spokesperson/2026/01/joint-statement-on-the-u-s-armenia-implementation-framework-for-the-trump-route-for-international-peace-and-prosperity-tripp/>, дата обращения 02.07.2026.

Keypour J., 2022. European Union Energy Security: Constructing a “Shelter” for Small States’ Energy Security Preservation // *Slovak Journal of Political Sciences*. Vol. 22 (1). P. 48–78.

Luttwak E., 1990. From Geopolitics to Geo-Economics: Logic of Conflict, Grammar of Commerce // *The National Interest*. Summer. P. 17–23.

Peace Deal Between Armenia and Azerbaijan Press Statement Marco Rubio, Secretary of State, 8 August 2025 // <https://www.state.gov/releases/office-of-the-spokesperson/2025/08/peace-deal-between-armenia-and-azerbaijan>, дата обращения 02.07.2026.

Poskas P., Simonis V., Smaizys A. et al., 2011. Strategy, main stages and progress of the Ignalina Nuclear Power Plant decommissioning // *Kerntechnik*. Vol. 76 (5). P. 307–314. DOI:10.3139/124.110169.

Principles of the Crossroads of Peace // https://www.primeminister.am/u_files/file/documents/Xahaxutyun%20xachmeruk-13_11_23.pdf, дата обращения 02.07.2026.

Rodrigue J. P., Comtois C., Slack B., 2013. *The Geography of Transport Systems*. 3rd ed. New York, Routledge. 416 p.

Shtern M., Herman L., Fischhendler I., Rosen G., 2025. Infrastructure sovereignty: battling over energy dominance in Jerusalem // *Territory, Politics, Governance*. Vol. 13 (2). P. 183–203 // <https://doi.org/10.1080/21622671.2022.2153727>.

The Comprehensive & Enhanced Partnership Agreement between the European Union & Armenia (CEPA) // https://www.eeas.europa.eu/eeas/comprehensive-enhanced-partnership-agreement-between-european-union-armenia-сера_en, дата обращения 30.06.2026.

The European Commission’s Tacis Programme, 1991–2006 // <https://cdn.osce.org/sites/default/files/f/documents/2/1/34459.pdf>, дата обращения 29.06.2026.

Lekavičius V. et al., 2024. The diversification of energy resources and equipment imports in the European Union // *Energy*. Vol. 307. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132595>.

Alexander A. MARKAROV, D. Sc. (Politics), Professor at YSU, Director of the Armenian branch of the Institute of CIS Countries

Address: 1, Alek Manukyan str., Yerevan, 0025, Republic of Armenia

E-mail: amarkarov@ysu.am

SPIN-code: 9302-0149

Vahe S. DAVTYAN, D. Sc. (Politics), Professor at Russian-Armenian University, Leading Researcher at ICCA RAS

Address: 123, Hovsep Emin str., Yerevan, 0051, Republic of Armenia

E-mail: vahedavtyan@yandex.ru

SPIN-code: 7094-6199

INFRASTRUCTURE SOVEREIGNTY IN THE EU – ARMENIA STRATEGIC AGENDA: A GEOECONOMIC ANALYSIS OF THE 2026 JOINT DECLARATION

DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_39

Received: 06.06.2026

For citation: Markarov A. A., Davtyan V. S., 2026. Infrastructure Sovereignty in the EU – Armenia Strategic Agenda: a Geoeconomic Analysis of the 2026 Joint Declaration. – *Geoeconomics of Energetics*. № 3 (35). P. 39–60. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_39

Keywords: infrastructural sovereignty, geo-economic governance, EU, Armenia, energy security, transport connectivity, nuclear energy, Global Gateway, TRIPP, South Caucasus.

Abstract

This article examines the infrastructure aspects of the 2026 Armenia-European Union (EU) Joint Declaration through the lens of infrastructure sovereignty and geo-economic governance. It is noted that this document establishes an important political framework for expanding cooperation between the EU and Armenia, yet its practical mechanisms remain less developed than its strategic ambitions, particularly in financing, implementation tools, institutional responsibility, and related areas. The paper analyzes the energy and transport dimensions of the new EU–Armenia cooperation agenda. Diversification, regional connectivity, and integration into European infrastructure networks are considered in the context of Armenia’s strategic sustainability. It is noted that diversification should be assessed not only as a reduction in dependence on individual suppliers but also as the preservation of Armenia’s ability to pursue a sovereign energy policy. Particular attention is paid to the prospects for the development of nuclear energy, Armenia’s participation in the Black Sea Power Cable

project, the EU's Global Gateway initiative, integration into the Trans-European Transport Network (TEN-T), and the TRIPP (Trump Route) project. It is argued that infrastructure integration creates new opportunities for Armenia's economic development and regional positioning, but simultaneously creates new forms of external dependence associated with the regulatory, technological, and institutional influence of external actors. The study concludes that these initiatives may broaden Armenia's prospects for participation in emerging Eurasian transport networks, but they do not provide effective mechanisms for overcoming the main barrier to regional integration: the absence of political will among regional and some extra-regional actors to fully unblock transport links in the South Caucasus. It therefore emphasizes the need to combine international infrastructure integration with the preservation of national control over strategic sectors.

References

Dubovik V. O., 2013. Methods for assessing the transport accessibility of a territory // Regional Research. No. 4. Pp. 11–18. (In Russ.)

Klimenko D. V., 2023. European Union Energy Policy // Geoeconomics of Energy. No. 4. Pp. 101–118. (In Russ.)

Markarov A. A., Davtyan V. S., 2025. The Strategic Significance of the NPP in Armenia's Energy Sector: Domestic Priorities and External Pressure // Geoeconomics of Energy. No. 3. Pp. 6–20. (In Russ.)

Tarkhov S. A., 2018. Transport development of the territory // Bulletin of Moscow University. Series 5: Geography. No. 2. Pp. 3–9. (In Russ.)

Abesadze G., 2025. The Black Sea Submarine Cable and Energy Independence as a Path to Economic Stability in Georgia // Evropský Časopis Ekonomiky a Managementu. Vol. 11 (4). P. 5–10. (In Eng.)

Bakonyi J., 2022. Modular sovereignty and infrastructural power: The elusive materiality of international statebuilding // Security Dialogue. Vol. 53 (3). P. 256–278. (In Eng.)

Diversification, concentration and renewability of the energy supply in the European Union, 2022 // Energy. Vol. 253 // <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124097>. (In Eng.)

Global Gateway. European Commission // https://commission.europa.eu/topics/international-partnerships/global-gateway_en, accessed 02.07.2026. (In Eng.)

Imbs J., Wacziarg R., 2003. Stages of Diversification // American Economic Review. Vol. 93 (1). P. 63–86. (In Eng.)

Joint Declaration following the first Armenia – EU Summit, 5 May 2026, Yerevan // https://www.primeminister.am/u_files/file/documents/Declaration%20Armenia-EU-05_05_26-eng.pdf, accessed 02.07.2026. (In Eng.)

Joint Statement on the Publication of the U.S. – Armenia Implementation Framework for the TRIPP, 13 January 2026 // <https://www.state.gov/releases/office->

of-the-spokesperson/2026/01/joint-statement-on-the-u-s-armenia-implementation-framework-for-the-trump-route-for-international-peace-and-prosperity-tripp/, accessed 02.07.2026. (In Eng.)

Keypour J., 2022. European Union Energy Security: Constructing a “Shelter” for Small States’ Energy Security Preservation // *Slovak Journal of Political Sciences*. Vol. 22 (1). P. 48–78. (In Eng.)

Luttwak E., 1990. From Geopolitics to Geo-Economics: Logic of Conflict, Grammar of Commerce // *The National Interest*. Summer. P. 17–23. (In Eng.)

Peace Deal Between Armenia and Azerbaijan Press Statement Marco Rubio, Secretary of State, 8 August 2025 // <https://www.state.gov/releases/office-of-the-spokesperson/2025/08/peace-deal-between-armenia-and-azerbaijan>, accessed 02.07.2026. (In Eng.)

Poskas P., Simonis V., Smaizys A. et al, 2011. Strategy, main stages and progress of the Ignalina Nuclear Power Plant decommissioning // *Kerntechnik*. Vol. 76 (5). P. 307–314. (In Eng.)

Principles of the Crossroads of Peace // https://www.primeminister.am/u_files/file/documents/Xaxaxutyany%20xachmeruk-13_11_23.pdf, accessed 02.07.2026. (In Eng.)

Rodrigue J. P., Comtois C., Slack B., 2013. *The Geography of Transport Systems*. 3rd ed. New York, Routledge. 416 p. (In Eng.)

Shtern M., Herman L., Fischhendler I., Rosen G., 2025. Infrastructure sovereignty: battling over energy dominance in Jerusalem // *Territory, Politics, Governance*. Vol. 13 (2). P. 183–203 // <https://doi.org/10.1080/21622671.2022.2153727>. (In Eng.)

The Comprehensive & Enhanced Partnership Agreement between the European Union & Armenia (CEPA) // https://www.eeas.europa.eu/eeas/comprehensive-enhanced-partnership-agreement-between-european-union-armenia-cepa_en, accessed 30.06.2026. (In Eng.)

The European Commission’s Tacis Programme, 1991–2006 // <https://cdn.osce.org/sites/default/files/f/documents/2/1/34459.pdf>, accessed 29.06.2026. (In Eng.)

Lekavičius V. et al, 2024. The diversification of energy resources and equipment imports in the European Union // *Energy*. Vol. 307. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132595>. (In Eng.)

Диана АЙВАЗЯН

МЕСТО И РОЛЬ ИМПОРТА АЗЕРБАЙДЖАНСКОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ ЕВРОПЕЙСКОГО СОЮЗА

Дата поступления в редакцию: 05.05.2026.

Для цитирования: Айвазян Д. С., 2026. Место и роль импорта азербайджанского природного газа в энергетической политике Европейского союза. – Геоэкономика энергетики. № 3 (35). С. 61–75. DOI: 10.48137/26870703_2025_35_3_61

В статье рассматривается значение поставок природного газа из Азербайджанской Республики для энергетической политики Европейского союза и его ключевых импортеров — Италии, Болгарии и Греции — в период с 2022 г. В рамках традиционной для Евросоюза стратегии диверсификации поставок нефтегазовых ресурсов и снижения зависимости от импорта российского природного газа Азербайджанская Республика выступает одним из дополнительных (но не основных) поставщиков природного газа в ЕС. Актуальность диверсификации возросла после того, как ЕС принял решение добиться прекращения поставок российского газа в связи с началом специальной военной операции (СВО) России на Украине 24 февраля 2022 г. Поставленная цель диверсификации в энергетической политике Европейского союза и его отдельных стран-членов (Италии, Болгарии и Греции) — основных импортеров азербайджанского природного газа — сопоставляется с реальными объемами его импорта в период с 2022 по 2025 г. в сравнении с другими поставщиками. Автор использует дискурс-анализ официальных документов ЕС и его вышеупомянутых стран-членов, официальных документов Азербайджанской Республики и двусторонних документов по энергетической политике между Азербайджанской Республикой и ЕС. На

АЙВАЗЯН Диана Степановна, кандидат политических наук, независимый исследователь.
E-mail: daien@ Rambler.ru. **SPIN-код:** 8058-5050. **ORCID:** 0000-0001-9795-2929

Ключевые слова: Азербайджан, Европейский союз, природный газ, импорт, диверсификация, Южный газовый коридор.

основе анализа статистических данных Евростата, Европейской комиссии, Государственного таможенного комитета Азербайджанской Республики выявляются объемы и доля азербайджанского природного газа в импорте природного газа Евросоюзом и их динамика за 2022–2025 гг. Выявляются перспективы дальнейшего импорта азербайджанского природного газа на 2026–2027 гг. с учетом того, что и ЕС, и Азербайджанская Республика заинтересованы в его удвоении. Автор приходит к выводу о высокой политической значимости для обеих сторон укрепления сотрудничества в сфере поставок природного газа, несмотря на неопределенность экономических перспектив, необходимых для увеличения импорта в ближайшие годы. Среди сдерживающих факторов — невысокие темпы роста добычи природного газа в стране и неопределенные сроки инвестиций в расширение мощности газотранспортной инфраструктуры.

Введение

На протяжении всего периода после распада СССР в 1991 г. Евросоюз последовательно проводит политику диверсификации поставок энергоресурсов. Его цель — обеспечить безопасность импорта нефти и газа, а также косвенно влиять на цены за счет привлечения разных поставщиков и маршрутов транзита. Ключевая задача этой стратегии заключалась в сокращении доли российских энергоресурсов [Мехдиев, 2016: 51], а с мая 2022 г. в соответствии с дорожной картой «Усиление ЕС» (*REPower EU Roadmap*) — в полном отказе от их импорта¹. Данный подход поддерживали и США, которые наращивали добычу сланцевого газа, в т. ч. для его последующего экспорта в Европу, и, таким образом, выступали прямым конкурентом России на европейском газовом рынке [Жильцов, 2022: 10].

До настоящего времени Европейский союз не располагает достаточными собственными ресурсами природного газа для полного отказа от импорта. По данным Евростата, в 2024 г. зависимость Евросоюза от импорта газа составляла 85,6 %². За первые девять месяцев 2025 г. Евросоюз импортировал 8,9 млн т природного газа и 8,4 млн т сжиженного природного газа (СПГ). В период с 2022 по 2025 г. объемы импорта трубопроводного газа постепенно снижались, тогда как закупки СПГ, напротив, увеличились³. Несмотря на такие преимущества, как экологичность, высокая теплотворная способность и

¹ Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions *REPowerEU Plan*. COM/2022/230 final. EUR-Lex // <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN>, дата обращения 19.01.2026.

² Natural gas supply statistics. Data from May 2025. Eurostat // https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics, дата обращения 09.01.2026.

³ EU imports of energy products - latest developments. Data extracted in December 2025. Eurostat // https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=EU_imports_of_energy_products_-_latest_developments, дата обращения 10.01.2026.

удобство транспортировки, СПГ имеет более высокую цену по сравнению с трубопроводным газом и поэтому пока не вытеснил традиционные поставки.

Азербайджанская Республика поставляет природный газ в Европейский союз. Доминирующий способ поставки — трубопроводный. Несмотря на пока еще незначительную долю азербайджанского газа в общем импорте ЕС, при определенных условиях импорт газа из Азербайджана обладает потенциалом для постепенного наращивания. По данным Евростата, в период 2022–2025 гг. поставки азербайджанского природного газа демонстрировали устойчивый рост. Если в последнем квартале 2021 г. максимальная доля импорта составляла 6 %, то в IV кварталах 2022, 2023 и 2024 гг. она достигала соответственно 9,3, 8,7 и 8,5 %. В III квартале 2025 г. страна заняла пятое место по доле импорта природного газа в ЕС (8,3 %). За этот же период доля российского трубопроводного газа снизилась до 10 %, тогда как в III квартале 2024 г. она составляла 18,6 %. При этом Россия продолжает поставлять в Евросоюз и СПГ: в III квартале она заняла второе место среди поставщиков с большим отрывом от США (59,9 % у США, 12,7 % у России, 7,7 % у Алжира, 6 % у Катара). Ключевым же поставщиком трубопроводного природного газа в ЕС за этот период с большим отрывом от других стала Норвегия (51,8 %). Второе и третье место заняли соответственно Алжир (14,6 %) и Великобритания (13,4 %). Доля остальных экспортеров (помимо России и Азербайджана) составила 1,9 %⁴.

На фоне активизации политики диверсификации поставок газа после начала СВО России на Украине 24 февраля 2022 г. ЕС и Азербайджан 18 июля 2022 г. подписали новый меморандум о взаимопонимании по стратегическому партнерству в энергетике. В соответствии с документом в течение нескольких лет планируется удвоить экспорт азербайджанского газа в Евросоюз, доведя объемы поставок по Южному газовому коридору (ЮГК) до 20 млрд куб. м в год⁵.

ЮГК состоит из Трансанатолийского и Трансадриатического газопроводов (*TANAP* и *TAP*), которые функционируют с 2018 г. и с конца 2020 г. соответственно. *TANAP* с первоначальной пропускной способностью 16 млрд куб. м газа в год проходит из Азербайджана через Грузию и Турцию к греческой границе⁶. *TAP*, соединяясь с *TANAP*, пролегает от греко-турецкой границы до юга Италии через Грецию, Албанию и Адриатическое море. Его первоначальная пропускная способность также составляет 10 млрд куб. м в год⁷. Ресурсной базой для поставок служит азербайджанское газоконденсатное месторождение Шах-Дениз в Каспийском море.

⁴ EU imports of energy products - latest developments. Data extracted in December 2025. Eurostat.

⁵ Statement by President von der Leyen with Azerbaijani President Aliyev. European Commission. Jul 18, 2022 // https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_22_4583, дата обращения 19.01.2026.

⁶ Трансанатолийский газопровод (*TANAP*). ТАСС. 29 ноября 2019 // <https://tass.ru/infographics/8478>, дата обращения 12.02.2026.

⁷ History. Operations phase (2020 – present). Trans Adriatic Pipeline // <https://www.tap-ag.com/infrastructure-operation/history-timeline#period-12977>, дата обращения 12.02.2026.

Западные компании, контролирующие нефтегазовый сектор Азербайджанской Республики, заинтересованы в прокладке альтернативных маршрутов поставки энергоресурсов в Евросоюз в обход России [Мальшева, 2023: 98]. Американские и европейские компании участвуют в разработке нефтегазовых месторождений Азербайджана на Каспии начиная с 1990-х гг. Наибольшая доля среди иностранных участников проектов по разработке наиболее перспективных каспийских месторождений — нефтяного Азери — Чираг — Гюнешли и газоконденсатного Шах-Дениз — принадлежит британской *BP* (бывшая *British Petroleum*). Соглашение о разделе продукции по разработке месторождения Шах-Дениз было подписано в Баку в июне 1996 г. Коммерческое открытие запасов произошло в марте 2001 г., добыча началась в 2006 г. Партнерами по проекту в настоящее время выступают: *BP* как оператор (29,99 %), российская *ЛУКОЙЛ* (19,99 %), турецкая *TPAO* (19 %), азербайджанская *SGC* (16,02 %), иранская *NICO* (10 %) и венгерская *MVM* (5 %).

В свою очередь, в 2025 г. экономическая дипломатия Азербайджанской Республики была направлена на усиление позиций страны как ключевого транспортного, энергетического, цифрового и торгового хаба⁸, что соответствует интересам Евросоюза. Для Азербайджанской Республики стабильный экспорт газа в Евросоюз дает возможность укрепить свою международную позицию как энергетического моста между Азией и Европой [Gasumov, Veliyev, 2021: 13]. «Баку последовательно формирует имидж транзитера и экспортера» [Новиков, 2021: 159].

Динамика импорта Евросоюзом азербайджанского природного газа

По данным консорциума *TAP*, на 15 ноября 2025 г. за время работы газопровода Евросоюз получил по нему более 52 млрд куб. м газа, в среднем за период с начала 2021 г. по 14 ноября 2025 г. это составляет свыше 10,4 млрд куб. м в год, что соответствует его пропускной способности. С октября 2022 г. функционирует интерконнектор Греция — Болгария, по которому азербайджанский газ поставляется в Болгарию. Консорциум завершил строительство газокompрессорной станции в Греции (в районе г. Кипой, близ греко-турецкой границы), с помощью которой рассчитывает поставлять в Евросоюз дополнительные 1,2 млрд куб. м газа в год начиная с 1 января 2026 г.⁹

С момента запуска поставок газа по Трансадриатическому газопроводу в конце 2020 г. Азербайджан утвердился в роли одного из поставщиков природ-

⁸ Azərbaycan Respublikası Xarici İşlər Nazirliyinin 2025-ci ilin yekunlarına dair mətbuat buraxılışı. 26.12.2025. Azərbaycan Respublikası Xarici İşlər Nazirliyi // <https://mf.gov.az/files/file/Yekun-2025/Metbuat%20buraxilisi%20-%202025%20%2826.12.2025%29%20AZ-Yekun.pdf>, дата обращения 21.01.2026.

⁹ History. Operations phase (2020 – present). Trans Adriatic Pipeline // <https://www.tap-ag.com/infrastructure-operation/history-timeline#period-12977>, дата обращения 12.02.2026.

ного газа в южные и юго-восточные страны Евросоюза. В 2024 г. наибольшие объемы природного газа Азербайджан поставил в Турцию и Италию (более 9,8 млрд и около 9,8 млрд куб. м соответственно), тогда как поставки в Болгарию и Грецию были почти в пять раз меньше (более 1,8 млрд и 927,1 млн куб. м соответственно)¹⁰. По данным Государственного таможенного комитета Азербайджанской Республики, в III квартале 2025 г. наибольшие объемы газа и других газообразных углеводородов Азербайджан вновь поставил в Италию – более 2,4 млрд куб. м. По совокупному же объему поставок снова лидирует Турция (более 2,5 млрд куб. м). За этот же период экспорт в Болгарию составил 543 млн куб. м, в Грецию – 236 млн куб. м, в Грузию – более 396 млн куб. м, в Сербию – более 9 млн куб. м¹¹.

Однако доля азербайджанского природного газа, поставляемого по трубопроводам в Европейский союз, остается невысокой в сравнении с другими поставщиками. По данным Объединенного исследовательского центра Европейской комиссии, в первой половине 2025 г. 7 % от трубопроводных поставок газа в ЕС пришлось на азербайджанский (5,4 млрд куб. м), 55 % – на норвежский (42,7 млрд куб. м), 19 % – на алжирский (15,1 млрд куб. м), 10 % – на российский, транспортируемый транзитом через Турцию (7,7 млрд куб. м), и 7 % (5,6 млрд куб. м) – на газ из Великобритании. За период с 2021 г. по первую половину 2025 г. снижение поставок российского трубопроводного газа в ЕС (через Украину и по другим маршрутам, кроме турецкого) сопровождалось последовательным значительным ростом импорта норвежского газа (с 30 % в 2021 г. до 55 % в первой половине 2025 г.) и умеренным увеличением доли алжирского, азербайджанского газа и поставок из Великобритании (в 2021 г. их доля составляла соответственно 13, 3 и 2 %)¹². Азербайджанская Республика лишь частично заменила Россию на европейском рынке в качестве поставщика энергоносителей [Федоровская, 2023: 121].

Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (SOCAR) 16 января 2026 г. объявила о начале поставок азербайджанского газа через Италию в Австрию и Германию¹³. Это расширяет географию поставок в Евросоюз, но не означает резкое увеличение их объемов. Помимо Германии

¹⁰ Export of main commodities in 2024 (by countries). The State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan // https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.stat.gov.az%2Fsource%2Ftrade%2Fen%2Ff_trade%2Fxt010_2-014_2en.xls&wdOrigin=BROWSELINK, дата обращения 24.01.2026.

¹¹ Azərbaycan Respublikasının mallar və ölkələr üzrə ixracı və idxalı (min ABŞ dolları ilə). Cədvəl 7. Statistik bülleten 2025. S. 60-61. Azərbaycan Respublikası Dövlət Gömrük Komitəsi // <https://customs.gov.az/az/faydali/gomruk-statistikasi/statistics-bulletin>, дата обращения 26.01.2026.

¹² EU Joint Research Centre's security of gas supply dashboard. European Commission. 03.02.2026 // [https://app.powerbi.com/view?r=eyJrJoiNjYxN2JmYTctYmEzYy00NGE3LTk4ZGQzMWl5YzU3OWl5NDQ2IiwidCI6ImIyNGM4YjA2LTUyMmMtNDZmZS05MDgwLTcwOTI2ZjhkZGRiMSIsImMiOiJh9](https://app.powerbi.com/view?r=eyJrJoiNjYxN2JmYTctYmEzYy00NGE3LTk4ZGQzMWl5YzU3OWIxNDQ2IiwidCI6ImIyNGM4YjA2LTUyMmMtNDZmZS05MDgwLTcwOTI2ZjhkZGRiMSIsImMiOiJh9), дата обращения 28.01.2026.

¹³ SOCAR Azərbaycan qazının Avstriya və Almaniya tedarükünə başlayıb. SOCAR. 16.01.2026 // <https://socar.az/az/post/socar-azerbaycan-qazinin-avstriya-ve-almaniyaya-tedarukune-baslayib2891037802>, дата обращения 26.01.2026.

и Австрии, Азербайджан имеет долгосрочные контракты с фиксированным объемом поставок с Италией, Грецией и Болгарией, краткосрочный контракт со Словакией и меморандум с Северной Македонией, а также контракты с Румынией, Венгрией, Сербией, Словенией и Хорватией (без фиксированных объемов)¹⁴. Азербайджан также поставляет газ в Турцию, Грузию и Сирию¹⁵. Из всех этих стран десять входят в Европейский союз.

Наибольшие объемы природного газа среди стран — членов ЕС Азербайджан поставляет в Италию. При этом на первом месте по объемам поставок газа в Италию находится Алжир, Азербайджан уступает ему более чем в два раза¹⁶. Если в 2021 г. Россия была основным экспортером природного газа в Италию с долей 40 % от всего импорта, то в 2023 г. эту позицию занял Алжир с показателем 41 %¹⁷. В 2024 г. поставки азербайджанского природного газа в Италию, Болгарию и Грецию (около 12,6 млрд куб. м) составили 97,6 % от всего экспорта газа страны в европейские государства¹⁸.

Подходы Европейского союза и его стран-членов к импорту природного газа

Европейский союз стремится диверсифицировать как источники поставок природного газа, так и структуру энергопотребления. В долгосрочной перспективе ЕС ставит целью сокращение потребления природного газа, увеличение доли СПГ и возобновляемых источников энергии, а также повышение энергоэффективности. В 2023 г. Евросоюз установил обязательную цель по увеличению доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) до 42,5 % к 2030 г. Этот показатель вдвое выше текущего уровня потребления ВИЭ в ЕС и превышает прежний ориентир (32 %), утвержденный в 2018 г. С учетом этих ориентиров долгосрочные перспективы наращивания поставок азербайджанского природного газа в ЕС ограничены в случае реального достижения заявленной цели по увеличению доли ВИЭ¹⁹.

¹⁴ Azerbaijan boosts gas exports 6% in Jan-April – customs. Interfax International Information Group. 20 May 2025 // <https://interfax.com/newsroom/top-stories/111524/>, дата обращения 12.02.2026.

¹⁵ Ötən il 27,7 milyon ton neft, 51,5 milyard kubmetr təbii qaz hasil olunub. Azərbaycan Respublikasının Energetika Nazirliyi. 12.01.2026 // <https://minenergy.gov.az/az/xeberler-arxivi/00710> дата обращения 13.02.2026.

¹⁶ Italy Natural gas in gaseous state imports by country in 2023. World Integrated Trade Solution // <https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/ITA/year/2023/tradeflow/Imports/partner/ALL/product/271121>, дата обращения 28.01/2026.

¹⁷ Brun M. Natural Gas Imports: Italy's Dependence on Algeria, Russia, and Beyond. Aleanna. 24 Dec. 2024 // <https://www.aleannainc.com/post/natural-gas-imports-italy-s-dependence-on-algeria-russia-and-beyond>, дата обращения 28.01.2026.

¹⁸ Statistik bülleten. Azərbaycan Respublikası Dövlət Gömrük Komitəsi // <https://customs.gov.az/az/faydali/gomruk-statistikasi/statistics-bulletin>, дата обращения 12.02.2026.

¹⁹ Renewable energy targets. European Commission // https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en, дата обращения 02.02.2026.

На общеевропейском уровне зависимость ЕС от импорта энергоносителей из России обсуждалась как минимум с 2010 г. [Кавешников, 2023: 474]. Евросоюз интересовали альтернативные российско-украинскому маршруту поставки природного газа и иные источники газа. Особенно остро этот вопрос встал после того, как в январе 2006 и 2009 г. ЕС столкнулся с дефицитом поставок вследствие российско-украинских газовых конфликтов. По мере нарастания напряженности в двусторонних отношениях после 2014 г. и ее эскалации с 2022 г. меры по отказу от российского газа стали одним из инструментов сдерживания экономического и военно-политического потенциала России — теперь уже одновременно со стороны Евросоюза, США и НАТО.

Нефтегазовые ресурсы прикаспийских стран традиционно рассматриваются Евросоюзом как один из возможных (но дополнительных, не основных) источников диверсификации импорта энергоресурсов. В условиях резкого сокращения импорта российского природного газа с 2022 г. возросла зависимость Евросоюза в поставках энергоносителей, особенно СПГ, от арабских стран и США [Рогинко, 2024: 107]. Помимо договоренностей с Азербайджаном об удвоении мощности Южного газового коридора, ЕС в течение нескольких месяцев 2022 г. заключил соглашения о наращивании поставок газа в кратко- и среднесрочной перспективе с Норвегией (а также о развитии норвежской ветроэнергетики для экспорта электроэнергии в ЕС), договорился с Египтом и Израилем об импорте газа из Восточного Средиземноморья через египетские мощности по производству СПГ [Кавешников, 2023: 476].

Стремясь снизить зависимость от поставок трубопроводного газа и СПГ из России, Евросоюз прорабатывает альтернативные варианты для стран Центральной и Юго-Восточной Европы, традиционно импортировавших российский газ. В обновленной Дорожной карте по прекращению импорта энергоносителей из России от 12 мая 2025 г. Европейская комиссия указывает два таких источника:

- ЕС ожидает, что к 2027 г. на румынском газовом месторождении «Нептун» в Черном море будет добываться 8 млрд куб. м газа в год в первые десять лет эксплуатации;
- с 2026 г. пропускная способность Трансадриатического газопровода увеличится на 1,2 млрд куб. м, что позволит нарастить импорт из Азербайджана²⁰.

Несопоставимость объемов газа из этих источников с прежними поставками из России показывает, что выбор ЕС был продиктован скорее политическими, нежели экономическими причинами.

²⁰ Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Roadmap towards ending Russian energy imports. 12.5.2025. European Commission // <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52025DC0440R%2801%29&qid=1747125158211>, дата обращения 02.02.2026.

Италия, Болгария и Греция — основные получатели азербайджанского природного газа в Евросоюзе. Для них диверсификация источников поставок открывает перспективу стать энергетическими хабами ЕС. В итальянском Комплексном национальном энергетическом и климатическом плане (*PNIEC*) от 15 июня 2023 г. отмечается вклад азербайджанского газа в энергетическую безопасность страны и подтверждается заинтересованность в увеличении пропускной способности Трансадриатического газопровода²¹. Тенденция к укреплению сотрудничества Азербайджана и Италии в энергетике наблюдалась еще в 2010-е гг. — в период, когда российские углеводороды поступали на европейский рынок в объемах, сопоставимых с досанкционными [Захаров, 2025: 235]. Такая динамика подтверждает солидарность Италии с общеевропейской политикой диверсификации энергопоставок.

Диверсификация поставок природного газа по Южному газовому коридору (ЮГК) закреплена и в Энергетическом и климатическом плане Болгарии на 2021–2030 гг.²². Греция также ставит задачу расширения ЮГК в своем Национальном энергетическом и климатическом плане 2024 г.²³. Будучи транзитной страной, Греция получает сборы за прокачку газа [Афонин, 2020: 3668]. Заинтересованность в наращивании импорта азербайджанского газа по Южному газовому коридору в среднесрочной перспективе демонстрируют все стороны — Азербайджан как поставщик, наднациональные структуры ЕС (Европейская комиссия и Европейский совет) и страны — члены ЕС на национальном уровне.

Перспективы поставок по Южному газовому коридору

Для достижения цели по увеличению импорта азербайджанского газа по ЮГК в кратко- и среднесрочной перспективе необходимы инвестиции как в расширение мощности *TAP*, так и в дальнейшую разработку месторождения Шах-Дениз. Консорциум *TAP* планирует с 2026 г. увеличить пропускную способность газопровода на 1,2 млрд куб. м в год по долгосрочным контрактам, а к 2027 г. поэтапно выйти на уровень 20 млрд куб. м в год²⁴, что в два раза выше нынешней пропускной способности *TAP*.

²¹ Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Giugno 2023. P. 114 // https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/pniec_2023-pdf, дата обращения 02.02.2026.

²² Integrated Energy and Climate Plan of the Republic of Bulgaria 2021–2030. Ministry of Energy, Ministry of the Environment and Water, Republic of Bulgaria // https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-06/bg_final_necp_main_en_0.pdf, дата обращения 02.02.2026.

²³ National Energy and Climate Plan — Revised Edition. Athens, Avgoustos 2024. Ministry of Environment and Energy, Hellenic Republic // https://commission.europa.eu/document/download/b2fbbef4-ee32-44fc-acce-49737bf492c8_en?filename=EL%20%E2%80%93%20FINAL%20UPDATED%20NECP%202021-2030%20%28%20English%29.pdf, дата обращения 02.02.2026.

²⁴ TAP triggers the first level of capacity expansion. 30 January 2023. Trans Adriatic Pipeline // <https://www.tap-ag.com/news/news-stories/tap-triggers-the-first-level-of-capacity-expansion>, дата обращения 06.02.2026.

Обеспечить планируемую мощность *TAP* предполагается за счет второго этапа разработки месторождения Шах-Дениз, начавшегося в 2018 г.²⁵. По данным ЗАО «Южный газовый коридор» (*SGC CJSC*), он позволит увеличить добычу на 16 млрд куб. м в год, что вместе с первой стадией даст 26 млрд куб. м в год. Однако из этих объемов 6 млрд куб. м Азербайджан поставляет в Турцию, а оставшиеся 20 млрд куб. м — в европейские страны²⁶. Сроки выхода на запланированный уровень добычи не уточняются.

Объемы газа, поставляемого Азербайджаном в Австрию и Германию, невелики и не рассчитаны на полное покрытие потребностей этих стран в импорте. В июне 2025 г. компания *SEFE (Securing Energy for Europe)* подписала с *SOCAR* десятилетний контракт на поставку газа в Германию объемом до 1,5 млрд куб. м в год. Поставки планируется наращивать постепенно, в т. ч. инвестируя в газокompрессорное оборудование²⁷. Объем поставок в Австрию оценивается примерно в 1 млрд куб. м в год²⁸. Суммарный объем поставок в Австрию и Германию (до 2,5 млрд куб. м) на 1,3 млрд превышает планируемое расширение пропускной способности *TAP* в 2026 г. (1,2 млрд куб. м) и рассчитан на среднесрочную перспективу.

По данным Министерства энергетики Азербайджанской Республики, в 2025 г. в стране было добыто 51,5 млрд куб. м газа, из которых экспортировано 25,2 млрд куб. м²⁹. Рост составил 2,4 % по сравнению с 2024 г., что значительно ниже темпов, необходимых для удвоения экспорта газа в Евросоюз³⁰.

Европейский союз традиционно рассматривает и другие источники поставок газа из Каспийского региона, а именно туркменский газ. До сих пор обсуждается проект строительства Транскаспийского газопровода (ТКГ), который свяжет Туркменистан с Азербайджаном через Каспийское море и соединится с ЮГК. Однако решение об инвестициях в строительство ТКГ

²⁵ Shah Deniz Stage 2. BP Azerbaijan // https://www.bp.com/en_az/azerbaijan/home/who-we-are/operations/projects/shahdeniz/shah-deniz-stage-2.html, дата обращения 10.02.2026.

²⁶ Shah Deniz Project. Southern Gas Corridor. Southern Gas Corridor // <https://www.sgc.az/en/project/sd>, дата обращения 06.02.2026.

²⁷ SEFE partners with Azerbaijan's SOCAR to import up to 15 TWh of natural gas per year. The SEFE Group // https://www.sefe.eu/en/media/newsroom/press-releases/press-release-detail_960.html, дата обращения 10.02.2026.

²⁸ Azerbaijan starts natural gas supplies to Germany and Austria. January 16, 2026. Global Banking and Finance Review // <https://www.globalbankingandfinance.com/azerbaijan-starts-natural-gas-supplies-germany-austria/>, дата обращения 10.02.2026.

²⁹ Ötən il 27,7 milyon ton neft, 51,5 milyard kubmetr təbii qaz hasil olunub. Azərbaycan Respublikasının Energetika Nazirliyi. 12.01.2026 // <https://minenergy.gov.az/az/xeberler-arxivi/00710>, дата обращения 13.02.2026.

³⁰ O'Byrne, David. Azerbaijan starts gas exports to Austria and Germany. Eurasianet. Jan. 22 2026 // <https://eurasianet.org/azerbaijan-starts-gas-exports-to-austria-and-germany>, дата обращения 13.02.2026.

так и не принято. Для его реализации необходимо также предварительно согласовать с прикаспийскими странами экологические аспекты проекта³¹.

Азербайджанский газ остается основным каспийским источником поставок в Евросоюз, но обеспечивает пока менее 10 % от всего объема импорта трубопроводного газа в ЕС. Поставленная цель удвоения экспорта азербайджанского природного газа имеет политическое значение в целях диверсификации поставок газа и ухода от импорта российского газа. Достижение цели за короткий период, к 2027 г., маловероятно, в случае если будет сохраняться неопределенность в инвестиционном планировании.

Заключение

Евросоюз в течение всего периода после распада СССР в 1991 г. рассматривал нефтегазовые ресурсы Азербайджанской Республики как один из источников поставок в ЕС в рамках политики географической диверсификации поставок газа и как дополнительный источник поставок с целью снижения зависимости от импорта российского природного газа. После того как в мае 2022 г. Евросоюз принял решение прекратить импорт российского природного газа, уже в июле 2022 г. он подписал с Азербайджанской Республикой Меморандум о взаимопонимании по стратегическому партнерству в сфере энергетики, в котором поставил цель удвоить поставки азербайджанского природного газа в ЕС в течение нескольких лет. Для Евросоюза меморандум имеет важное символическое значение как один из способов обеспечить энергетическую безопасность ЕС в условиях запланированного в ближайшие годы отказа от импорта российского природного газа и российского СПГ. Меморандум не подкреплён конкретным инвестиционным планом.

Невысокие темпы роста добычи газа в Азербайджанской Республике за 2023–2025 гг. (2,4 % в 2025 г.) вкупе с временными и финансовыми затратами на строительство газокompрессорных станций делают маловероятным резкое увеличение импорта азербайджанского природного газа за короткий период — его удвоение к 2027 г. Наибольшие объёмы природного газа по трубопроводам Евросоюз получает от других стран — Норвегии и Алжира. Однако увеличение импорта азербайджанского природного газа как дополнительного источника энергоресурсов останется в повестке дня Евросоюза, последовательно проводящего политику диверсификации источников импорта природного газа. При этом Азербайджан объективно не способен

³¹ Протокол по оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте к Рамочной конвенции по защите морской среды Каспийского моря. Дата подписания: 20.07.2018. Министерство иностранных дел Российской Федерации // https://www.mid.ru/ru/foreign_policy/international_contracts/international_contracts/multilateral_contract/56145/, дата обращения 12.02.2026.

заменить Россию в качестве крупного поставщика, но сохраняет значение как фактор диверсификации, поскольку любой дополнительный маршрут, не контролируемый Москвой, усиливает переговорные позиции ЕС и снижает риски монопольного давления.

Список литературы

Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions REPowerEU Plan. COM/2022/230 final. EUR-Lex // <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN>, дата обращения 19.01.2026.

Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Roadmap towards ending Russian energy imports. 12.5.2025. European Commission // <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52025DC0440R%2801%29&qid=1747125158211>, дата обращения 02.02.2026.

Афонин А. Д., 2020. Политика стран Евросоюза в отношении Азербайджанской Республики (энергетический аспект) // Вопросы политологии. № 12. С. 3664–3670.

Жильцов С. С., 2022. Геополитическое соперничество России и США за европейский газовый рынок // Проблемы постсоветского пространства. № 9. С. 8–19. DOI: <https://doi.org/10.24975/2313-8920-2022-9-1-8-19>.

Захаров А. Н., 2025. Энергетическое сотрудничество Итальянской и Азербайджанской Республик: эволюция и современное состояние // Проблемы постсоветского пространства. № 12. С. 224–236. DOI: <https://doi.org/10.24975/2313-8920-2025-12-3-224-236>.

Кавешников Н. Ю., 2023. Реакция Евросоюза на энергетический кризис 2022 г. // VII Международный экономический симпозиум – 2023: Материалы международных научных конференций. 20–22 апреля 2023 г. (навстречу 300-летию Санкт-Петербургского университета). СПб.: Скифия-принт. С. 474–479.

Малышева Д., 2023. Россия и транзитные коридоры Евразии // Россия и новые государства Евразии. № 2. С. 91–102. DOI: [10.20542/2073-4786-2023-2-91-102](https://doi.org/10.20542/2073-4786-2023-2-91-102).

Мехдиев Э. Т., 2016. Энергетический фактор во внешней политике Азербайджана // Проблемы постсоветского пространства. № 1. С. 47–54 // <https://www.postsovietarea.com/jour/article/view/65/66?ysclid=mltbagifh1926777298>, дата обращения: 11.02.2026.

Новиков В. В., 2021. Геополитические и экономические факторы развития энергетического сектора Азербайджана и Турции // Геоэкономика энергетики. № 1. С. 157–174. DOI: [10.48137/2687-0703_2021_13_1_157](https://doi.org/10.48137/2687-0703_2021_13_1_157).

Рогинко С. А., 2024. Энергетический кризис ЕС и европейский энергетический рынок // Современная Европа. № 3. С. 95–110. DOI: 10.31857/S0201708324030082.

Федоровская И. М., 2023. Экономика Азербайджана в новых международных реалиях // Россия и новые государства Евразии. № 3. С. 120–127. DOI: 10.20542/2073-4786-2023-3-120-127.

Gasumov E., Veliev V., 2021. Participation of Azerbaijan in diversification of natural gas supply routes to Europe // Proceedings of the International Scientific Conference «Science and innovation 2021: Development Directions and Priorities». Part 2 (April 21, 2021. Melbourne, Australia). Pp. 8–13. DOI: <https://doi.org/10.34660/INF.2021.86.60.001>.

Diana S. AYVAZYAN, Candidate of Sciences (Political Sciences), independent researcher

E-mail: daien@rambler.ru

SPIN-code: 8058-5050

ORCID: 0000-0001-9795-2929

THE IMPORT OF THE NATURAL GAS FROM THE REPUBLIC OF AZERBAIJAN IN THE CONTEXT OF THE ENERGY POLICY OF THE EUROPEAN UNION

DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_61

Received: 09.06.2026.

For citation: *Ayvazyan D. S.*, 2026. The Import of the Natural Gas from the Republic of Azerbaijan in the Context of the Energy Policy of the European Union. – *Geoeconomics of Energetics*. № 3 (35). P. 61–75. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_61

Keywords: Azerbaijan, European Union, natural gas, import, diversification, Southern Gas Corridor.

Abstract

The paper examines the role of the supply of the natural gas from the Republic of Azerbaijan to the EU in the energy policy of the latter as well as its main importers in the EU – Italy, Bulgaria and Greece for the period starting from 2022. While EU keeps diversifying natural gas and oil supply and seeks to reduce its dependence on the import of gas from Russia, Republic of Azerbaijan remains as an additional but not the main supplier of the natural gas to the European Union. The significance of the alternative natural gas exporters increased for the EU since the European Union decided to halt Russian gas supplies following the start of the Special Military Operation of Russia in Ukraine on 24 February 2022. The diversification in the energy policy of the European Union and its individual member states (Italy, Bulgaria, and Greece) as the main importers of Azerbaijani natural gas is compared with the actual volumes of its import from 2022 to 2025 in relation to other suppliers. The author uses the discourse analysis of official documents of the EU and its aforementioned member states, official documents of the Republic of Azerbaijan and bilateral documents on the energy policy. Based on the analysis of the statistical data of the Eurostat, the European Commission and the State Customs Committee of the Republic of Azerbaijan the volumes and share of Azerbaijani natural gas in the European Union's natural gas import as well as their dynamics for 2022–2025 are identified. The prospects for the further import of Azerbaijani natural gas for 2026–2027 are identified taking into account that both the EU and the Republic of Azerbaijan are interested in its doubling. The author concludes that the intensified cooperation in the sphere of energy is of the

high political importance for both sides despite the lack of clear economic prospects for increasing Azerbaijani natural gas import in the coming years. Constraining factors include the low growth rate of the natural gas production in the country and the lack of clarity regarding the timeframe for the investment in order to expand the capacity of the gas transportation infrastructure.

References

Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions REPowerEU Plan. COM/2022/230 final. EUR-Lex // <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN>, accessed 19.01.2026. (In Eng.)

Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Roadmap towards ending Russian energy imports. 12.5.2025. European Commission // <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52025DC0440R%2801%29&qid=1747125158211>, accessed 02.02.2026. (In Eng.)

Afonin A. D., 2020. The policy of EU countries with regard to the Republic of Azerbaijan // Political Science Issues. No. 12. Pp. 3664–3670. (In Russ.)

Zhiltsov S. S., 2022. Geopolitical rivalry between Russia and the United States for the European gas market // Post-Soviet Issues. No. 9. Pp. 8–19. DOI: <https://doi.org/10.24975/2313-8920-2022-9-1-8-19>. (In Russ.)

Zakharov A. N., 2025. Energy cooperation between the Italian and Azerbaijani Republics: evolution and current state // Post-Soviet Issues. No. 12. Pp. 224–236. DOI: <https://doi.org/10.24975/2313-8920-2025-12-3-224-236>. (In Russ.)

Kaveshnikov N. Yu., 2023. The EU's Response to the 2022 Energy Crisis. Seventh International Economic Symposium – 2023. Documents of International Conferences. April 20–22, 2023. (accompanying 300th anniversary of SPbU). Saint-Petersburg.: Skifiya-print. Pp. 474–479. (In Russ.)

Malysheva D., 2023. Russia and Eurasia's Transit Corridors. Russia and New States of Eurasia. No. 2. Pp. 91–102. (In Russ.)

Mekhdiev E. T., 2016. Energy factor in the foreign policy of Azerbaijan // Post-Soviet Issues. No. 1. Pp. 47–54 // <https://www.postsovietarea.com/jour/article/view/65/66?ysclid=mltbagifh1926777298>, accessed 19.01.2026. (In Russ.)

Novikov V. V., 2021. Geopolitical and Economic Factors of The Energy Sector Development of Azerbaijan and Turkey // Geoeconomics of Energetics. No. 1. Pp. 157–174. DOI: 10.48137/2687-0703_2021_13_1_157. (In Russ.)

Roginko S. A., 2024. EU Energy Crisis and the European Energy Market // Contemporary Europe. No. 3. Pp. 95–110. DOI: 10.31857/S0201708324030082. (In Russ.)

Fedorovskaya I. M., 2023. Economy of Azerbaijan in the new international realities // Russia and New States of Eurasia. No. 3. Pp. 120–127. DOI: 10.20542/2073-4786-2023-3-120-127. (In Russ.)

Gasumov E., Veliyev V., 2021. Participation of Azerbaijan in diversification of natural gas supply routes to Europe. Proceedings of the International Scientific Conference «Science and innovation 2021: Development Directions and Priorities». Part 2 (April 21, 2021. Melbourne, Australia). Pp. 8–13. DOI: <https://doi.org/10.34660/INF.2021.86.60.001>. (In Eng.)

Михаил КОНОВ

ФЕНОМЕН ЭКОНОМИЧЕСКОГО РОСТА СТРАН ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ НА ПРИМЕРЕ КЫРГЫЗСТАНА

Дата поступления в редакцию: 08.07.2026.

Для цитирования: *Конев М. Д.*, 2026. Феномен экономического роста стран Центральной Азии на примере Кыргызстана. – *Геоэкономика энергетики*. № 3 (35). С. 76 – 91. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_76

На сегодняшний день страны Центральной Азии демонстрируют стабильный экономический рост, где, в свою очередь, особо выделяется экономический рост Кыргызстана. В данной статье проводится комплексный анализ макроэкономической динамики Кыргызской Республики, в том числе ее структурные сдвиги, включая увеличение доли товаропроизводящих отраслей при постепенном сокращении доли сельского хозяйства. Отдельным блоком рассматриваются инфраструктурные и гидроэнергетические проекты как фактор долгосрочного развития, а также геоэкономическая роль Кыргызстана в условиях переформатирования торговых связей в Евразии.

В этой связи целью исследования стоит вопрос, является ли наблюдаемый экономический подъем Кыргызстана, проиллюстрировавший значительный рост экономики за 2025 г., долгосрочным трендом или конъюнктурным явлением макроэкономической динамики, а также определение перспектив устойчивого развития в условиях усиливающейся геополитической турбулентности и переформатирования глобальных торгово-экономических связей. Исходя из поставленной цели методологическая база исследования основывается на системном анализе и включает анализ статистических данных, макроэкономических прогнозов и отраслевых обзоров. В работе последовательно

КОНОВ Михаил Дмитриевич, лаборант-исследователь лаборатории современных исследований Центральной Азии и Кавказа Института востоковедения РАН. Адрес: 107031, Российская Федерация, г. Москва, ул. Рождественка, д. 12. E-mail: konov_mihail@inbox.ru. SPIN-код: 7367-4344. ORCID: 0009-0000-8927-4742.

Ключевые слова: Центральная Азия, Кыргызстан, экономика, санкции, пандемия, COVID-19, геополитическая напряженность, реэкспорт, параллельный импорт, транспортно-логистические коридоры, инвестиции, энергетика.

анализируются динамика ВВП, структурные сдвиги в промышленности и строительстве, состояние внешней торговли, потоки прямых иностранных инвестиций и денежных переводов, а также реализуемые гидроэнергетические и логистические проекты.

В статье отмечается, что, несмотря на позитивные структурные изменения и рекордные темпы роста, текущий подъем в значительной степени носит конъюнктурный характер, будучи обусловлен постпандемийным восстановлением, эффектами реэкспорта и временными геополитическими факторами. Ключевыми рисками остаются санкционное давление, сокращение экспорта в традиционные страны-партнеры и высокая зависимость от внешних шоков. Переход к устойчивому долгосрочному росту возможен при условии укрепления стратегической стабильности во внешней политике, развития критических отраслей, в первую очередь гидроэнергетики, и снижения зависимости от внешних шоков.

Макроэкономическая динамика Кыргызстана

За 2025 г. Кыргызстан продемонстрировал самые высокие темпы экономического роста в Центральной Азии, достигнув отметки 11,1 %¹. Этот показатель существенно превысил первоначальные прогнозы Евразийского банка развития. Так, в его оценках ожидалось ускорение роста ВВП республики до 10,3 % за этот год, основным образом на фоне реализации программы государственных инвестиций².

Представляя многоотраслевой характер, динамика экономического роста Кыргызстана является первой не только среди стран региона, но также среди стран СНГ³ и Евразийского банка развития⁴. Учитывая, что средний показатель для развивающихся экономик составляет 4,4 %⁵, рост кыргызской экономики представляется более чем двукратным.

Экономический рост сказался на заработных платах и налоговых поступлениях, при этом достигнув отметки ВВП на душу населения в 2025 г. в 3,1 тыс. долл., увеличившись при этом на 177 % с 2022 г. и на 250 % с 2020 г.⁶.

¹ По итогам 2025 года рост ВВП составил 11,1 процента // <https://stat.gov.kg/ru/news/po-itogam-2025-goda-rost-vvp-sostavil-111-procenta/>, дата обращения 02.07.2026.

² Макроэкономический прогноз 2025-2027 // https://eabr.org/upload/iblock/c98/EDB_Macroreview_2025_2027_June_RU_f.pdf, дата обращения 02.07.2026.

³ Экономический рывок. Как меняется жизнь в Кыргызстане? Рост ВВП, новые дороги и зарплаты // <https://finance.rambler.ru/economics/56683844-ekonomicheskij-ryvok-kak-menyayetsya-zhizn-v-kyrgyzstane-rost-vvp-novye-dorogi-i-zarplaty/>, дата обращения 02.07.2026.

⁴ Киргизия в 2025 году стала лидером по темпам роста ВВП среди стран ЕАБР // <https://www.vedomosti.ru/economics/articles/2026/03/18/1183559-kirgiziya-stal-liderom-po-tempam-rosta-vvp>, дата обращения 02.07.2026.

⁵ Там же.

⁶ Валовой внутренний продукт на душу населения // <https://stat.gov.kg/ru/opendata/category/27/>, дата обращения 02.07.2026. ВВП на душу населения в Киргизии за три года увеличился с \$1,23 тыс. до \$2 тыс. // <https://tass.ru/ekonomika/21136891>, дата обращения 06.07.2026.

Как отмечают эксперты, с 2020 г. также выросли таможенные сборы и неналоговые доходы в шесть и почти в девять раз соответственно⁷. При этом государственный долг, несмотря на его рост, составляет около 40 % к ВВП по сравнению с 60 % в 2020 г.⁸

Структурный анализ ВВП 2025 г. выявляет несколько значимых тенденций. Наибольшая доля в структуре экономики пришлась на отрасли сферы услуг и составила 51,2 %. При этом доля товаропроизводящих отраслей за год увеличилась на 1,1 процентного пункта, достигнув 34,4 %. Здесь следует отметить долю строительства, которая увеличилась на 1 п. п., и промышленность (увеличение на 7 п. п.) при одновременном сокращении доли сельского хозяйства на 0,6 п. п.⁹. Это свидетельствует о постепенном переходе экономики от аграрно-сырьевой модели к модели с более высокой долей переработки и капитального строительства.

В этой связи важно рассмотреть *промышленность* как фактор экономического роста. В январе – апреле 2025 г. вклад промышленного сектора в динамику роста ВВП увеличился в 4,4 раза (с 0,4 п. п. по итогам 2024 г. до 2,4 п. п.)¹⁰, обеспечивая 24,6 % всей экономики Кыргызстана¹¹. В начале 2026 г. промышленная динамика сохранила высокие темпы. За январь–февраль промышленные предприятия Кыргызстана произвели продукции на 15,5 % больше по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года. При этом, если не учитывать показатели золоторудного месторождения Кумтор, вносящего весомый вклад в национальную экономику, рост промышленности составил 29 %¹². Наиболее высокие темпы роста продемонстрировали производство химической продукции, добыча полезных ископаемых, а также производство транспортных средств, пищевых продуктов и очищенных нефтепродуктов¹³.

Строительный сектор продемонстрировал еще более впечатляющую динамику. В январе – апреле 2025 г. вклад строительства в рост ВВП увеличился в 1,9 раза, до 3 п. п. Инвестиции в основной капитал в этот период выросли на 62 % в годовом исчислении на фоне реализации программы

⁷ Экономический рывок. Как меняется жизнь в Кыргызстане? Рост ВВП, новые дороги и зарплаты // <https://finance.rambler.ru/economics/56683844-ekonomicheskij-ryvok-kak-menyayetsya-zhizn-v-kyrgyzstane-rost-vvp-novye-dorogi-i-zarplaty/>, дата обращения 02.07.2026.

⁸ Там же.

⁹ В январе–декабре 2025 года обеспечен рост валового внутреннего продукта // <https://www.stat.gov.kg/ru/news/v-yanvare-dekabre-2025-goda-obespechen-rost-valovogo-vnutrennego-produkta/>, дата обращения 02.07.2026.

¹⁰ Макроэкономический прогноз 2025–2027 // https://eabr.org/upload/iblock/c98/EDB_Macroreview_2025_2027_June_RU_f.pdf, дата обращения 02.07.2026.

¹¹ За два месяца 147 млрд сомов: промышленный сектор Кыргызстана показал рост // <https://e-cis.info/news/567/135112/>, дата обращения 02.07.2026.

¹² Там же.

¹³ Там же.

жилищного строительства «Менин үйүм» («Мой дом»), а также увеличения капиталовложений в городскую инфраструктуру и телекоммуникации¹⁴.

В январе-феврале 2026 г. рост строительного сектора сохранился на уровне 23,2 %¹⁵. Такая высокая активность в строительном секторе не только непосредственно вносит вклад в рост ВВП, но и создает мультипликативный эффект для смежных отраслей: производства строительных материалов, металлургии, транспорта и сферы услуг. Не менее важными также являются потребительский спрос ввиду увеличения заработных плат и рост розничной торговли.

Внешний сектор экономики

Вместе с положительной динамикой также отмечается наличие факторов, которые могут привести к замедлению роста экономики Кыргызстана в ближайшей перспективе. Так, объем внешнеторгового оборота Кыргызстана с 2024 по 2025 г. сократился примерно на 29,46 % – с 3,74 млрд долл. почти до 2,64 млрд долл., – что отражено в таблице.

Важно отметить, что категория «территории, более нигде не включенные» отражает неучтенную, конфиденциальную торговлю или мелкие совокупные потоки. Под этим понимается как сокрытие данных, когда экспортеры или импортеры намеренно не указывают конкретного партнера в таможенных декларациях, чтобы защитить коммерческую тайну, так и ситуации, где страна назначения или происхождения товара не была распознана (что может быть в том числе при допущении ошибок в обработке национальной статистики). В свою очередь, мелкие совокупные потоки нецелесообразно детализировать отдельно, в связи с чем товары также могут относиться к этой категории¹⁶.

Такая динамика свидетельствует о существенном сжатии экспортной активности республики на международном рынке и может рассматриваться как индикатор потенциальных макроэкономических рисков, способных обусловить замедление темпов экономического роста в ближайшей перспективе.

Особенно выделяется сокращение экспорта в Великобританию (более чем в пять раз), где основным товаром является золото. Существенное, почти в два раза, снижение наблюдается в экспортных поставках в Российскую Федерацию. Учитывая традиционно высокую значимость российского рынка для кыргызской экономики, это значительным образом может сказаться

¹⁴ Макроэкономический прогноз 2025–2027 // https://eabr.org/upload/iblock/c98/EDB_Macroreview_2025_2027_June_RU_f.pdf, дата обращения 02.07.2026.

¹⁵ Экономика Кыргызстана выросла на 8,8 проц. в январе-феврале 2026 года // <https://russian.news.cn/20260313/b944009ba0874c86b55c4ba76c68d0a4/c.html>, дата обращения 02.07.2026.

¹⁶ Glossary // <https://www.trademap.org/en/resources/glossary>, дата обращения 30.07.2026.

на росте экономики. В качестве одной из причин можно назвать завершение постпандемийного цикла восстановления спроса. В предшествующие несколько лет повышенный интерес со стороны третьих стран мог быть обусловлен необходимостью компенсации разрывов в глобальных цепочках поставок и удовлетворения накопившегося спроса. На текущем этапе можно отметить частичную реализацию этого эффекта, так как экспортные потоки перешли от аномально высоких темпов роста к более устойчивым показателям внешнеторговой деятельности. Эта составляющая дополняется высоким значением регуляторной среды, усиление которой приводит к росту транзакционных издержек и логистических барьеров для киргизских экспортеров.

Таблица

**Экспорт Кыргызстана в номинальном выражении
с основными партнерами по странам (тыс. долл. США)**

Импортёры	Стоимость экспорта за год	
	2024	2025
Весь мир	3 740 191	2 638 168
Российская Федерация	976 059	493 335
Швейцария	65 883	438 241
Казахстан	381 955	417 306
Узбекистан	327 315	405 413
Великобритания	1 212 632	233 548
Китай	123 123	151 906
Объединенные Арабские Эмираты	111 428	114 897
Турция	99 712	74 287
Иран	18 318	36 347
Территории, более нигде не включенные	55 541	34 018

Источник: Trade Map¹⁷.

Другой, но не менее важной причиной этого снижения может быть внешнеполитическое давление со стороны Европейского союза. Так, сегодня взаимодействие российских предприятий на киргизском рынке затруд-

¹⁷ ITC Trade Map // [https://legacy.trademap.org/Country_SelProductCountry_TS.aspx?nvp m=5%7c417%7c%7c%7c%7cTOTAL%7c%7c%7c2%7c1%7c1%7c2%7c2%7c1%7c2%7c1%7c1%7c1](https://legacy.trademap.org/Country_SelProductCountry_TS.aspx?nvp m=5%7c417%7c%7c%7c%7cTOTAL%7c%7c%7c2%7c1%7c1%7c2%7c2%7c1%7c2%7c1%7c1%7c1, дата обращения 02.07.2026.), дата обращения 02.07.2026.

няется в силу наложенных санкций против отдельных банков в республике. Вместе с этим государственные банки прекращают работу с отдельными компаниями в Кыргызстане ввиду возникшего риска¹⁸, что отдельно дополняется ограничениями в поставке высокоточных металлорежущих станков, оборудования с числовым программным управлением, а также устройств передачи данных¹⁹.

Это ставит Кыргызстан в непростое положение, где государству приходится активным образом балансировать между крупными центрами силы с целью движения по оптимальному пути экономического развития. Отсюда следует заключить, что политика многовекторности для Кыргызстана сегодня представляет собой желание не «получить все и сразу», а сохранить темпы экономического роста в эпоху геополитической трансформации.

Тем не менее некоторые направления демонстрируют положительную динамику. Так, экспорт в Швейцарию вырос более чем в шесть раз, заменив британский рынок в экспорте золота. Аналогичный, хотя и менее выраженный рост отмечен в торговле с Ираном, Турцией и Китаем. Незначительный рост зафиксирован в поставках в Объединенные Арабские Эмираты.

Особенно примечательно, что доля киргизского экспорта в другие страны Центральной Азии (Казахстан, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан) увеличилась с 19 % в 2024 г. до 32,5 % в 2025 г., отмечается рост региональной торговли. При этом доля экспорта в Российскую Федерацию сократилась с 26 % по отношению к общему киргизскому экспорту почти до 18,7 %, а в страны ЕАЭС целиком — с 36,9 до 35,6 % соответственно²⁰.

В 2025 г. общий объем прямых иностранных инвестиций в экономику республики составил 1,31 млрд долл.²¹, что больше примерно на 28 % по сравнению с предыдущим годом и представляет собой абсолютный рекорд. При этом лидером в 2025 г. по декларируемым иностранным инвестициям стал Китай, сместив тем самым ведущее положение России. Вместе с этим если в 2024 г. объем ПИИ из России в Кыргызстан составлял 279,3 млн долл., то в 2025 г. — 181,6 млн долл.²², в то время как Китай в 2025 г. инвестировал 622,3 млн долл.²³, что превышает российские вложения за этот год почти в 3,43 раза. Секторально основными направлениями ПИИ стали обрабаты-

¹⁸ Госбанки Кыргызстана прекращают работать с компаниями из-за санкций // <https://rg.ru/2026/07/01/fakt-davleniia.html>, дата обращения 06.07.2026.

¹⁹ Против Кыргызстана ввели санкции нового типа // <https://rg.ru/2026/05/06/nakazali-za-druzhu.html>, дата обращения 06.07.2026.

²⁰ Расчеты автора на основе данных *Trademap.org*.

²¹ Объем вложений в экономику Кыргызстана превысил 1,3 миллиарда долларов // <https://rg.ru/2026/07/01/dengi-v-razvitie.html>, дата обращения 02.07.2026.

²² Там же.

²³ Инвестиции в экономику КР превысили \$1,3 млрд // https://www.vb.kg/doc/459768_investicii_v_ekonomiku_kr_prevysili_13_mlrd.html, дата обращения 02.07.2026.

мая промышленность, добыча полезных ископаемых, оптовая и розничная торговля, финансовое посредничество и страхование²⁴.

Однако важно понимать, что особую значимость для экономики Кыргызстана представляют также денежные переводы физических лиц из-за рубежа. Объем денежных переводов в республику в 2025 г. составил 3,49 млрд долл., увеличившись на 16,72 % по сравнению с предыдущим годом с 2,99 млрд долл. При этом трансграничные переводы физических лиц из России составили 3,23 млрд долл. — 92,5 % от общего числа переводов и более 14,35 % от ВВП Кыргызстана²⁵. Сопоставляя ПИИ Китая в киргизскую экономику и денежные переводы из России в Кыргызстан, следует отметить, что переводы из России значительно превышают китайские инвестиции — в 5,2 раза. Это несомненно свидетельствует о важности трудовой эмиграции для экономики Кыргызстана и весомой экономической роли России.

С учетом того факта, что импорт составляет более 80 % от всего товарооборота в Кыргызстане, можно предположить, что денежные переводы основным образом направлены на обеспечение потребительской корзины и представляют собой стабилизирующую функцию в экономике, поддерживая платежеспособный спрос без прямой зависимости от национальной производственной базы, нуждающейся в развитии и необходимой для структурной трансформации экономики. В этой связи особо важным является поддержка малого предпринимательства и семейного бизнеса в республике с особым акцентом на производственный потенциал, чтобы денежные переводы играли мультипликативный эффект в национальной экономике.

Инфраструктурные проекты и водно-энергетический потенциал

Не менее важными в контексте экономического развития и перспектив роста национальной экономики являются инфраструктурные проекты, которые затрагивают как логистику, так и энергетику (основным образом гидроэнергетическую отрасль) и представляют собой ключевой аспект для возможностей финансового взаимодействия с третьими странами.

Гидрологическая структура формирования водных ресурсов Центральной Азии отличается значительной дифференцированностью и трансграничным характером с явно выраженным дисбалансом между странами, формирующими водные стоки, и странами-потребителями. Кыргызстан является одной из двух республик региона (наряду с Таджикистаном), где формируется основ-

²⁴ Инвестиции в экономику КР превысили \$1,3 млрд // https://www.vb.kg/doc/459768_investicii_v_ekonomiku_kr_prevysili_13_mlrld.html, дата обращения 02.07.2026.

²⁵ Мигранты отправили в Кыргызстан из России на полмиллиарда долларов больше // <https://www.akchabar.kg/news/migranti-otpravili-v-kirgizstan-iz-rossii-na-polmilliarda-dollarov-bolshe-lvmposgutoxyedrt>, дата обращения 02.07.2026.

ная часть речного стока, питающего крупнейшие водные артерии — Амударью и Сырдарью. Особое значение для Кыргызстана представляют ледниковые источники, составляющие около 45 % всех ледниковых запасов Центральной Азии. Предельно низкий коэффициент зависимости страны от внешнего притока водных ресурсов (1,1 %) номинально означает практически полную самодостаточность республики в водообеспечении [Мигранян, 2025].

Тем не менее наблюдается устойчивое ускорение таяния ледников, что на текущий момент приводит к дополнительному притоку водных ресурсов, но в долгосрочной перспективе будет способствовать росту дефицита воды в регионе. Этот фактор создает дополнительный вызов для гидроэнергетического сектора в стране, поскольку сезонность и объем стока рек, питающих каскады ГЭС, напрямую зависят от состояния ледников и снежного покрова.

Вместе с этим в контексте гидроэнергетического потенциала Кыргызстана важно учитывать не только технико-экономические параметры проектов, но и политическую составляющую водных отношений в регионе. Как подчеркивают К. К. Рахимов и А. Э. Джоробекова, современная ситуация с водными ресурсами Центральной Азии характеризуется возрастающим дефицитом воды, вызванным глобальным изменением климата, увеличением численности населения, ростом экономической деятельности и износом ирригационных систем [Рахимов, Джоробекова, 2025]. В этой связи авторы утверждают, что без «гидродоверия» в регионе дальнейшая интеграция возможной быть не может. Отсюда встает необходимость проведения более скоординированной гидрополитики, что может быть реализовано через наднациональные институты.

В практическом же плане особой значимости требуют модернизация существующих и возведение новых объектов водной инфраструктуры с особым акцентом на цифровизацию мониторинга водных ресурсов совместно с использованием зарубежного опыта в водопользовании. Как отмечается авторами, на данный момент Центральная Азия не может представить общий для всех пяти республик региона проект по развитию водно-энергетического комплекса, а существующая кооперация выстраивается преимущественно в двустороннем формате [Рахимов, Джоробекова, 2025]. Для Кыргызстана это означает, что реализация масштабных гидроэнергетических проектов, таких как Камбаратинская ГЭС-1 и Казарманский каскад, требует не только финансовых вложений, но и укрепления институционального доверия с соседними странами. Это справедливо заключает и А. А. Мигранян, отмечая проблему нехватки воды в регионе ввиду организации ее использования, а не ее недостаточности или избытка [Мигранян, 2025].

Сам же старт строительства каскада Казарманских ГЭС с внешним финансированием демонстрирует положительную практическую динамику в гидроэнергетическом вопросе. Тем не менее вопрос о дальнейшем развитии отрасли и положении Кыргызстана требует детальной проработки.

Обращаясь к примеру проекта Камбаратинской ГЭС-1, стоимость которого на сегодня оценивается более чем в 5 млрд долл., это делает давно (еще со времен Советского Союза) планируемый проект наиболее масштабным. В 2025 г. Европейский банк реконструкции и развития и Европейский инвестиционный банк подписали меморандум о финансировании проекта на 2,4 млрд долл.²⁶, однако на текущий момент европейский подход носит скорее декларативный характер и не представляет собой фактически выделенных крупных финансовых вложений.

Это во многом отражается и в других проектах, как, например, *Global Gateway*, инициированном Европейским союзом, который также затрагивает энергетический сектор. В общей сложности это взаимодействие с третьими странами для Кыргызстана следует выделить комплексно, так как в развитии энергетики в стране активное участие принимают внешние инвесторы, например:

1) Камбаратинская ГЭС-1 (1860 МВт), где планируется внешнее участие со стороны Узбекистана, Казахстана, Всемирного банка, Европейского банка реконструкции и развития, а также Европейского инвестиционного банка;

2) Казарманский каскад, который включает такие ГЭС, как Ала-Буга, Кара-Булун – 1 и Кара-Булун – 2 (912 МВт). Здесь сторонними бенефициарами выступают Россия, Китай, Казахстан, Узбекистан и Турция²⁷;

3) ВЭС «Росатом» (100 МВт) при внешнем участии России в Иссык-Кульской области²⁸;

4) СЭС «Бишкек Солар» (300 МВт) при поддержке ЕАБР²⁹ и так далее.

В общем смысле, являясь страной верховья, Кыргызстан имеет большой потенциал в гидроэнергетике Центральной Азии. По некоторым оценкам, валовый гидроэнергетический потенциал 267 рек страны превышает сегодня 245 млрд кВт/ч электроэнергии. При этом технический гидроэнергетический потенциал составляет 132,6 млрд кВт/ч, а экономический – 60 млрд кВт/ч [Байбориев, Бокоева, Тулемышева, 2024]. Этот факт является

²⁶ Узбекистан, Кыргызстан и Казахстан готовы перейти к практической реализации проекта Камбаратинской ГЭС-1 // <https://neftegaz.ru/news/energy/924210-uzbekistan-kyrgyzstan-i-kazakhstan-gotovy-pereyti-k-prakticheskoy-realizatsii-proekta-kambaratinskoy/>, дата обращения 03.07.2026.

²⁷ В Кыргызстане запустили строительство одного из крупнейших каскадов ГЭС // <https://rg.ru/2026/07/01/kazarman-v-ogniah.html>, дата обращения 03.07.2026; Президент Киргизии дал старт строительству каскада Казарманских ГЭС общей стоимостью 3 млрд долл. // https://www.hydropower.ru/news/detail.php?ELEMENT_ID=13791, дата обращения 03.07.2026.

²⁸ «Росатом» в 2026 году начнет строительство 100-мегаваттного ветропарка в Иссык-Кульской области Кыргызстана // <https://e-cis.info/news/568/132493/>, дата обращения 03.07.2026.

²⁹ ЕАБР подписал соглашение по финансированию строительства одной из крупнейших солнечных электростанций в Кыргызстане // <https://eabr.org/press/releases/eabr-podpisal-soglasenie-po-finansirovaniyu-stroitelstva-odnoy-iz-krupneyshikh-solnechnykh-elektros/>, дата обращения 03.07.2026.

как возможностью, так и важным аспектом взаимодействия с третьими странами, представляя собой ключевой интерес. Учитывая, что весь гидроэнергетический потенциал Центральной Азии составляет 510,1 ТВт/ч³⁰, доля Кыргызстана в нем составляет 48,03 %.

Геоэкономическая роль Кыргызстана

Стратегически Европейский союз активным образом поддерживает диалог с Кыргызстаном через множественные диалоговые площадки, непосредственные государственные визиты и встречи официальных лиц, а также предоставление инвестиций, если говорить об экономическом направлении сотрудничества. Однако, как было отмечено выше, объем заявленных инвестиций на текущий момент сильно отличается от фактически представленного финансирования. Тем не менее это демонстрирует желание Европейского союза развивать инфраструктурные проекты в регионе и представляет собой общее направление развития связей с Центральной Азией в отрыве от таких традиционных партнеров, как Россия и Китай, тем самым найдя отражение в экономических перспективах взаимодействия между странами.

Таким же образом следует говорить и о Срединном коридоре, который также активно продвигается со стороны ЕС. Масштабные планы в инвестировании этого проекта, диалоговые площадки, в том числе формата C5+1, а также попытки отдельных стран встроиться в центральноазиатскую систему демонстрируют этот интерес.

Следует подчеркнуть, что инфраструктурно этот интерес недостаточно обоснован экономически для стран Центральной Азии непосредственно как путь «в обход России», так как имеет ограничения с портовыми возможностями отдельных стран Срединного пути, обмелением, особенностями Каспийского моря и необходимостью развивать подъездные пути к портам, в первую очередь автомобильные и железные дороги.

Для Кыргызстана этот проект активно интегрирован в железную дорогу Китай — Кыргызстан — Узбекистан (до 5 млн т³¹), при этом основной доступ к маршруту планируется через модернизацию автомобильной дороги Кара-Балта — Чалдовар (к государственной границе с Казахстаном³²). От-

³⁰ ЕАБР: Страны Центральной Азии обладают значительным гидроэнергетическим потенциалом, но используют его только на 10 % // <https://eabr.org/press/releases/eabr-strany-tsentralnoy-azii-obladayut-znachitelnyim-gidroenergeticheskim-potentsialom-no-ispolzuyut-/>, дата обращения 03.07.2026.

³¹ Средний коридор: как Центральная Азия ищет новый транзитный путь // <https://1520international.com/content/2025/iyul-2025/sredniy-koridor-kak-tsentralnaya-aziya-ishchet-novyy-tranzitnyy-put/>, дата обращения 03.07.2026.

³² ЕБРР может оказать поддержку проекту в Кыргызстане для выхода на Средний коридор // <https://ru.trend.az/casia/kyrgyzstan/4025453.html>, дата обращения 06.07.2026.

сюда следует подчеркнуть, что Срединный коридор для самого Кыргызстана представляется скорее косвенной возможностью в развитии динамики трансграничного движения товаров. Основой же в экономическом развитии следует считать поддержание стратегических отношений с ключевыми партнерами и необходимость развития региональных отношений. Долгосрочная перспектива как для страны, так и для региона в целом основным образом кроется в необходимости развития гидроэнергетического потенциала, где Кыргызстан однозначно представляет ключевое значение. В этой связи вопрос таяния ледников и общая экологическая повестка в стране представляют не только гуманитарно-политический, но и напрямую экономический характер.

Заключение

Проведенный анализ макроэкономической динамики Кыргызстана позволяет сделать ряд выводов относительно поставленного в исследовании вопроса — является ли наблюдаемый экономический подъем долгосрочным трендом или конъюнктурным явлением. С одной стороны, рекордные темпы роста ВВП, структурные сдвиги в сторону промышленности и строительства, рекордный приток ПИИ и масштабные инфраструктурные проекты создают впечатление устойчивого диверсифицированного роста. В частности, рост промышленности представляет основу дальнейшего стабильного развития и показывает, что сектор не завязан исключительно на добывающей отрасли, несмотря на ее большую значимость.

С другой стороны, целый ряд факторов указывает на конъюнктурный характер наблюдаемого подъема. Так, санкционное давление со стороны ЕС может привести к резкому сокращению экспорта в Россию в перспективе, создавая долгосрочные риски для ключевых секторов экономики. Включение Кыргызстана в антироссийские санкции ЕС создает прецедент, который может иметь далеко идущие последствия для международной торговли и движения капитала в стране и регионе. Этот факт является ключевым в развитии институциональных проектов, как, например, ЕАЭС, прямым образом влияя на динамику трансграничного движения товаров. Несмотря на наличие торговых барьеров, ЕАЭС как формат представляет собой единую торгово-экономическую экосистему со своими правилами и процедурами.

Кроме того, ввиду превышенного экономического роста вместе с ростом доходов следует прогнозировать и рост инфляции, что автоматически «срезает» номинальный рост доходов, тем самым представляя угрозу роста социального напряжения. А геополитическая напряженность сегодня ограничивает маневр для экономической политики и создает дополнительные риски для внешней торговли и инвестиций соответственно. Это, в свою очередь, повышает проницаемость Кыргызстана для китайских инвестиций, свобод-

ных от европейских санкций, увеличивая их присутствие в инфраструктуре и ограничивая вариативность внешнего финансового присутствия.

Отсюда следует заключить, что наблюдаемый экономический подъем экономики Кыргызстана в значительной степени носит скорее конъюнктурный характер, что обусловлено постпандемийным восстановлением, геополитической напряженностью (ростом реэкспортных операций) и притоком инвестиций в условиях переформатирования экономических связей в Евразии.

В то же время отдельные элементы, такие как развитие промышленности, строительного сектора, а также выгоды от участия в инфраструктурных проектах задают хороший тон в формировании устойчивой модели роста в долгосрочной перспективе. Основным же условием перехода к устойчивому долгосрочному росту остается способность Кыргызстана эффективно взаимодействовать с ключевыми партнерами, ставя стратегическую стабильность превыше краткосрочных экономических выгод и предпочтений.

Список литературы

Байбориев А. Ж., Бокоева Э. Т., Тулемышева Б. И., 2024. Гидроэнергетический потенциал водных ресурсов Кыргызстана // Экономика и бизнес: теория и практика. № 3-1 (109). С. 32–36. DOI: 10.24412/2411-0450-2024-3-1-32-36.

Мигранян А. А., 2025. Водные ресурсы Центральной Азии: специфика водоснабжения стран верховья рек и с дефицитом воды // Геоэкономика энергетики. № 1 (29). С. 91–117. DOI: https://doi.org/10.48137/26870703_2025_29_1_91.

Рахимов К. К., Джоробекова А. Э., 2025. Гидроэнергетика в Центральной Азии // Вестник РУДН. Сер.: Политология. Т. 27. № 1. С. 55–65. DOI: 10.22363/2313-1438-2025-27-1-55-65.

«Росатом» в 2026 году начнет строительство 100-мегаваттного ветропарка в Иссык-Кульской области Кыргызстана // <https://e-cis.info/news/568/132493/>, дата обращения 03.07.2026.

В Кыргызстане запустили строительство одного из крупнейших каскадов ГЭС // <https://rg.ru/2026/07/01/kazarman-v-ogniah.html>, дата обращения 03.07.2026.

В январе-декабре 2025 года обеспечен рост валового внутреннего продукта // <https://www.stat.gov.kg/ru/news/v-yanvare-dekabre-2025-goda-obespechen-rost-valovogo-vnutrennego-produkta/>, дата обращения 02.07.2026.

Валовой внутренний продукт на душу населения // <https://stat.gov.kg/ru/opendata/category/27/>, дата обращения 02.07.2026.

Госбанки Кыргызстана прекращают работать с компаниями из-за санкций // <https://rg.ru/2026/07/01/fakt-davleniia.html>, дата обращения 06.07.2026.

ЕАБР подписал соглашение по финансированию строительства одной из крупнейших солнечных электростанций в Кыргызстане // <https://eabr.org/press/releases/eabr-podpisal-soglashenie-po-finansirovaniyu-stroitelstva-odnoy-iz-krupneyshikh-solnechnykh-elektros/>, дата обращения 03.07.2026.

ЕАБР: Страны Центральной Азии обладают значительным гидроэнергетическим потенциалом, но используют его только на 10 % // <https://eabr.org/press/releases/eabr-strany-tsentralnoy-azii-obladayut-znachitelnym-gidroenergeticheskim-potentsialom-no-ispolzuyut-/>, дата обращения 03.07.2026.

За два месяца 147 млрд сомов: промышленный сектор Кыргызстана показал рост // <https://e-cis.info/news/567/135112/>, дата обращения 02.07.2026.

Макроэкономический прогноз 2025–2027 // https://eabr.org/upload/iblock/c98/EDB_Macroreview_2025_2027_June_RU_f.pdf, дата обращения 02.07.2026.

Объем вложений в экономику Кыргызстана превысил 1,3 миллиарда долларов // <https://rg.ru/2026/07/01/dengi-v-razvitie.html>, дата обращения 02.07.2026.

По итогам 2025 года рост ВВП составил 11,1 процента // <https://stat.gov.kg/ru/news/po-itogam-2025-goda-rost-vvp-sostavil-111-procenta/>, дата обращения 02.07.2026.

Против Кыргызстана ввели санкции нового типа // <https://rg.ru/2026/05/06/nakazali-za-druzhbu.html>, дата обращения 06.07.2026.

Mikhail D. KONOV, Laboratory researcher at the Laboratory of Contemporary Studies on Central Asia and Caucasus of Institute of Oriental Studies of RAS

Address: 12, Rozhdestvenka str., Moscow, 107031, Russian Federation

E-mail: konov_mihail@inbox.ru

SPIN-code: 7367-4344

ORCID: 0009-0000-8927-4742

THE PHENOMENON OF ECONOMIC GROWTH IN CENTRAL ASIAN COUNTRIES ON THE EXAMPLE OF KYRGYZSTAN

DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_76

Received: 08.07.2026.

For citation: *Konov M. D.*, 2026. The phenomenon of economic growth in Central Asian countries on the example of Kyrgyzstan. – *Geoeconomics of Energetics*. № 3 (35). P. 76–91. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_76

Keywords: Central Asia, Kyrgyzstan, economy, sanctions, pandemic, COVID-19, geopolitical tensions, re-export, parallel imports, transport and logistics corridors, investments, energy.

Abstract

Today, the countries of Central Asia demonstrate stable economic growth, within the economic growth of Kyrgyzstan stands out particularly. This article provides a comprehensive analysis of the macroeconomic dynamics of the Kyrgyz Republic, including its structural shifts, such as an increase in the share of commodity-producing sectors alongside a gradual decline in the share of agriculture. A separate section examines infrastructure and hydropower projects as factors of long-term development, as well as Kyrgyzstan's geo-economic role in the context of the reconfiguration of trade ties in Eurasia.

In this regard, the aim of the study is to determine whether the observed economic upswing in Kyrgyzstan, which has illustrated significant economic growth in 2025, constitutes a long-term trend or a conjunctural phenomenon of macroeconomic dynamics; as well as to identify prospects for sustainable development amidst growing geopolitical turbulence and the reconfiguration of global trade and economic relations. Based on this objective, the methodological framework of the research is founded on a systemic analysis and includes examination of statistical data, macroeconomic forecasts, and sectoral reviews. The paper sequentially analyses GDP dynamics, structural shifts in industry and construction, foreign trade performance, flows of foreign direct investment and remittances, as well as ongoing hydropower and logistics projects.

The article notes that, despite positive structural changes and record growth rates, the current upswing is largely of a conjunctural nature, being driven by post-pandemic

recovery, re-export effects, and temporary geopolitical factors. Key risks remain sanctions pressure, declining exports to traditional partner countries, and high dependence on external shocks. A transition to sustainable long-term growth is possible provided that strategic stability in foreign policy is strengthened, critical sectors (especially hydropower) are developed, and dependence on external shocks is reduced.

References

Baiboriev A. Z., Bokoeva E. T., Tulemysheva B. I., 2024. Hydropower Potential of Water Resources of Kyrgyzstan // Economics and Business: theory and practice. No. 3-1 (109). Pp. 32–36. DOI: 10.24412/2411-0450-2024-3-1-32-36. (In Russ.)

Migranyan A. A., 2025. Water resources of Central Asia: specifics of water supply for upstream countries and water-scarce countries // Geoeconomics of energetics. No. 1 (29). Pp. 91–117. DOI: https://doi.org/10.48137/26870703_2025_29_1_91. (In Russ.)

Rakhimov K. K., Jorobekova A. E., 2025. Hydrotrust in Central Asia // Bulletin of the RUDN University. Series: Political Science. T. 27. No. 1. Pp. 55–65. DOI: 10.22363/2313-1438-2025-27-1-55-65. (In Russ.)

Rosatom will start construction of a 100-megawatt wind farm in Issyk-Kul region of Kyrgyzstan in 2026 // <https://e-cis.info/news/568/132493/>, accessed 03.07.2026. (In Russ.)

Construction of one of the largest cascades of hydroelectric power plants launched in Kyrgyzstan // <https://rg.ru/2026/07/01/kazarman-v-ogniah.html>, accessed 03.07.2026. (In Russ.)

In January-December 2025, growth of gross domestic product was ensured // <https://www.stat.gov.kg/ru/news/v-yanvare-dekabre-2025-goda-obespechen-rost-valovogo-vnutrennego-produkta/>, accessed 02.07.2026. (In Russ.)

Gross domestic product per capita // <https://stat.gov.kg/ru/opendata/category/27/>, accessed 02.07.2026. (In Russ.)

State banks of Kyrgyzstan stop working with companies due to sanctions // <https://rg.ru/2026/07/01/fakt-davleniia.html>, accessed 06.07.2026. (In Russ.)

EDB signed an agreement on financing the construction of one of the largest solar power plants in Kyrgyzstan // <https://eabr.org/press/releases/eabr-podpisal-soglashenie-po-finansirovaniyu-stroitelstva-odnoy-iz-krupneyshikh-solnechnykh-elektros/>, accessed 03.07.2026. (In Russ.)

EDB: Central Asian countries have significant hydropower potential, but use only 10% of it // <https://eabr.org/press/releases/eabr-strany-tsentralnoy-azii-obladayut-znachitelnym-gidroenergeticheskim-potentsialom-no-ispolzuyut-/>, accessed 03.07.2026. (In Russ.)

In two months, 147 billion soms: the industrial sector of Kyrgyzstan showed growth // <https://e-cis.info/news/567/135112/>, accessed 02.07.2026. (In Russ.)

Macroeconomic forecast 2025–2027 // https://eabr.org/upload/iblock/c98/EDB_Macroreview_2025_2027_June_RU_f.pdf, accessed 02.07.2026. (In Russ.)

The volume of investments in the economy of Kyrgyzstan exceeded 1.3 billion dollars // <https://rg.ru/2026/07/01/dengi-v-razvitie.html>, accessed 02.07.2026. (In Russ.)

According to the results of 2025, GDP growth amounted to 11.1 percent // <https://stat.gov.kg/ru/news/po-itogam-2025-goda-rost-vvp-sostavil-111-procenta/>, accessed 02.07.2026. (In Russ.)

New type of sanctions imposed against Kyrgyzstan // <https://rg.ru/2026/05/06/nakazali-za-druzhbu.html>, accessed 06.07.2026. (In Russ.)

Ранджбар МЕШКИН
Данила РАТУШНЫЙ

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА КИТАЯ: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Дата поступления в редакцию: 25.05.2026.

Для цитирования: Мешкин Р. Д., Ратушный Д. Н., 2026. Ядерная энергетика Китая: состояние и перспективы развития. – Геоэкономика энергетики. № 3 (35). С. 92–110. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_92

Актуальность исследования обусловлена трансформацией мировой атомной энергетики в середине 2020-х гг., центром которой стала КНР, перешедшая от импорта технологий к серийному строительству и внедрению реакторов IV поколения. Цель работы – выявить ключевые тенденции развития атомной отрасли Китая в 2024–2025 гг., оценить реалистичность выполнения планов 14-й пятилетки и проанализировать его стратегический переход к технологическому лидерству. Исследование опирается на данные Всемирной ядерной ассоциации, доклады Китайской ассоциации ядерной энергетики, стратегический документ «Прекрасный Китай – 2035», а также аналитические обзоры *ITIF* и *Global Energy Monitor*; применены методы сравнительного, ретроспективного анализа и сценарного прогнозирования. Результаты показали, что, несмотря на рекордное одобрение строительства более 40 энергоблоков за 2022–2025 гг. и ввод первой в мире коммерческой АЭС IV поколения *Shidaowan-1 (HTR-PM)*, плановая цель 14-й пятилетки (70 ГВт к 2025 г.) не будет достигнута в срок из-за инерционности строительного цикла. Китай завершил локализацию технологий (*Hualong One*) и переходит к комплексному использованию ядерной энергии – производству розового водорода через высокотемпературные реакторы

МЕШКИН Ранджбар Даниал, кандидат исторических наук, ассистент, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы (РУДН). Адрес: Российская Федерация, г. Москва, 117198, ул. Миклухо-Маклая, д. 6. E-mail: randzhbar-meshkin-d@rudn.ru. ORCID: 0000-0002-1619-3383

РАТУШНЫЙ Данила Николаевич, студент, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы (РУДН). Адрес: Российская Федерация, г. Москва, 117198, ул. Миклухо-Маклая, д. 6. E-mail: khashmodai@mail.ru. ORCID: 0000-0003-4031-5667.

Ключевые слова: Китай, атомная энергетика, ядерные реакторы, *Hualong One*, IV поколение, водородная экономика, государственное планирование, технологическое лидерство.

и централизованному теплоснабжению (проект «Нуаньхэ-1»). Экономическое преимущество обеспечено дешевым государственным кредитованием (1,4 %), снижающим стоимость электроэнергии до 70 долл/МВт·ч против 105–160 долл. в западных странах. Главными вызовами остаются отставание мощностей по переработке отработавшего ядерного топлива, зависимость от импорта урана и сохранение моратория на строительство АЭС в глубине материка. Таким образом, к 2035 г. атомная энергетика КНР трансформируется из источника электроэнергии в универсальную низкоуглеродную платформу для промышленности, однако реализация стратегии требует форсированного замыкания топливного цикла.

Введение

В середине 2020-х гг. мировая атомная энергетика переживает трансформацию, центром которой стала Китайская Народная Республика. На фоне глобальных дискуссий о декарбонизации и энергетической безопасности Пекин демонстрирует беспрецедентные темпы строительства новых мощностей. По данным на август 2024 г., Китай строит почти половину всех новых атомных реакторов в мире¹. Китай перешел к серийному поточному строительству, фактически превратив атомную отрасль в конвейерное производство.

Исследование хронологически сфокусировано на переходном этапе между окончанием 14-го планового цикла (до 2025 г.) и стартом 15-го (2026–2030 гг.). Выбранный интервал фиксирует качественный сдвиг в развитии отрасли. С одной стороны, итоги 2025 г. служат базой для оценки уже реализованных задач. С другой — мартовская сессия Всекитайского собрания народных представителей (ВСНП) 2026 г. утвердила обновленную стратегию, задав планку установленной мощности на уровне 110 ГВт к концу десятилетия и встроив эти планы в макроконцепцию «Прекрасный Китай — 2035». Дополнительное обращение к статистике за предшествующие годы продиктовано производственной спецификой, поскольку реализация типового проекта в отрасли занимает от шести до семи лет.

Актуальность темы обусловлена не только масштабами китайской программы, но и качественным изменением стратегии: от импорта технологий КНР перешла к агрессивному внедрению собственных разработок и экспериментальных реакторов IV поколения. Цель исследования заключается в выявлении ключевых тенденций развития атомной энергетики КНР на современном этапе (2024–2025 гг.), оценке реалистичности выполнения государственных плановых показателей 14-й пятилетки и анализе стратегического перехода отрасли от модели догоняющего развития к технологическому лидерству в сфере реакторов IV поколения и комплексного использования ядерной энергии.

¹ China's nuclear power capacity nearly doubled since 2016 // <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67746>, дата обращения 11.06.2026.

Важно отметить, что китайская модель управления атомной отраслью имеет свои черты, во многом схожие с российскими. Как отмечают О. В. Фокина и И. В. Исупов, в КНР «атомная энергетическая отрасль в стране полностью контролируется государством, включая надзорные и регулирующие органы», а национальные проекты имеют статус государственных планов, «одобряемых Госсоветом КНР» [Фокина, 2025: 104]. Это обеспечивает Китаю «лидерство по темпам роста и масштабам новых проектов» по сравнению с другими странами, где, как в случае с Индией, развитие сталкивается с трудностями в виде «проблем с проектированием и контролем качества».

Методологическую основу исследования составил системный анализ официальных правительственных документов КНР², отчетов международных профильных организаций³ и данных отраслевой статистики⁴.

Для оценки текущего состояния отрасли использовались данные Всемирной ядерной ассоциации (WNA), в частности доклады серии *World Nuclear Performance Report*. Оценка технологических перспектив и стратегии до 2035 г. проведена на основе аналитических докладов, включая стратегические документы *World Nuclear Association. World Nuclear Performance Report 2024*⁵, *World Nuclear Association. World Nuclear Performance Report 2025*⁶ и научного отчета авторитетного аналитического центра по вопросам политики в области науки и технологий *ITIF How Innovative Is China in Nuclear Power?* [Ezell, 2024].

В работе применены методы сравнительного анализа (для сопоставления экономических показателей КНР и США), ретроспективного анализа (для оценки выполнения планов предыдущих пятилеток) и сценарного прогнозирования, применяемого для построения альтернативных сценариев развития атомной отрасли КНР до 2035 г. Параметры сценариев сформированы на основе экстраполяции выявленных тенденций развития отрасли и оценки влияния ключевых технологических, институциональных и инфраструктурных факторов, определяющих темпы расширения атомной генерации.

² «“十四五”现代能源体系规划》[План создания современной энергетической системы в период 14-й пятилетки (2021–2025 гг.)] // https://www.mee.gov.cn/zcwj/zyygwj/202401/t20240111_1063458.shtml, дата обращения 11.06.2026.

³ China Building Half of World's New Nuclear Power Despite Inland Plants Pause // <https://globalenergymonitor.org/research/china-building-half-worlds-new-nuclear-power-despite-inland-plants-pause>, дата обращения 11.06.2026.

⁴ 《中国核能发展报告(2025)》蓝皮书发布 // <https://www.china-nea.cn/site/content/49225.html>, дата обращения 11.06.2026.

⁵ World Nuclear Performance Report 2024 // <https://world-nuclear.org/our-association/publications/global-trends-reports/world-nuclear-performance-report>, дата обращения 11.06.2026.

⁶ World Nuclear Performance Report 2025 // https://world-nuclear.org/images/articles/World_Nuclear_Performance_Report_2025_ec7e189b.pdf, дата обращения 11.06.2026.

Динамика ввода мощностей и исполнение государственных планов по развитию атомной энергетики

По состоянию на конец 2024 г. в Китае в коммерческой эксплуатации находилось 57 энергоблоков общей установленной мощностью от 55 до 58 ГВт. К концу 2025 г. установленная мощность энергоблоков, находившихся в коммерческой эксплуатации в Китае, по официальным источникам, достигла 62,5 ГВт⁷. В стадии сооружения находилось до 59 ГВт мощностей. Если говорить о роли атомной генерации внутри национального энергобаланса, то по итогам 2025 г. ее доля составила 4,82 %⁸. Отметим, что показатель 5 % не удастся преодолеть уже более шести лет. Но это связано не со стагнацией ядерной энергетики, а с рекордным ростом всего энергетического сектора страны.

Важным качественным достижением отрасли стал ввод в эксплуатацию высокотемпературного газоохлаждаемого реактора *HTR-PM* в 2023 г. В Китае данный реактор относят к IV поколению. Утверждается, что блок *Shidao Bay-1* (Шидаовань-1) стал первым в мире коммерческим блоком IV поколения, запущенным в эксплуатацию. Однако следует отметить, что на международном уровне пока нет единого мнения о полном соответствии *Shidao Bay-1* критериям IV поколения, и ряд экспертов рассматривает его как переходную технологию («поколение 3+» или прототип) [Ezell, 2024: 2].

Ключевой характеристикой периода 2022–2025 гг. стал феномен ускоренного одобрения. Если в период после аварии на Фукусиме (2011–2018 гг.) отрасль стагнировала, то последние три года демонстрируют рекордную динамику ежегодным одобрением строительства. При анализе перспектив развития важно сопоставить декларируемые цели с фактическим исполнением, так как китайское государственное планирование исторически склонно к установлению амбициозных целевых показателей.

В пределах 14-й пятилетки, рассчитанной на 2021–2025 гг., в качестве целевого ориентира была установлена планка в 70 ГВт установленной мощности к 2025 г. Итоговые результаты показали, что этот рубеж достигнут не был. По ряду источников недобор составлял примерно 12 ГВт, то есть около 17 %. В официальных китайских материалах приводится иная оценка: фактическое отставание определено на уровне 7,5 ГВт, или 10,5 %⁹. Расхождение заметно, однако в обоих случаях фиксируется одно и то же об-

⁷ 全国核电运行情况 (2025年1—12月) [Состояние эксплуатации атомных электростанций Китая (январь—декабрь 2025 г.)] // https://nnsa.mee.gov.cn/ywdt/hyzx/202602/t20260206_1143783.html, дата обращения 11.06.2026.

⁸ Там же.

⁹ 全国核电运行情况 (2025年1—12月) [Состояние эксплуатации атомных электростанций Китая (январь—декабрь 2025 г.)] // https://nnsa.mee.gov.cn/ywdt/hyzx/202602/t20260206_1143783.html, дата обращения 11.06.2026.

стоятельство: плановое значение выполнено не полностью. Речь идет уже о третьем подряд пятилетнем цикле, в котором заявленные показатели по атомной генерации не были реализованы в срок: целевой ориентир 13-й пятилетки, предполагавший достижение 58 ГВт к 2020 г., был закрыт лишь приблизительно четырьмя годами позже. Аналогичным образом не получили своевременного исполнения и параметры 12-й пятилетки [Nakano, 2026]. Тем не менее в интерпретации О. В. Фокиной степень выполнения китайских планов может быть описана через категорию прогрессирующей устойчивой динамики [Фокина, 2025: 101]. Формальное невыполнение показателей сохраняется, однако сама траектория развития при этом не теряет поступательного характера.

Принятая в марте 2026 г. 15-я пятилетка задала для отрасли новый целевой уровень — 110 ГВт установленной мощности к 2030 г. [Nakano, 2026]. Данный показатель требует вполне конкретного прироста — около 48 ГВт за пять лет, т. е. речь идет о вводе, сопоставимом примерно с 40 крупными реакторами. В атомной отрасли сам механизм реализации всегда сдвинут во времени: между утверждением проекта и коммерческим пуском в КНР обычно проходит около семи лет. Следовательно, пятилетка 2026–2030 гг. в значительной степени будет закрываться не за счет будущих решений, а за счет тех блоков, которые получили одобрение в 2022–2025 гг. С этой точки зрения заданный ориентир достижим, но только в том случае, если сохранится текущий темп ввода объектов. Таким образом, наблюдается эффект отложенного роста:

- краткосрочный прогноз: цель 2025 г. (70 ГВт) будет достигнута с опозданием на полтора-два года (в 2026–2027 гг.);
- среднесрочный прогноз: благодаря «конвейерному» одобрению более 40 блоков за последние четыре года к 2030 г. Китай с высокой вероятностью обгонит Францию и США, став мировым лидером по установленной мощности, достигнув показателя в 110–120 ГВт.

Такая динамика требует значительных финансовых вливаний. Финансирование отрасли в Китае выстроено через многоуровневую систему. В ней задействованы и государственные механизмы, и внебюджетные каналы, и частные инвестиции [Бутузова, 2024: 911]. При этом нынешний этап развития имеет ограничение пространственного характера. Как отмечает *Global Energy Monitor*, негласный мораторий на строительство АЭС во внутренних районах страны все еще сохраняется после катастрофы на Фукусиме-1¹⁰. Правительство КНР не меняет принцип размещения: новые станции по-прежнему концентрируются в прибрежной зоне. Причина связывается

¹⁰ China Building Half of World's New Nuclear Power Despite Inland Plants Pause // <https://globalenergymonitor.org/research/china-building-half-worlds-new-nuclear-power-despite-inland-plants-pause>, дата обращения 11.06.2026.

с экологическими рисками для речных бассейнов. Отсюда возникает территориальный перекося: основной массив генерации тяготеет к восточному и южному побережью.

Таким образом, состояние отрасли к 2025 г. точнее описывается не как ровное расширение, а как жесткое масштабирование в условиях внутренних ограничений. Технологическая база уже отработана, инвестиционное продвижение сохраняется, однако ввод мощностей идет с временным отставанием от плановых ориентиров. Этот разрыв сам по себе важен, но на долгосрочную направленность процесса он, по сути, не влияет.

Технологическая трансформация отрасли

Вторым фундаментальным трендом, определяющим современный облик атомной отрасли Китая, является завершение трансфера иностранных технологий и переход к доминированию собственных инженерных решений. Если в начале XXI в. стратегия КНР строилась на адаптации западных проектов — французских *M310* и американских *AP1000*, — то к 2025 г. отрасль опиралась на национальную технологическую базу. Аналитики отмечают, что Китай опережает США примерно на 10–15 лет в способности разворачивать реакторы IV поколения в промышленных масштабах [Ezell, 2024: 4].

Центральным элементом этой стратегии стал реактор третьего поколения «Хуалун-1» (*Hualong One / HPR1000*). Разработка данного проекта позволила преодолеть зависимость от лицензионных ограничений, с которыми Пекин сталкивался при строительстве реакторов *AP1000* компании *Westinghouse*. Показательно, что утвержденные в апреле 2025 г. проекты расширения АЭС базируются исключительно на отечественных технологиях. Согласно официальным данным, уровень локализации ключевого оборудования для новых проектов достиг 100 %, что свидетельствует о формировании практически полностью независимой национальной производственной цепочки¹¹.

Стратегия догоняющего технологического суверенитета, реализованная Китаем в 2010–2020-е гг., в существенной мере повторяет модель, ранее примененную в других высокотехнологичных отраслях КНР: сначала — заимствование внешнего решения, затем — постепенное освоение критических узлов, после чего — выход на собственный серийный продукт. Но переход от начальной зависимости к полной локализации прошел в ядерной энергетике быстрее, чем во многих сопоставимых секторах. Дистанция между первым *AP1000*, заложенным в 2009 г., и *Hualong One* с полной локализацией к 2025 г. укладывается примерно в 15 лет, что является очень коротким сроком для такого типа технологий. Экспортная стадия не была

¹¹ China to accelerate Hualong One's mass construction // <https://www.chinadaily.com.cn/a/202603/05/WS69a95013a310d6866eb3bf23.html>, дата обращения 11.06.2026.

отложена на неопределенное будущее: по темпам она оказалась как минимум сопоставимой с тем, что наблюдалось в тепловой энергетике и секторе ВИЭ, в отдельных аспектах — даже опережающей.

Во многом это объясняется внутриотраслевой координацией, которая в Китае изначально опиралась на сохранение полного государственного контроля по всей цепочке. За счет этого были сняты многие издержки согласования. Не менее существенным оказалось и то, что китайская система не воспроизвела западный эффект *regulatory ratchet*, т. е. последовательного удорожания проекта под давлением нарастающих регуляторных требований [Nakano, 2026].

Наиболее значимым достижением китайской атомной программы стал ввод в коммерческую эксплуатацию первой в мире АЭС IV поколения «Шидаовань-1» (*Shidaowan-1*) в провинции Шаньдун. В отличие от традиционных водо-водяных реакторов, этот высокотемпературный газоохлаждаемый реактор с шаровой засыпкой (*HTR-PM*) использует гелий в качестве теплоносителя и обладает пассивными системами безопасности, исключающими расплавление активной зоны даже при полной потере электроснабжения, принудительной циркуляции теплоносителя или теплоносителя как такового. Особенностью *HTR-PM* является то, что они считаются более безопасными и эффективными. Согласно данным Т. С. Батраченко, КНР занимает лидирующую позицию по разработке технологий реакторов IV поколения, имея в эксплуатации или строительстве четыре из шести перспективных технологий, определенных Международным форумом GIF [Батраченко, 2024: 349]. Важно подчеркнуть, что 93,4 % материалов и оборудования для этого проекта стоимостью 16 млрд долл. было произведено внутри Китая [Ezell, 2024: 5]. Успешный запуск «Шидаовань-1» фактически вывел КНР в технологические лидеры, так как аналогичные проекты в других странах пока не вышли за рамки экспериментальных установок.

Параллельно с гигаваттными мощностями Китай активно осваивает нишу малых модульных реакторов (*SMR*). На базе АЭС «Чанцзян» в провинции Хайнань на завершающей стадии находится строительство первого в мире коммерческого наземного модульного реактора «Линлун-1» (*Linglong One*), который прошел полную сертификацию МАГАТЭ¹². Модульность конструкции позволяет производить ключевые узлы в заводских условиях, что существенно сокращает сроки монтажа и капитальные затраты. Развитие *SMR* рассматривается не только как способ энергоснабжения изолированных территорий, но и как технологический плацдарм для экспансии на рынки развивающихся стран, где крупные энергоблоки избыточны для локальных сетей.

¹² China to accelerate Hualong One's mass construction // <https://www.chinadaily.com.cn/a/202603/05/WS69a95013a310d6866eb3bf23.html>, дата обращения 11.06.2026.

Инновационная активность подтверждается и наукометрическими показателями. За период с 2008 по 2023 г. доля Китая в общем объеме международных патентов в ядерной сфере выросла с 1,3 до 13,4 % [Ezell, 2024: 6]. Особенно заметен приоритет китайских разработчиков в области термоядерного синтеза, где по количеству патентных заявок КНР уже опережает США.

Новые сферы применения ядерной энергии

В долгосрочной перспективе роль атомной энергетики в КНР претерпит фундаментальный сдвиг, выходящий далеко за рамки традиционной генерации электроэнергии. В контексте национальной стратегии «Прекрасный Китай — 2035» (*Beautiful China 2035*) атомная отрасль рассматривается как системный интегратор, обеспечивающий глубокую декарбонизацию так называемых трудно поддающихся электрификации секторов (*hard-to-abate sectors*) — металлургии, химической промышленности. Согласно прогнозным моделям, для достижения целевых показателей экологического развития доля ядерной энергии в первичном потреблении должна существенно возрасти, обеспечивая базу для замещения угольной генерации не только в электросетях, но и в промышленных процессах.

До 2035 г. технологическая эволюция отрасли все заметнее связывается не просто с наращиванием атомной генерации, а с более широким режимом использования ядерной энергии. Центральное место в этой конфигурации отводится водороду¹³. Именно здесь проявляется один из наиболее существенных сдвигов текущего этапа. Важное различие состоит в логике возобновляемой энергетики: она ориентируется прежде всего на выпуск зеленого водорода через низкотемпературный электролиз. Китайская атомная стратегия выстраивается иначе: акцент переносится на термохимические циклы и высокотемпературный паровой электролиз — *HTSE*. Тем самым ядерная энергетика рассматривается уже не только как источник электроэнергии, но и как технологическая база для сопряженных энергетических цепочек.

Водород включен Китаем в 14-й пятилетний план как стратегически значимый энергоноситель, инвестиционные проекты поддерживаются государством через Национальный фонд развития водородной энергетики. На горизонте текущего десятилетия китайская администрация рассчитывает выстроить комплексную архитектуру обращения ресурса. Проектируемая система объединит производственную базу на основе современных электролизеров, логистических магистралей и широкой сети автозаправочных станций в единый функционирующий механизм.

¹³ 2035 “美丽中国” 目标下的我国核能和氢能发展前景 [Перспективы развития ядерной и водородной энергетики Китая в условиях реализации целей «Прекрасный Китай — 2035»] // https://www.cemf.net.cn/zh/publications#section_a, дата обращения 11.06.2026.

Технологической основой этого перехода служат высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы (*HTGR*), подобные уже введенному в эксплуатацию в провинции Шаньдун. Эти установки способны генерировать технологическое тепло с температурой на выходе 750–950 °C, что критически важно для эффективности термохимического расщепления воды (например, через йодно-серный цикл). Потенциальный КПД подобного производства превышает 50 %, что меняет само экономическое сравнение разных моделей водородной генерации. При крупном промышленном масштабе розовый водород (чистый энергоноситель, который производят методом электролиза воды с использованием ядерной энергии) оказывается более привлекательным, чем водород, получаемый электролизом на основе ВИЭ.

Замысел правительства КНР строится на прямой физической интеграции атомных станций с химическими комплексами и металлургией. Подача высокопотенциального тепла вместе с реакторным водородом трансформирует логику тяжелой промышленности. Процесс прямого восстановления железа окончательно вытесняет кокс из технологической цепочки, а выпуск синтетического топлива и аммиака отвязывается от традиционной ресурсной базы. Для китайской макроэкономики подобный структурный маневр носит безальтернативный характер. Он нивелирует риски внешних углеводородных поставок, замыкая суверенный контур чистой энергии внутри государственных границ.

Функционал современных реакторов не ограничивается промышленным сектором, масштабируясь на сферу коммунального теплоснабжения. Указанный сдвиг прицельно решает старую проблему северных провинций: ежегодный старт зимнего сезона на базе угля традиционно провоцировал критическую деградацию атмосферы. Переключение городских сетей на ядерную когенерацию в потенциале ломает этот сценарий, превращая атомные станции в базовый драйвер экологического восстановления территорий. Практическая состоятельность данной модели уже получила подтверждение на примере пилотного проекта «Нуаньхэ-1» (*Nuanhe One*), реализованного на базе АЭС «Хайян» в провинции Шаньдун: станция уже используется для теплоснабжения городского населения, причем локальные угольные мощности в этой схеме были фактически полностью замещены¹⁴. До 2035 г. предполагается не точечное повторение такого опыта, а его разворачивание в ином масштабе. Речь идет о строительстве магистральных теплотрасс значительной протяженности — до 100 км. Именно эта техническая связка позволяет вынести источник тепла за пределы городской застройки и одновременно обеспечить теплоснабжение крупных агломераций без размещения реакторов в черте мегаполиса.

¹⁴ China to accelerate Hualong One's mass construction // <https://www.chinadaily.com.cn/a/202603/05/WS69a95013a310d6866eb3bf23.html>, дата обращения 11.06.2026.

Параллельно рассматривается и другая линия развития — специализированные низкотемпературные реакторы бассейнового типа «Яньлун», рассчитанные исключительно на задачи районного отопления. Их конструкция заметно проще, а профиль безопасности, напротив, выше, что и формирует интерес к ним как к отдельному формату развития ядерного теплоснабжения. В то же время амбициозные планы по наращиванию мощностей до 150–200 ГВт к середине 2030-х гг. неизбежно сталкиваются с вызовом ресурсного обеспечения. Собственные запасы природного урана у Китая ограничены, именно поэтому форсируется переход к замкнутому ядерному топливному циклу. В этой логике стратегия «трех шагов» (термо-ядерные реакторы — быстрые реакторы — реакторы синтеза), утвержденная еще в 1980-е гг., вступает в решающую вторую фазу. Ключевая роль здесь отводится реакторам на быстрых нейтронах, прежде всего проектам типа *CFR-600*, строительство которых ведется в Сяпу. Смысл таких установок заключается в возможности нарабатывать новое делящееся вещество из обедненного урана-238. В теоретическом пределе это расширяет ресурсную базу примерно в 60 раз¹⁵. Для страны с ограниченным урановым обеспечением такой параметр имеет не второстепенное, а системное значение.

Однако именно на этом участке и проявляется наиболее уязвимое место. Темпы переработки отработавшего ядерного топлива пока не соответствуют темпам его накопления. Растущий парк легководных реакторов увеличивает объем отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) быстрее, чем развивается радиохимическая инфраструктура КНР¹⁶. Отсюда возникает стратегический разрыв. Поэтому ввод крупномасштабного завода по переработке ОЯТ в интервале 2030–2035 гг. следует рассматривать как критическое условие устойчивости всей модели.

Важной стратегической дилеммой периода до 2035 г. остается вопрос строительства АЭС в глубине материка. Развитие технологий пассивной безопасности (в частности, малых модульных реакторов *SMR* и газоохлаждаемых реакторов), не требующих больших объемов воды для аварийного расхолаживания, создает предпосылки для пересмотра этого ограничения. Реалистичным представляется, что в ближайшем будущем Китай может санкционировать ограниченное строительство *SMR* во внутренних районах для энергоснабжения изолированных промышленных зон и дата-центров, что станет поворотным моментом в географии отрасли.

Таким образом, к 2035 г. атомная энергетика Китая трансформируется из вспомогательного источника электричества в универсальную энергетическую платформу, обеспечивающую экономику электричеством, про-

¹⁵ Nuclear Power Industry Chain Report: Approval Acceleration and Supply Chain Prosperity // https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202405061632470678_1.pdf, дата обращения 11.06.2026.

¹⁶ Там же.

мышленным паром, теплом и водородом, что является фундаментом для достижения целей углеродной нейтральности.

Результаты исследования. Экономика, экспорт и системные вызовы

Успехи китайской ядерной программы обусловлены не только политической волей, но и фундаментальными экономическими факторами, создающими уникальную конкурентную среду по сравнению с западными рынками. В то время как на Западе атомная энергетика страдает от постоянного удорожания проектов, Китаю удастся удерживать капитальные затраты на низком уровне благодаря эффекту масштаба и государственной поддержке. Стоимость строительства новых реакторов в КНР составляет примерно 2,5–3 тыс. долл./кВт, что составляет около одной трети от стоимости аналогичных проектов во Франции и США [Ezell, 2024: 11].

Ключевым драйвером этой эффективности является доступ к дешевому капиталу: около 70 % стоимости реакторов покрывается кредитами государственных банков по ставкам, достигающим 1,4 %, что значительно ниже рыночных условий для западных компаний. Это напрямую влияет на нормированную стоимость электроэнергии (*LCOE*). По расчетам аналитиков, стоимость атомной генерации в Китае составляет около 70 долл./МВт·ч, в то время как в США этот показатель достигает 105 долл., а в Евросоюзе — 160 долл. При сравнении с другими источниками энергии внутри страны атомная генерация в Китае демонстрирует высокую конкурентоспособность, особенно при низких ставках дисконтирования [Лю, 2023: 5].

Накопив компетенции внутри страны, Пекин переходит к активной внешней экспансии, используя свои финансовые возможности и технологический прогресс и рассматривая экспорт ядерных технологий как инструмент геополитического влияния [Торопчин, 2022: 168]. Правительство ставит амбициозную цель — экспортировать 30 ядерных реакторов к 2030 г., что может принести китайским компаниям до 145 млрд долл.¹⁷. Экспортная экспансия ядерных технологий КНР тесно переплетена с геополитическими инициативами. Институциональной основой китайской экспансии выступает инициатива «Один пояс — один путь». Как отмечает Г. В. Торопчин, Пекин выбрал формат «зеленого Шелкового пути» в качестве главного инструмента для занятия рыночной ниши, освободившейся после реструктуризации западных гигантов *Westinghouse* и *Areva* (ныне *Orano*).

Однако на международной арене Китай сталкивается со сложной конкурентной средой. В исследовании Н. Яндзиковой подчеркивается двойствен-

¹⁷ China could build 30 'Belt and Road' nuclear reactors by 2030: official // <https://www.reuters.com/article/business/china-could-build-30-belt-and-road-nuclear-reactors-by-2030-official-idUSKCN1TL0HY/>, дата обращения 11.06.2026.

ный статус КНР: «Китай является ключевым стратегическим партнером России в ядерной энергетике, однако отличается от всех других стран-партнеров тем, что он также является крупным производителем и нередко воспринимается как конкурент» [Яндзикова, 2025: 233]. На текущий момент успехи Китая географически ограничены. Г. В. Торопчин указывает, что Пакистан остается «флагманским примером» и фактически единственным партнером такого уровня в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Реализации глобальных амбиций КНР препятствует ряд факторов, главным из которых является «доминирование России в прорывных областях ядерной техники и значительная доля «Росатома» на международном рынке», а также нехватка политической воли у элит некоторых стран для сотрудничества с Китаем в стратегической сфере [Торопчин, 2022: 169].

Китайские корпорации *CNNC* и *CGN* используют государственную поддержку для предложения комплексных решений развивающимся странам. При этом Пекин активно использует механизмы энергетической дипломатии, предлагая партнерам не только строительство под ключ, но и не ограниченное строгими требованиями ОЭСР льготное кредитование, обучение персонала и поставки топлива, что создает долгосрочную технологическую привязку. Флагманским продуктом для экспорта является реактор *Hualong One*. Успешная сдача двух блоков *Hualong One* (К-2 и К-3) на АЭС «Карачи» в Пакистане стала доказательством экспортного потенциала этой технологии. Тем не менее на 2022 г. доля Китая на мировом рынке экспорта реакторов составляла всего 1–2 %, существенно уступая России (18,1 %) и США (16,4 %).

Несмотря на успехи, отрасль сталкивается с серьезными структурными рисками. Главным узким местом является отставание мощностей замыкающей стадии топливного цикла. Китай принял стратегию замкнутого ядерного топливного цикла (ЗЯТЦ), однако промышленные мощности по переработке отработавшего ядерного топлива остаются недостаточными. Вторым фактором уязвимости остается зависимость от импорта природного урана. Несмотря на развитие внутренней добычи, Китай вынужден импортировать значительные объемы сырья для обеспечения работы своего быстрорастущего флота реакторов, потратив на импорт урана в 2021 г. около 1,31 млрд долл. [Лю, 2023: 7].

Рост числа энергоблоков сам по себе создает новую нагрузку на контур безопасности, что обуславливает постоянное обновление систем управления безопасностью и заметный интерес Китая к риск-информированным методам эксплуатации и надзора. Детерминистский подход сохраняет свое место, но вокруг него наращивается вероятностный слой — *PSA/PRA (Probabilistic Safety Assessment / Probabilistic Risk Assessment)*. Именно в таком сочетании сегодня и выстраивается практика, близкая одновременно к рекомендациям МАГАТЭ и к американскому опыту регулирования [Chu et al., 2025].

Обсуждение

Проведенный анализ демонстрирует, что атомная энергетика Китая находится в точке бифуркации. С одной стороны, статистические данные подтверждают беспрецедентный для XXI в. темп ввода мощностей. С другой стороны, выявленное расхождение между плановыми показателями 14-й пятилетки и фактическим состоянием указывает на инерционность инвестиционных циклов в атомной отрасли.

Вопрос о технологическом лидерстве Китая остается открытым. Основания для такой постановки понятны: КНР заявляет о вводе в эксплуатацию первого в мире реактора IV поколения — *Shidaowan-1*, — но именно вокруг этой квалификации и сохраняется наибольшее число споров. Тем не менее коммерческая эксплуатация такой установки уже дает Китаю реальный опыт, инженерную наработку, практику обращения с технологией вне лабораторного или проектного режима, отсутствующие у большинства стран ОЭСР. На этом уровне преимущество КНР выглядит вполне осязаемым: там, где у одних сохраняются чертежи и концепты, у других уже формируется производственная компетенция.

Экономическое сопоставление выводит на поверхность различие не частного, а системного порядка. Для США и стран ЕС критическим ограничителем выступает стоимость капитала: при высоких ставках дисконтирования продолжительные атомные стройки быстро теряют инвестиционную привлекательность. В Китае ситуация устроена иначе: Государственный характер финансирования удерживает *LCOE* атомной генерации в зоне конкурентоспособности. Из этого вытекает и различие в функции самой АЭС. В западной логике такой объект чаще оценивается как коммерческий проект с жесткой чувствительностью к срокам и цене капитала. В китайской — как элемент долгой инфраструктурной работы и база для будущей водородной экономики. Но именно здесь появляется и встречное ограничение. Дефицит мощностей по переработке ОЯТ уже не выглядит периферийной технической проблемой. Если программа замыкания топливного цикла не будет ускорена, к 2030 г. атомный ренессанс рискует столкнуться не с нехваткой строящихся блоков, а с кризисом бэкэнда — обращения с отходами и отработавшим топливом.

Сценарии развития атомной отрасли КНР до 2035 г.

Наиболее оправданной выглядит трехчастная модель сценирования дальнейшей динамики китайской атомной отрасли — базовый сценарий, оптимистический и консервативный. Основанием для такой конструкции служит не один параметр, а совокупность переменных, от которых зависит траектория атомной энергетики КНР.

Первая группа связана с темпами одобрения и последующего ввода новых блоков. Здесь сходятся два условия: политическое решение Госсовета КНР и практическая способность ключевых корпораций — *CNNC*, *CGN*, *SPIC* — удерживать режим фактически конвейерного строительства. Вторая группа факторов относится уже к топливному циклу. Решающее значение будет иметь не формальная постановка задачи, а реальный ввод промышленных мощностей по переработке ОЯТ, а также коммерческое развертывание быстрых реакторов, прежде всего *CFR-600* и *CFR-1000*.

Отдельный узел образует пространственное ограничение. Сохранение либо отмена негласного моратория на строительство АЭС во внутренних районах страны напрямую влияет на доступность атомной генерации для крупных промышленных провинций — Хунани, Хубэй, Цзянси, Сычуани. Еще один блок неопределенности связан с коммерциализацией технологий IV поколения, включая *HTR-PM* и *TMSR*. Именно здесь решается, смогут ли они выйти за пределы демонстрационного статуса и стать источником высокопотенциального тепла для водородной экономики и промышленной декарбонизации. Наконец, сохраняется фактор общеэнергетического масштаба. Речь идет о скорости роста спроса на электроэнергию и о способности энергосистемы принять возрастающий объем базовой генерации. Именно конфигурация этих пяти переменных и будет определять, по какой из возможных траекторий пойдет развитие отрасли.

Архитектура базового сценария (инерционное лидерство) опирается на удержание текущих темпов экспансии. Речь идет о стабильном согласовании 10–12 новых энергоблоков ежегодно, что позволит достичь уровня в 100–110 ГВт к 2030 г. и выйти на 150 ГВт к середине следующего десятилетия. При таком раскладе доля атома в энергобалансе увеличится до 8–10 %. Однако жизнеспособность этой модели напрямую зависит от запуска завода по переработке ОЯТ в Ганьсу. Параллельно ожидается точечное внедрение малых модульных реакторов и запуск пилотных водородных проектов.

Альтернативная траектория «технологического прорыва» (оптимистический сценарий) завязана на форсированную коммерциализацию инноваций. Главными драйверами здесь выступают быстрые и торий-содержащие установки, а также возможная отмена запрета на возведение АЭС в глубине материка. В этом случае к 2035 г. мощность генерации способна взлететь до 180–200 ГВт, превысив порог в 10–12 % от общего энергопроизводства. Атом начнет активно проникать в смежные отрасли — от металлургии до синтеза водорода, а экспорт реакторов *Hualong One* дополнительно снизит зависимость макроэкономики от импортного топлива.

Наконец, консервативная модель (задержка бэкэнда) иллюстрирует риски инфраструктурного отставания. Если процесс замыкания топливного цикла забуксует, после 2028 г. регуляторы будут вынуждены притормозить выдачу лицензий на новые блоки. Как следствие, целевые показатели со-

жмутся до 90—95 ГВт к 2030 г. и 130 ГВт к 2035 г. Сохранение ограничений на внутриматериковые станции ограничит потенциал ядерной декарбонизации, вынуждая Пекин закрывать дефицит энергии за счет форсированного ввода ВИЭ и дополнительных закупок импортного СПГ.

Сопоставление сценариев, выполненное с опорой на ретроспективу исполнения 12-, 13- и 14-й пятилеток, а также на текущие институциональные индикаторы, позволяет считать наиболее вероятным базовый вариант. В расчет здесь принимаются не только прежние результаты планирования, но и вполне конкретные параметры настоящего момента: объем капитальных вложений, число уже одобренных блоков, степень готовности ключевых инфраструктурных проектов. При такой совокупности признаков вероятность базового сценария оценивается примерно в 55—60 %.

Два других сценария выглядят менее вероятными, хотя и не маргинальными. И оптимистическая, и консервативная траектории могут быть оценены на уровне около 20 % каждая. Иными словами, поле неопределенности сохраняется, но его структура несимметрична: инерционный путь пока просматривается отчетливее остальных.

В логике стратегии «Прекрасный Китай — 2035» атомная энергетика, по крайней мере в базовом и особенно в оптимистическом сценарии, выходит далеко за пределы обычной электрогенерации. За ней закрепляется инфраструктурная функция более широкого порядка. Именно через нее может удерживаться базовая нагрузка энергосистемы в условиях растущей доли переменных ВИЭ. Тем же контуром обеспечиваются высокопотенциальное тепло и водород, необходимые промышленному сектору. Сюда же относится и постепенное вытеснение угольных ТЭЦ из систем централизованного теплоснабжения городов. Иная конфигурация возникает при консервативном варианте, тогда значительная часть этой роли смещается в сторону ВИЭ и импортного СПГ. Усиливается зависимость от внешних рынков, причем именно от тех сегментов, для которых характерна повышенная ценовая волатильность. Тем самым возрастает и неопределенность вокруг долгосрочной цели — достижения углеродной нейтральности к 2060 г.

Заключение

Состояние китайской ядерной энергетики в 2024—2025 гг. указывает на завершение одного этапа и начало другого. Период технологической адаптации, по существу, уже позади. На первый план выходит фаза, которую все труднее описывать как простое догоняющее развитие. Масштаб одобренных проектов, инвестиционная плотность и скорость разворачивания собственных технологических решений позволяют говорить уже о реализуемой претензии на глобальное лидерство. Сдержанный скепсис в отношении выполнения государственных планов сохраняет основания, но

только частично. Более существенным становится другой показатель: курс на многократное расширение отрасли уже обеспечен и инвестиционно, и организационно. Об этом говорит и объем вложений, и беспрецедентное число новых блоков, получивших одобрение.

Китайская модель в этой связи выглядит особенно примечательно. В одном контуре соединены государственное планирование, доступ к дешевому капиталу и переход к собственным технологическим платформам. В результате образовался задел, который обеспечивает КНР не абстрактное, а вполне измеримое преимущество по темпам строительства с возможным отрывом от конкурентов на 10–15 лет. В горизонте до 2035 г. атомная энергетика КНР выходит из роли вспомогательного источника электроэнергии. Атомный сектор начинает выполнять функции одного из базовых элементов низкоуглеродной экономики, причем его значение определяется не только поставкой электричества — в промышленный контур включаются также тепло и водород. Отсюда происходит смещение и главного узла проблем — со строительства реакторов к замыканию топливного цикла и снижению зависимости от внешней ресурсной базы. Если именно этот вопрос не получит своевременного решения, дальнейшее расширение отрасли столкнется уже не с фронтальными технологическими, а со структурными ограничениями.

Список литературы

Батраченко Т. С., Стаханова П. В., Кирьянова Е. В., 2024. Краткий обзор крупнейших АЭС Китайской Народной Республики, а также проектов строительства реакторов четвертого поколения // Инновационные механизмы управления цифровой и региональной экономикой. С. 342–362.

Бутузова Д. А., Шереметьева К. О., Кирьянова Е. В., 2024. Финансирование и инвестиции в ядерную энергетику Китая // Инновационные механизмы управления цифровой и региональной экономикой. С. 909–919.

Лукашенко И. В., 2025. Водородные стратегии ведущих экономик: финансовая политика, технологии, перспективы // Мировая экономика и мировые финансы. 2025. Т. 4. № 2. С. 14–24.

Лю Ф., Вэй Л., Пань Ю., Ван С., 2023. Сравнение атомной энергетики Китая и США // *Advances in Economics, Business and Management Research* // <https://www.atlantis-press.com/proceedings/ftbm-23/125994701>, дата обращения 11.12.2025.

Торопчин Г. В., 2022. Атомный пояс и путь: выход Китая на международный ядерный рынок // Вестник Российского университета дружбы народов. Сер.: Экономика. 2022. Т. 30. № 2. С. 168–178.

Фокина О. В., Исупов И. В., 2025. Национальные проекты в сфере атомной энергетики: сравнение опыта России, Китая и Индии // Глобальная ядерная безопасность. Т. 15. № 3. С. 93–107.

Яндзикова Н., 2025. Международное сотрудничество России в ядерной сфере: регионы и стратегические приоритеты // Международная аналитика. Т. 16. № 3. С. 215–236.

Chu Y., Yang K., Yi Y., Chen S., Yang M., 2025. Risk Management in Nuclear Power Plant Configuration: Practices and Applications in China // Processes 2025. No. 6. Vol. 13 // <https://www.mdpi.com/2227-9717/13/6/1926/pdf?version=1750227330>, дата обращения 11.06.2026.

Ezell S. J., 2024. How Innovative Is China in Nuclear Power? Assessing the Strength of Its Nuclear Innovation System // Information Technology and Innovation Foundation (ITIF). 29 p.

Nakano J., Yeh Y.-H., 2026. China's Nuclear Energy Priorities Under Its 15th Five-Year Plan // Center for Strategic and International Studies (CSIS) // <https://www.csis.org/analysis/chinas-nuclear-energy-priorities-under-its-15th-five-year-plan>, дата обращения 11.12.2025.

Ranjbar Danial MESHKIN, PhD in History, Assistant, Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba (RUDN University)

Address: 6 Miklukho-Maklaya St., Moscow, 117198, Russian Federation

E-mail: randzhbar-meshkin-d@rudn.ru

ORCID: 0000-0002-1619-3383

Danila N. RATUSHNY, student, Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba (RUDN University)

Address: 6 Miklukho-Maklaya St., Moscow, 117198, Russian Federation

E-mail: khashmodai@mail.ru

ORCID: 0000-0003-4031-5667

NUCLEAR ENERGY OF CHINA: CURRENT STATE AND DEVELOPMENT PROSPECTS

DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_92

Received: 25.05.2026.

For citation: Meshkin R. D., Ratushny D. N., 2026. Nuclear Energy of China: Current State and Development Prospects. – *Geoeconomics of Energetics*. № 3 (35). P. 92–110. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_92

Keywords: China, nuclear energy, nuclear reactors, Hualong One, Generation IV, hydrogen economy, state planning, technological leadership.

Abstract

The relevance of the study is determined by the transformation of global nuclear energy in the mid-2020s, with China becoming its central actor as it has moved from importing technologies to the serial construction and deployment of Generation IV reactors. The aim of this study is to identify the key trends in the development of China's nuclear industry in 2024–2025, assess the feasibility of achieving the targets of the 14th Five-Year Plan, and analyze China's strategic transition towards technological leadership. The study draws on data from the World Nuclear Association, reports of the China Nuclear Energy Association, the strategic document *Beautiful China 2035*, and analytical reviews by the Information Technology and Innovation Foundation (ITIF) and Global Energy Monitor. Comparative and retrospective analysis, as well as scenario forecasting, were employed. The results show that, despite the record approval of 40+ power units in 2022–2025 and the commissioning of the world's first commercial Gen IV NPP Shidaowan1 (HTRPM), the planned target of the 14th Five-Year Plan (70 GW by 2025) will not be achieved on time due to the inertia of the construction cycle (actual ~60 GW). China has completed the localization of Hualong One technology and is moving towards the integrated use of nuclear energy, including the production of pink hydrogen using high-temperature reactors and the development of district-heating systems, such as the Nuanhe-1 project. The economic advantage is ensured by lowcost state lending (1.4 %), which reduces the cost of electricity generation to USD 70/MWh, compared with USD 105–160/MWh

in Western countries. The main challenges remain insufficient spent nuclear fuel re-processing capacity, dependence on uranium imports, and the continued moratorium on inland NPP construction. Thus, by 2035, China's nuclear energy will transform from an electricity source into a universal lowcarbon platform for industry; however, the strategy's implementation requires accelerated closing of the nuclear fuel cycle.

References

Batrachenko T. S., Stakhanova P. V., Kiryanova E. V., 2024. A Brief Overview of the Largest Nuclear Power Plants in the People's Republic of China, as well as Fourth-Generation Reactor Construction Projects. *Innovative Mechanisms of Digital and Regional Economy Management*. Pp. 342–362. (In Russ.)

Butuzova D. A., Sheremeteva K. O., Kiryanova E. V., 2024. Financing and Investments in China's Nuclear Energy // *Innovative Mechanisms of Digital and Regional Economy Management*. Pp. 909–919. (In Russ.)

Lukashenko I. V., 2025. Hydrogen Strategies of Leading Economies: Financial Policy, Technologies, and Prospects // *World Economy and World Finance*. Vol. 4. No. 2. Pp. 14–24. (In Russ.)

Liu F., Wei L., Pan Y., Wang S., 2023. Comparison of Nuclear Power between China and the United States // *Advances in Economics, Business and Management Research* // <https://www.atlantis-press.com/proceedings/ftbm-23/125994701>, accessed: 11.12.2025. (In Russ.)

Toropchin G. V., 2022. Nuclear Belt and Road: China's Entry into the International Nuclear Market // *RUDN Journal of Economics*. 2022. Vol. 30. No. 2. Pp. 168–178. (In Russ.)

Fokina O. V., Isupov I. V., 2025. National Projects in the Field of Nuclear Energy: A Comparison of the Experience of Russia, China and India // *Global Nuclear Safety*. Vol. 15. No. 3. Pp. 93–107. (In Russ.)

Yandzikova N., 2025. Russia's International Cooperation in the Nuclear Sphere: Regions and Strategic Priorities // *Journal of International Analytics*. Vol. 16. No. 3. P. 215–236. (In Russ.)

Chu Y., Yang K., Yi Y., Chen S., Yang M., 2025. Risk Management in Nuclear Power Plant Configuration: Practices and Applications in China // *Processes* 2025. No. 6. Vol. 13 // <https://www.mdpi.com/2227-9717/13/6/1926/pdf?version=1750227330>, accessed 11.06.2026. (In Eng.)

Ezell S. J., 2024. How Innovative Is China in Nuclear Power? Assessing the Strength of Its Nuclear Innovation System // *Information Technology and Innovation Foundation (ITIF)*. 32 p. (In Eng.)

Nakano J., Yeh Y.-H., 2026. China's Nuclear Energy Priorities Under Its 15th Five-Year Plan. Washington, D.C.: Center for Strategic and International Studies (CSIS) // <https://www.csis.org/analysis/chinas-nuclear-energy-priorities-under-its-15th-five-year-plan>, accessed: 11.12.2025. (In Eng.)

Ольга БОРИСОВА

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ОЦЕНКА РИСКОВ И ПОТЕНЦИАЛА

Дата поступления в редакцию: 05.05.2026.

Для цитирования: *Борисова О. А.*, 2026. Цифровая трансформация российской нефтегазовой отрасли: оценка рисков и потенциала. – Геоэкономика энергетики. № 3 (35). С. 111–127. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_111

Цифровизация нефтегазовой отрасли России выступает ключевым фактором устойчивости и конкурентоспособности в условиях энергетического перехода, санкционных ограничений и требований технологического суверенитета. Исследование ставит цель оценить текущий уровень цифровой зрелости российского нефтегазового сектора и выявить основные риски и потенциал цифровой трансформации.

Автор использует контент-анализ стратегических и корпоративных документов, сравнительный анализ показателей цифровой активности ведущих компаний и интегральное индексирование для оценки цифровой зрелости. Такой подход позволяет сопоставить динамику цифровых инвестиций и масштабы внедрения сквозных технологий.

Анализ показывает, что крупнейшие нефтегазовые компании последовательно наращивают цифровые вложения и расширяют применение цифровых месторождений, цифровых двойников, *IoT* и искусственного интеллекта. При этом уровень цифровой зрелости остается неоднородным, а эффекты цифровизации часто проявляются фрагментарно. Исследование выделяет ключевые группы рисков: технологические, кибернетические, институциональные и кадровые.

БОРИСОВА Ольга Александровна, научный сотрудник отдела экономических исследований Института стран СНГ, магистрант экономического факультета РГГУ. Адрес: Российская Федерация, г. Москва, 119180, Старомонетный пер., 7/10, стр. 3. E-mail: borisova.olga94@yandex.ru. SPIN-код: 2514-7730. ORCID: 0009-0005-4525-7592

Ключевые слова: цифровизация нефтегазовой отрасли, цифровая трансформация, цифровая зрелость, сквозные цифровые технологии, нефтегазовый сектор России, риски цифровизации, бизнес-аналитика.

Автор трактует цифровую трансформацию как интегрированный организационно-экономический процесс, а не набор отдельных ИТ-проектов. В работе формулируются направления повышения эффективности цифровизации: развитие систем показателей цифровой зрелости, адаптация стратегического планирования к *data-driven*-модели и усиление роли бизнесаналитики в управлении нефтегазовой отраслью России.

Введение

За последние годы цифровизация перестала быть для нефтегазового сектора преимущественно технологическим трендом и трансформировалась в ключевой фактор обеспечения устойчивости бизнеса в условиях энергетического перехода, геополитической турбулентности и усиливающегося санкционного давления на российские компании. Усиление требований к экологической и ресурсной эффективности, рост сложности разработки месторождений и необходимость поддержания конкурентоспособности на глобальных рынках стимулируют ускоренное внедрение цифровых решений в цепочке создания стоимости — от геологоразведки и добычи до транспорта, переработки и сбыта углеводородов.

Исследования, проведенные в отношении российских нефтегазовых компаний, показывают, что цифровизация и цифровая трансформация становятся неотъемлемой частью корпоративных стратегий развития, однако динамика и глубина этих процессов заметно различаются между отдельными игроками отрасли. На основе оценки уровня цифровизации ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть»», ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Татнефть» за период 2016–2020 гг. выявлено, что, несмотря на положительный тренд роста цифровой зрелости, отрасль в целом демонстрирует недостаточно высокие темпы преобразований по сравнению с декларируемыми стратегическими ориентирами. Последующие оценки и отраслевые обзоры за 2020–2025 гг. подтверждают сохранение этой логики: ускоряется рост цифровых инвестиций и расширяется набор внедряемых технологий, однако достигнутый уровень цифровой зрелости ключевых компаний по-прежнему уступает целевым ориентирам и лидирующим отраслям, а эффекты цифровизации носят неоднородный и зачастую фрагментарный характер [Спирин, 2026]. Одновременно исследования инвестиционной активности свидетельствуют о том, что рост доли нематериальных активов, вложений в НИОКР и цифровые проекты может рассматриваться как один из ключевых драйверов повышения инвестиционной привлекательности нефтегазовых компаний.

В этих условиях особую значимость приобретает научно-аналитическое осмысление глобальных стратегий и трендов цифровизации в нефтегазовом секторе с акцентом на российскую специфику, включая влияние санкций, курса на технологический суверенитет и импортозамещение программно-

аппаратных решений. При этом необходимо учитывать не только технологическую сторону процесса, но и трансформацию систем стратегического планирования, организационных моделей и механизмов управления бизнес-процессами в компаниях топливноэнергетического комплекса.

Цель настоящей статьи состоит в проведении научно-аналитического обзора и сравнительной оценки стратегий цифровизации ведущих российских нефтегазовых компаний, а также в выявлении ключевых тенденций, барьеров и факторов успеха цифровой трансформации на отраслевом и корпоративном уровнях. Для достижения поставленной цели предполагается, во-первых, раскрыть теоретико-методологические основы цифровизации нефтегазового сектора и уточнить понятийный аппарат; во-вторых, адаптировать и применить современные методики оценки уровня цифровизации и цифровой трансформации к российским компаниям; в-третьих, проанализировать особенности внедрения цифровых технологий в нефтегазовых и газовых предприятиях с учетом влияния регуляторной среды и отраслевых стратегий.

Научная новизна исследования заключается в интеграции количественной оценки уровня цифровизации и цифровой трансформации российских нефтегазовых компаний с анализом конкретных кейсов внедрения цифровых технологий и трансформации стратегического планирования в контексте цифровой экономики. Такой подход позволяет не только зафиксировать текущий уровень цифровой зрелости и динамику изменений, но и выявить взаимосвязи между стратегическими приоритетами компаний, используемыми технологическими решениями и достигнутыми экономическими эффектами.

Теоретикометодологические основы цифровизации нефтегазового сектора

Во-первых, представляется необходимым уточнить ключевые категории, используемые в анализе цифровой трансформации нефтегазового сектора. Под цифровизацией в отечественных и зарубежных исследованиях в отношении промышленных, в том числе нефтегазовых предприятий, как правило, понимается систематическое внедрение цифровых технологий в бизнес-процессы, направленное на повышение эффективности, прозрачности и управляемости производственных и управленческих систем [Байкова, Громыко, 2021]. Цифровая трансформация трактуется шире — как качественное изменение бизнесмодели, организационной структуры и систем управления за счет использования цифровых решений, что предполагает переход от точечной автоматизации к комплексному переосмыслению логики создания ценности [Вейс, Галянина, 2024]. Понятие цифровой зрелости в этом контексте отражает степень интеграции цифровых технологий и

практик в стратегию, процессы и культуру организации и используется как обобщающий индикатор уровня развития цифровой экономики на уровне компании или отрасли [*Цифровизация нефтяной промышленности...*, 2018].

Во-вторых, важно провести разграничение между автоматизацией, цифровизацией и собственно цифровой трансформацией бизнес-модели нефтегазовых компаний. Если автоматизация традиционно ориентирована на замещение ручного труда и оптимизацию отдельных операций, то цифровизация предполагает использование комплексных цифровых платформ, систем сбора и анализа данных, облачных сервисов и интеллектуальных алгоритмов для поддержания контуров управления в реальном времени. Цифровая трансформация выходит за рамки технологических изменений и включает пересмотр продуктового портфеля, переход к платформенным и сервисным моделям (например, умные сервисы по управлению месторождениями и транспортной инфраструктурой), а также развитие экосистемных форм взаимодействия с партнерами и поставщиками.

Технологическая основа современных стратегий цифровизации нефтегазового сектора формируется за счет целого ряда направлений. В работах, посвященных оценке уровня цифровизации российских нефтегазовых компаний, подчеркивается роль облачных сервисов, центров обработки данных, интернета вещей (*IoT*) [Еремин, 2022], *RFID*-технологий [*Информационные технологии...*, 2026], аналитики больших данных (*Big Data*), искусственного интеллекта и машинного обучения [*Цифровые решения для нефтегазовой отрасли...*, 2024], а также цифровых двойников [*Оценка уровня цифровизации...*, 2023] объектов добычи и транспортной инфраструктуры. Анализ российских и зарубежных компаний демонстрирует, что внедрение цифровых технологий на месторождениях, интеллектуальных системах управления добычей и транспортировкой, а также решений категории *Advanced Process Control* значительно повышает производительность, надежность и энергоэффективность. Но вместе с тем исследования показывают разнонаправленную динамику в использовании цифровых решений: в то время как увеличивается число компаний, применяющих искусственный интеллект и облачные платформы, наблюдается снижение числа организаций, использующих решения на базе *Big Data*. Это во многом обусловлено санкционными ограничениями и переходом на собственные центры обработки данных.

Теоретико-методологический анализ цифровизации нефтегазовой отрасли должен учитывать регуляторный и стратегический контекст. Национальная программа «Цифровая экономика» [*Постановление Правительства РФ* № 234, 2019], отраслевые концепции цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса, а также энергетические стратегии до 2030 и 2050 г. [*Распоряжение Правительства РФ* № 1523-р, 2020] определяют в России основные направления развития цифровых проектов в нефтегазовой промышленности.

Данные документы не только устанавливают целевые показатели цифровой зрелости и приоритетные направления внедрения технологий, но и оказывают значительное влияние на трансформацию корпоративного стратегического планирования. Они стимулируют переход к гибким, адаптивным и основанным на данных стратегиям, интегрированным с цифровыми платформами управления.

Особенности внедрения цифровых технологий на уровне предприятий и отрасли

Практика внедрения цифровых технологий в российских нефтегазовых компаниях носит многоуровневый характер и сочетает корпоративные программы цифровой трансформации с отраслевыми и национальными стратегиями развития цифровой экономики. На уровне предприятий цифровые инициативы фокусируются на создании цифровых месторождений, внедрении систем когнитивной геологии, цифровых двойников месторождений и технологических объектов, роботизированной автоматизации процессов (*RPA*), дистанционном мониторинге и управлении добычей и транспортом, а также интеграции облачных сервисов и аналитики больших данных в контуры управления производством.

Отраслевой обзор группы «Деловой профиль» «Цифровизация нефтегазовой отрасли: Россия на пути инноваций» [*Цифровизация нефтегазовой отрасли...*, 2025] показывает, что внедрение ИИ, *IoT* и цифровых двойников на отечественных месторождениях обеспечивает снижение операционных затрат на 20–40 %, рост коэффициента извлечения нефти на 10–30 % и улучшение энергоэффективности за счет оптимизации режимов работы месторождений и инфраструктуры. Приводятся оценки, согласно которым цифровые системы мониторинга и прогнозирования позволяют уменьшать эксплуатационные расходы на 12–20 %, сокращать незапланированные простои на 15–25 % и повышать эффективность нефтеперерабатывающих мощностей на 8–12 %.

Корпоративные кейсы, в том числе проект цифровой логистической платформы «Капитан» в компании «Газпром нефть» [*ПАО «Газпром». Цифровая трансформация*, 2023], демонстрируют сокращение затрат на морскую логистику арктической нефти на 12 % за счет оптимизации маршрутов и использования предиктивной аналитики, а примеры цифровых месторождений и цифровых двойников в «Роснефти» [*ПАО «НК «Роснефть»». Цифровизация*, 2026] и *BP* [*Оценка уровня цифровизации...*, 2023] фиксируют рост добычи и снижение логистических издержек при одновременном снижении рисков аварий и простоев.

Особое место в современных стратегиях цифровизации занимают технологии цифровых двойников и цифровых платформ. Анализ стратегических документов и реализованных проектов отечественных нефтегазовых ком-

паний показывает, что цифровые двойники рассматриваются как ключевой инструмент моделирования и оптимизации технологических процессов по всей цепочке — от добычи до переработки и транспорта углеводородов. Для эффективного применения данной технологии требуются стандартизированные данные, развитая сенсорная инфраструктура, высокопроизводительные вычислительные ресурсы и интеграция с системами управления предприятием, что обуславливает значительные организационные и инвестиционные требования к компаниям. Параллельно ведущие компании развивают корпоративные цифровые платформы, объединяющие геологические, производственные, логистические и финансовые данные в едином информационном контуре, что создает предпосылки для перехода к *datadriven*-управлению и платформенным бизнесмоделям.

На уровне отрасли можно выделить несколько устойчивых направлений цифровой трансформации.

Во-первых, развитие цифровой инфраструктуры — активное внедрение облачных сервисов, создание собственных центров обработки данных, развитие защищенных корпоративных сетей связи, что особенно значимо в условиях санкций и необходимости импортозамещения зарубежных ИТ-решений.

Во-вторых, распространение технологий интернета вещей и *LPWAN*-сетей (*LoRaWAN*, *NB-IoT*) [*Информационные технологии...*, 2026; *Цифровизация промышленности 2024*, 2024] для мониторинга распределенных объектов добычи и транспорта, включая удаленные шельфовые и арктические проекты, где критичны энергоэффективность и надежность связи.

В-третьих, внедрение искусственного интеллекта и машинного обучения для задач прогностической аналитики, оптимизации режимов работы оборудования, планирования геологоразведочных работ и управления рисками, при этом доля компаний ТЭК, использующих ИИ, за последние годы существенно выросла.

Вместе с тем исследования последствий и барьеров цифровой трансформации подчеркивают неоднородность и противоречивость этих процессов. По оценке экспертов, значительная часть цифровых проектов в российском нефтегазовом секторе до сих пор находится на стадии пилотных решений, переход к полномасштабному тиражированию сдерживается дефицитом отечественных технологий, кадровыми ограничениями, фрагментированностью ИТ-ландшафта и отсутствием достаточных стимулов для глубокой перестройки бизнес-процессов. Анализ статистики внедрения цифровых технологий в газовой промышленности показывает, что при общем росте числа предприятий, использующих цифровые решения, динамика по отдельным технологиям неоднородна: фиксируется ускоренное распространение облачных сервисов, *IoT* и ИИ на фоне снижения числа компаний, применяющих *Big Data* — решения, что во многом связано с санкционными ограничениями и переходом к собственным центрам обработки данных.

Наконец, важной особенностью цифровизации нефтегазовой отрасли является ее тесная связь с вопросами кибербезопасности и устойчивости критической информационной инфраструктуры. Высокий уровень цифровизации производственных процессов и растущая зависимость от цифровых платформ повышают уязвимость компаний к киберугрозам, нарушение работы которых может приводить к значительным не только экономическим, но и экологическим последствиям. Это требует от компаний параллельного развития систем информационной безопасности, внедрения специализированных решений по мониторингу и защите промышленных сетей, а также учета рисков ИБ при проектировании цифровых архитектур и управлении портфелем цифровых проектов. В результате особенности внедрения цифровых технологий в российском нефтегазовом секторе определяются сочетанием высоких амбиций по цифровой трансформации, существенных технологических и институциональных ограничений, а также необходимости балансировать между инновационностью, надежностью и безопасностью критической инфраструктуры.

Трансформация стратегического планирования в контексте цифровизации

Цифровизация нефтегазового сектора приводит к изменению самой логики стратегического планирования. Если ранее корпоративные стратегии строились преимущественно как долгосрочные документы с фиксированными производственными, инвестиционными и финансовыми ориентирами, то в условиях цифровой экономики стратегическое управление все в большей степени приобретает адаптивный и итерационный характер [Куклина, 2021: 16]. Исследования показывают, что российские компании постепенно переходят от традиционных моделей долгосрочного планирования к гибким стратегиям, основанным на управлении данными, цифровых платформах и постоянном мониторинге внешней и внутренней среды. Для нефтегазовых компаний такой переход особенно значим, поскольку он позволяет быстрее реагировать на волатильность сырьевых рынков, санкционные ограничения, изменение логистических маршрутов и ужесточение экологических требований.

В современных условиях цифровая трансформация перестает рассматриваться как вспомогательное направление ИТ-развития и становится инструментом реализации общей бизнес-стратегии нефтегазовой компании. На примере ПАО «Газпром нефть» в исследовании по стратегии цифровой трансформации показано, что цифровая стратегия должна быть встроена в систему корпоративного управления и ориентирована не только на внедрение отдельных технологий, но и на достижение стратегических целей компании в сегменте *upstream*, включая рост производительности, повыше-

ние точности управленческих решений и снижение потерь [Куклина, 2021]. В этой связи цифровизация начинает выступать не как набор разрозненных проектов, а как механизм согласования производственной, инновационной, инвестиционной и организационной политики компании.

Существенный вклад в развитие данного подхода вносят исследования по стратегированию цифровой трансформации нефтегазовых предприятий, где цифровая стратегия трактуется как часть более широкого организационно-экономического механизма управления развитием компании. Подчеркивается, что стратегия цифровой трансформации должна включать не только перечень технологий и цифровых решений, но и логику их сопряжения с корпоративными приоритетами, ресурсными ограничениями и моделью создания ценности [Вейс, Галянина, 2024]. Иными словами, стратегическое планирование в нефтегазовой отрасли постепенно смещается от приоритета производственных мощностей и капитальных вложений как единственных доминирующих параметров к более сложной архитектуре, где важную роль играют данные, компетенции, цифровые платформы и способность компании к управляемым изменениям.

Отдельное значение имеет то обстоятельство, что цифровизация требует пересмотра горизонтов и инструментов стратегического планирования. В условиях высокой неопределенности нефтегазовые компании уже не могут эффективно опираться только на линейные прогнозы, вместо этого возрастает значение сценарного подхода, цифровых моделей, прогнозных аналитики и цифровых двойников как инструментов стратегического и инвестиционного выбора. Анализ технологий цифровых двойников в отечественных нефтегазовых компаниях показывает, что они рассматриваются не только как производственный инструмент, но и как средство повышения качества стратегических решений, поскольку позволяют моделировать последствия различных технологических и организационных сценариев по всей цепочке — от добычи до переработки и транспортировки. Соответственно, стратегическое планирование становится тесно связанным с возможностью оперативной обработки больших массивов данных и использования интеллектуальных систем для оценки альтернатив развития.

Еще одной важной чертой трансформации стратегического планирования является интеграция цифровой повестки с организационными изменениями. Исследователи отмечают, что успешность цифровой трансформации определяется не только наличием технологической базы, но и готовностью управленческих структур компании к переходу на новые принципы принятия решений, координации и контроля. В работах по цифровой трансформации нефтегазовых предприятий указывается, что для реализации цифровой стратегии необходимы приверженность целям цифровизации на всех уровнях управления, гибкий подход к управлению проектами и пересмотр системы стимулирования персонала. Следовательно, трансформация стратегического

планирования затрагивает не только содержание стратегии, но и институциональные механизмы ее разработки и исполнения.

Таким образом, цифровизация изменяет стратегическое планирование в нефтегазовой отрасли по нескольким направлениям: усиливает роль данных и цифровых платформ, требует перехода к гибким и сценарным моделям управления, расширяет набор стратегических приоритетов за счет цифровых компетенций и ИТ-инфраструктуры, а также делает организационные изменения частью стратегического процесса. Это позволяет рассматривать цифровую трансформацию не как внешний по отношению к стратегии процесс, а как внутренний механизм обновления всей системы управления нефтегазовой компанией.

Глобальные тренды и российская специфика

Анализ современных исследований показывает, что цифровизация нефтегазового сектора развивается в русле более широких глобальных изменений, связанных с энергетическим переходом, декарбонизацией, усилением ESG-повестки и усложнением технологической среды [*Digital Transformation Market*, 2026]. Для мирового нефтегазового комплекса характерно смещение акцента от экстенсивного наращивания добычи к повышению эффективности, устойчивости и экологичности производственных систем, а цифровые технологии становятся ключевым инструментом достижения этих целей. В этом контексте цифровые двойники, промышленный интернет вещей, большие данные, искусственный интеллект и платформенные решения уже не рассматриваются как вспомогательные технологии, а воспринимаются как базовые элементы конкурентоспособности компаний.

Глобальные тренды проявляются прежде всего в том, что крупнейшие компании интегрируют цифровые технологии на всех стадиях нефтегазового цикла. Как показывают отраслевые и научные материалы, на этапе геологоразведки растет значение IoT [*Digital Transformation Market*, 2026], интеллектуальной интерпретации геологических данных и прогнозной аналитики, на стадии добычи — технологий цифрового месторождения и автоматизации режимов эксплуатации, в переработке и транспорте — цифровых двойников, интеллектуального контроля оборудования и систем предиктивного обслуживания. Таким образом, цифровизация становится сквозной системой управления, а не локальным набором ИТ-проектов.

Однако российская специфика цифровой трансформации нефтегазового сектора существенно отличается от общемировой. Если глобальные компании в большей степени фокусируются на связке «цифровизация + ESG + декарбонизация», то для российских предприятий цифровая трансформация тесно сопряжена с задачами импортозамещения, технологического суверенитета и обеспечения устойчивости производственной инфраструктуры в

условиях санкционного давления [Телегина, Чапайкин, 2019]. Это означает, что в российском контексте цифровизация выполняет не только функцию повышения эффективности, но и функцию технологической адаптации, позволяя снижать зависимость от внешних поставщиков программного обеспечения, оборудования и цифровых платформ.

Работы, посвященные стратегированию цифровой трансформации нефтегазовых предприятий, показывают, что российские компании вынуждены выстраивать свои цифровые стратегии в условиях одновременно высоких амбиций и серьезных ресурсных ограничений. С одной стороны, сохраняется необходимость внедрения передовых решений — цифровых двойников, платформ управления данными, интеллектуальных систем анализа и прогнозирования. С другой стороны, доступ к части зарубежных технологий затруднен, а интеграция отечественных решений требует времени, инвестиций и развитой кооперации между промышленными компаниями, ИТ-разработчиками и государственными институтами [Цифровые решения..., 2024].

Дополнительной особенностью российской модели цифровизации является более выраженная роль государства в формировании рамок отраслевого развития. Национальные программы цифровой экономики, стратегии развития ТЭК и отраслевые инициативы задают общие ориентиры для компаний, включая приоритетные направления внедрения технологий, показатели цифровой зрелости и требования к безопасности инфраструктуры [Цифровые решения..., 2024]. В результате корпоративные стратегии цифровой трансформации в нефтегазе во многом развиваются в связке с государственными приоритетами, что отличает российскую ситуацию от ряда зарубежных моделей, где цифровая повестка чаще формируется как элемент самостоятельной корпоративной конкурентной стратегии.

При этом сравнительный анализ показывает, что по уровню зрелости цифровой трансформации российский нефтегазовый сектор развивается неравномерно. С одной стороны, в отрасли уже сформированы лидеры, реализующие системные программы цифровизации и использующие цифровые технологии как элемент стратегического управления. С другой стороны, многие цифровые инициативы остаются фрагментарными, а темпы трансформации в целом оцениваются как недостаточно высокие относительно масштабов вызовов, стоящих перед отраслью [Вейс, Галянина, 2024]. Это создает ситуацию, когда российские компании одновременно демонстрируют заметные успехи в отдельных цифровых проектах и сохраняют структурный разрыв между стратегическими декларациями и глубиной фактической трансформации [Цифровизация нефтяной промышленности..., 2018].

В целом можно сделать вывод, что глобальные тренды и российская специфика не противоречат друг другу, а формируют сложную двухконтурную модель развития нефтегазовой отрасли. Первый контур связан с

общемировыми направлениями — цифровизацией, платформизацией, повышением экологической устойчивости и автоматизацией производственных процессов. Второй контур отражает российские особенности — необходимость импортозамещения, повышенные требования к надежности инфраструктуры, государственное участие и адаптацию к санкционным ограничениям. Эффективность стратегий цифровой трансформации российских нефтегазовых компаний в значительной степени будет зависеть от того, насколько успешно они смогут совместить эти два контура в единой модели развития.

Выводы и практические рекомендации

Проведенный анализ показывает, что цифровизация в нефтегазовом секторе уже вышла за рамки локальной технологической модернизации и превратилась в один из ключевых факторов стратегического развития компаний. Для нефтегазовых предприятий цифровая трансформация означает не просто внедрение новых ИТ-решений, а перестройку логики управления производством, инвестициями, рисками и знаниями на основе данных, цифровых платформ и интеллектуальных систем. В этой связи ее значение определяется не только операционным эффектом, но и способностью обеспечивать устойчивость компании в условиях технологических, рыночных и институциональных изменений.

Одним из основных выводов является то, что эффективность цифровой трансформации напрямую зависит от качества стратегического планирования. Компании, в которых цифровые инициативы встроены в общую корпоративную стратегию и увязаны с производственными и финансовыми целями, обладают большими шансами на достижение устойчивого эффекта, чем предприятия, реализующие цифровые проекты фрагментарно. Исследования также показывают, что успешная цифровая стратегия требует сочетания трех элементов: технологической базы, управленческой готовности и организационной поддержки изменений. Отсутствие хотя бы одного из этих элементов ведет к снижению отдачи от цифровых инвестиций и к росту разрыва между декларируемыми целями и фактическими результатами.

С практической точки зрения для российских нефтегазовых компаний первоочередной задачей является формирование целостной стратегии цифровой трансформации, интегрированной в корпоративную стратегию развития. Такая стратегия должна содержать четко сформулированные цели цифровизации, систему показателей цифровой зрелости, приоритетные направления внедрения технологий, а также дорожную карту реализации и масштабирования цифровых инициатив. Особое внимание необходимо уделять не только выбору технологий, но и вопросам архитектуры данных, совместимости информационных систем и обеспечению киберустойчиво-

сти, поскольку именно эти элементы становятся фундаментом долгосрочной цифровой устойчивости компании.

Кроме того, нефтегазовым компаниям целесообразно развивать внутренние центры цифровых компетенций, формировать кросс-функциональные команды, объединяющие производственные, ИТ- и стратегические подразделения, а также внедрять механизмы мотивации, ориентированные на достижение цифровых *KPI*. Важным направлением становится и развитие цифровой культуры управления, поскольку переход к *data-driven*-модели требует изменения подходов к принятию решений, перераспределению ответственности и взаимодействию между уровнями управления. Без такого организационного обеспечения даже технологически сильные решения могут остаться точечными и не дать системного результата.

Важно отметить, что с учетом отраслевой специфики наибольший потенциал для российских нефтегазовых компаний сохраняют технологии цифровых двойников, цифровых месторождений, систем прогнозной аналитики, промышленного интернета вещей, интеллектуального управления транспортом и переработкой, а также платформы интеграции производственных и управленческих данных. При этом приоритет следует отдавать тем решениям, которые дают одновременно экономический, управленческий и инфраструктурный эффект: снижают издержки, повышают качество решений, улучшают прогнозируемость производственных процессов и обеспечивают независимость от внешних технологических ограничений.

Наконец, в условиях российской специфики особую значимость приобретает экосистемный подход к цифровой трансформации. Компании не смогут в полной мере обеспечить технологический суверенитет и устойчивое развитие, опираясь исключительно на собственные ресурсы, — необходима кооперация с ИТ-разработчиками, научно-образовательными организациями, отраслевыми интеграторами и государственными институтами развития. Поэтому практическая реализация цифровой стратегии в нефтегазовой отрасли должна строиться как сочетание внутренних усилий компании и внешнего отраслевого взаимодействия, направленного на создание общей цифровой среды, стандартов данных и совместимых технологических решений.

Список литературы

Постановление Правительства РФ от 2 марта 2019 г. № 234 «О системе управления реализацией национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации» (вместе с «Положением о системе управления реализацией национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации») // https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_319701/, дата обращения 20.04.2026.

Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» // <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74148810/>, дата обращения 20.04.2026.

Байкова О. В., Громыко Е. О., 2021. Эффекты цифровой трансформации в нефтегазовом комплексе // Вестник университета. № 6. С. 77–81. DOI:10.26425/1816-4277-2021-6-77-81.

Вейс Ю. В., Галянина Т. В., 2024. Цифровизация на предприятиях нефтегазового комплекса как драйвер инвестиционного развития // Фундаментальные исследования. № 4. С. 111–118. DOI: 10.17513/fr.43603.

Еремин Н. А., Столяров В. Е., Сафарова Е. А., Гавриленко С. И., 2022. Цифровые системы управления транспортом газа // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. № 2. С. 234–254. DOI: 10.46689/2218-5194-2022-2-1-234-254.

Куклина Е. А., 2021. Стратегия цифровой трансформации как инструмент реализации бизнес-стратегии компании нефтегазового сектора современной России // Управленческое консультирование. № 6. С. 40–53 // <https://doi.org/10.22394/1726-1139-2021-6-40-53>.

Спиринов А., 2026. Нефтегазовая отрасль вошла в число лидеров по цифровизации // <https://e-plus.media/people/dinamika-cifrovizaczii-neftegazovoj-otrasli-dejstvitelno-vpechatlyayet/>, дата обращения 20.04.2026.

Телегина Е. А., Чапайкин Д. А., 2019. Цифровизация — фактор трансформации нефтегазовых компаний // Нефтегазовая Вертикаль. № 6. С. 68–74.

Тчаро Х., Воробьев А. Е., Воробьев К. А., 2018. Цифровизация нефтяной промышленности: базовые подходы и обоснование «интеллектуальных» технологий // Вестник Евразийской науки. № 2 // <https://esj.today/PDF/88NZVN218.pdf>.

Информационные технологии в нефтегазовой отрасли. TAdviser // <https://www.tadviser.ru/index.php>, дата обращения 20.04.2026.

ПАО «Газпром». Цифровая трансформация // <https://sustainability.gazpromreport.ru/2023/about-gazprom/digital-transformation/>, дата обращения 20.04.2026.

ПАО «Лукойл». Цифровизация // <https://lukoil.ru/Business/technology-and-innovation/digitalization>, дата обращения 20.04.2026.

ПАО «НК «Роснефть». Цифровизация // https://www.rosneft.ru/Development/Tehnologicheskij_klaster/Cifrovizacija/, дата обращения 20.04.2026.

ПАО «Татнефть». Цифровое развитие // <https://tncr.tatneft.ru/tsifrovaya-transformatsiya/?lang=ru>, дата обращения 20.04.2026.

Цифровизация нефтегазовой отрасли: Россия на пути инноваций. Группа «Деловой профиль» // <https://delprof.ru/press-center/experts-pubs/tsifrovizatsiya-neftegazovoy-otrasli-rossiya-na-puti-innovatsiy/>, дата обращения 20.04.2026.

Цифровизация промышленности 2024 // https://www.cnews.ru/reviews/tsifrovizatsiya_promyshlennosti_2024/articles/dlya_sozdaniya_polnotsennogo_promyshlennogo, дата обращения 20.04.2026.

Цифровые решения для нефтегазовой отрасли: перспективные направления и их роль в будущем // <https://ibs-advanced.ru/media/tsifrovye-resheniya-dlya-neftegazovoy-otrasli-perspektivnye-napravleniya-i-ikh-rol-v-budushchem/>, дата обращения 20.04.2026.

Digital Transformation Market in The Oil and Gas Industry Size & Share Analysis – Growth Trends and Forecast (2026–2031) // <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/digital-transformation-market-in-the-oil-and-gas-industry>, дата обращения 20.04.2026.

Olga A. BORISOVA, Researcher at the Economic Research Department of the Institute of CIS, Master's student at the Faculty of Economics, RSUH

Address: 7/10 b. 3 Bolshaya Polyanka str., Moscow, 119180, Russian Federation

E-mail: borisova.olga94@yandex.ru

SPIN-code: 2514-7730

ORCID: 0009-0005-4525-7592

DIGITAL TRANSFORMATION OF THE RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRY: RISK ASSESSMENT AND DEVELOPMENT POTENTIAL

DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_111

Received: 05.05.2026

For citation: *Borisova O. A.*, 2026. Digital Transformation of the Russian Oil and Gas Industry: Risk Assessment and Development Potential. – *Geoeconomics of Energetics*. № 3 (35). P. 111–127. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_111

Keywords: digitalization of the oil and gas industry, digital transformation, digital maturity, end-to-end digital technologies, Russian oil and gas sector, risks of digitalization, business analytics.

Abstract

Digitalization of Russia's oil and gas industry serves as a key driver of resilience and competitiveness under the pressures of the energy transition, sanctions, and the need for technological sovereignty. This study aims to assess the current level of digital maturity in the Russian oil and gas sector and to identify the main risks and opportunities associated with digital transformation.

The author uses content analysis of strategic and corporate documents, comparative analysis of indicators of digital activity of leading companies and integral indexing to assess digital maturity. This approach allows us to compare the dynamics of digital investments and the scale of adoption of end-to-end technologies.

The analysis shows that the major oil and gas companies are consistently increasing digital investments and expanding the use of digital deposits, digital twins, IoT and artificial intelligence. At the same time, the level of digital maturity remains uneven, and the effects of digitalization often appear fragmented. The study identifies key risk groups, including technological, cyber, institutional, and workforce-related risks.

The author interprets digital transformation as an integrated organizational and economic process, rather than a set of individual IT projects. The paper outlines directions for improving digitalization efficiency, including the development of digital maturity metrics, the adaptation of strategic planning to a data-driven model, and the strengthening of business analytics in the management of Russia's oil and gas industry.

References

Decree of the Government of the Russian Federation dated March 2, 2019 No. 234 «On the Management System for the Implementation of the National Program «Digital Economy of the Russian Federation» (together with the «Regulation on the Management System for the Implementation of the National Program «Digital Economy of the Russian Federation») // https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_319701/, accessed 20.04.2026. (In Russ.)

Decree of the Government of the Russian Federation dated June 9, 2020 No. 1523-r «On Approval of the Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2035» // <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74148810/>, accessed 20.04.2026. (In Russ.)

Baykova O. V., Gromyko E. O., 2021. Effects of digital transformation in the oil and gas complex // Bulletin of the University. No. 6. pp. 77-81. DOI:10.26425/1816-4277-2021-6-77-81 (In Russ.)

Veis Yu. V., Galyanina T. V., 2024. Digitalization at oil and gas enterprises as a driver of investment development // Fundamental Research. No. 4. pp. 111-118. DOI: 10.17513/fr.43603. (In Russ.)

Eremín N. A., Stolyarov V. E., Safarova E. A., Gavrilenko S. I., 2022. Digital gas transport management systems // Proceedings of Tula State University. Earth Sciences. No. 2. Pp. 234–254. DOI: 10.46689/2218-5194-2022-2-1-234-254. (In Russ.)

Kuklina E. A., 2021. Digital transformation strategy as a tool for implementing the business strategy of a company in the oil and gas sector of modern Russia // Management Consulting. No. 6. Pp. 40–53 // <https://doi.org/10.22394/1726-1139-2021-6-40-53>. (In Russ.)

Spirin A., 2026. The oil and gas industry has become one of the leaders in digitalization // <https://e-plus.media/people/dinamika-czifrovizaczii-neftegazovoj-otrasli-dejstvitelno-vpechatlyaet/>, accessed 20.04.2026. (In Russ.)

Telegina E. A., Chapaykin D. A., 2019. Digitalization is a factor in the transformation of oil and gas companies // Neftegaz Vertical. No. 6. Pp. 68–74. (In Russ.)

Tcharo Kh., Vorobyov A. E., Vorobyov K. A., 2018. Digitalization of the oil industry: basic approaches and justification of «intelligent» technologies // Bulletin of Eurasian Science. No. 2 // <https://esj.today/PDF/88NZVN218.pdf>. (In Russ.)

Information technologies in the oil and gas industry. TAdviser // <https://www.tadviser.ru/index.php>, accessed 20.04.2026. (In Russ.)

Gazprom PJSC. Digital transformation // <https://sustainability.gazpromreport.ru/2023/about-gazprom/digital-transformation/>, accessed 20.04.2026. (In Russ.)

PJSC Lukoil. Digitalization // <https://lukoil.ru/Business/technology-and-innovation/digitalization>, accessed 20.04.2026. (In Russ.)

PJSC NK Rosneft». Digitalization // https://www.rosneft.ru/Development/Tehnologicheskij_klaster/Cifrovizacija/, accessed 20.04.2026. (In Russ.)

PJSC Tatneft. Digital development // <https://tncr.tatneft.ru/tsifrovaya-transformatsiya/?lang=ru>, accessed 20.04.2026. (In Russ.)

Digitalization of the oil and gas industry: Russia on the path of innovation. Business Profile Group // <https://delprof.ru/press-center/experts-pubs/tsifrovizatsiya-neftegazovoy-otrasli-rossiya-na-puti-innovatsiy/>, accessed 20.04.2026. (In Russ.)

Digitalization of industry 2024 // https://www.cnews.ru/reviews/tsifrovizatsiya_promyshlennosti_2024/articles/dlya_sozdaniya_polnotsennogo_promyshlennogo, accessed 20.04.2026. (In Russ.)

Digital solutions for the oil and gas industry: promising areas and their role in the future // <https://ibs-advanced.ru/media/tsifrovye-resheniya-dlya-neftegazovoy-otrasli-perspektivnye-napravleniya-i-ikh-rol-v-budushchem/>, accessed 20.04.2026. (In Russ.)

Александр ЦАЦУЛИН
Алексей БЫКОВ

**УПРАВЛЕНИЕ РЕСУРСНЫМ ПОТЕНЦИАЛОМ
НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ В КОНТЕКСТЕ
СТРАТЕГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА.
ЧАСТЬ 2. КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ
ДВИЖЕНИЯ**

Дата поступления в редакцию: 09.03.2026.

Для цитирования: Цацулин А. Н., Быков А. И., 2026. Управление ресурсным потенциалом национальной экономики в контексте стратегического развития нефтегазового комплекса. Часть 2. Ключевые направления движения. – Геоэкономика энергетики. № 3 (35). С. 128–149. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_128.

*За безопасность необходимо
платить, а за ее отсутствие – расплачиваться.*

Уинстон Черчилл

ЦАЦУЛИН Александр Николаевич, доктор экономических наук, профессор, профессор кафедры менеджмента АНО ВО «Северо-Западный университет», Почетный работник высшего профессионального образования РФ, действительный член Национальной академии туризма, действительный член Европейской академии естественных наук (Ганновер, ФРГ). **Адрес:** Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, 191015, Кавалергардская ул., д. 7, литер А. **E-mail:** vash_64@mail.ru. **SPIN-код:** 8478-6369. **ORCID:** 0000-0002-3725-9871.

БЫКОВ Алексей Игоревич, кандидат экономических наук, главный специалист Департамента по работе с регионами ООО «Газпром Межрегионгаз». **Адрес:** Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, 197110, наб. Адмирала Лазарева, д. 24. **E-mail:** a.bykov@nw-fort.ru.

Ключевые слова: газификация, импортнезависимость, азиатский вектор интересов, импортозамещение, стратегический разворот, углеводороды, газохимия, мультипликативный эффект.

В первой части статьи были освещены отечественные достижения новой нефтегазохимии, использование новых материалов в ключевых отраслях национальной экономики и обосновано место РФ на мировом рынке минеральных удобрений. Правовое поле деятельности отрасли было определено рядом национальных и федеральных проектов развития народного хозяйства страны до 2036 г. Избраны методы комплексного междисциплинарного подхода в рамках методологии стратегирования, назначен инструментарий, определены информационные базы исследования.

Вторая часть статьи охватывает проблемные вопросы дальнейшего развития нефтегазохимии и пути их разрешения с точки зрения реализации политики импортозамещения, импортонезависимости и устойчивого развития российских предприятий с разворотом основных интересов в сторону Азиатско-Тихоокеанского региона. Анализируется сложившийся экономический потенциал нефтегазовой и газохимической отечественных отраслей как стратегического инструмента для решения задач программ социальной и промышленной газификации отечественных производственных объектов в условиях санкционных ограничений. Достижению сформулированной цели способствует также решение задач, связанных с промышленной кластеризацией, генерацией энергии и цифровизацией обозначенных отраслей, с оценкой природных сырьевых резервов, ресурсов и запасов, что подробно разбирается в статье и иллюстрируется примерами.

Особое внимание уделяется механизмам, позволяющим локализовать газохимическое производство в виде территориальных промышленных кластеров, создать современную инфраструктуру в рамках долгосрочных государственных контрактов. Блок самостоятельных задач образуют трудные вопросы энергетического обеспечения национальной экономики и ускоренного освоения транспортных коридоров российской Арктики. Доказывается, что совершенствование механизмов отраслевого взаимодействия экономических субъектов способно не только поддержать устойчивое развитие нефтегазохимии, но и стать катализатором импортозамещения, стимулировать межрегиональную и межотраслевую кооперацию, сыграть роль триггера в создании инновационных технологий и обеспечить заметно возросший спрос на энергоресурсы.

Продолжение обсуждения

Если оценивать перспективы производства остродефицитного на мировом рынке продукта газохимии — гелия, — то уже к 2030 г. его объемы могут достичь 75 млн куб. м и тем самым покрыть до 45 % мирового спроса с ориентацией на многие страны АТР. В сложной текущей ситуации, несмотря на санкционный прессинг и неполную загрузку мощностей (около 17,3 млн куб. м в 2025 г., третье место в мире по производству — 9,1 %¹ после США

¹ Helium and Rare Gases. U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, February 2026 / chrome-extension://efaidnbmninnibpcapjpcglclefindmkaj/https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2026/mcs2026-helium.pdf // <https://www.forbes.ru/biznes/558292-net-kontejnerov-net-gelia-pocemu-rossia-ne-smozet-zamestit-postavki-iz-katara>, дата обращения 10.05.2026.

(43,7 %) и Катара (33,2 %)), Россия укрепляет позиции альтернативного поставщика, особенно в условиях закрытия Ормузского пролива. Последнее связано с тем обстоятельством, что вполне современное оборудование для сжижения гелия отечественными производителями выпускает АО «НПО «Гелиймаш»» в режиме реализации политик импортозамещения и импортонезависимости. Здесь экспортные трудности созданы непосредственно логистикой в части транспортировки продукта, поскольку в стране нет достаточного парка специализированных криоцистерн, которых насчитывается всего 60 единиц из 2000 необходимых для транспортировки жидкого гелия. Российских цистерн пока нет, а покупка одной на открытом рынке обходится в 1 млн долл.

Импортонезависимость и импортозамещение

Особый ретроспективный, информационный и практический интерес в отношении продуктов новой химии представляет приведенный в таблице продукт газохимии – *синтетический метионин*, который является уникальной лицензированной российской разработкой еще времен прикладного исследования, проводимого в Государственном институте прикладной химии в Ленинграде, в начале 1990-х гг. (ныне РНЦ «Прикладная химия», Санкт-Петербург) [Карташов, 2019].

До образования АГХК единственным крупнотажным производителем данного продукта в РФ было АО «Волжский оргсинтез» (г. Волжский, Волгоградская обл.), производственная мощность которого в 2024 г. составила всего 25 тыс. т/год этой кормовой аминокислоты при проектной мощности завода 50 тыс. т. Такие показатели в конечных результатах продуцента сказались на обилии зарубежных поставщиков рассматриваемого препарата в Россию, что отражено на рисунке 4. Доля же России в мировом потреблении кормовых аминокислот в 2023 г. оценивалась менее чем в 2 %, а в стоимостном измерении – примерно в 355,6 млн долл.

Рынок синтетического метионина в России обладает высоким потенциалом роста. Уровень использования качественных кормов в отечественном животноводстве пока существенно ниже, чем в развитых странах. Вместе с тем, следуя общемировым тенденциям, этот показатель будет увеличиваться, что открывает перспективы для развития животноводства, птицеводства и рыборазведения, включая наращивание экспортных поставок.

Таблица 3

**Использование редких элементов и РЗМ
в лидирующих отраслях российской экономики**

Наименование редких элементов РЗМ	Назначение и характер использования	Разработчик, изготовитель, пользователь
Неодим (<i>Nd</i>), Тербий (<i>Tb</i>)	Постоянные магниты для электрокаров и другого подвижного состава, авиастроение, ВПК, АПК, нефтегазовая отрасль, адаптивная оптика, сверхмощные ультразвуковые излучатели (производство радаров), ракетостроение, катализаторы, электроника, производство компьютеров	ОАО «Соликамский магниевый завод» («Росатом») (г. Соликамск, Пермский край), «Русатом металлтех» («Росатом»), ООО «Русредмет», «НКМ Норд», «Завод редких металлов» (ЗАО «ЗРМ», Новосибирск), АО «Уралредмет» (Свердловская обл.), ООО «Компания Кондор», ООО «АО Реахим»
Иттрий (<i>Y</i>), Лантан (<i>La</i>), Церий (<i>Ce</i>)	Высокотехнологичные отрасли, электроника, металлургия и атомная промышленность, оптика, датчики, стеклокерамика, катализаторы, специальные стекла, оптические приборы, нефтегазовая переработка	Ловозерский ГОК, Соликамский магниевый завод (карбонаты), Завод редких металлов (соединения высокой чистоты), Чепецкий механический завод (оксиды), ГК «Антарн» Москва
Самарий (<i>Sm</i>)	Магниты для высокотемпературных применений и морских условий, термоэлектрические и тензочувствительные материалы, ядерная энергетика, производство стекла, микроэлектроника, огнеупоры	Ловозерский ГОК (добыча и предварительная переработка), Соликамский магниевый завод (переработка) (Пермский край), ООО «Русредмет», АО «Росатом Недра», «Микротензор» (Москва), <i>SmSensor</i> (Санкт-Петербург)
Европий-154 (<i>Eu</i>), Иттрий (<i>Y</i>)	Ядерная энергетика — в качестве поглотителя нейтронов, лазерные материалы, атомно-водородная энергетика, высокотехнологичная промышленность, металлургия, нефтехимия, интегральная микроэлектроника, люминофоры, медицина, флуоресцентные метки и зонды, трекинг клеток, коллагеновые и фибриновые матрицы, полимеркерамические элементы в радиоизотопных источниках энергии, радиационная химия	«ЭкоТек» (оксид иттрия-европия), НПК «ОборонМетХим» (иттрий), «Особо чистые вещества», «СнабТехМет» (металл), ГК «МеталлЭнергоХолдинг», «СтальМетУрал», АО «Гиредмет», НПО «ЭкоТек» (Москва), ООО «Ланхит», производственные подразделения «Роснано», предприятия ВПК, предприятия оптико-механической подотрасли РФ и др.

Продолжение таблицы 3 на следующей странице
Геоэкономика энергетики

Продолжение таблицы 3

Наименование редких элементов РЗМ	Назначение и характер использования	Разработчик, изготовитель, пользователь
Тантал (<i>Ta</i>)	Конденсаторы, тугоплавкие материалы, выплавка сверхпрочных сплавов для деталей ракет, ядерных реакторов, тиглей для очистки РЗМ, компонентов реактивных двигателей, элементов аппаратного оборудования, работающего в химически агрессивных средах, специальных стекол для объективов фотоаппаратов, ювелирная промышленность, авиационная и космическая отрасли	АО «Соликамский металлургический комбинат» (СМЗ), ООО «СПб завод прецизионных сплавов» (ПЗПС), АО «Аэроэлектромаш», ПАО «КамАЗ», ОАО «РЖД», Ловозерский ГОК (Мурманская обл., добыча), «Соликамский магниевый завод» (переработка), Обуховский завод, концерн ВКО «Алмаз-Антей» (Санкт-Петербург), Зашихинский ГОК (Иркутская обл.), Екатеринбургский завод по обработке цветных металлов (Свердловская обл.)
Диспрозий (<i>Dy</i>), празеодим (<i>Pr</i>)	В производстве церий-кобальтовых мощных постоянных магнитов, стальных суперсплавов, покрытий, для получения стекла с особыми оптическими свойствами, лазеров, оптических устройств, катализаторов в химической промышленности, красителей в керамике, электронике	ООО «Ловозерский ГОК», Соликамский магниевый завод («Росатом»), Краснокамский гидрометаллургический комбинат (Забайкальский край), «Фос Агро», «Акрон», ЗАО «Завод редких металлов» (Новосибирск), АО «Уралредмет» (Верхняя Пышма, Свердловская обл.)
Соединения лития (<i>Li</i>)	Используются в аккумуляторах, керамической и стекольной промышленности, применяются в авиационной, металлургии, медицине, смазочных материалах, системах жизнеобеспечения, ядерных технологиях, термоядерных устройствах, фармацевтических препаратах, при переработке аккумуляторов, производстве ВПК	Новосибирский завод химических концентратов (НЗХК, «Росатом»), Красноярский химико-металлургический завод (ХМЗ), ООО «ТД «Халиек»» (Тульская обл.), «Полярный литий» (СП «Норникеля» и «Росатома») (Мурманская обл.), ООО «Арктический литий» (СП ХМЗ и «Халмек»), Национальная экологическая компания (НЭК) (Ярославль), «Мегаполисресурс» (Челябинск)

Источник: Составлено авторами статьи по открытым источникам информации.

Мировой спрос на метионин, по данным аналитиков «ОргНефтехим Холдинг», составляет около 1,5 млн т в год и ежегодно растет на 6–7 %. Производство синтетического метионина с чистотой 99,5 % в промышленных масштабах позволяет также выпускать широкую линейку востребованных побочных продуктов, в том числе импортозамещающих зарубежные поставки, например ДМС и ДМДС*.

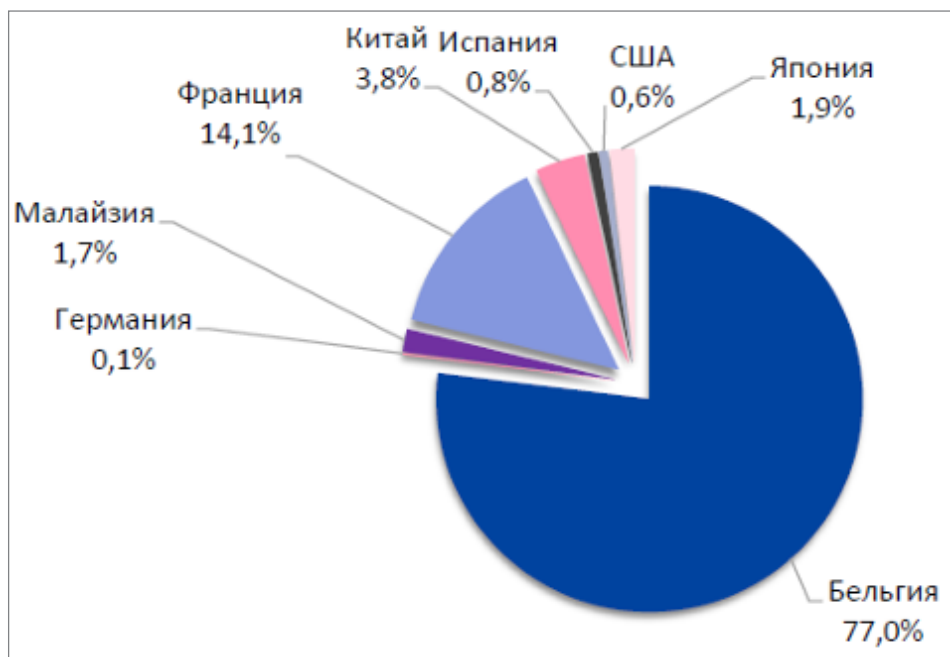


Рис. 4. Структура зарубежных поставщиков синтетического метионина в РФ

Источник: <https://agri-news.ru/zhurnal/2018/32018/ekonomika-menedzhment-ryinki/ryinok-kormovyix-aminokislot.html>.

Отечественная технология производства метионина имеет значительный экспортный потенциал. Технологии ведущих зарубежных производителей — *Evonik* (Германия), *Adisseo* (Франция) и *Sumitomo* (Япония) — закрыты для лицензирования, поскольку эти компании сами являются крупными

* ДМС (диметилсульфид $(\text{CH}_3)_2\text{S}$) и ДМДС (диметилдисульфид $\text{CH}_3\text{S}_2\text{CH}_3$) представляют собой органические соединения серы, известные своим резким запахом; находят применение в промышленности, в частности в нефтегазохимии, а также являются характерными побочными ароматическими компонентами в пивоварении.

** Концепция стратегирования, разработанная научной школой иностранного члена РАН В.Л. Квинта, предусматривает построение круга задач именно стратегического характера [Квинт, 2023].

игроками рынка. В этих условиях успешная коммерциализация российской разработки позволит решить ряд задач стратегического характера **: 1) создать импортозамещающее производство с экспортным потенциалом; 2) укрепить научно-техническую базу ведущего отраслевого центра, имеющего определенное значение для обороноспособности страны; 3) сформировать научный задел для дальнейших исследований и развития аппаратной базы; 4) выйти на международный рынок лицензирования, прежде всего в страны Юго-Восточной Азии, Центральной Азии и Латинской Америки.

Цифровизация отраслевой экономики

Освоение цифровых и информационных технологий становится важным звеном в формировании технологического суверенитета в отрасли новых материалов и химии. Цифровое материаловедение позволяет прогнозировать поведение материалов в различных условиях и разрабатывать новые материалы с заданными свойствами, что существенно сокращает время их вывода на рынок [Чурилова, 2025: 56]. Уже работающие технологии ИИ помогают моделировать и предсказывать свойства новых веществ, что ускоряет создание новых материалов, катализаторов, отечественных лекарственных средств и препаратов, других химических продуктов. Машинное же обучение позволяет анализировать большие объемы данных о структуре и свойствах новых веществ для поиска их оптимальных комбинаций.

Сегодня в энергетике процессы цифровизации перестали быть *дополнительной опцией*, а стали условием устойчивости отрасли, без которого сложно обеспечить надежность, прозрачность и управляемость сложной инфраструктуры. В деятельности отечественного ТЭК наблюдается неоднородность проникновения передовых технологий. Наиболее активно цифровизация развивается в тех сегментах, которые первыми столкнулись с последствиями санкций, введенных в 2022 г. За прошедшие годы СВО отечественная энергетика фигурирует на этапе заметного прогресса в развитии и внедрении практик цифровизации по отдельным бизнес-процессам. Вклад цифровизации также замечен в создании целых экосистем, объединяющих ключевые звенья цепочки формирования затрат и стоимости категории экономического блага на предприятиях ТЭК [Tsatsulin, Bykov, 2026].

Заметим, что тот год был периодом высочайшей турбулентности, когда ключевые игроки отечественного ТЭК и высший государственный отраслевой менеджмент находились в подвешенном состоянии и экстренно искали решения, которые позволили бы заменить в кратчайшие сроки зарубежные технологии [Aguirre, 2022], обеспечить работоспособность ключевых процессов в реалиях обрушившихся санкций и ухода крупнейших зарубежных технологических, сервисных компаний из России. И если 2023 г. стал периодом поиска альтернативных решений, попыток наладить самообеспе-

чение и автономию по ключевым позициям в энергетике страны, то уже в 2024 г. перед ТЭК и государством в целом были сформированы основные направления развития и выхода из сложного положения.

В этом плане 2025 г. стал своего рода пиком продуктивности в развитии цифровизации: уже наблюдается четкая сегментация игроков на рынке импортозамещения и локализация передовых технологий. Отечественный ТЭК достоверно вышел из стадии «точечных пилотов» и аварийной адаптации. К началу 2026 г. цифровизация ТЭК стала устойчивым направлением инвестиций. Компании перестали воспринимать цифровые проекты как разовые ИТ-инициативы и начали выстраивать свои долгосрочные стратегии. Если ранее ключевая задача сводилась к поиску простой замены ИТ-решения ушедших с рынка вендоров, то сейчас фокус смещается на повышение управляемости и эффективности бизнеса. Цифровые решения внедряются не ради показателей статистической отчетности, а для достижения конкретных экономических эффектов: снижения простоев, сокращения сроков технологического присоединения, повышения точности планирования, прозрачности учета и управляемости ремонтных программ.

Наиболее эффективными сценариями цифровизации для ТЭК сегодня являются интеграция разрозненных информационных и технологических систем в единые платформы больших данных, внедрение современных технологий мониторинга исправности оборудования на базе промышленного интернета вещей (*Internet of Things*, далее — *IoT*) и предиктивных моделей процессной диагностики [Gulay, 2024], автоматизация рутинных операций персонала, автоматизация бизнес-процессов эффективного взаимодействия с потребителями. Для потребителей же ощутимый эффект от внедрения цифровых технологий выражается в повышении качества энергоснабжения, в упрощении схем взаимодействия с энергоснабжающими организациями и управляющими компаниями.

Цифровизацию российского ТЭК в настоящее время корректнее рассматривать в двух отраслевых разрезах: электроэнергетика и нефтегазовый сектор. Уровень внедрения цифровых технологий в них вполне сопоставим, но направления их развития заметно различаются. Так, электроэнергетика идет своим путем, когда разрабатываются собственные нормативные документы, постановления правительства, отраслевые стандарты. Однако они зачастую не согласуются со стандартами ТЭК и промышленно-строительного комплекса. Нефтегазовый сектор РФ движется в более унифицированном, общепринятом направлении — активно участвует в работе Технического комитета 505*, стремится придерживаться так называемой

* Технический комитет по стандартизации № 505 (ТК 505) создан Росстандартом в 2022 г. как профильный комитет для координации работ по национальной, межгосударственной и международной стандартизации в сфере «Информационное моделирование».

бесшовной системы управления и принятия решений ведущих отечественных ИТ-вендоров.

Несмотря на общий курс развития цифровизации в отечественном ТЭК, в нем наблюдается различная скорость диффузии передовых технологий. Наиболее активно цифровизация развивается в тех сегментах, которые первыми столкнулись с последствиями санкционных ограничений, прежде всего в газовой отрасли: добыче, транспортировке и переработке природного газа. То же относится и к нефтедобыче по вполне понятным причинам, поскольку из России первыми ушли крупные нефтесервисные компании, такие как *Halliburton* и *Schlumberger*, на чьих технологиях многие годы фактически держались отрасли. Подобный добровольный или вынужденный исход партнеров создал серьезный как временной, так и технологический, и цифровой разрыв. Отраслям пришлось в срочном порядке замещать управленческие решения, которые обеспечивали устойчивую и эффективную добычу углеводородов. Именно это обстоятельство ускорило развитие отечественных цифровых систем — от информационного моделирования [Чурилова, 2025] до комплексного управления данными по всей производственно-технологической цепочке.

В российском ТЭК наиболее цифровизированными оказались нефтегазовая отрасль и электроэнергетика. Сегмент нефтегаза лидирует благодаря активному внедрению ИИ, цифровых двойников, *Big Data*, *IoT* и т.п. в процессы добычи, транспортировки и управления. То есть, по сути, сегмент аккумулирует передовые технологии на всех этапах производственной цепочки.

Электрoэнергетика активно конкурирует с добычей нефти и газа за пальму первенства в применении новых технологий. Первая обладает передовыми и уникальными технологиями, среди которых *Smart Grid* [Gulay, 2024], цифровые подстанции, ИИ-прогнозирование покупательского спроса и так называемые интеллектуальные счетчики. Не отстает и сегмент атомной энергетики, аккумулирующей в себе так же технологии ИИ, цифровых двойников, *IoT*, квантовых вычислений и др.

К сегментам, где цифровизация развивается медленнее и недостаточно, эксперты относят часть компаний угольной промышленности, а также теплоэнергетику, особенно в северных регионах. Конечно, на их базе ведется внедрение передовых систем и технологий, таких как, скажем, *умные шахты*. Однако все это не находится на должном высоком научно-техническом уровне и не обладает столь стремительными темпами, как у рассмотренных выше сегментов. Различие в первую очередь вызвано характером ресурсной и внешнеторговой ориентации российской экономики. Во вторую очередь угольная отрасль становится все менее рентабельной и менее эффективной из-за усиления внимания к проблемам экологии, соблюдения зеленой повестки, перехода на альтернативные виды топлива, возобновляемые источники энергии (далее — ВИЭ), низкого уровня цен на уголь и общего его морального устаревания как источника энергии. Примечательно, что больше

всего убыточных компаний наблюдалось в январе — ноябре 2025 г. именно в добыче угля — 66,67 % от общего числа компаний².

Однако намечающийся системно и масштабно мировой энергетический кризис в очередной раз преподносит сюрпризы в отношении якобы умирающего вида энергии угля и рыночных цен на него в начале 2026 г., что демонстрирует график на рисунке 5. Скромные экспортные поставки российского энергетического и коксующегося угля в Турцию, Индию, Южную Корею, Вьетнам и КНР могут стать довольно выгодными по всем видам контрактов любой длительности.

Поставки российского угля на экспорт в 2025—2026 гг. демонстрируют рост, преодолевая спад трех прошлых лет по итогам 2025 г., а экспорт вырос на 4—7 %, достигнув порядка 203—211 млн т. Основные объемы идут через порты Дальнего Востока, что создает нагрузку на Восточный полигон РЖД и что служит в составе ключевых вызовов логистическим ограничением на этом треке, помимо санкционного давления и необходимости постоянной переориентации поставок с западного на восточное направление. С хорошо набранной скоростью создаются морской угольный терминал «Порт Эльга» и железнодорожный перегон от Эльгинского угольного комплекса, что обеспечит рост объемов перевозки угля водным транспортом до 30,0 млн т в год только в Китай.



Рис. 5. Динамика мировых цен на уголь в долларах за тонну

Источник: <https://www.tadviser.ru/index.php/>

² Сальдированный убыток угольных компаний в январе-ноябре составил 334,9 млрд рублей // <https://www.interfax.ru/business/1071516>, дата обращения 01.03.2026.

Уголь все еще доминирует в энергетике и теплоснабжении Китая (45 % от всего российского импорта). Хотя спрос на природный газ в стране стремительно растет, а сравнительно дешевый российский газ, ВИЭ и атомная энергия являются видами энергии, которые должны не только покрывать стремительный рост спроса Поднебесной, но и уменьшать долю энергетического угля в энергобалансе. При этом коксующийся уголь из РФ для металлургии остается незаменимым (антрацит и металлургический уголь). Тем не менее в 2026 г. экспортеры ориентируются на снижение дисконта на российский уголь для КНР, стремясь увеличить прибыльность на фоне высокого спроса в других странах Азии*.

Более того, в КНР с учетом широкого использования солнечных и ветроэлектростанций угольная отрасль наращивает объемы добычи. В 2025 г. только на глубокую химическую переработку** было направлено 415 млн т угля, что несколько меньше того, что добыла угольная отрасль РФ за тот же год (429 млн т). В России, несмотря на изрядное число санкций и ограничений, последствия 1990-х гг., разрушительного кризиса 2008–2009 гг. и COVID-19, количество углехимических предприятий не сократилось ни на одну единицу.

Цифровизация в ТЭК

Что касается сегмента теплоэнергетики, то он традиционно является одним из самых сложных в управлении и для него наиболее характерны сильно изношенная инфраструктура, фрагментированная структура собственников и зависимость от тарифно-ценового регулирования. Поэтому любые цифровые проекты требуют весьма заметных финансовых вложений, а прямая экономическая отдача не всегда очевидна на горизонте одного бюджетного цикла. Отсюда цифровизация в сегменте идет неравномерно, то есть где-то запущенная цифровая процедура ограничивается совершенствованием систем учета и избирательным биллингом***, где-то выстраиваются полноценные цифровые диспетчерские центры и системы управления тепловыми сетями.

* Угольные пласты, как правило, содержат сопутствующий газ метан, наличие которого постоянно образует технические проблемы. Но, оказывается, газ можно полезно использовать, однако данная возможность не была полноценно развита. Тем не менее в 2000-х годах было озвучено предложение превращать попутный метан в топливо, т. е. извлекать газ и напрямую, на местах заправлять таким газообразным топливом используемую при добыче угля технику.

** Технологии глубокой химической переработки угля позволяют превращать твердое ископаемое в синтетический газ, жидкие моторные топлива, водород, минеральные удобрения и ценные углеродные материалы, обходя прямое сжигание. Основные методы включают газификацию, гидрогенизацию, пиролиз и экстракцию.

*** Биллинг (от англ. *billing* — «составление счета») проявляет свои основные функции и особенности в специализированных автоматизированных системах учета, тарификации и выставления счетов за предоставленные продукцию, работы и услуги. АСУ-биллинг в режиме мониторинга рассчитывает стоимость, контролирует платежи, уточняет историю транзакций и даже управляет дебиторской задолженностью.

Так, в части учета и тарификации осуществляется автоматический сбор данных об услугах (трафик, время, звонки) и контролируется применение тарифных линеек. По функции выставления счетов происходит формирование счетов, отправка напоминаний и контроль оплаты. Ролевая применимость биллинга по сферам применения наиболее критична как жизненно необходимый элемент *IT*-инфраструктуры в телекоме (связь, интернет), ЖКХиС, облачных сервисах и *SaaS*-бизнесе. Также современный биллинг успешно интегрируется с *CRM*, *ERP*, системами управления оборудованием и банками и помогает избежать счетных ошибок, сократить расходы на содержание персонала и обеспечить непрерывный поток финансовых платежей.

В целом же быстрее всего в стране цифровизации поддаются те сегменты ТЭК, где одновременно велики масштабы и совокупная стоимость чистых активов, высока чувствительность к простоям и авариям, а также имеются крупные рыночные игроки, способные системно инвестировать в *IT*-отрасль, обслуживающую теплоэнергетику и привлекать профильных экспертов с внешнего рынка.

Если говорить о крупных топливно-энергетических компаниях страны, например ГУП «ТЭК СПб», то, по мнению профильных экспертов, уровень цифровизации в Северной столице мало чем отличается от Москвы, центральных регионов или удаленных территорий, поскольку в крупнейших интегрированных корпорациях стандарты и подходы менеджмента унифицированы. Особенности проявляются только в локальной теплоэнергетике и в системах малой генерации. Оба мегаполиса не могут себе позволить перебои в поставке энергии, и благодаря достаточным финансовым возможностям и наличию мощного *IT*-сообщества цифровые решения там внедряются быстрее, а ключевые объекты получают более оперативную техническую поддержку. Агломерационная специфика СПб, а именно высокая плотность застройки, сложные кабельные сети, жесткие требования к надежности и безопасности, а также природно-климатические особенности делают Северную столицу естественной площадкой для «обкатки» цифровых подстанций, интеллектуальных сетей, роботизированной диагностики и мониторинговой аналитики на базе больших данных.

Наконец, региональный кластер Санкт-Петербурга представляет собой центр оперативно-диспетчерского управления газотранспортной системой страны. В городе расположены ключевые объекты цифровизации — диспетчерские центры, которые осуществляют круглосуточный мониторинг и контроль магистральных газопроводов на всей территории РФ. Они обеспечивают мониторинг более 160 тыс. км магистралей и управление 25 ПГХ. Отдельной особенностью Санкт-Петербурга служит сильная школа проектирования и автоматизации. Исторически

в городе сосредоточены проектные институты и инженерные компании, которые динамично, как полагает Д. В. Богданов, директор НОЦ «Газпромнефть-Политех» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого³, развивают отечественные SCADA-системы и автоматизированные системы управления технологическими процессами для отечественной энергетики.

Электроэнергетика

Россия стабильно входит в число мировых лидеров по производству электроэнергии, удерживая четвертое место из 212 между Индией и Японией. По данным Минэнерго РФ, общая выработка электроэнергии в России в 2024 г. с учетом генерации в системе ТИТЭС (технологически изолированные территориальные электрические системы) составила примерно 1196,9 млрд кВт·ч. По итогам 2025 г. отмечалось небольшое снижение, до 1,194 трлн кВт·ч, при этом основная доля генерации приходится на тепловые электростанции (ТЭС) – около 64 %, многократно превышая доли атомных, гидравлических, ВИЭ-электростанций. Динамика выработки электроэнергии за последние 33 года показана на рисунке 6.

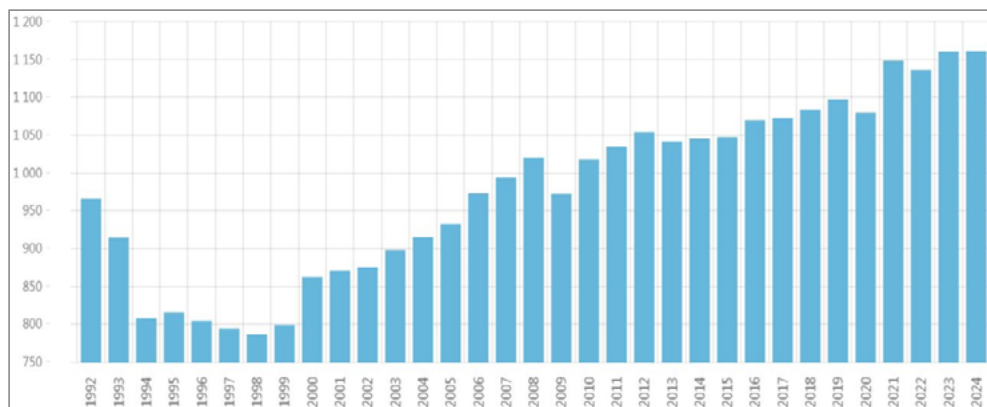


Рис. 6. Производство электрической энергии на электростанциях ЕЭС России без ТИТЭС за период 1992–2024 гг. в кВт·ч

Источник: <https://statbase.ru/data/rus-electricity-generation/>.

В соответствии с приказом Минэнерго России № 2328 от 29.11.2024 прогноз потребления электрической энергии по ЕЭС России предполагает его увеличение к 2030 г. до 1 297 958 млн кВт·ч, максимум потребления

³ Вестник СПбГПУ Петра Великого // https://gpn.spbstu.ru/news/dmitriy_bogdanov_izbran_direktorom_noc_gazpromneft_politeh/, дата обращения 28.02.2026.

мощности увеличится до 186 702 МВт, среднегодовые темпы прироста потребления электрической энергии и максимума потребления мощности относительно 2023 г. составят 2,11 и 1,46 % соответственно [*Приказ Минэнерго России* № 2328, 2024]. Прогноз потребления электрической энергии по ТИТЭС предполагает его увеличение к 2030 г. до 18 531 млн кВт·ч, сумма собственных максимумов потребления мощности увеличится до 2791 МВт, среднегодовые темпы прироста потребления электрической энергии и максимума потребления мощности относительно 2023 г. составят 2,23 и 1,92 %, соответственно.

В связи с рассматриваемыми проблемами видятся перспективными достаточно неожиданные направления развития электрогенерации в системе ТИТЭС на ближайшие годы, поскольку В. В. Путин на форуме РЭН-2025 высказал следующее соображение: «Предлагаю нацелить на снабжение цифровой экономики, дата-центров объекты локальной генерации — станции, где используются ресурсы, которые специалисты называют «запертыми», то есть их далеко и дорого перевозить, а значит, эффективнее использовать на месте добычи»⁴.

По итогам выступления президента и последующего совещания в Правительстве РФ профильным вице-премьером было принято решение о создании рабочей группы под руководством Минэнерго с участием энергетических технологических компаний и органов власти. Рабочая группа рассмотрит различные предложения и варианты по энергоснабжению ЦОД для ИИ, в том числе за счет задействования существующих и создания новых энергетических мощностей в кооперации с технологическими компаниями.

По сообщению пресс-службы Якутской топливно-энергетической компании (ЯТЭК), в связи с открывающимися возможностями было принято решение приостановить проект «Якутский СПГ». ЯТЭК рассматривает стратегию своего развития с учетом современных экономических реалий и технологических трендов, поэтому компания намерена сосредоточиться на новых направлениях монетизации газа. Ключевая идея обновленной стратегии заключается в использовании природного газа для создания собственных энергоемких проектов, таких как ЦОД, майнинг и облачные вычисления. На первом этапе реализации стратегии будет построено порядка 200 МВт мощностей⁵. По данным же Минцифры РФ и Аналитического центра при Правительстве РФ, к 2030 г. энергопотребление системы ЦОД в стране вырастет минимум в 2,5 раза — с 1 до 2,5 ГВт.

⁴ Пленарное заседание Международного форума «Российская энергетическая неделя» // <http://kremlin.ru/events/president/news/78233>, дата обращения 12.05.2026.

⁵ ЯТЭК // <https://yatec.ru/>, дата обращения 12.05.2026.

Движение в Арктической зоне

Россия активно развивает просторы своей Арктики, делая ставку на ее уникальные природные ресурсы, в первую очередь на углеводороды, которые продолжают играть ключевую роль в мировой экономике. Одновременно важнейшей задачей становится развитие транспортной инфраструктуры, в частности Северного морского пути (СМП), который открывает доступ к удаленным территориям и делает регион привлекательным для отечественного и зарубежного бизнеса. Экстремальные условия Арктики требуют использования передовых технологий в создании сверхмощных ледоколов нового поколения, полупогружных судов для перевозки крупногабаритных грузов, а также судов на воздушной подушке грузоподъемностью 60–150 т для транспортировки особо тяжелых и негабаритных грузов в районах Арктики, которые могут передвигаться по суше, воде, льду, болотам.

Освоение Арктики послужит своевременным доступом не только к ресурсам, но и к созданию подобающей инфраструктуры. Это открывает новые возможности для экономики и логистики, активизирует и ускоряет проектирование и строительство нового арктического флота — как ледокольного, так и торгового — в современных условиях с использованием новых материалов, инновационных технологий в строительстве судов арктического класса, СПГ-грузовозов, для модернизация устарелой портовой инфраструктуры Арктической зоны.

Развитие транспортной инфраструктуры Арктики и Дальнего Востока открывает, по мнению замглавы Минпромторга РФ Р. А. Чекушова⁶, новые возможности для перезапуска программы по международным транспортно-логистическим коридорам, с тем чтобы новые ключевые товарные рынки и те опорные страны — торговые партнеры, которые пока еще не были связаны полноценным регулярным сообщением с РФ, можно было обеспечить надежными и безопасными маршрутами движения^{*}.

Достаточность ресурсного потенциала невозобновляемых источников

За счет федерального бюджета в течение 2023–2025 гг. шла геологоразведка, и в стране появилось 41 месторождение углеводородов, промышленного и энергетического сырья, из которых 31 отнесено к нефтяным. Самые

⁶ Заявление статс-секретаря — замглавы Минпромторга РФ Р. А. Чекушова на Международном форуме в рамках Недели российского бизнеса от 20.02.2026 // <https://morflot.gov.ru/glavnaya/infolenta/ob-em-nesyt-evogo-neenergeticheskogo-eksporta-rf-v-2025-godu-sostavil-156-mlrd/>, дата обращения 26.02.2026.

^{*} 4 марта 2026 г. в Средиземном море, возле о. Мальта, был атакован БЭК российский газовоз *Arctic Metagaz* с грузом СПГ, шедший из Мурманска в один из портов АТР. Это один из 11 танкеров, построенных в Южной Корее, стоимость судна — 200 млн долл., груза — 50 млн долл.

крупные из последних: Толавэйское газоконденсатное в ЯНАО с запасами 54,4 млрд куб. м газа и 20,4 млн т газового конденсата, Мезенинское в Красноярском крае — 49,7 млрд куб. м газа — и месторождение имени Алексея Конторовича в ЯНАО с запасами газа 30,3 млрд куб. м, нефти 7,0 млн т и 400 тыс. т конденсата, Сибирское Восточное в Кемеровской области, содержащее 280 млн т.

Положительная динамика по приросту запасов в 2025 г. сохраняется по большинству видов сырья. По уточненным данным министра природных ресурсов и экологии РФ А. Козлова, общий прирост балансовых запасов угля составил 938,1 млн т, увеличились запасы нефти и конденсата по всем категориям, по газу — 670 млрд куб. м. Задел активных геологоразведочных работ благополучно сформирован на 2026 г., и стоит отметить, что только по одному лишь федеральному проекту «Геология: возрождение легенды» высококвалифицированными недропользователями ведется поиск полезных ископаемых на 70 перспективных объектах.

Расширение минерально-сырьевой базы потенциально укрепляет бюджетную устойчивость и экспортную активность, а также создает задел для развития производственно-технологических цепочек внутри страны. Получение реального экономического эффекта будет зависеть от того, как быстро балансовые запасы трансформируются в технически, оправданно коммерчески извлекаемые объемы фактической добычи и промышленной переработки с помощью новых инвестиционных проектов и надлежащих финансовых вложений в региональную инфраструктуру и логистику.

Увеличение числа открываемых месторождений может быть объяснено появлением инновационных технологий извлечения ресурсов, когда ранее убыточные месторождения сегодня становятся экономически рентабельными. В этом случае компании ставят их на баланс и начинают разработку, следовательно, восстанавливается работа геологоразведочных предприятий. Российская горнодобывающая промышленность готовится к разработке новых капиталоемких месторождений совместно с китайскими и, возможно, американскими партнерами. Заметим, что правительство страны за последние годы заметно повысило свое внимание к проблемам учета национального богатства, сохранности минерально-сырьевой базы и к рачительному расходованию запасов и ресурсов.

В России создана уникальная, одна из самых крупных в мире по масштабам минерально-сырьевая база практически всех видов РЗМ, в том числе лития, бериллия, ниобия, тантала, титана, циркония, скандия, ванадия. К сожалению, имеющийся потенциал по разным причинам в достаточной мере пока не реализован. Добыча и промышленная переработка всего перечисленного с получением готовой товарной продукции ведутся лишь на единичных месторождениях, из которых можно уверенно назвать Ловозерское и Павловское.

Выводы

1. Реализацию программ социальной и промышленной газификации/догазификации необходимо централизованно (усилиями профильных министерств и ведомств) и детально (в режиме построения межотраслевых балансов и по схемам региональной кооперации) увязать со средне- и долгосрочными отраслевыми планами обеспечения энергоресурсами старых и новых промышленных предприятий в регионах Арктической зоны, Восточной Сибири и Дальнего Востока РФ в связи с образованием в условиях санкционного давления избыточных объемов углеводородов, подлежащих включению во внутривоздушный экономический оборот по стратегически важным и приоритетным направлениям развития национальной экономики.

2. Решению эффективного развития нефтегазохимического сектора, как показывают отечественный опыт и лучшие зарубежные практики, способствует ускоренное внедрение кластерной формы организации регионального промышленного нефтегазохимического производства, максимально приближенного к источникам добываемого сырья. Такая форма существенно отличается от других территориальных и интегрированных отраслевых форм своей общей стратегической направленностью, взаимодействием между участниками кластера и органами государственной власти, активным использованием специфических активов и повышенной наукоемкостью как производства, так и конечной продукции. Идея формирования НГХ-кластера должна быть сформулирована самими отраслевыми корпорациями и компаниями в правовых режимах ГЧП/ЧГП. Но инициация* непосредственно создания НГХ-кластера должна исходить со стороны государства с учетом его стратегических интересов, проводимой политики импортозамещения, импортозамещения, разворота на Восток, азиатского вектора интересов страны и т. д.

3. Современная портовая инфраструктура, связанная новейшими логистическими цепочками от мест добычи, промышленной переработки природного газа и производства СПГ, позволит наладить систему его транспортировки по торговым контрактам многочисленным потребителям АТР в порты КНР, Вьетнама, Малайзии, Индонезии, Мьянмы, Японии, Кувейта, Бангладеш, Турции, Индии, Южной Кореи и иных стран-партнеров. Эти же безопасные транспортные коридоры, включая водный трафик, обеспечат бесперебойные экспортные поставки из РФ готовых продуктов нефтегазохимии.

* В отличие от инициирования, более точный термин «инициация» означает принимаемое управленческое решение о запуске какого-либо процесса, о начале реализации проекта или формировании новой стадии процесса, а также определяет действие, в ходе которого предварительно оценивается, стоит ли запускать проект в ситуации, когда на конкретном этапе/стадии еще нет точных сведений, данных, цифр.

4. Коммерческие договоры на экспортную поставку, составляемые в рамках системы долгосрочных торговых отношений стран-партнеров и согласно приоритетам российского законодательства (ст. 79 Конституции РФ), должны предусматривать наличие обязательств по проведению финансовых расчетов за продукцию российских газовых компаний и территориальных промышленно-производственных НГХ-кластеров в согласованных вне санкционных национальных валют, что в настоящее время уже благополучно осуществляется в значительной доле по операционным расчетам в сфере внешней торговли [*Конституция РФ*].

5. Признать в российском законодательстве существующую в соответствии с международным правом практику финансовых расчетов, основанных на принципах бартерных, клиринговых и взаимозачетных (неттинг с чистым салдо) сделок, в цифровых валютах с активным использованием надлежащих инновационных страховых инструментов, с расширением возможных источников торгового кредитования и с учетом всех возможных ситуационных обстоятельств, например таких, чтобы станции разжижения на территории новых стран — покупателей отечественного СПГ создавались непосредственно с российским участием.

Список литературы

Конституция Российской Федерации (принята всенародным голосованием 12.12.1993 с изменениями, одобренными в ходе общероссийского голосования 01.07.2020). Ст. 79 // <http://www.constitution.ru/10003000/10003000-4.htm>, дата обращения 22.07.2026.

Приказ Минэнерго России № 2328 от 29.11.2024 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы» // <https://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=EXP&n=865807#1YLuLJVWF6WbuUWx>, дата обращения 12.05.2026.

Карташов Ю. И., Козлова Е. В., Мануйлова В. И., 2019. К 100-летию Государственного института прикладной химии — Российского научного центра «Прикладная химия» // Химическая промышленность. Т. 96. № 5. С. 217–230.

Квинт В. Л., 2023. Концепция стратегирования: В 2 т. Т. 2. СПб.: СЗИУ РАН-ХиГС. 164 с. DOI:10.22394/978-5-89781-629-3-1-132.

Чурилова Э. Ю., Чурилов А. Д., 2025. Производство электроэнергии в России: анализ динамики и прогнозы // Геоэкономика энергетики. № 4 (32). С. 52–77 // https://doi.org/10.48137/26870703_2025_32_4_52.

Aguirre Rodríguez E. Ya., Rodríguez Gamboa A. A., Aguirre Rodríguez E. C. et al., 2022. Comparison of adaptive neuro-fuzzy inference system (ANFIS) and machine learning

algorithms for electricity production forecasting // IEEE Latin America Transactions. Vol. 20. № 10. Pp. 2288–2294. DOI: 10.1109/tla.2022.9885166.

Gulay E., Sen M., Akgun O. B., 2024. Forecasting electricity production from various energy sources in Türkiye: A predictive analysis of time series, deep learning, and hybrid models // Energy. Vol. 286. Pp. 129–166. DOI:10.1016/j.energy.2023.129566.

Tsatsulin A. N., Bykov A. I., 2026. The Russian gas complex's orientation to the East depends not only on global confrontation. (На англ. яз.) // Геометрия мирового доверия: диалог цивилизаций в полицентричную эпоху: Моногр. § 1.2. СПб.: ЦНИТ «Астерион». 664 с. DOI 10.53115/9785001887140.

Alexander N. TSATSULIN, Doctor of Economics, Professor, Professor in the Department of Management at North-West University, Honorary Worker of Higher Professional Education of the Russian Federation, Full Member of the National Academy of Tourism, Full Member of the European Academy of Natural Sciences (Hannover, Germany)

Address: 7 Kavalergardskaya St., Building A, St. Petersburg, 191015, Russian Federation

E-mail: vash_64@mail.ru

SPIN-code: 8478-6369

ORCID: 0000-0002-3725-9871

Alexey I. BYKOV, PhD in Economics, Chief Specialist, Regional Relations Department, Gazprom Mezhregiongaz LLC

Address: 24, emb. Admiral Lazarev, St. Petersburg, 197110, Russian Federation

E-mail: 9660171@mail.ru

MANAGING THE NATIONAL ECONOMY'S RESOURCE POTENTIAL IN THE CONTEXT OF STRATEGIC DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS COMPLEX. PART 2. KEY DIRECTIONS OF MOVEMENT

DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_128

Received: 09.03.2026.

For citation: *Tsatsulin A. N., Bykov A. I., 2026. Managing the National Economy's Resource Potential in the Context of Strategic Development of the Oil and Gas Complex. Part 2. Key directions of movement. – Geoeconomics of Energetics. № 3 (35). P. 128–149. DOI: 10.48137/26870703_2026_35_3_128*

Keywords: gasification; import independence; Asian vector of interests; import substitution; strategic turn; hydrocarbons; gas chemistry; multiplier effect.

Abstract

The first part of the article examined domestic achievements in the emerging petrochemical industry, the use of new materials in key sectors of the national economy, and Russia's position in the global mineral fertilizer market. The regulatory framework governing the industry is defined by a number of national and federal projects aimed at developing the Russian economy through 2036. Within

the methodology of strategizing, the authors adopted an integrated interdisciplinary approach, determined the appropriate analytical tools and selected the information base for the study. The second part of the article addresses key challenges in the further development of the petrochemical industry and possible ways of addressing them in the context of import substitution, import independence, and the sustainable development of Russian enterprises, with a strategic shift in primary economic interests towards the Asia-Pacific region. The paper analyzes the existing economic potential of the domestic oil, gas, and gas-chemical industries as a strategic tool for addressing the challenges of social and industrial gasification programs for domestic production facilities in the context of sanctions restrictions. Achievement of this objective also requires addressing issues related to industrial clustering, energy generation, and digitalization in these sectors, as well as assessing natural resource reserves and endowments. These issues are discussed in detail and illustrated with examples. Particular attention is paid to mechanisms for localizing gas-chemical production in the form of territorial industrial clusters and for creating modern infrastructure within the framework of long-term government contracts. A set of independent tasks includes the complex issues of energy supply for the national economy and the accelerated development of transport corridors in the Russian Arctic. The results and discussion section of the paper demonstrate that improving mechanisms for industry interaction between economic entities can not only support the sustainable development of the petrochemical industry but also promote import substitution, stimulate interregional and intersectoral cooperation, act as a trigger for the creation of innovative technologies, and ensure significantly increased demand for energy resources.

References

The Constitution of the Russian Federation (adopted by popular vote on December 12, 1993, with amendments approved during the nationwide vote on July 1, 2020). Article 79 // <http://www.constitution.ru/10003000/10003000-4.htm>, accessed 22.07.2026. (In Russ.)

Order No. 2328 of the Ministry of Energy of Russia dated November 29, 2024, “On Approval of the Scheme and Program for the Development of Russia’s Electric Power Systems for 2025–2030” // <https://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=EXP&n=865807#IYLuLJVWF6WbuUWx>, accessed 12.05.2026. (In Russ.)

Kartashov Yu. I., Kozlova E. V., Manuylova V. I., 2019. On the 100th anniversary of the State Institute of Applied Chemistry – the Russian Scientific Center “Applied Chemistry” // *Chemical Industry*. Vol. 96. No. 5. Pp. 217–230. (In Russ.)

Quint V. L., 2023. The Concept of Strategizing (in 2 volumes). Vol. 2. St. Petersburg: NWRU RANEP. 164 p. DOI:10.22394/978-5-89781-629-3-1-132. (In Russ.)

Churilova E. Yu., Churilov A. D., 2025. Electricity Production in Russia: Analysis of Dynamics and Forecasts // *Geoeconomics of Energetics*. No. 4 (32). Pp. 52–77 // https://doi.org/10.48137/26870703_2025_32_4_52. (In Russ.)

Aguirre Rodriguez E. Ya., Rodriguez Gamboa A. A., Aguirre Rodríguez E. C. et al., 2022. Comparison of adaptive neuro-fuzzy inference system (ANFIS) and machine learning algorithms for electricity production forecasting // IEEE Latin America Transactions. Vol. 20. No. 10. Pp. 2288–2294. DOI: 10.1109/tla.2022.9885166. (In Eng.)

Gulay E., Sen M., Akgun O. B., 2024. Forecasting electricity production from various energy sources in Türkiye: A predictive analysis of time series, deep learning, and hybrid models // Energy. Vol. 286. Pp. 129–166. DOI:10.1016/j.energy.2023.129566. (In Eng.)

Tsatsulin A. N., Bykov A. I., 2026. The Russian gas complex's orientation to the East depends not only on global confrontation // Monograph «Geometry of the world Trust: Dialogue of Civilizations in a Polycentric Era». § 1.2. St. Petersburg: CNIT «Asterion». 664 p. DOI 10.53115/9785001887140. (In Eng.)

СОКРАЩЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ В ТЕКСТЕ

ЕС — Европейский союз.

АЭС — атомная электростанция.

ВИЭ — возобновляемые источники энергии.

ВЭС — ветроэлектростанция.

ГЭС — гидроэлектростанция.

СЭС — солнечная электростанция.

СПГ — сжиженный природный газ.

ТКГ — Транскаспийский газопровод.

ESG — Environmental, Social, and Governance (Экологическое, социальное управление и управление).

IoT (Internet of Things) — сеть физических объектов, оснащенных датчиками, чипами и средствами связи для обмена данными друг с другом или с внешней средой через интернет без участия человека.

ЕАЭС — Евразийский экономический союз.

АТР — Азиатско-Тихоокеанский регион.

АСЕАН (Power Purchase Agreement) — договор купли-продажи электроэнергии.

ЛОHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) — жидкий органический носитель водорода.

ТЭК — топливно-энергетический комплекс.

ТЭС — теплоэлектростанция.

CONTENTS

EDITORIAL	4
GLOBAL AND REGIONAL ENERGY MARKETS	
KORNEEV K. <i>Japan's policy on forming international hydrogen supply chains in the Asia-Pacific region</i>	6
GLOBAL AND REGIONAL SYSTEMS	
NOVIKOVA E. <i>ASEAN Countries as The Source of Growth for The World Economy</i>	23
GEOPOLITICS AND ENERGY SECURITY	
MARKAROV A., DAVTYAN V. <i>Infrastructure Sovereignty in the EU–Armenia Strategic Agenda: a Geoeconomic Analysis of the 2026 Joint Declaration</i>	39
AYVAZIAN D. <i>The Import of the Natural Gas from the Republic of Azerbaijan in the Context of the Energy Policy of the European Union</i>	61
ENERGY POLICY	
KONOV M. <i>The phenomenon of economic growth in Central Asian countries on the example of Kyrgyzstan</i>	76
ENERGY PROJECTS	
MESHKIN R., RATUSHNY D. <i>Nuclear Energy of China: Current State and Development Prospects</i>	92
FUEL AND ENERGY COMPLEX OF RUSSIA AND EXTERNAL RISKS	
BORISOVA O. <i>Digital transformation of the Russian oil and gas industry: risk assessment and development potential</i>	111
WORLD ECONOMIC RELATIONS AND ACADEMIC RESEARCH	
TSATSULIN A., BYKOV A. <i>Managing the National Economy's Resource Potential in the Context of Strategic Development of the Oil and Gas Complex. Part 2. Key directions of movement</i>	128
ABBREVIATIONS USED IN THE TEXT	150

Авторы опубликованных материалов несут ответственность за подбор и точность приведённых фактов, цитат, экономико-статистических данных, собственных имён, географических названий и прочих сведений, а также за то, что в материалах не содержится заимствований, нарушающих чьи-либо авторские права, и данных, не подлежащих открытой публикации. Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов.

Редакция не ведёт переписку с авторами. Рукописи не возвращаются.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Геоэкономика энергетики» обязательна.

Научно-аналитический журнал «Геоэкономика энергетики»
зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи,
информационных технологий и массовых коммуникаций
(Роскомнадзор)

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-75848
выдано 13 июня 2019 года

Возрастная категория: 16+

Подписной индекс 33321 на полугодие
в интернет-каталоге «Газеты и журналы» агентства «Роспечать»

ISSN 2687-0703

НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
«ГЕОЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ»
№ 3 (35) 2026

Издательство Института стран СНГ
Адрес издательства и редакции: г. Москва, ул. Б. Полянка, дом 7/10, стр. 3
Телефоны: (499) 799-81-49, (499) 799-81-62
E-mail: info@geoenergy-journal.ru
Сайт: <http://geoenergy-journal.ru>



Подписано в печать 30.09.2026.
Формат 70×100 1/16. Печать офсетная.
Тираж по заказу. Заказ № 13/Е.

Отпечатано с готового оригинал-макета в ООО «ПРИНТИКА».
109542, г. Москва, Рязанский проспект, д. 91, корп. 1, пом. 11, к. 2, оф. 14-5.

