



Казахстанская ассоциация организаций  
нефтегазового и энергетического  
комплекса «KAZENERGY»



# НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД KAZENERGY 2026

*Краткое содержание*



Настоящий Национальный энергетический доклад 2026  
(далее – Доклад) является интеллектуальной собственностью Ассоциации KAZENERGY.  
Запрещается любое заимствование, изменение и переработка материалов данного документа.

Использование материалов Доклада допускается с обязательным указанием источника.  
Данные, аналитика и любая другая информация, содержащаяся в Докладе, предназначены  
только для информационных целей и не могут являться заменой услуг профессиональных  
консультантов в сферах бизнеса, финансов, инвестиций и др. Выводы и аргументы,  
приведенные в Докладе, могут не совпадать с мнением отдельных членов Ассоциации  
KAZENERGY, а также позицией государственных органов Республики Казахстан.

ОЮЛ Казахская ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса  
«KAZENERGY», Республика Казахстан, 010000, город Астана, проспект Кабанбай батыра, 17  
kense@kazenergy.com  
+7 7172 79 01 75, +7 7172 79 01 82





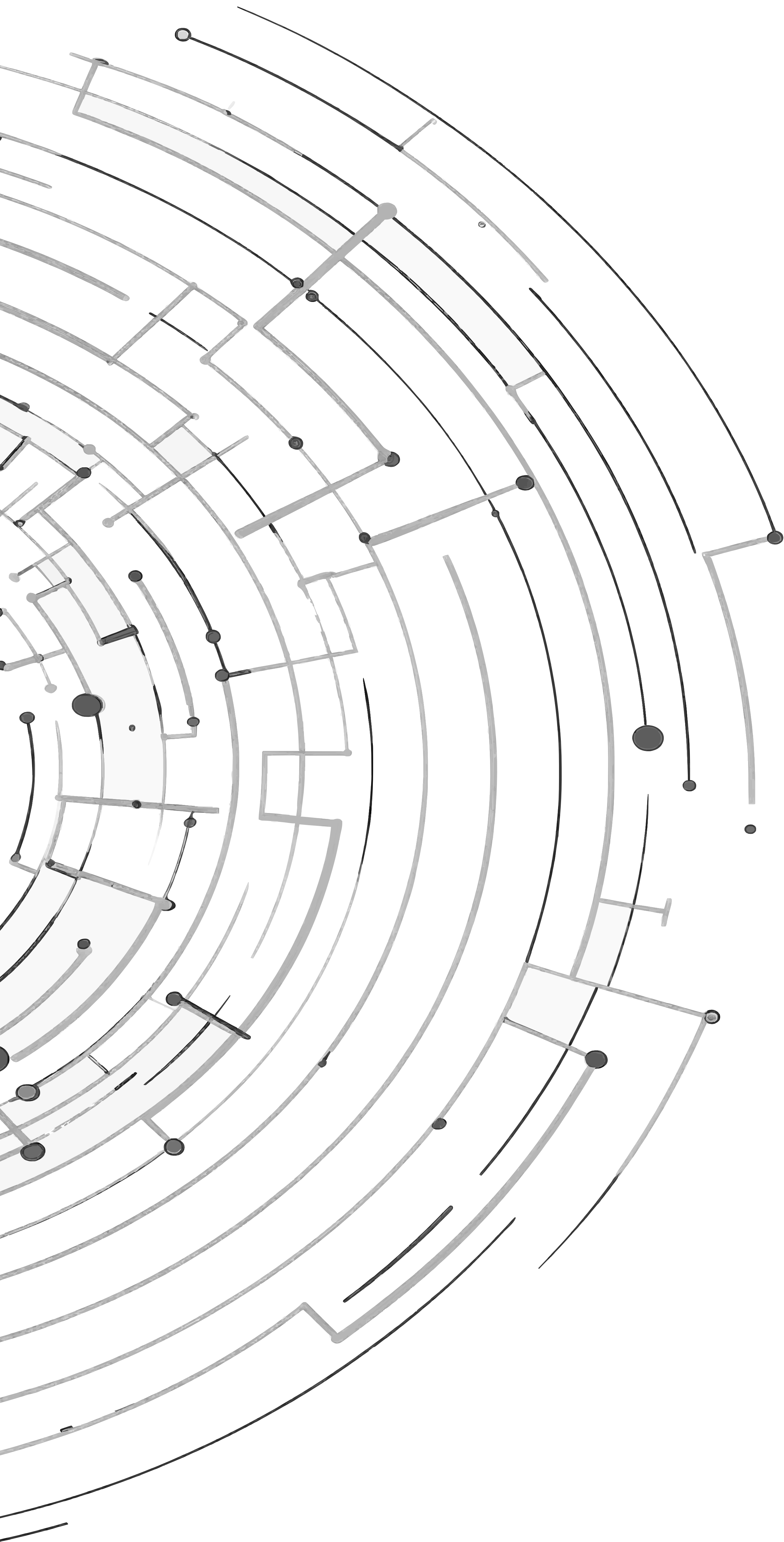


Казахстанская ассоциация организаций  
нефтегазового и энергетического комплекса  
«KAZENERGY»

# НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД KAZENERGY 2026











### Уважаемые читатели!

Рад приветствовать выход седьмого издания Национального энергетического доклада KAZENERGY, подготовленного экспертами Ассоциации KAZENERGY в сотрудничестве с аналитиками корпорации S&P Global.

Сегодня мировая энергетика переживает период глубоких изменений. На первый план выходят вопросы энергетической безопасности, надежности и бесперебойности поставок энергоресурсов, устойчивости и безопасности транспортных маршрутов, а также способности энергетических систем своевременно отвечать на растущий спрос и внешние вызовы.

Для Казахстана обеспечение энергетической безопасности является одним из ключевых приоритетов. Наша задача – гарантировать надежное энергоснабжение внутреннего рынка, последовательно укреплять ресурсную и инфраструктурную базу отрасли и одновременно обеспечивать устойчивость поставок казахстанских энергоресурсов на внешние рынки. Особое значение в этой связи имеют надежность существующих и развитие альтернативных экспортных маршрутов, повышение устойчивости транспортной инфраструктуры и расширение международного сотрудничества.

Наряду с этим Казахстан продолжает работу по модернизации энергетического комплекса, развитию новых генерирующих мощностей, газовой и нефтегазохимической отраслей, расширению ресурсной базы, внедрению современных технологий и созданию условий для привлечения долгосрочных инвестиций.

Особое значение приобретает обеспечение растущих потребностей экономики в доступной и надежной энергии. Это требует системного подхода – от геолого-разведки и развития добычи до модернизации действующих мощностей, строительства новой генерации, укрепления электрических сетей, повышения эффективности и внедрения цифровых решений.

Казахстан является неотъемлемой частью глобального энергетического рынка и намерен и далее укреплять свою роль надежного и ответственного поставщика энергоресурсов. В условиях растущей геополитической и рыночной неопределенности особую ценность приобретают предсказуемость поставок, диверсификация транспортных возможностей, технологическое развитие и устойчивые партнерские отношения между производителями и потребителями энергии.

В этих условиях качественная профессиональная аналитика приобретает особое значение. Национальный энергетический доклад KAZENERGY на протяжении ряда лет служит важным аналитическим инструментом для осмысления ключевых тенденций и перспектив развития энергетической отрасли, объединяя национальную экспертизу с международным взглядом на глобальные энергетические процессы.

Уверен, что настоящее издание будет полезно государственным органам, энергетическим компаниям, инвесторам, экспертному сообществу и всем, кто участвует в формировании будущего энергетического сектора Казахстана.

Благодарю Ассоциацию KAZENERGY и экспертов S&P Global за проделанную работу и желаю читателям Национального энергетического доклада содержательного и продуктивного ознакомления с его выводами.

**Ерлан Аккенженов**  
**Министр энергетики**  
**Республики Казахстан**





### Уважаемые дамы и господа, дорогие читатели!

Рад приветствовать вас на страницах седьмого издания Национального энергетического доклада KAZENERGY.

Сегодня энергетическая отрасль развивается в условиях, когда привычные представления о ее структуре, взаимосвязях и долгосрочных перспективах подвергаются серьезной переоценке. Изменяются модели потребления и производства энергии, ускоряется внедрение цифровых и низкоуглеродных технологий, усиливается роль новых центров экономического роста, а энергетические компании все больше рассматривают технологические решения, эффективность и инновации как важнейшие факторы своей долгосрочной конкурентоспособности.

Для Казахстана эти процессы имеют особое значение. Наша страна обладает значительным энергетическим потенциалом и одновременно находится в точке пересечения важных региональных и глобальных экономических процессов. Это создает необходимость не только эффективно использовать имеющиеся преимущества, но и постоянно оценивать, каким образом меняющаяся внешняя среда влияет на перспективы развития национального энергетического комплекса.

Именно поэтому Национальный энергетический доклад KAZENERGY рассматривает отрасль не только через текущие показатели и отдельные сегменты, но и в более широком контексте структурных изменений, происходящих в мировой и казахстанской энергетике. Доклад позволяет сопоставить различные тенденции, оценить их взаимное влияние и сформировать более целостное представление о направлениях дальнейшего развития отрасли.

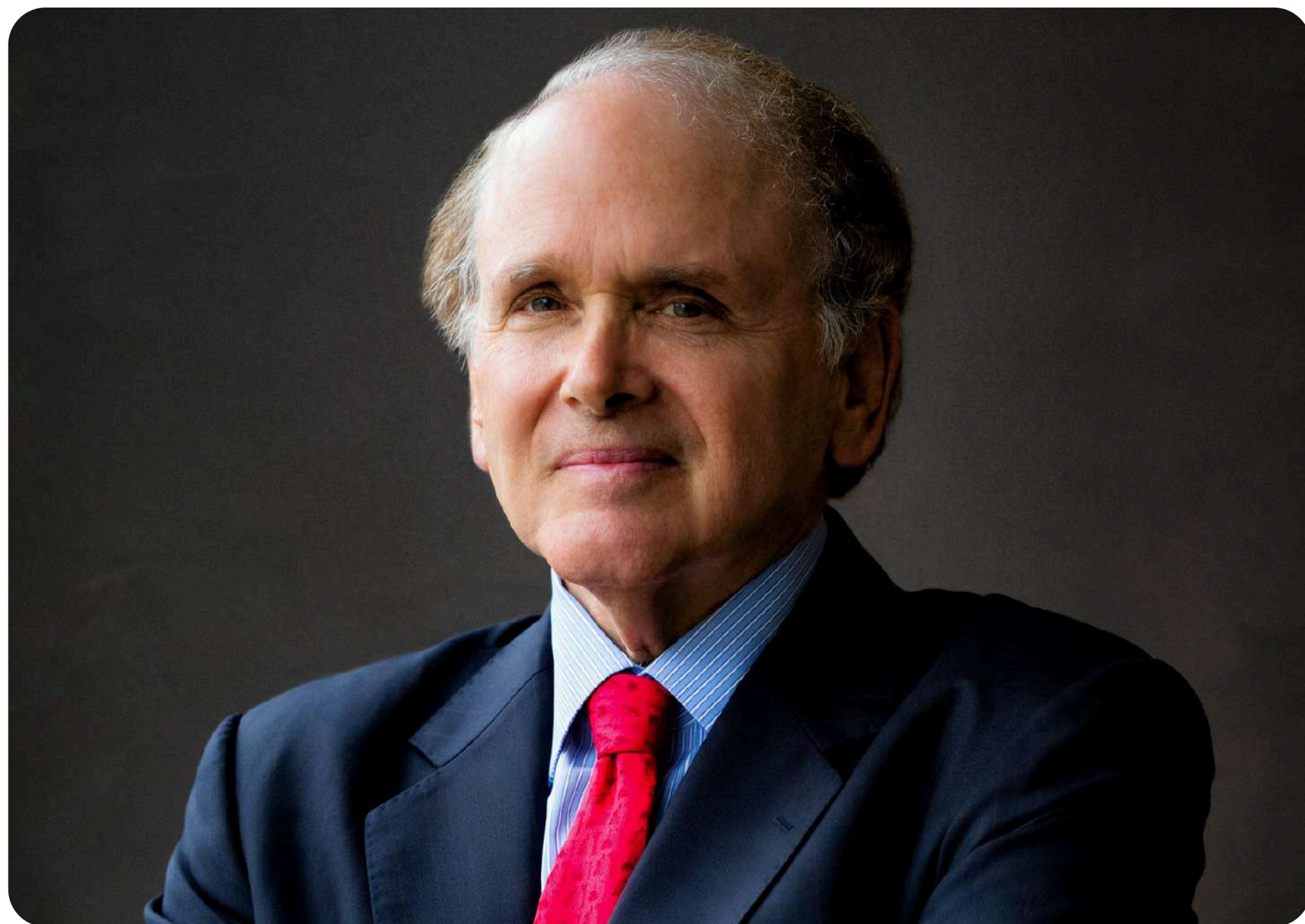
Особую ценность представляет сочетание казахстанской отраслевой экспертизы с международным аналитическим опытом S&P Global. Такой подход позволяет рассматривать актуальные процессы с разных точек зрения и создает основу для профессионального и предметного обсуждения вопросов, которые будут определять энергетическую повестку в ближайшие годы. Для Ассоциации KAZENERGY этот Доклад является не просто очередным аналитическим изданием. На протяжении многих лет он служит площадкой для консолидации отраслевых знаний и одним из инструментов профессионального диалога между государством, бизнесом, экспертным сообществом и международными партнерами. Мы стремимся к тому, чтобы решения и дискуссии в энергетическом секторе опирались на качественные данные, глубокий анализ и понимание долгосрочных тенденций.

Уверен, что Национальный энергетический доклад KAZENERGY 2026 года будет полезен всем, кто связан с энергетикой Казахстана и заинтересован в ее дальнейшем развитии: государственным органам, компаниям, инвесторам, экспертам, представителям научного и академического сообщества.

Желаю читателям содержательного знакомства с Докладом, новых профессиональных идей и продуктивного использования представленных в нем аналитических материалов.

**Сериккали Брекешев**  
**Председатель Ассоциации KAZENERGY**





### Уважаемые читатели!

Вот уже в шестой раз нам выпадает честь участвовать в подготовке *Национального энергетического доклада для Республики Казахстан за 2026 год* (НЭД 2026). Важность этого документа сложно переоценить: в нем получают всестороннее освещение самые разнообразные аспекты топливно-энергетического сектора страны, включая его высокую значимость, многогранный характер, а также успехи и вызовы. Сейчас публикация доклада как нельзя более актуальна, поскольку Казахстан готовится к проведению в июне 2028 года в Астане 26-го Всемирного нефтяного конгресса WPC Energy — одного из ключевых глобальных форумов для обсуждения международных энергетических вопросов. Он собирает на своей площадке глав государств и правительственных ведомств, руководителей крупных корпораций, представителей ведущих международных организаций и авторитетных энергетических экспертов всего мира.

Настоящий доклад выходит в период, когда в Казахстане и в мире в целом идет процесс переосмысления баланса и поиска новых компромиссов между международным энергетическим сотрудничеством, переходом на более экологически чистые/устойчивые формы энергии и приоритетами национальной или региональной направленности, такими как обеспечение энергетической безопасности, ценовой доступности и стабильности поставок. Безусловно, на фоне текущих военных конфликтов в Украине и на Ближнем Востоке энергетическая безопасность выходит на первый план еще в более существенной мере, чем отмечалось в предыдущем докладе (НЭД 2023), но все же курс на внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и снижение выбросов углерода продолжается, пусть и не всегда занимает первые строчки новостей. Если обратиться к опыту прошлого, мы увидим, что энергетические переходы (в частности, от древесины к углю или от угля к нефти) носили длительный и неравномерный характер, происходя путем добавления новых источников энергии, а не полной замены существующих. Эта закономерность, судя по всему, остается в силе и сегодня: наряду с активным развитием ВИЭ во всем мире продолжается потребление нефти, природного газа, а во многих регионах и угля.

При этом разные страны находят разные компромиссные решения: одни еще более активно задействуют ископаемое топливо в случае его богатых запасов, другие делают ставку на возобновляемую энергетику, а третьи выбирают комплексный подход, охватывающий весь спектр энергетических технологий. С нашей точки зрения, у Казахстана имеются хорошие предпосылки для того, чтобы эффективно адаптироваться к стремительной эволюции мировой энергетической системы. Более того, происходящая трансформация открывает новые возможности для стран, располагающих такими преимуществами как значительные запасы полезных ископаемых, геополитическая стабильность и прагматичная энергетическая политика. Будучи политически стабильной и надежной «средней державой», которая хорошо обеспечена ископаемым топливом, а также является одним из мировых лидеров по запасам урана и иных критически важных минералов, Казахстан играет все более значимую роль в качестве стратегического поставщика и партнера на глобальном рынке энергоресурсов. Одновременно страна придерживается сбалансированной концепции энергетического перехода, которая призвана согласовать цели в области декарбонизации, энергетической безопасности, экономической конкурентоспособности и устойчивого развития. Стратегию Казахстана по декарбонизации можно охарактеризовать как рациональную и поступательную, предполагающую сочетание внедрения ВИЭ и низкоуглеродных технологий с модернизацией существующей энергетической инфраструктуры.

В то же время выполненный нами анализ выявил ряд серьезных вызовов, с которыми сталкивается Казахстан в условиях высокой неопределенности будущего энергетической отрасли. Как отмечалось в предыдущих публикациях НЭД, энергетика — это не просто одна из составляющих экономики Казахстана, а ключевой элемент экономической безопасности. Несмотря на постепенное снижение доли топливно-энергетического сектора в ВВП страны, она все же остается внушительной. В 2025 году одна только нефтегазовая отрасль обеспечила 15,1% ВВП, 53,4% экспорта и более 50% налоговых поступлений в государственный бюджет



---

Казахстана. Столь высокая зависимость от углеводородных доходов делает экономику страны более уязвимой перед колебаниями мировых цен на нефть и сбоями в экспортных поставках энергоносителей.

Дополнительным фактором уязвимости остается высокая концентрация экспортной инфраструктуры. Свыше 90% экспорта сырой нефти из Казахстана на мировые рынки пересекает территорию России, и более 80% этих объемов идет лишь по одному маршруту — системе Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) — до терминала на российском побережье Черного моря. Наглядным свидетельством растущего уровня рисков, сопряженных с таким транзитом в контексте текущего вооруженного конфликта с Украиной, стали сбои в казахстанских экспортных поставках по КТК продолжительностью в несколько недель в конце 2025 года и в начале 2026 года, когда атака украинских беспилотников вывела из строя выносное причальное устройство. В связи с данным инцидентом обращает на себя внимание ограниченность мощностей нефтехранилищ в стране. По нашим оценкам, представленным в докладе, целесообразный подход к их расширению способен обеспечить предприятиям нефтяной отрасли Казахстана более высокую гибкость действий на случай возникновения сбоев на экспортных направлениях, особенно в сочетании с наращиванием объемов транспортировки по альтернативным маршрутам. Ожидается, что самый существенный рост казахстанского экспорта в обход России, в краткосрочной перспективе придется на нефтепровод Баку–Тбилиси–Джейхан (БТД). Вместе с тем возможности дальнейшего увеличения объемов поставок по данному маршруту остаются ограниченными ввиду необходимости расширения мощностей казахстанских морских терминалов и танкерного флота на Каспийском море.

Еще одним существенным вызовом является риск того, что Казахстан может оказаться неспособным поддерживать инвестиции в разведку и добычу на прежнем уровне после завершения текущих инвестиционных циклов в рамках крупных проектов. На мировой арене разворачивается жесткая конкуренция за новые инвестиции между странами, располагающими запасами полезных ископаемых. В этой связи Казахстану по-прежнему необходимо продемонстрировать, что его ресурсы выгодны для освоения: Иными словами, что их разработка, добыча и транспортировка обходится относительно недорого, наносит минимальный вред экологии, а также предполагает стабильность нормативно-правовых требований и оперативное принятие решений. Одним из ключевых направлений стратегии смягчения рисков в нефтяной отрасли (и в сегменте ископаемого топлива в целом) является переход от модели, основанной на добыче и экспорте углеводородного сырья, к модели, предполагающей его глубокую переработку для производства продукции с высокой добавленной стоимостью. Это находит свое отражение в мерах по существенному наращиванию производства нефтегазохимической продукции к 2030 году.

К потенциально важным ресурсам, составляющим основу энергетического будущего страны, относится также попутный газ, значительные объемы которого в Казахстане добываются вместе с нефтью. Однако и здесь не обходится без проблем, прежде всего связанных с инвестициями в переработку попутного газа, а также с направлениями использования товарного газа. На данный момент отсутствует определенность относительно того, как лучше распределить его между различными сферами применения: задействовать его в электроэнергетике для частичного замещения угля и балансирования колебаний выработки электроэнергии на объектах ВИЭ, или для нужд коммунально-бытовой сферы, или в качестве сырья для развивающейся газохимической промышленности, или же в качестве источника дополнительной экспортной выручки от поставок на близлежащие рынки. Конкуренция за располагаемые объемы газа еще более усугубляется в связи с необходимостью его обратной закачки для поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи, наглядной иллюстрацией чему служат показатели 2025 года, когда объемы производства товарного газа сократились, несмотря на рост валовой добычи газа.

Поскольку нарастить внутреннее предложение товарного газа в требуемых объемах пока не получается, начал расти его импорт, и Казахстан постепенно приближается к статусу газового нетто-импортера. В этой связи перед руководством страны встают непростые вопросы о том, как действовать в создавшейся ситуации. Резко нарастить внутренние мощности газопереработки и производство товарного газа? Сдерживать рост внутреннего потребления за счет повышения цен и продолжать активно задействовать уголь в электроэнергетике? Пойти на увеличение импорта газа? В нашем анализе исследуются сложности, связанные с этими вопросами, и меры, принимаемые государством для их решения.

Помимо этого, серьезным вызовом для Казахстана (равно как и для многих других государств) является определение роли электрификации в переходе к низкоуглеродному будущему. Главным видом топлива в электроэнергетике страны на протяжении всей ее современной истории остается уголь: в 2025 году на угольные электростанции пришлось более трех пятых внутреннего производства электроэнергии. В то же время сокращению потребления угля отводится центральное место в казахстанской стратегии декарбонизации, в связи с чем крайне важно найти тщательно выверенный подход к данному процессу, надлежащим образом увеличивая выработку электроэнергии для покрытия стабильно растущего спроса в стране. Правительство стремится найти оптимальный баланс между стимулированием частных инвестиций в развитие ВИЭ, содействием наращиванию газоперерабатывающих мощностей и газовой генерации, а также, с недавнего времени, строительством АЭС на базе богатых запасов урана в стране. Дополнительные преимущества атомной генерации в Казахстане заключаются в расширении возможностей для реализации урана, добываемого государственной компанией «Казатомпром», и для дальнейшего



---

развития ее деятельности по производству ядерного топлива. При всем вышеперечисленном уголь сохранит свою значимость в качестве недорогого топлива, которым хорошо обеспечен Казахстан, служа «страховкой» от более серьезных рисков, связанных с другими элементами стратегии электрификации страны.

Однако решение вопроса о будущей топливной структуре электроэнергетики — это лишь часть задачи. Не менее серьезной проблемой остается критическое состояние устаревающих генерирующих активов и инфраструктуры. К 2025 году средний показатель износа основного оборудования на электростанциях традиционного типа превысил 50%, а более чем на трети из них принимал крайне высокие значения, что являлось одной из основных причин аварийных отказов оборудования и отключений. Одновременно сохраняется острая нехватка маневренных генерирующих мощностей для балансирования системы, что усугубляется ростом доли нестабильной генерации в связи с разворачиванием ветровых и солнечных электростанций. В результате Казахстан вынужден наращивать импорт электроэнергии, в основном из России, для поддержания стабильности системы (балансирования пиковых нагрузок). Как и в случае с располагаемыми объемами газа, перед властями страны встают вопросы, касающиеся формирования внутренних цен на электроэнергию, рыночных реформ для стимулирования инвестиций, распределения средств между строительством новых мощностей и модернизацией существующих, а также будущей роли импорта (при наличии такой необходимости). Эти направления государственной политики вступают в противоречие друг с другом, ввиду чего организационная структура должна обладать достаточным уровнем гибкости, чтобы способствовать эффективному поиску компромиссных решений с учетом меняющихся приоритетов. Вместе с тем важно не забывать о необходимости обеспечения трех ключевых для отрасли аспектов — надежности, доступности и устойчивости.

Вышеперечисленные проблемы, стоящие перед Казахстаном, несомненно, серьезны, однако не уникальны — ни по масштабу, ни по характеру. Все страны в той или иной мере сталкиваются с подобными дилеммами на пути к расширению диверсификации, устойчивости, интеграции, а также доступа к достоверной и оперативной информации в области энергетики — условий, имеющих чрезвычайно высокую значимость для энергетической безопасности в современном мире. Как отмечалось ранее, в силу обеспеченности ресурсами, геополитической стабильности и прагматичной стратегии, Казахстан располагает благоприятными возможностями для того, чтобы успешно пройти через текущую «зону турбулентности».

НЭД 2026 выходит в период высокой неопределенности и крайней нестабильности для мировой энергетики, что требует определенной сдержанности и осторожности в оценках ее перспектив. Вместе с тем мы сохраняем оптимизм и веру в энергетическое будущее Казахстана, что красной нитью проходит через все выпуски Национального энергетического доклада, начиная с самого первого — НЭД 2015. Нашей неизменной целью всегда было и остается содействие глубокому пониманию складывающейся ситуации, которое является залогом принятия эффективных решений и формирования грамотной политики. Мы искренне надеемся, что это позволит Казахстану справиться со стоящими перед страной вызовами в области энергетики, безопасности и экологии, одновременно способствуя экономическому и социальному благополучию своего народа.

*Доктор Дэниел Ергин,  
Вице-председатель S&P Global*



# Благодарность

Национальный энергетический доклад KAZENERGY-2026 подготовлен компанией S&P Global по инициативе Ассоциации KAZENERGY, при активном участии ее членов. В его основу легла масштабная исследовательская и аналитическая работа, объединившая экспертов из различных сфер — представителей Ассоциации KAZENERGY, государственных органов Республики Казахстан, научно-исследовательских и проектных институтов, отраслевых и международных компаний.

В докладе рассмотрены приоритеты и политика стратегического развития Казахстана, принимаемые меры по диверсификации экономики, изменения в топливно-энергетическом балансе, актуальные вопросы развития инфраструктуры и привлечения инвестиций, а также влияние глобальных геополитических и экономических факторов на энергетический сектор страны. Подготовка Доклада стала результатом широкого профессионального взаимодействия и обмена экспертными знаниями, практическим опытом и аналитическими материалами, объединивших представителей энергетического сектора вокруг общего понимания ключевых вызовов и перспектив его развития.

Работа над НЭД-2026 проходила на фоне обострения геополитической напряженности и ускорения изменений в мировой экономике и на рынках энергоресурсов, что несет новые вызовы для энергетического сектора Казахстана. Трансформация торговых и транспортных потоков, структурные сдвиги в топливно-энергетическом балансе и растущая необходимость в развитии и модернизации энергетической инфраструктуры потребовали более глубокого анализа и учета широкого набора факторов при формировании прогнозов.

Мы выражаем глубокую благодарность организациям и экспертам, которые уделили время для обсуждения актуальных тем с командой аналитиков, а также членам Ассоциации KAZENERGY, государственным учреждениям и отраслевым компаниям за предоставленные данные, содержательные комментарии и экспертные оценки.

Хотелось бы отдельно поблагодарить компанию Avantgarde Advisory в лице Руслана Мухамедова и эксперта Олега Архипкина за активное участие в создании настоящего Доклада — прежде всего за их вклад в подготовку и экспертную доработку отдельных разделов, включая ценные комментарии и рекомендации.

Особую признательность выражаем Болату Акчулакову, Председателю Ассоциации KAZENERGY в период подготовки Доклада, и Сериккали Брекешеву, вступившему в должность Председателя Ассоциации KAZENERGY на завершающем этапе подготовки Доклада; Узакбаю Карабалину и Джамбулату Сарсенову, заместителям Председателя Ассоциации KAZENERGY; и Жандосу Нурмаганбетову, Генеральному директору Ассоциации KAZENERGY. Полноценное составление Доклада было бы невозможным без их инициативы, действенной помощи, поддержки и экспертных рекомендаций.

Помимо вышеупомянутых лиц и компаний, мы выражаем отдельную признательность целому ряду организаций (промышленным предприятиям, энергетическим компаниям и др.) и их сотрудникам, которые также внесли свой вклад в подготовку Доклада:

|                                                                                                          |                                                                |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| Министерство национальной экономики Республики Казахстан                                                 | Жумангарин С.М., Дарбаев А.К.                                  |
| Министерство энергетики Республики Казахстан                                                             | Аккенженов Е.К., Акбаров Е.Е., Туткышбаев К.С., Есимханов С.К. |
| Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан                                          | Куантыров А.С., Ошурбаев М.Т.                                  |
| Комитет по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан | Қосымбаев Т. Е.                                                |
| ТОО «Тенгизшевройл»                                                                                      | Уильям Лакоби                                                  |
| Филиал «Шеврон Мунайгаз Инк.»                                                                            | Дерек Магнесс                                                  |
| Филиал «ЭксонМобил Казахстан Инк.»                                                                       | Кенан Нариман                                                  |
| АО НК «КазМунайГаз»                                                                                      | Хасенов А.Г.                                                   |
| АО «НК «QazaqGaz»                                                                                        | Жамауов А.Ж.                                                   |
| АО «НАК «Казатомпром»                                                                                    | Юсупов М.Б.                                                    |
| АО «КазТрансОйл»                                                                                         | Касенов А.Г.                                                   |
| АО «KEGOC»                                                                                               | Айтжанов Н.Е.                                                  |



|                                        |                                                                                           |
|----------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| АО «Национальная геологическая служба» | Галиев Е.Ф., Абытов Ф.Х.                                                                  |
| АО «Жасыл Даму»                        | Сәрсенбай Е.Н.                                                                            |
| АО «КОРЭМ»                             | Дарибаев А.Н.                                                                             |
| ТОО «РФЦ по ВИЭ»                       | Шайханов А.Ж.                                                                             |
| Ассоциация «KAZENERGY»                 | Нурмаганбетов Ж.Д., Нарынбаев Д.С.,<br>Сапарғалиев О.А., Аймағамбетов Т.К., Досанова А.С. |
| Отраслевые эксперты                    | Сатиев Т.Б., Кононов М.С., Курбаналиев А.А.                                               |

Своевременной публикации Доклада на двух языках в значительной степени способствовала работа высоко-профессионального переводчика, Марии Гавриловой. Мы выражаем ей глубокую признательность за неоценимый вклад в подготовку настоящего Доклада и многолетнюю поддержку нашей работы.

В завершение нельзя не отметить, что при подготовке настоящего Доклада нам вновь посчастливилось сотрудничать со многими выдающимися и талантливыми коллегами в Республике Казахстан. Особая честь для нас — представить этот Доклад в период подготовки Казахстана к проведению в Астане в 2028 году 26-го Всемирного нефтяного конгресса WPC Energy. Мы надеемся, что Доклад послужит основой для содержательной дискуссии и подготовки мероприятий, посвященных актуальным вопросам и будущему энергетики Казахстана.

С глубокой признательностью,

Мэтью Дж. Сейгерс, Вице-президент,  
S&P Global (Matt.Sagers@spglobal.com)

Полина Миренкова, Директор и менеджер проекта,  
S&P Global (Paulina.Mirenkova@spglobal.com)

Эндрю Р. Бонд, Старший консультант,  
S&P Global (Andrew.Bond@spglobal.com)

Джон Вебб, Директор,  
S&P Global (John.Webb@spglobal.com)

Джулиан Боуден, Старший консультант,  
S&P Global (Julian.Bowden@spglobal.com)

Ернар Ахметтаев, Старший аналитик,  
S&P Global (Yernar.Akhmettayev@spglobal.com)

Динара Дарибаева, Старший аналитик,  
S&P Global (Dinara.Daribayeva@spglobal.com)

Илья Левонтин, Старший аналитик,  
S&P Global (Ilya.Levontin@spglobal.com)



---

## **СОДЕРЖАНИЕ**

- 1 ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ: ЧТО ОНИ ЗНАЧАТ ДЛЯ КАЗАХСТАНА?**
- 2 ПОЛИТИКА КАЗАХСТАНА В ОБЛАСТИ КЛИМАТА И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА**
- 3 НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА**
- 4 ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА**
- 5 НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ: ГЛОБАЛЬНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ И РАЗВИТИЕ ОТРАСЛИ В КАЗАХСТАНЕ**
- 6 УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА**
- 7 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА КАЗАХСТАНА**
- 8 ДОБЫЧА УРАНА И АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА**



---

# Национальный энергетический доклад за 2026 год: резюме

## Повышение конкурентоспособности инвестиционного климата – залог модернизации и диверсификации энергетики Казахстана

Казахстан стремится к диверсификации экономики и выходу на лидирующие позиции в перспективных отраслях будущего, включая добычу критически важных минералов и урана, добычу и переработку нефти и газа, а также производство продукции с высокой добавленной стоимостью. Такая стратегия позволит Казахстану оставлять в стране более существенную часть доходов и экономических выгод, создаваемых в рамках глобальных цепочек создания стоимости, чем в случае, если он будет в основном полагаться на экспорт сырья.

Расширение топливно-энергетического комплекса Казахстана будет сопровождаться одновременным развитием и взаимовлиянием входящих в него отраслей. Их рост необходимо скоординировать с экономическим ростом более широкого плана, при этом **объемы инвестиций и производства должны определяться реальным спросом**, а не быть нацеленными исключительно на увеличение предложения.

**Одним из ключевых вызовов, стоящих перед всем топливно-энергетическим комплексом, является привлечение инвестиций в базовую для экономики Казахстана энергетическую отрасль.** Капиталовложения необходимы для геологоразведки и разработки месторождений, для строительства новых трубопроводов, строительства дополнительных нефте- и газоперерабатывающих мощностей, для строительства электрических станций, сетей электроснабжения и теплоснабжения. Учитывая масштабы и длительные сроки окупаемости этих капиталоемких проектов, обеспечение стабильных и предсказуемых условий их финансирования приобретает особую важность. В целом, по государственным расчетам, на протяжении примерно двух ближайших десятилетий в топливно-энергетический комплекс потребуется вложить сотни миллиардов долларов.

Правительство ставит перед собой сразу несколько целей: **обеспечение экономического процветания, ценовой доступности, энергетической безопасности и декарбонизации (перехода на более экологически чистые виды топлива в энергетике).** Эти цели не всегда согласуются между собой. В частности, для укрепления энергетической безопасности могут потребоваться инвестиции в мощности на базе ископаемого топлива, тогда как энергетический переход предполагает декарбонизацию. В то же время **новая инфраструктура и более чистые технологии обходятся дорого, что потенциально означает повышение тарифов.**

Правительству страны не следует допускать неоправданного роста тарифов, связанного с **избытком инфраструктурных мощностей, причиной которого служат административные решения** – ведь покрытие инвестиционных затрат в итоге ляжет на конечных потребителей или бюджет. Тем не менее, цены необходимо приблизить

как минимум к уровню окупаемости, поскольку от этого зависит финансовая устойчивость отраслей энергетики в долгосрочной перспективе. При этом важной задачей является сохранение конкурентоспособности энергоемких отраслей, прежде всего предприятий горно-металлургического комплекса и цифровой индустрии, для которых существенное значение имеет более низкий уровень цен на энергетические ресурсы по сравнению с мировым уровнем.

Реализация поставленных целей требует значительных объемов внутреннего и зарубежного капитала. Внутреннее финансирование уже задействуется для проектов, на которые непросто привлечь средства из международных источников (в частности, для новой угольной теплоэлектростанции в Курчатове). Однако многим проектам все же не обойтись без иностранных инвестиций, в связи с чем чрезвычайно высокую значимость приобретает общий инвестиционный климат.

**Успешность привлечения новых инвестиций в добычу углеводородов в Казахстане станет серьезной проверкой для инвестиционного климата в стране в целом.** Отношение к инвесторам в данном стратегически важном секторе – особенно стабильность фискальных, регуляторных и договорных условий – формирует видение рисков в экономике страны в более широком плане. Хотя ситуация на мировом рынке также влияет на инвестиционные решения, предсказуемость и последовательность внутренней политики зачастую играют в них не менее важную роль. Соответственно, создание более благоприятной инвестиционной среды в сфере разведки и добычи помогло бы Казахстану привлечь международный капитал, снизить опасения по поводу имеющихся в стране рисков и стимулировать инвестиции в весь ее топливно-энергетический комплекс.

**Рейтинговый анализ S&P Global показывает, что Казахстан уступает многим нефтедобывающим странам-конкурентам по привлекательности сектора разведки и добычи – главным образом из-за низкого балла в категории «Финансово-налоговая среда».** Данная категория оценивает различные аспекты налогового режима страны и их влияние на прибыль и денежные потоки инвесторов. Для оптимизации инвестиционных условий **потребуется скоординированные реформы Правительства по четырем направлениям:**

► **Повышение конкурентоспособности и предсказуемости фискального режима.** Казахстану необходимо снизить относительно высокое налоговое бремя на разведочно-добывающие проекты и привести причитающуюся государству долю прибыли в более тесное соответствие с проектными рисками, особенно на капиталоемких этапах разведки и разработки месторождений.



Внедрение улучшенного модельного контракта стало шагом вперед на данном направлении, однако из-за ограниченной сферы его применения и недостаточных гарантий налоговой стабильности рейтинг Казахстана в категории «Финансово-налоговая среда» при этом существенно не повысился. Для сложных, высокочрезвычайных и абсолютно новых (реализуемых на слабоизученных участках) проектов требуются более эффективные стимулы.

- ▶ **Усиление законодательной и договорной базы.** Система выдачи разрешений по принципу «одного окна», четкие сроки согласования и общедоступные разъяснения нормативных правовых требований содействовали бы повышению прозрачности, предсказуемости и уверенности в исполнении договорных обязательств.
- ▶ **Смягчение операционных и политических рисков: Казахстану необходимо усилить предусмотренную контрактами защиту и ограничить волатильность государственной политики.** Публичные кампании, направленные на получение дополнительных компенсаций от международных консорциумов, и пересмотр ранее урегулированных вопросов по проектам, отрицательно сказываются на доверии инвесторов.
- ▶ **Продвижение стратегических проектов и технологий в сфере разведки и добычи.** Продление контрактов по проектам Тенгиз, Кашаган и Карачаганак необходимо для привлечения дополнительных инвестиций, поддержания добычи и содействия внедрению передовых технологий, при одновременном обеспечении баланса между краткосрочными целями по объемам добычи и доходами государства, с одной стороны, и лучшими практиками долгосрочного управления разработкой месторождений – с другой. Менее крупные производители, особенно на западе Казахстана, также способны нарастить добычу за счет применения методов повышения нефтеотдачи и других технологий при условии реализации налоговых реформ, делающих инвестиции в доработку зрелых месторождений коммерчески целесообразными. Помимо этого, Казахстану необходимо решить проблемы, связанные с ограничивающими факторами негеологического характера, которые тормозят освоение участков недр, права по которым были предоставлены в рамках недавних аукционов. К таким ограничениям относятся доступ к инфраструктуре, получение разрешений, экспортная логистика и согласование нормативно-правовых требований, применимых к традиционным и потенциально нетрадиционным ресурсам.

В настоящем резюме представлены ключевые аналитические данные Национального энергетического доклада KAZENERGY за период с 2015 по 2025 годы (НЭД-2026), посвященного энергетическому сектору Республики Казахстан, климатической политике страны и мировым тенденциям в сфере энергетики. В нем рассматриваются стратегическая позиция Казахстана, принимаемые им

меры по диверсификации экономики с отходом от сырьевой модели в сторону производства продукции с более высокой добавленной стоимостью, изменения в топливно-энергетическом балансе, проблемы инфраструктуры и инвестиций, а также существенное влияние глобальных геополитических сил и экономических сдвигов на общую траекторию развития энергетического сектора страны.

## **Глава 1. Основные тенденции мировой энергетики: что они значат для Казахстана?**

Стремительная трансформация глобальной энергетической системы открывает новые возможности для государств, располагающих такими преимуществами, как богатство природных ресурсов, геополитическая стабильность и прагматичная энергетическая политика. Страны всего мира в той или иной мере вступили на путь энергетического перехода, который предполагает сокращение доли ископаемого топлива и увеличение доли низкоуглеродных и экологически чистых источников энергии в покрытии глобального спроса на первичные энергоресурсы.

Если обратиться к опыту прошлого, мы увидим, что энергетические переходы (в частности, от древесины к углю или от угля к нефти) носили длительный и неравномерный характер, происходя путем добавления новых источников энергии, а не полной замены существующих. Эта закономерность, судя по всему, остается в силе и сегодня: наряду с развитием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мире продолжается потребление нефти, природного газа, а во многих регионах и угля. В 2025 году на ископаемое топливо (уголь, нефть и природный газ) все еще приходилось почти четыре пятых от совокупного глобального спроса на энергоресурсы, и с 2000 года эта доля снизилась лишь незначительно. Согласно базовому сценарию S&P Global Energy, в ближайшей перспективе мировой спрос на нефть по-прежнему будет расти, в начале 2030-х гг. достигнет максимального уровня, а затем будет снижаться, но медленными темпами, и в целом за период с 2026 г. по 2050 г. сократится примерно лишь на 6% (при этом в региональных тенденциях будут наблюдаться существенные различия). К тому времени, по нашим прогнозам, на нефть будет приходиться около 25% глобального спроса на первичные энергоресурсы, на природный газ — 23%, на ВИЭ — почти 20%, атомная и гидроэнергетика будут в совокупности обеспечивать около 10%, а доля угля снизится примерно до 12%.

Текущий энергетический переход, во многом обусловленный обеспокоенностью изменением климата, уже стал одним из ключевых драйверов роста электрификации. В рамках этого процесса происходит внедрение ВИЭ (ветровых, солнечных и иных), а также расширение применения электроэнергии в транспортной и других сферах экономической деятельности. Ускорению электрификации сейчас также способствует новый фактор — масштабные инвестиции в искусственный



интеллект (ИИ), которые стали набирать обороты в начале 2020-х гг., особенно в США и Китае. Вместе с тем чрезвычайно важную роль в электрификации продолжит играть природный газ. В большинстве стран газовые генерирующие мощности являются наименее затратными, их строительство можно реализовать в наиболее сжатые сроки, и они необходимы для использования в сочетании с ВИЭ в целях поддержания надежности электроэнергетической системы.

Наряду с электрификацией энергопотребления возрастает озабоченность по поводу энергетической безопасности на фоне происходящих геополитических конфликтов. Власти разных стран начинают уделять повышенное внимание вопросам обеспечения наличия, ценовой доступности и надежности поставок всех видов энергоресурсов. К ним относятся и традиционные ископаемые виды топлива, такие как нефть и природный газ (включая продукты их переработки), и целый ряд критически важных минералов — без которых сегодня не обойтись при производстве необходимых для электрификации компонентов — таких как редкоземельные металлы для магнитов, сырье для аккумуляторных систем накопления энергии и медь для трансформаторов и линий электропередачи.

Разные страны находят разные компромиссные решения между энергетическим переходом и энергетической безопасностью: одни еще более активно задействуют ископаемое топливо при наличии его богатых запасов, другие делают ставку на возобновляемую энергетику, а третьи выбирают комплексный («всеобъемлющий») подход, охватывающий весь спектр энергетических технологий. С нашей точки зрения, Казахстан располагает хорошими возможностями для эффективной адаптации к стремительной эволюции глобальной энергетической системы. Логичным путем укрепления энергетической безопасности для Казахстана является диверсификация ключевых энергетических технологий и экспортных маршрутов. Вместе с тем, учитывая его внутриконтинентальное положение и необходимость транзита через другие государства для выхода на основные экспортные рынки нефти, газа и угля, не менее важно последовательно придерживаться многовекторной стратегии во внешней политике и сохранять благоприятные экономические отношения с соседними странами.

При корректировке курса энергетического перехода со смещением приоритетов в сторону энергетической безопасности и ценовой доступности Казахстан может задействовать имеющиеся у него богатые природные ресурсы и применить «всеобъемлющую» стратегию, адаптировав ее к своей индивидуальной ситуации. Благодаря крупным запасам угля, нефти и природного газа страна находится в исключительно выгодном положении, позволяющем ей продолжать использовать ископаемое топливо для обеспечения энергетической безопасности, ценовой доступности и экономического роста. А в будущем, с воплощением в жизнь планов строительства нескольких атомных электростанций (АЭС), обширные запасы урана в Казахстане помогут ему обеспечить дополнительные мощности базовой генерации с нулевым уровнем выбросов. При этом Казахстан обладает значительным потенциалом не толь-

ко ископаемых, но и возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Обширная территория страны, наличие районов с исключительно благоприятными ветровыми условиями и высокий потенциал солнечной генерации создают основу для дальнейшего развития отрасли ВИЭ. Страна уже накопила значительный опыт привлечения крупных международных инвестиций в сектор ВИЭ, а результаты аукционов в отдельные годы демонстрировали одни из наиболее низких цен на возобновляемую электроэнергию в регионе.

Новой базой для диверсификации экономики страны и сокращения доли традиционных энергоресурсов в структуре ее экспорта способны послужить критически важные минералы. Казахстан на протяжении многих лет успешно занимает лидирующие мировые позиции по добыче урана и может применить опыт организации и управления, накопленный в данной сфере, чтобы войти в число ключевых поставщиков критически важных минералов. Он располагает уникальными стартовыми преимуществами, которые позволяют ему стать крупным игроком в глобальных цепочках поставок.

Казахстан останется одним из ключевых поставщиков сырой нефти на европейские рынки, где ее востребованность все еще будет существенной и в 2050 году, несмотря на предполагаемое дальнейшее снижение спроса на нефть (и поставок из Казахстана) в данном регионе. У него также имеется потенциал для расширения присутствия и освоения новых ниш на рынках стран, не входящих в ОЭСР. Прогнозируется, что мировой спрос на нефть достигнет пика в начале 2030-х гг., а затем начнет снижаться, но данная тенденция будет характерна в основном для стран ОЭСР, тогда как в странах, не входящих в ОЭСР (особенно в Индии), ожидается рост спроса. Вместе с тем доля Казахстана на мировом нефтяном рынке в 2026-50 гг., вероятно, в целом сократится, учитывая предполагаемое начало спада добычи и экспорта нефти в стране к середине 2030-х гг.

## **Глава 2. Политика Казахстана в области климата и энергетического перехода**

Во всех странах мира происходит фундаментальное переосмысление концепции и темпов энергетического перехода, а также климатических обязательств (включая определяемые на национальном уровне вклады [ОНУВ] в сокращение выбросов), принятых в рамках Парижского соглашения по климату 2015 года.<sup>1</sup> Это связано с проблемами ценовой доступности, усиливающимся политическим сопротивлением климатической повестке («greenlash»), возросшим вниманием к вопросам энергетической безопасности, различиями в приоритетах между развитыми странами «Глобального Севера» и развивающимися странами «Глобального Юга», ограни-

<sup>1</sup> Обновленные обязательства Казахстана ОНУВ 3.0 (определяемый на национальном уровне вклад) предусматривают сокращение выбросов в стране на 17% к 2035 году от уровня 1990 года на безусловной основе и до 25% при условии предоставления международной поддержки.



чениями в цепочках поставок, геополитической конкуренцией за критически важные минералы и стремительным ростом спроса на электроэнергию со стороны центров обработки данных, обеспечивающих работу систем ИИ.

Казахстан придерживается поэтапной и прагматичной стратегии декарбонизации, которая сочетает расширение использования ВИЭ и низкоуглеродных технологий с модернизацией существующей энергетической инфраструктуры. Тем самым он стремится согласовать продвижение по пути энергетического перехода, направленного на сокращение выбросов, с целями обеспечения энергетической безопасности, экономической конкурентоспособности и устойчивого развития. Ожидается, что прогресс в данном направлении будет идти постепенно, поскольку в 2025 году на ископаемое топливо все еще приходилось 95% потребления первичных энергоресурсов в стране.

Первоочередной сферой для стратегии декарбонизации является энергетический сектор — на его долю, согласно международной методике учета выбросов парниковых газов (ПГ), приходится около 81% всех выбросов в стране. В 2025 году более трех пятых электроэнергии в стране было выработано на угольных электростанциях, поэтому центральную роль в декарбонизации играет сокращение потребления угля. Один из ключевых путей достижения этой цели — газификация страны за счет расширения газотранспортной системы. Важной переходной мерой, позволяющей снизить общую углеродоемкость при одновременном поддержании энергетической безопасности и стабильности, считается наращивание объемов предложения товарного газа (в том числе для замещения угля).

В более долгосрочной перспективе все более важную роль в замещении угля в энергетическом секторе будут играть ВИЭ. В 2017 году в Казахстане был утвержден механизм аукционных торгов по конкурентному отбору проектов ВИЭ, что способствовало снижению тарифов на электроэнергию от таких проектов и увеличению объема частных инвестиций. Как следствие, доля ВИЭ в электроэнергетике постепенно растет — в 2025 году она составила 8,65 млрд кВт\*ч (7% от всей произведенной электроэнергии). Тем самым Казахстан на деле продемонстрировал свои возможности по внедрению ВИЭ, однако выход на заявленные целевые показатели — 15% производства электроэнергии из возобновляемых источников к 2030 году и 50% производства электроэнергии из возобновляемых и альтернативных источников к 2050 году — остается непростой задачей. В настоящее время страна находится в точке перехода от раннего этапа внедрения ВИЭ к их широкой интеграции в масштабах всей системы, что требует инвестиций в передачу электроэнергии, маневренную диспетчеризацию, балансирующие мощности, системы накопления энергии и рыночные механизмы, позволяющие обеспечить эффективное функционирование системы при гораздо более существенной доле нестабильной генерации.

Сокращение выбросов в электроэнергетике невозможно реализовать исключительно за счет наращивания газовых мощностей и ВИЭ. Требуется также продуманная

стратегия вывода из эксплуатации, модернизации и замены угольных электростанций наряду с усовершенствованием сети и повышением маневренности генерации.

Сокращение выбросов в других секторах экономики (помимо энергетического) не менее важно, однако реализовать его, даже сложнее. К наиболее проблемным сферам с данной точки зрения относятся сельское хозяйство и промышленность, поскольку значительная часть их выбросов связана с биологическими процессами (например, метан в сельском хозяйстве) и технологически сложным производством (например, в металлургии и цементной промышленности).

Основу климатической политики Казахстана составляют Стратегия достижения углеродной нейтральности до 2060 года, Дорожная карта по ее реализации, обновленный ОНУВ и система торговли выбросами (СТВ), которые закладывают базу для долгосрочного низкоуглеродного развития. Однако, несмотря на ясно сформулированное общее направление климатической политики, риск в части ее реализации остается высоким. Существенная зависимость экономики от добывающих отраслей, значительная роль ископаемого топлива во внутреннем энергопотреблении и необходимость покрытия растущего спроса на электроэнергию создают объективные сложности для быстрого достижения климатических целей. В 2024 году совокупный объем выбросов достиг 356 млн т CO<sub>2</sub>-экв. Хотя это на 10% меньше по сравнению с 1990 годом (который принят за базисный для ОНУВ), в последние годы Казахстану не удавалось добиться устойчивой тенденции к снижению выбросов.

Действующая система торговли выбросами также пока не обеспечивает достаточно сильного инвестиционного сигнала. Низкая стоимость квот, избыток их предложения и ограниченная рыночная активность негативно отражаются на ее стимулирующей роли. В результате СТВ скорее выполняет функции учета и административного регулирования выбросов, чем механизма перенаправления капитала в низкоуглеродные технологии. Для усиления ее эффективности необходимы дальнейшие реформы, направленные на повышение прозрачности, предсказуемости и экономической значимости углеродного ценообразования.

Базовый прогнозный сценарий S&P Global Energy в сфере энергетики предполагает сокращение выбросов ПГ от энергетической деятельности в Казахстане с около 314 млн т CO<sub>2</sub>-экв. в 2025 году примерно до 297 млн т CO<sub>2</sub>-экв. к 2035 году, то есть приблизительно на 18 млн т CO<sub>2</sub>-экв. Несмотря на такую положительную динамику, данный объем сокращения составляет лишь около трети от уровня декарбонизации, необходимого для достижения целевых показателей ОНУВ.



## Глава 3. Нефтяная промышленность Казахстана

В 2025 году Казахстан достиг рекордных показателей по нефтедобыче, экспорту сырой нефти, нефтепереработке и видимому внутреннему потреблению нефтепродуктов (которое рассчитывается как объем переработки за вычетом чистого экспорта). Все эти показатели значительно превысили уровни 2015 года: нефтедобыча выросла на 25%, экспорт — на 18%, переработка — на 27%, а видимое потребление нефтепродуктов — на 54%. Согласно базовому сценарию S&P Global, казахстанские показатели нефтедобычи и экспорта сырой нефти продолжают расти в первой половине прогнозного периода (общей продолжительностью с 2026 г. по 2050 г.), однако после середины 2030-х гг. ожидается спад добычи, который приведет также и к снижению экспорта. Доля совокупного объема добычи нефти, идущая на экспортные рынки, сократилась с 82% в 2015 году до 77% в 2025 году и предположительно уменьшится до 67% к 2050 году.

Профиль добычи нефти в Казахстане в настоящее время во многом определяется динамикой ее производства в рамках «большой тройки» мегапроектов (Тенгиз, Кашаган и Карачаганак), реализуемых под руководством международных нефтяных компаний (МНК), и на эти месторождения по-прежнему будет приходиться основная часть казахстанской нефтедобычи в более долгосрочной перспективе. В период с 2016 г. по 2025 г. главными драйверами совокупного роста производства нефти в стране были Тенгиз и Кашаган; при этом суммарная доля «большой тройки» в общегосударственной нефтедобыче увеличилась с около 50% в 2015 году до 70% в 2025 году. Проект будущего расширения (ПБР) на месторождении Тенгиз стал первоочередным фактором роста добычи нефти в Казахстане примерно на 14% до 99,6 млн т (2,11 млн барр./сутки) в 2025 году. В свою очередь, планируемое расширение в рамках проекта Кашаган послужит ключевым драйвером увеличения нефтедобычи в Казахстане в течение ближайшего десятилетия до максимальной отметки на уровне 109 млн т (2,3 млн барр./сутки) в 2035 году. В 2036-50 гг. в стране прогнозируется медленный, но устойчивый спад добычи до уровня около 74 млн т (1,6 млн барр./сутки) в 2050 году. Доля «большой тройки» в казахстанской нефтедобыче выйдет на максимальную отметку (73%) в 2030 году, а затем снизится примерно до 62% в 2050 году. Вместе с тем суммарная добыча на месторождениях, не входящих в «большую тройку», в период с 2016 г. по 2025 г. упала примерно на 25%, однако ожидается, что в целом она останется относительно стабильной (хотя при этом все же будет снижаться); некоторые новые объемы добычи в 2030-х и 2040-х гг. во многом компенсируют чистый спад на зрелых объектах. Дальнейший ход реализации мегапроектов будет во многом зависеть от продления заключенных по ним соглашений о разделе продукции (СРП) или аналогичных соглашений до истечения срока действия; соответственно, принципиально важное значение имеет своевременное урегулирование текущих правовых споров между Казахстаном и крупными инвесторами.

Несмотря на недавнюю заметную активизацию геологоразведочной деятельности, Казахстану будет непросто восполнить запасы нефти (которые в период с 2016 г. по 2025 г. снизились на 10,5%) до прежнего уровня. Инвестиции в казахстанскую добывающую отрасль с 2019 года резко сократились, упав с 12,3 млрд долл. до 3,3 млрд долл. Это объясняется завершением инвестиционных программ по ряду крупных проектов, а также ограниченной привлекательностью новых проектов добычи. В последние годы было анонсировано много новых проектов разведки углеводородов, реализация которых должна способствовать росту годовых коэффициентов замещения (восполнения) запасов по сравнению со средним показателем за прошедшие 10 лет, однако масштабы месторождений, которые могут быть обнаружены в результате этих и других потенциальных новых проектов, на данный момент не ясны.

Помимо этого, ряд внесенных в Налоговый кодекс и Кодекс «О недрах и недропользовании» Республики Казахстан в 2025 году поправок, которые призваны стимулировать разработку зрелых и низкорентабельных месторождений, должны благоприятствовать реализации ограниченного количества нефтедобывающих проектов, отвечающих установленным критериям. Однако высока вероятность того, что без более широких реформ, способствующих инвестированию, разработка многих перспективных участков недр так и не состоится. В частности, суммарный объем налоговых сборов со стороны государства в Казахстане для добывающих проектов остается высоким по международным стандартам. Одним из ключевых индикаторов того, как инвесторы оценят законодательные реформы 2025 года, станут результаты будущих электронных аукционов на предоставление права недропользования для разведки и добычи. До настоящего времени число участков, права на которые были предоставлены по итогам аукционов, оставалось ниже числа несостоявшихся аукционов, в том числе отменённых из-за недостаточного количества участников.

Текущая геополитическая дестабилизация в соседних странах подчеркивает высокую значимость экспортных маршрутов, по которым казахстанская сырая нефть поступает на мировые рынки. В 2025 году более 90% казахстанского экспорта сырой нефти, общий объем которого по данным таможенной статистики составил 76,3 млн тонн (1,53 млн баррелей в сутки), транспортировалось транзитом через территорию России, причем свыше 80% всего экспорта пришлось на нефтепровод Каспийского трубопроводного консорциума (КТК). Наглядным свидетельством повышенного риска, связанного с транспортировкой по территории России в контексте вооруженного конфликта с Украиной, стали частичные сбои в поставках из Казахстана по КТК продолжительностью в несколько недель в конце 2025 года и в начале 2026 года после того, как украинские беспилотники вывели из строя одно из трех выносных причальных устройств (ВПУ) КТК в российских водах Черного моря. Данные инциденты — наряду с атакой на танкеры, на которые велась погрузка на ВПУ КТК, в середине 2026 года — также обращают внимание на ограниченность мощностей нефтехранилищ, имеющих в распоряжении КТК и нефтяной отрасли Казахстана в



целом (резервуарный парк КТК и казахстанского национального оператора нефтепроводов в совокупности позволяют хранить нефть в объеме, эквивалентном не более чем примерно 8 суткам ее добычи в стране).

Снизить негативные последствия потенциальных будущих сбоев в транспортировке могут помочь инвестиции в наращивание мощностей нефтехранилищ (в частности, резервуарных парков КТК), однако при этом необходимо исходить из целесообразности таких мер с точки зрения критически важных аспектов работы системы и совокупных затрат на их реализацию. В то же время, в свете проводимой Казахстаном политики дальнейшей диверсификации экспортных маршрутов для смягчения возросших транзитных рисков, дополнительные объемы экспорта сырой нефти из страны будут направляться по каналам, минуя Россию, но все же ожидается, что доля КТК в совокупном показателе останется выше 75%. Самый существенный рост объемов казахстанского экспорта по нероссийским каналам ожидается на маршруте Баку–Тбилиси–Джейхан (БТД) (после транскаспийской транспортировки), хотя в этой связи, вероятно, потребуется расширение мощностей казахстанских морских терминалов и танкерного флота на Каспийском море.

Для удовлетворения растущего внутреннего спроса на нефтепродукты в Казахстане необходим весьма умеренный объем наращивания перерабатывающих мощностей, наиболее эффективным способом которого, вероятно, может стать выборочное расширение на существующих НПЗ. В 2025 году объем нефтепереработки в стране достиг 18,4 млн т (368 000 барр./сутки), при этом более 90% от совокупного показателя обеспечили три крупнейших завода (Шымкентский НПЗ, Павлодарский НХЗ и Атырауский НПЗ). Благодаря реализованной в 2014–18 гг. программе модернизации, ассортимент продукции крупнейших нефтеперерабатывающих предприятий стал в большей степени соответствовать внутреннему спросу на нефтепродукты (который главным образом приходится на дизельное топливо, бензин и авиационный керосин), в результате чего на протяжении большей части периода с 2016 г. по 2025 г. потребность Казахстана в импорте нефтепродуктов значительно снизилась, и страна стала нетто-экспортером бензина (в небольшом объеме).

В Казахстане планируется строительство четвертого крупного НПЗ в рамках инициативы, направленной на увеличение нефтеперерабатывающих мощностей примерно вдвое к 2040 году в рамках Концепции развития нефтеперерабатывающей отрасли Республики Казахстан на 2025–2040 годы (Постановление Правительства от 21 июля 2025 года № 549). Однако, с точки зрения S&P Global, наиболее экономически целесообразным путем удовлетворения растущего внутреннего спроса на нефтепродукты видится расширение мощностей существующих заводов (особенно Шымкентского НПЗ) в сочетании с импортом отдельных видов продукции в ограниченных объемах (в частности, авиакеросина, для покрытия растущего спроса на него в стране); при этом в 2050 году Казахстан по-прежнему останется солидным нетто-экспортером нефтепродуктов. Наращивание производства на НПЗ в масштабах, значительно превышающих потребности внутреннего рынка, представ-

ляется неоправданным, поскольку экономическая целесообразность экспорта нефтепродуктов для внутриконтинентальных государств, таких как Казахстан, в целом крайне невелика.

При этом увеличение перерабатывающих мощностей с примерно 18 до 39–40 млн т в год к 2040 году само по себе не гарантирует соответствующего роста фактической переработки: для этого потребуется обеспечить заводы дополнительными объемами сырой нефти. В 2025 году 76,6% добытой в Казахстане нефти направлялось на экспорт, а на НПЗ было переработано 18,4 млн т; при сохранении текущей структуры поставок загрузка почти вдвое больших мощностей выглядит проблематичной. Основная часть добычи приходится на три мегапроекта, тогда как после середины 2030-х гг. прогнозируется снижение добычи нефти в стране. Реализация плана потребует согласования долгосрочных источников и коммерческих условий поставки нефти на НПЗ, включая возможность перераспределения экспортных потоков, а также оценки спроса на дополнительные нефтепродукты внутри страны и на внешних рынках.

В Казахстане необходима либерализация внутренних цен (что означает их повышение) для сдерживания темпов роста потребления нефтепродуктов, сокращения затрат на инвестирование в НПЗ и обеспечения их достаточными объемами сырой нефти, а также для минимизации «серого» экспорта казахстанского моторного топлива в соседние страны с более высоким (более рыночным) уровнем цен. Прогноз S&P Global Energy в отношении роста внутреннего спроса на нефтепродукты в 2026–50 гг. основан на предположении о том, что цены на нефть в Казахстане повысятся за счет их более существенной либерализации. Интеграция нефтяных рынков в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС), в настоящее время перенесенная на 2030 год, так или иначе будет способствовать приведению внутренних цен на казахстанские нефтепродукты в соответствие с их уровнями в соседних государствах, а ожидаемая напряженная ситуация с предложением сырой нефти в Казахстане к середине 2030-х гг. (когда ее добыча в стране пойдет на спад) должна придать дополнительный импульс ценовому дерегулированию. В этой связи значимым индикатором является отмена регулирования цен на бензин АИ-92 и дизельное топливо в Казахстане, которая состоялась в январе 2025 года, однако была приостановлена на протяжении большей части периода с осени 2025 года по весну 2026 года. Весной 2026 года этот мораторий истек, и власти страны возобновили процесс постепенной либерализации внутренних цен на топливо, при этом продолжая следить за ситуацией на рынке и при необходимости регулировать ее с помощью соответствующих мер, таких как экспортные ограничения.



## Глава 4. Газовая промышленность Казахстана

В Казахстане пока не обнаружено крупных месторождений природного газа как такового. Практически все основные газовые ресурсы приходятся на попутный газ, поступающий от «большой тройки» проектов (Тенгиз, Кашаган и Карачаганак), главной деятельностью в рамках которых является добыча нефти (включая даже месторождение Карачаганак, которое технически является газоконденсатным). В этой связи потенциал поставок газа на внутренний рынок зависит от динамики нефтедобычи и наличия газоперерабатывающих мощностей. Хотя национальные компании QazaqGaz и КМГ с партнерами ведут соответствующие геологоразведочные работы и в будущем не исключено открытие крупного месторождения (возможно, в Устюртском бассейне), но ощутимо это повлияет на газовый баланс не ранее второй половины 2030-х гг.

Добываемый в Казахстане газ тесно связан с нефтедобычей в рамках «большой тройки» проектов. Так в 2023-24 гг. валовая добыча газа в стране оставалась в целом неизменной, а в 2025 году она значительно выросла (на 15,8%), достигнув рекордного уровня — 68,2 миллиарда кубических метров (млрд м<sup>3</sup>). Это произошло благодаря вводу в эксплуатацию в январе 2025 года и выходу на проектную мощность Завода третьего поколения — одной из ключевых составляющих проекта будущего расширения (ПБР) на месторождении Тенгиз. Дополнительные объемы валовой добычи газа на Тенгизе обеспечили 85% прироста данного показателя в целом по стране в 2025 году. Как следствие, повысилась степень концентрации добычи на «большой тройке» месторождений — их доля в совокупном валовом объеме добычи увеличилась с 81% в 2022 году до 87% в 2025 году. По имеющимся оценкам, в 2025 году на «большую тройку» также пришлось 75,9% производства коммерческого газа (валовая добыча за вычетом обратной закачки). Несмотря на рост валовой добычи, расчетный объем добываемого коммерческого газа в 2025 году несколько снизился до 34,8 млрд м<sup>3</sup>, что было связано с существенным увеличением обратной закачки. Объем товарного газа (газа, реализуемого производителями потребителям) в 2025 году, согласно отчетным данным, также сократился до 27,5 млрд м<sup>3</sup>.

Доля газа в совокупном объеме спроса на первичные энергоресурсы в стране находится на траектории роста, показатели которого несколько варьируются в зависимости от года. В 2024 году рост составил около 30%, но в 2025 году, согласно расчетам, оказался немного ниже — 26,8%. Основными драйверами увеличения использования газа в стране послужили утверждение стратегии широкомасштабной газификации в конце 2014 года и принятие целевых показателей сокращения выбросов углерода в рамках Парижского соглашения в 2016 году. Самым недавним государственным Планом развития на 2026-30 гг. предусматривается повышение уровня газификации населения в масштабе всей страны с 64,2% до 66,1%, а затем до 80% в 2035 году. Достижение этой цели представляется сложной задачей, поскольку значительная часть «легкодоступного» потенциала на

внутреннем рынке уже реализована, и дальнейшее расширение газификации едва ли возможно значительно ускорить. Кроме того, данная задача потребует крупных инвестиций в строительство в негазифицированных регионах распределительной газопроводной сети силами республиканского бюджета. В итоге чтобы выйти на целевой показатель газификации на уровне 80% планируется увеличение импорта российского газа и строительство магистрального газопровода Ишим — Астана, соединяющего Россию с северной частью Казахстана.

В электроэнергетике газ все больше рассматривается как дополнение к возобновляемым источникам, а не как конкурирующий с ними вид топлива. Электрификация и рост доли ВИЭ потребуют наращивания газовых мощностей: как для замещения угольной базовой генерации, так и в качестве маневренных источников для интеграции ВИЭ. В других отраслях промышленности потребление газа, вероятно, будет расти более умеренными темпами, несмотря на сохраняющийся потенциал увеличения спроса. Сдерживающим фактором станет постепенное повышение регулируемых цен на газ, необходимое в том числе для обеспечения возврата инвестиций в строительство новых магистральных газопроводов и газоперерабатывающих заводов.

Начиная с 2015 года видимое внутреннее потребление газа повышалось в среднем на 5,0% в год. В 2025 году оно незначительно снизилось (на 2,1%), однако объем поставок газа конечным потребителям увеличился на 1,9% до 21,6 млрд м<sup>3</sup>. Основными сферами роста за этот период были электроэнергетика и жилищный сектор, на которые в совокупности пришлось 94% суммарного показателя повышения спроса.

Учитывая сложности с обеспечением баланса между внутренними объемами производства и потребления товарного газа в экономике, предпосылки к тому, что Казахстан станет крупным газовым экспортером, отсутствуют. Как минимум в среднесрочной перспективе отправка на экспорт небольших объемов газа возможна, но все же экспортные поставки останутся малозначимым видом деятельности.

Вместе с тем Казахстан играет важную роль в региональном транзите: по его территории проходят поставки газа из других стран. В 2025 году суммарный объем международного транзита составил 70,4 млрд м<sup>3</sup>, что на 1,1% больше, чем годом ранее. В 2026 году страна планирует увеличить транзит газа еще на 4,1%. Будучи расположенным в центре прохождения основных трубопроводных маршрутов, связывающих Россию, страны Центральной Азии и Китай, Казахстан выступает одним из ключевых посредников в обеспечении экспортных поставок из Туркменистана в Китай и из России в Узбекистан. Значимость Казахстана как транзитного узла, вероятно, возрастет благодаря увеличению экспорта из России в Узбекистан и Кыргызстан наряду с сохранением высокого уровня экспорта из Туркменистана в Китай.

Казахстан сталкивается с серьезной дилеммой относительно будущего направления своей газовой политики:



потребление газа продолжает расти, однако объемы коммерческого газа не успевают за ростом спроса. Текущее функционирование и структура энергетической системы страны в более широком плане по-прежнему ориентированы на максимизацию добычи нефти, обратную закачку большей части сернистого газа (в результате чего для переработки и применения в других сферах остаются меньшие его объемы), а также минимизацию высокзатратной деятельности по газопереработке и обращению с серой. Хотя необходимость наращивания перерабатывающих мощностей для увеличения располагаемых коммерческих объемов газа в настоящее время является признанным фактом, существующие стимулы и газопроводная инфраструктура в целом способствуют скорее плавной эволюции, чем радикальным переменам в данном отношении.

Поскольку наращивание предложения коммерческого газа за счет расширения газопереработки или новых объемов добычи продвигается медленно, выросли импортные закупки, и Казахстан постепенно приближается к тому, чтобы стать газовым нетто-импортером. Низкие внутренние цены на газ оказывают давление на все аспекты цепочки создания его стоимости и служат одним из ключевых факторов, способствующих высокому росту потребления, но замедляющих наращивание добычи газа. В настоящее время принимаются политические меры по повышению цен на газ для конечных потребителей, в основном направленные на устранение хронических убытков QazaqGaz от реализации на внутреннем рынке. Однако пока неясно, приведет ли эта реформа к повышению цен закупки газа у добывающих предприятий (новая смешанная цена закупки нового газа у производителей представляется недостаточной для того, чтобы обеспечить адекватное покрытие затрат на добычу и стимулировать рост ее объемов).

В этой связи также требуется принять важное политическое решение — определиться с потенциально приемлемым уровнем зависимости от газового импорта. Импорт представляется наиболее целесообразным способом покрытия потенциального дефицита газа, особенно в краткосрочной перспективе. Возможно, с политической точки зрения такой вариант не идеален, но он дешевле большинства альтернатив (например, таких как разработка новых месторождений или расширение газопереработки), и его можно относительно оперативно организовать. В частности, Россия обладает богатыми запасами газа, и значительная часть транспортной инфраструктуры уже сформирована.

Указанная политическая дилемма усугубляется ограниченностью имеющихся в наличии актуальных данных. В казахстанской отчетности по базовым показателям газовой отрасли отсутствует согласованность, особенно в части газового баланса в целом и производства коммерческих объемов газа. Наличие единообразных и оперативных данных по всем отраслям энергетики чрезвычайно важно для принятия взвешенных политических решений.

## **Глава 5. Нефтегазохимическая промышленность: глобальные тенденции и ситуация в Казахстане**

Казахстан находится на пути стратегического перехода от сырьевой модели, основанной на добыче и экспорте полезных ископаемых, к новой концепции развития, ориентированной на более глубокую переработку и получение продукции с высокой добавленной стоимостью. Одним из элементов такого перехода является поставленная страной цель по существенному увеличению совокупного объема нефтегазохимического производства к 2030 году.

Продукция нефтегазохимии играет фундаментальную роль в современной жизни, входя в состав около 95% производимых товаров, и уникальна тем, что углеводороды в ней используются в качестве сырья, а не в качестве топлива. При этом растет значимость нефтегазохимической отрасли для поддержания мирового спроса на нефть в более долгосрочной перспективе. Согласно прогнозам, преобладающим источником роста спроса на нефть в мире, особенно после 2035 года, будет ее применение в качестве сырья.<sup>2</sup>

В глобальной нефтегазохимической промышленности, которая по своей природе циклична и сейчас находится в состоянии затяжного спада, происходят фундаментальные сдвиги на фоне геополитической дестабилизации — прежде всего в результате закрытия Ормузского пролива в начале 2026 года. Эта блокада вызвала беспрецедентный шок предложения на рынках базовых нефтегазохимических продуктов и видов сырья во всем мире, временно ликвидировав ранее наблюдавшийся избыток предложения, а также приведя к остановке нефтегазохимического производства в странах Персидского залива и к снижению загрузки предприятий (особенно в Азии). Создавшаяся ситуация повлекла перестройку глобальных торговых потоков и, как ожидается, будет сохраняться на протяжении нескольких месяцев даже после того, как водный путь в итоге откроется, а ее отголоски будут весьма ощутимыми.

Стратегия развития нефтегазохимической отрасли Казахстана опирается на использование имеющихся в его распоряжении больших объемов недорогих широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ) — этана, пропана и бутана — которые являются побочными продуктами масштабной деятельности по добыче углеводородов в

2 К основным видам нефтегазохимического сырья относятся природный газ (метан), широкие фракции легких углеводородов (ШФЛУ), нефть/газойль и уголь; при этом значительную часть недорогой продукции нефтегазохимии в мире производят из ШФЛУ. ШФЛУ получают главным образом за счет переработки природного газа. В свою очередь, при переработке сырой нефти, помимо различных видов топлива, также получают нефть и другие фракции, применяемые в качестве сырья. А газификация угля может использоваться для производства продуктов на базе метана, таких как метанол и аммиак, а также другой нефтегазохимической продукции с применением более сложных технологий получения олефинов из угля (coal-to-olefins [CTO]). Углехимической отрасли принадлежит важное место в химической промышленности Китая.



стране и могут служить первичным сырьем для нефтегазохимического производства на базе олефинов. Так, на введенном в эксплуатацию в ноябре 2022 года заводе по производству полипропилена КРІ, который является одним из ключевых элементов интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области (АИГХК), используется пропан, поставляемый ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО). Аналогичным образом, сырьем для планируемого завода по производству полиэтилена ТОО «Силлено», также входящего в состав АИГХК, будет служить этан с газосепарационного комплекса на месторождении Тенгиз. Еще один планируемый проект — завод бутадиена и его производных (ТОО «Бутадиен») стоимостью 1,1 млрд долл., который может заработать уже в 2029 году — будет использовать в качестве сырья бутановую смесь, также поступающую от ТШО.

В отличие от этого, расширение производства газохимической продукции на базе метана (такой как аммиак, карбамид или метанол) сталкивается с более серьезными ограничениями, обусловленными необходимостью использования товарного газа в других сферах внутри страны, а также значительной потребностью в его обратной закачке при добыче нефти. Тем не менее в Казахстане реализуется и рассматривается ряд крупных проектов в этой сфере, находящихся на разных стадиях подготовки. В настоящее время карбамид в Казахстане не производится, а внутренний спрос полностью покрывается за счет импорта. Реализация рассматриваемых проектов позволит создать собственное производство карбамида, ориентированное как на внутренний рынок, так и на экспорт.

Один из них — комплекс по производству аммиака и карбамида, который ТОО «KazAzot PRIME» (дочерняя структура АО «КазАзот») планирует построить в Мангистауской области рядом с действующим заводом «КазАзота» мощностью 400 тыс. т аммиачной селитры в год. Проектная мощность нового комплекса составит до 660 тыс. т аммиака, около 580 тыс. т карбамида и 500 тыс. т аммиачной селитры в год. Согласно одобренному в июне 2026 г. инвестиционному соглашению, объем инвестиций оценивается в 804,2 млрд тенге (1,54 млрд долл), а ввод предприятия в эксплуатацию запланирован на 2030 г. Газовое сырье для нового комплекса будет поступать с действующих и перспективных месторождений «КазАзота». Предполагается, что аммиак и аммиачная селитра будут главным образом потребляться внутри страны (59% и 80% соответственно), а карбамид в основном пойдет на экспорт (83%).

Еще один крупный проект в Мангистауской области был объявлен QazaqGaz и турецкой ESTA Construction в марте 2025 года. Его реализацией занимается совместное предприятие Qazesta Fertilizers Ltd. Объем инвестиций оценивается в 1,35 млрд долл., а проектная мощность составит до 700 тыс. т карбамида и 42 тыс. т аммиака в год. Первоначально завершение строительства планировалось на вторую половину 2028 года. Ожидается, что продукция будет поставляться как на внутренний рынок, так и на экспорт через Каспийское море. Наконец, еще один проект предусматривает строительство в Актюбинской области вблизи Жанажольского ГПЗ нового

крупного завода по производству карбамида и метанола. Проект реализуется совместным предприятием АО «СНПС-Актобемунайгаз» (51%) и ТОО «KMG PetroChem» (49%) с проектной мощностью 800 тыс. т карбамида и 80 тыс. т метанола в год. Завершение строительства намечено на 2029 год. Сырьевой базой проекта станет Жанажольский ГПЗ, откуда планируется поставлять до 600 млн куб. м товарного газа в год.

Казахстан придерживается двойной рыночной стратегии в нефтегазохимической отрасли. Крупномасштабные проекты — такие как завод по производству полипропилена КРІ и строящийся завод по производству полиэтилена «Силлено» — предназначены как для казахстанского, так и для экспортного рынков, поскольку их производственные мощности намного превышают текущий спрос внутри страны. Развитие нефтегазохимии призвано повысить уровень импортозамещения путем реализации проектов, нацеленных на удовлетворение спроса на продукцию, который в настоящее время не покрывается за счет внутреннего производства. Вместе с тем геополитические потрясения и высокие цены на мировом рынке открывают более широкие экспортные возможности для казахстанских производителей нефтегазохимических продуктов.

Наличие недорогого сырья чрезвычайно важно для конкурентоспособности казахстанских нефтегазохимических проектов, поскольку это помогает обеспечить их экономическую эффективность, несмотря на непростую логистику и высокую стоимость транспортировки из Казахстана на крупные мировые рынки (что также означает высокие затраты на строительство необходимой для этого инфраструктуры). Казахстан — внутриконтинентальное государство, поэтому экспорт из страны как СУГ, так и продукции нефтегазохимии сопряжен с серьезными логистическими сложностями, включая большие расстояния до основных рынков, потребность в специализированном транспорте и транзит через территорию нескольких государств. В совокупности запланированные проекты должны способствовать значительному расширению казахстанской нефтегазохимической отрасли. Однако ее общий масштаб, скорее всего, останется относительно скромным по мировым меркам, а ассортимент продукции — ограниченным, что обусловлено имеющейся в стране сырьевой базой и конкурирующим внутренним спросом на углеводороды в других сферах.

Казахстан также проводит стратегию по переориентации угольной отрасли на производство химической продукции с более высокой добавленной стоимостью за счет более глубокой переработки, включая ряд инициатив в сфере углехимии. При этом углехимическая отрасль не получила широкого распространения в мире и сосредоточена преимущественно в Китае, где развитие соответствующих технологий обусловлено прежде всего соображениями энергетической и промышленной безопасности, а не очевидной экономической эффективностью. Углехимическая отрасль сталкивается со структурными проблемами в плане конкурентоспособности по сравнению с нефтегазохимическим производством на базе нефти и ШФЛУ из-за более высокого уровня капитальных затрат, энергоемкости, углеродоемкости и водопотребления, а также значительной



необходимости в государственной поддержке и жесткой конкуренции на мировом рынке. Особенно серьезной проблемой для таких проектов является ограниченность водных ресурсов.

Меры, принимаемые Казахстаном в законодательной сфере, ориентированы на содействие смещению приоритетов с добычи сырья на более глубокую переработку и производство продукции с более высокой добавленной стоимостью. Готовящаяся законодательная база для нефтегазохимической отрасли призвана повысить определенность в отношении наличия сырья и формирования цен, что должно положительно повлиять на эффективность крупномасштабных инвестиций в проекты нефтегазохимии. Данная цель отражена в проекте Закона «О нефтегазохимической промышленности», в настоящее время находящемся на рассмотрении в Курултае. Он направлен на создание всеобъемлющей нормативно-правовой базы для отрасли и способствует реализации задач, намеченных в Дорожной карте по развитию нефтегазохимической промышленности на 2024–30 гг. Министерства энергетики, которая предполагает увеличение производства продукции нефтегазохимии с 357 800 т в 2023 году до 1,8 млн т к 2030 году.

В Казахстане продолжается активный рост внутреннего потребления СУГ, в значительной мере обусловленный увеличением его использования на транспорте и в нефтегазохимии. Благодаря богатым запасам газа, СУГ в Казахстане производится в значительных объемах, по большей части, как побочный продукт переработки попутного газа. В 2025 году около 72% СУГ в стране было произведено на заводах по переработке попутного газа, а оставшаяся часть — на нефтеперерабатывающих заводах. На фоне повышения внутреннего спроса при относительно неизменном уровне производства в последние годы экспорт падает (в среднем примерно на 21% в год начиная с 2020 года).

В Казахстане планируется значительно нарастить предложение СУГ, прежде всего за счет новых газоперерабатывающих мощностей. В частности, предполагается, что в среднесрочной перспективе существенный прирост поступающих на рынок объемов СУГ обеспечат проекты, связанные с Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В. (НКОК) и Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В. (КПО), а также новый ГПЗ КМГ в Жанаозене. По оценкам Министерства энергетики, к 2030 году потребность в СУГ только со стороны нефтегазохимической отрасли (в качестве сырья) составит около 1,4 млн т/год.

Однако в секторе сохраняется высокая степень государственного регулирования цен. Их предельные значения устанавливаются на уровне ниже себестоимости производства, что негативно отражается на прибыли производителей и инвестициях в новые источники поставок. Долгосрочная эффективность инициатив по наращиванию предложения СУГ и его использованию в наиболее экономически целесообразных сферах будет зависеть от реформ ценообразования, обеспечивающих учет себестоимости производства и поставок, а также от формирования стабильной и прозрачной нормативно-правовой среды.

Потребление СУГ в Казахстане продолжает расти, в том числе за счёт расширения использования автогаза, чему способствуют низкие регулируемые цены. Наиболее сложная ситуация складывается в западных областях страны: высокий спрос при ограниченных объёмах СУГ, распределяемых на внутренний рынок, создаёт риск локального дефицита. Постепенная либерализация цены на СУГ сделает поставки на внутренний рынок более выгодными. Согласно базовому прогнозу S&P Global Energy на более долгосрочную перспективу, совокупное видимое потребление СУГ в Казахстане к середине 2040-х гг. достигнет примерно 3,5 млн т/год, из которых около 1,6 млн т/год будет приходиться на долю одной только нефтегазохимической отрасли. Вместе с тем ожидаемый рост предложения должен способствовать возобновлению роста экспорта в среднесрочной перспективе. Однако в дальнейшем прогнозируется постепенное снижение экспортных объемов — примерно до 0,4 млн т/год к 2050 году — на фоне начала спада производства СУГ в стране.

Сера, получаемая в Казахстане в качестве побочного продукта при добыче углеводородов, на протяжении долгого времени создает проблемы с её утилизацией и использованием, что, в свою очередь, сдерживает развитие газоемких отраслей, таких как нефтегазохимия. Однако роль серы стремительно меняется: из проблемного для утилизации продукта она превращается в стратегический актив, что обусловлено ростом внутреннего спроса и меняющейся ситуацией на мировом рынке. При этом в Казахстане ожидается значительный рост производства серы. В период с 2021 г. по 2025 г. совокупный объем производства элементарной серы в стране вырос примерно на 6%, достигнув около 4,1 млн т, а в период с 2026 г. по 2035 г. прогнозируется его увеличение в совокупности на 46%. Хотя основную часть получаемой серы приходится экспортировать, внутренний спрос на серу, в частности для производства серной кислоты, используемой в металлургии и добыче урана, продолжит расти, что позволит снизить зависимость от экспортных рынков для ее реализации. На глобальном рынке серы также произошла серьезная дестабилизация, главным образом из-за закрытия Ормузского пролива в начале 2026 года, что привело к исчезновению с рынка почти половины мирового объема ее морского экспорта. Цены взлетели до рекордно высоких значений, временно ликвидировав глобальный избыток предложения, а также высветив стратегическую значимость серы и уязвимость глобальных цепочек поставок. Казахстану было сложно реализовать связанную с этим возможность наращивания экспорта серы из-за экспортных ограничений, введенных в середине 2026 года как Россией, так и Казахстаном (хотя впоследствии они были отменены). Тем не менее, долгосрочный прогноз предполагает, что глобальный спрос на серу будет опережать рост ее предложения. Это означает, что цены будут находиться на высоком уровне, и давние проблемы Казахстана со сбытом серы станут менее серьезными.



## Глава 6. Угольная промышленность Казахстана

Угольная промышленность Казахстана остается крупнейшей в Центральной Азии. В последние годы в ней наблюдается стабильный рост добычи и значительный объем инвестирования. Однако ожидается, что данная отрасль скоро выйдет на траекторию долгосрочного (хотя и медленного) спада. Согласно базовому прогнозируемому сценарию S&P Global, добыча угля в Казахстане сократится со 115,9 млн т/год в 2025 году примерно до 88 млн т/год в 2035 году и до 70,5 млн т/год в 2050 году, что обусловлено как снижением внутреннего спроса (прежде всего в электроэнергетике), так и серьезными трудностями с поддержанием экспорта на текущем уровне.

Доля угля в потреблении первичных энергоресурсов в Казахстане уже сократилась с 56% в 2015 году до 46,5% в 2025 году, несмотря на то что совокупный спрос на первичные энергоресурсы повысился. В соответствии с базовым сценарием S&P Global Energy, доля угля продолжит падать — до 36% к 2035 году и до 26% к 2050 году — главным образом в связи с газификацией, расширением использования ВИЭ и развитием атомной энергетики. Базовый сценарий S&P Global Energy предполагает снижение видимого потребления угля (параллельно с добычей) с 86,1 млн т в 2025 году до 49,3 млн т в 2050 году. Эти тенденции соотносятся со сценарием, согласно которому в казахстанской экономике происходит постепенное повышение энергоэффективности, поступательное наращивание потребления газа, а также расширение мощностей возобновляемой электроэнергетики и развитие атомной генерации.

Внутренний спрос на уголь все в более существенной мере определяется ситуацией в электроэнергетике. Доля электроэнергетики в видимом потреблении угля выросла с 68% в 2015 году до 79% в 2025 году. Вместе с тем угольная генерация определена приоритетным направлением на государственном уровне в качестве источника покрытия ожидаемого роста спроса на электроэнергию со стороны энергоемких потребителей, таких как центры обработки данных и промышленность, в среднесрочной перспективе. Национальный проект «Развитие угольной генерации» предусматривает 7,8 ГВт новых мощностей к 2030 году: 5,3 ГВт за счет строительства новых угольных электростанций и 2,5 ГВт за счет модернизации и расширения действующих объектов. По имеющимся оценкам, увеличение потребления угля в результате такого наращивания мощностей к 2032 году составит до 20 млн т/год. На новых и модернизированных угольных электростанциях декларируется применение более эффективных методов сжигания угля и усовершенствованных технологий снижения выбросов загрязняющих веществ, а также систем улавливания и хранения углерода (хотя видимых подтверждений этому нет) для смягчения воздействия на окружающую среду. При этом следует учитывать конъюнктуру внешних финансовых рынков, отказывающихся финансировать угольные проекты. Учитывая заявленные объемы вводов угольной генерации и соответствующую потребность в финансировании, при планировании лучше предусматривать более реалистичные сроки ввода в эксплуатацию. Помимо этого, цены

на электрическую и тепловую энергию на будущих угольных электростанциях уже сейчас выше средних прогнозных цен по рынку что в будущем поднимет вопросы об экономической устойчивости проектов новой угольной генерации.

В отличие от электроэнергетики, доля промышленности в совокупном показателе видимого внутреннего потребления угля (в основном в металлургии и коксовании) за рассматриваемый период снизилась с 25% до 11%. Руководство страны стремится переориентировать угольную стратегию в промышленности с применения угля исключительно в качестве топлива на его использование для производства химической продукции с более высокой добавленной стоимостью. При этом приоритетными направлениями инвестиций определены более глубокая переработка и обогащение угля, а также углехимия. Однако на пути реализации данной инициативы стоят серьезные сложности, включая высокий уровень капитальных затрат, ограниченный доступ к международному финансированию, жесткую глобальную конкуренцию на рынках сбыта химической продукции и дефицит воды.

Хотя в период с 2015 г. по 2024 г. цены на уголь (в тенге) для производителей электроэнергии и промышленных потребителей выросли более чем вдвое, добыча угля по-прежнему обходится относительно недорого (по сравнению с другими видами топлива). В этой связи он остается для страны важным источником энергии, как по причине ценовой доступности, так и с точки зрения энергетической безопасности. Казахская угольная промышленность становится более регулируемой: в 2025 году Министерство энергетики получило более широкие полномочия в ее отношении. В результате ужесточились требования, действующие в отношении добывающих компаний: обязательная доля поставок на внутренний рынок через товарные биржи выросла с 10% в 2021 году до 50% в 2023 году, а в 2026 году повышается до 52%. Помимо этого, Курултай страны рассматривает вопрос о регулировании цен на энергетический уголь на внутреннем рынке. Несмотря на данные инициативы, Казахстану следует поддерживать и укреплять общую ориентацию на рыночные принципы на внутренних рынках угля, а также отказаться от дальнейшего расширения обязательных для компаний требований по его поставкам или введения дополнительного регулирования внутренних цен на уголь. Усиление государственного вмешательства неизбежно снижает инвестиционную привлекательность отрасли для частных инвесторов.

За последнее десятилетие экспорт угля из Казахстана изменился относительно незначительно с точки зрения объемов, но в его структуре произошли заметные сдвиги. Доля поставок в Россию, которая традиционно является главным экспортным направлением, сократилась с 77% от совокупного показателя экспорта в 2015 году до 55% в 2025 году. Это сокращение было частично компенсировано повышением спроса от стран, не входящих в СНГ, доля которых в совокупном показателе экспорта выросла с 15% в 2015 году до 39% в 2025 году. В 2025 году общая сумма выручки Казахстана от экспорта угля составила 610 млн долл., из которых 65% (395 млн долл.) поступило из стран, не входящих в СНГ.



## Глава 7. Электроэнергетика Казахстана

На рынках электроэнергии всего мира происходят серьезные преобразования, обусловленные глубокими структурными изменениями в электроэнергетических системах. Изначально такие рынки были ориентированы на системы, в которых преобладала централизованная управляемая генерация. Однако сегодня в электроэнергетических системах присутствует необходимость интеграции быстро увеличивающейся доли нестабильной генерации на базе ВИЭ при одновременном покрытии ускоряющегося роста спроса на электроэнергию наряду с наличием таких проблем, как рост сетевых ограничений, нехватка государственных бюджетных средств и усиление давления, связанного с поддержанием ценовой доступности электроэнергии. Вместе с тем растет обеспокоенность по поводу энергетической безопасности и устойчивости системы на фоне геополитической напряженности и участвовавших погодных аномалий. Всё это в совокупности выявило слабые стороны традиционных моделей рынка: усложнение прогнозирования и диспетчеризации, недостаточную маневренность традиционной генерации, рост потребности в балансировании, вынужденные ограничения выработки ВИЭ и нехватку пропускной способности сетей электропередачи. В этой связи органы власти и регулирования во всем мире пересматривают подходы к организации работы электроэнергетического сектора, стремясь стимулировать инвестиции, укрепить гибкость и надежность системы, оптимизировать развитие сети и обеспечить доступность цен на электроэнергию в процессе энергетического перехода. Многие из вышеперечисленных вызовов актуальны и для электроэнергетики Казахстана.

В электроэнергетической отрасли Казахстана – крупнейшей в Центральной Азии – наблюдается устойчивый рост потребления электроэнергии. Однако из-за ограниченного масштаба наращивания генерирующих мощностей возникают сложности с его удовлетворением. Причина создавшейся ситуации – недостаточный объем ввода новых мощностей, а также многолетнее недофинансирование техобслуживания, замены устаревающих объектов и инфраструктуры. Это, в свою очередь, зачастую связано с тарифной политикой, которая направлена прежде всего на поддержание низкого уровня цен для конечных потребителей.

К 2025 году средний уровень амортизации основного оборудования на традиционных электростанциях достиг 57%, при этом более трети из них демонстрируют высокий уровень износа (70-90%), с чем напрямую связано увеличение числа поломок и отключений. Аналогичным образом, по состоянию на конец 2025 года средний уровень износа электрических сетей Казахстана составлял около 66% (снизившись с 74% в 2024 году благодаря модернизации), а в некоторых региональных сетях он достигает критических значений – от 85% до 97%. Серьезные проблемы наблюдаются и в секторе теплоснабжения: средний возраст теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) составляет около 65 лет, а износ теплосетей в 2025 году находился на уровне 52%.

Помимо ограниченности мощностей в целом, наблюдается острая нехватка маневренных генерирующих мощностей, необходимых для балансирования системы, и данная проблема еще более усугубляется в связи с увеличением доли непостоянных возобновляемых источников энергии. Значительная часть введенных за последнее десятилетие мощностей пришлось на ветровые и солнечные электростанции (около 3,3 ГВт), интеграция которых требует дополнительных маневренных ресурсов. Дефицит маневренных мощностей стал одним из основных вызовов для надежной работы электроэнергетической системы и дальнейшего наращивания ВИЭ. Как следствие, выросла зависимость Казахстана от импорта электроэнергии (прежде всего из России) для поддержания надежности электроснабжения и стабильности системы. Согласно официальным прогнозам, в 2026 году дефицит мощности с учетом необходимого резерва составит 3,1 ГВт, а при отсутствии мер по его устранению к 2030 году увеличится до 7 ГВт. Учитывая текущие задержки в наращивании маневренных мощностей и модернизации сетей, импорт электроэнергии – объем которого уже превышает 5 млрд кВт·ч в год<sup>3</sup> – вероятнее всего, продолжит играть существенную роль в балансировании пиковых нагрузок как минимум до конца 2020-х гг.

Для решения вышеуказанных проблем Казахстан анонсировал амбициозную программу модернизации. Она предполагает ввод в эксплуатацию новых мощностей в объеме 26,5 ГВт (как за счет модернизации, так и за счет расширения существующих электростанций) к 2035 году, в которые планируется инвестировать более 40 млрд долл. Эти намерения изложены в ряде важных государственных документов, таких как План мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли до 2035 года, Национальный инфраструктурный план до 2029 года и Национальный проект «Развитие угольной генерации» на 2026-30 гг. Перечень новых объектов включает электростанции на базе ВИЭ совокупной мощностью 8 ГВт, газовые электростанции (7,6 ГВт), угольные электростанции (7,8 ГВт), атомную электростанцию (2,4 ГВт) и крупные гидроэлектростанции (742 МВт). Однако совсем не исключено, что запланированные объемы ввода новых генерирующих мощностей могут оказаться избыточными, повышая риски для окупаемости инвестиций. При этом значительный объем капиталовложений в конечном счете ложится на потребителей через тарифы, рост которых может сдерживать спрос на электроэнергию и тем самым еще больше усложнять возврат инвестиций. Хотя в 2025 году инвестиции выросли до рекордного уровня – 4 млрд долл., их совокупный объем за последнее десятилетие (24,6 млрд долл.) остается значительно меньше расчетной суммы, необходимой для модернизации отрасли (не менее 50 млрд долл.). Вместе с тем возможности расширения угольной генерации ограничены трудностями с доступом к международному финансированию вследствие политики декарбонизации

<sup>3</sup> По данным KEGOC, в 2025 году общий объем импорта электроэнергии в Казахстан составил 5,44 млрд кВт·ч, увеличившись на 4,2% по сравнению с 2024 годом (5,22 млрд кВт·ч). Из них 4,64 млрд кВт·ч пришлось на Россию и 0,80 млрд кВт·ч – на страны Центральной Азии. Экспорт электроэнергии составил 3,94 млрд кВт·ч. Таким образом, чистый импорт электроэнергии Казахстана достиг 1,50 млрд кВт·ч.



ведущих международных финансовых организаций. Газовая генерация по-прежнему сохраняет доступ к финансированию, однако сталкивается с постепенным ужесточением требований и более избирательным подходом со стороны международных инвесторов и кредиторов.

Введение конкурсных механизмов (аукционы и тендеры) по отбору проектов строительства новых электростанций в Казахстане обеспечило снижение стоимости электроэнергии и мощности за счёт конкуренции между инвесторами. Тем не менее, ряд проектов реализуется вне конкурсных процедур на основе заключенных в порядке переговоров соглашений, имеющих силу закона, с фиксированными тарифными параметрами, включая валютную индексацию. Прямые соглашения способны помочь в привлечении инвестиций и ускорении развития новых генерирующих мощностей, однако реализация проектов без конкурентного отбора снижает прозрачность ценообразования, может привести к повышению стоимости новых мощностей и ослабляет конкуренцию на рынке в целом.

В дополнение к этому предусмотрены масштабные инвестиции в модернизацию и расширение сетей передачи и распределения электроэнергии, суммарный объем которых к 2035 году составит 4,9 трлн тенге (9,3 млрд долл.). Однако необходимо тщательно оценить, насколько текущий портфель анонсированных проектов — то есть, сочетание ВИЭ, газовой и угольной генерации — соотносится с физическими возможностями (мощностями) по передаче и распределению электроэнергии в сети KEGOC.

Реформы оптового рынка электроэнергии и рынка мощности — ключевые составляющие мер по модернизации и повышению рентабельности электроэнергетики. Важным этапом на данном пути стало внедрение с 1 июля 2023 года модели единого закупщика и запуск балансирующего рынка в режиме реального времени. Реформы были направлены на устранение ряда структурных ограничений существовавшего на тот момент децентрализованного оптового рынка, включая отсутствие прозрачности, искажение ценовых сигналов и неспособность эффективно координировать производство и потребление. В свою очередь, балансирующий рынок, призван повысить ответственность участников за соблюдение заявленных графиков производства и потребления электроэнергии, стимулировать сокращение дисбалансов и снизить зависимость энергосистемы от незапланированных перетоков с соседними странами.

Однако спустя три года после осуществления реформ все отчетливее заметен ряд проблем, прежде всего связанных с формированием суточного графика и возросшей долей перекрестного субсидирования групп потребителей. Балансирующий рынок, призванный регулировать почасовые отклонения между фактическим и плановым производством и потреблением внутри суток, стал использоваться для постоянной поставки электроэнергии некоторым привилегированным группам потребителей. А переход крупных коммерческих и промышленных потребителей с оптового на розничный рынок (ввиду искаженного ценообразования, связанного

с кросс-субсидированием цен на электроэнергию регулятором) позволил им получать электроэнергию по сниженным тарифам, сформированным с учетом механизмов адресной поддержки, что усилило перекрестное субсидирование между группами потребителей. В целом оптовый рынок требует дальнейшего совершенствования для устранения вышеуказанных проблем и повышения эффективности его функционирования. Если рассматривать ситуацию в более широком плане, текущая тенденция к созданию разнообразных специальных механизмов, призванных обеспечить достижение определенных результатов или решение конкретных задач, требует тщательного анализа и не представляется целесообразной — ведь это практически всегда приводит к непредвиденным последствиям и зачастую не способствует устранению коренных структурных проблем. Более эффективным и устойчивым решением может стать расширенный подход, охватывающий всю отрасль в целом и основанный на принципах рыночной конкуренции.

Давняя политика сдерживания роста цен для конечных потребителей на протяжении длительного времени ограничивала инвестиционные стимулы и возможности финансирования модернизации и расширения генерирующих мощностей. Для решения этой проблемы в январе 2019 года в Казахстане был введен рынок электрической мощности, призванный создать долгосрочный механизм возврата инвестиций в генерацию. В его рамках электростанции получают плату за поддержание мощности в состоянии готовности к несению электрической нагрузки независимо от фактического объема выработки электроэнергии. Именно рынок мощности является основой для возврата инвестиций в расширение и строительство топливных электростанций, крупных ГЭС и АЭС. Однако завышенные темпы ввода новых мощностей приведут к резкому росту стоимости электроэнергии и дополнительной финансовой нагрузке на промышленность и других потребителей, а также к потенциальному замедлению темпов роста потребления электроэнергии.

Базовый прогнозный сценарий S&P Global Energy предполагает, что рост совокупного объема потребления электроэнергии в Казахстане в период до 2050 года включительно замедлится, но все же продолжится, в результате чего данный показатель достигнет 159 млрд кВт\*ч (увеличившись с 124,6 млрд кВт\*ч в 2025 году). Таким образом, с нашей точки зрения, в период с 2026 г. по 2030 г. реалистичным представляется ввод в эксплуатацию только тех проектов, которые находятся на наиболее продвинутой стадии или имеют особо важное значение (общей мощностью около 6,6 ГВт), учитывая различные сложности с реализацией. Ожидается, что установленная мощность генерирующих объектов вырастет с 26,8 ГВт (на данный момент) до 33,4 ГВт в 2030 году и 45 ГВт в 2050 году. Разрыв между анонсированными амбициозными планами модернизации и реалистичной динамикой ввода объектов в эксплуатацию (в том числе с учетом более реалистичных перспектив финансирования) в очередной раз подчеркивает, что решающее значение для надежности системы будут иметь дисциплина исполнения, структура финансирования и степень уверенности в эффективности механизмов регулирования.



Хотя центральное место в электроэнергетической отрасли Казахстана по-прежнему занимает уголь, на долю которого в 2025 году пришлось 62% от совокупного объема производства электроэнергии, в топливной структуре теплоэнергетики ожидается постепенный сдвиг в сторону газа, что обусловлено потребностью в маневренных генерирующих мощностях и экологической политикой. По прогнозам S&P Global Energy, к 2035 году на газ может приходиться около 40% всего топлива, используемого в электроэнергетике, и не исключено, что к 2050 году он опередит уголь по данному показателю. Казахстан добился значительного прогресса в развитии возобновляемой энергетики: он достиг цели, намеченной на 2025 год — 6% от совокупного объема производства электроэнергии — на два года ранее запланированного срока, в 2025 году вышел на 7% и поставил перед собой амбициозную задачу довести этот показатель до 15% к 2030 году. Однако такое быстрое расширение ВИЭ усиливает нагрузку на устаревающую инфраструктуру электроэнергетики, в связи с чем остро встает вопрос о необходимости новых маневренных мощностей и существенной модернизации сетей для успешной интеграции непостоянных источников энергии. Согласно базовому прогнозному сценарию S&P Global Energy на период до 2050 года, тепловая (угольная и газовая) генерация сохранит доминирующие позиции, и к 2050 году на ее долю будет приходиться 61% электроэнергии, а доля ВИЭ и ГЭС вырастет до 28%. Атомная энергетика также продвигается по пути к тому, чтобы стать одной из значимых составляющих долгосрочной энергетической стратегии Казахстана, особенно после того, как на состоявшемся в октябре 2024 года всенародном референдуме она получила мощную поддержку. Базовый сценарий S&P Global Energy предполагает, что первый энергоблок первой АЭС будет введен в эксплуатацию примерно в 2037 году, а второй — в начале 2040-х гг. (немного позже, чем предусмотрено официальными планами).

Несмотря на эти реформы, валовая рентабельность электроэнергетики остается низкой: в период с 2015 г. по 2023 г. она в среднем составляла всего 6,5%, тогда как считается, что для покрытия стоимости капитала она должна находиться на уровне около 10%. Хотя в 2025 году инвестиции выросли до рекордной отметки — 4,0 млрд долл., их совокупный объем за последнее десятилетие (24,6 млрд долл.) значительно меньше расчетной суммы, требующейся для модернизации в масштабах всей отрасли (не менее 50 млрд долл. на модернизацию и расширение генерирующих мощностей и электросетей). Длительное сдерживание роста тарифов приводит к тому, что они едва позволяют покрыть затраты, и в результате рентабельность отрасли остается гораздо ниже уровня, необходимого для финансирования широкомасштабного обновления. Без целесообразной корректировки тарифов даже хорошо продуманные рыночные механизмы не помогут мобилизовать достаточный объем частных инвестиций. В итоге, в электроэнергетике важно обеспечить возможность эффективной реализации таких ключевых условий, как надежность, ценовая доступность и устойчивость. Эти задачи могут вступать в противоречие друг с другом, поэтому организационная структура должна быть достаточно гибкой, чтобы позволять находить действенные и сбалансированные компромиссные решения с учетом изменений в их относительной приоритетности.

## Глава 8. Добыча урана и атомная энергетика

Казахстан — мировой лидер по добыче урана и в последние годы обеспечивает примерно две пятых от ее глобального объема. В 2025 году добыча урана в Казахстане составила 26 048 т. Лидерство страны связано с наличием богатых запасов — на нее приходится 31% от мирового показателя достоверно оцененных запасов урана с относительно низкой себестоимостью добычи — а также с тем, что почти все ресурсы урана в Казахстане могут быть освоены с применением наиболее экономически выгодной и наименее экологически опасной технологии — подземного скважинного выщелачивания (ПСВ). В 2025 году, на фоне постепенного улучшения глобальной ценовой конъюнктуры, добыча урана в Казахстане увеличилась на 12% (с 23 270 т в 2024 году), но вместе с тем более существенному росту ее объемов препятствовал дефицит серной кислоты — одного из ключевых компонентов для ПСВ. Предполагается, что в 2026 году добыча урана составит 27 500–29 000 т.

В настоящее время почти весь добываемый в Казахстане уран экспортируется. Однако, поскольку в стране планируется построить один или несколько ядерных реакторов, в течение ближайшего десятилетия доля добычи, идущая на экспорт, может измениться. Из составляющих ядерного топливного цикла в Казахстане сейчас представлены добыча урана, реконверсия и производство топливных таблеток / тепловыделяющих сборок. Акцент на добыче обусловлен сравнительным глобальным преимуществом Казахстана в данной отрасли — наличием крупных месторождений урановой руды, позволяющих применять технологию ПСВ.

На данный момент обеспеченность запасами урана в мире представляется достаточной для удовлетворения прогнозируемого мирового спроса на него до 2040 года включительно, но в будущем большинству стран все же потребуются инвестиции для разработки имеющихся ресурсов. В 2025 и 2026 годах в Казахстане были внесены изменения в законодательство о недрах и налогообложение недропользования, направленные прежде всего на увеличение доли казахстанской стороны в совместных предприятиях по добыче урана. Эти изменения в инвестиционной среде, затрагивающие реализацию новых проектов, потенциально осложняют участие зарубежных партнеров в совместных добывающих предприятиях с национальной компанией «Казатомпром» и могут отрицательно сказаться на будущем притоке иностранных инвестиций.

Текущие меры, направленные на расширение переработки урана в Казахстане с освоением следующих сегментов ядерного топливного цикла обусловлены, не столько стремлением к максимизации прибыли, сколько соображениями энергетической безопасности — они нацелены на диверсификацию рынков сбыта (чтобы не ограничиваться реализацией только добываемого урана) и на обеспечение эксплуатации будущего парка ядерных реакторов в стране. Хотя имеющиеся на данный момент планы по диверсификации продукции не позволяют Казахстану выйти на полное самообеспечение с охватом всех составляющих ядерного топливного цикла (страна



---

по-прежнему нуждается в зарубежных услугах по обогащению), это все же обеспечивает гибкость с точки зрения поставок урана потребителям).

Тем не менее, для Казахстана целесообразно и далее отдавать приоритет добыче урана, поскольку в настоящее время она является наиболее привлекательным сегментом цепочки создания стоимости ядерного топлива и позволяет выгодно задействовать имеющиеся в стране богатые запасы урановой руды, которые могут быть освоены с низким уровнем затрат. Как и для нефтегазовой отрасли, для урановой отрасли критически важны инвестиции в геологоразведку. Учитывая ренессанс атомной энергетики в мире, горизонт планирования в отрасли должен быть как минимум до конца нынешнего столетия, и соответствующие запасы должны быть доступны для добычи урана и его следующих переделов.

Учитывая накопленный в Казахстане опыт исследований и разработок в области атомной генерации, хранения топлива и утилизации отходов, недавнее решение о строительстве АЭС мощностью 2,4 ГВт представляется целесообразным и согласуется с мерами по реструктуризации электроэнергетики страны в целях выполнения обязательств по достижению углеродной нейтральности и укрепления энергетической безопасности за счет диверсификации видов топлива для производства электроэнергии. Уран, как и уголь, можно добывать внутри страны, благодаря наличию богатых запасов. Дополнительным преимуществом строительства атомных мощностей станет расширение возможностей для реализации добываемого «Казатомпром» урана. Стратегия развития атомной отрасли Республики Казахстан до 2050 года предусматривает строительство как минимум трех крупных традиционных электростанций, а также, возможно, малых модульных реакторов.





