

Есерепова Сабина Рамазановна
*магистрант Национального исследовательского ядерного университета
«МИФИ» Научный руководитель: М. В. Коптелов, начальник
Информационно-аналитического центра ОСЧС «СКЦ Росатома», к.э.н.
Москва, Российская Федерация*

СЦЕНАРНАЯ ОЦЕНКА РОЛИ АТОМНОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ЭНЕРГОБАЛАНСЕ КАЗАХСТАНА ДО 2060 ГОДА

Аннотация. Исследование направлено на количественную оценку роли атомной генерации в долгосрочном энергобалансе Республики Казахстан. Разработана сценарно-балансовая модель до 2060 года, объединяющая прогноз спроса, ввод и выбытие мощностей, производство электроэнергии, эффективную мощность, достаточность и прямые выбросы CO₂. На единой расчетной основе сопоставлены пять сценариев, различающихся сроками и масштабами ввода АЭС, темпами развития ВИЭ и газа, а также траекторией сокращения угля. Установлено, что увеличение атомной мощности дает наибольший системный эффект при его согласовании с выводом угольной генерации и развитием маневренных мощностей. В целевом сценарии атомная мощность достигает 7,2 ГВт к 2050 году, доля низкоуглеродной генерации в 2060 году составляет 62,7%, а прямые выбросы – 53,9 млн т CO₂, что на 44,7% ниже базового сценария. Анализ чувствительности подтверждает устойчивость основного вывода, но показывает, что отклонение фактического темпа роста спроса требует пересмотра траектории ввода АЭС и объема располагаемой мощности.

Ключевые слова: атомная энергетика, энергобаланс, сценарное моделирование, достаточность мощности, декарбонизация, Казахстан.

Abstract. This study provides a quantitative assessment of the role of nuclear power generation in Kazakhstan's long-term energy balance. A scenario-based balance model up to 2060 was developed, integrating electricity demand projections, capacity additions and retirements, electricity generation, capacity adequacy and direct CO₂ emissions. Five development scenarios were constructed on a common methodological basis, differing in the timing and scale of nuclear power deployment, the pace of renewable energy expansion and the trajectory of coal phase-down. The

target scenario envisages an increase in nuclear capacity to 7.2 GW by 2050 and a reduction in the share of coal-fired generation to 20%. By 2060, this scenario provides a 29.0% share of nuclear power and a 62.7% share of total low-carbon generation, with a capacity adequacy ratio of 1.35. Direct CO₂ emissions amount to 53.9 Mt, which is 44.7% lower than under the scenario limited to the implementation of the currently announced generation programme. The sensitivity analysis confirms the robustness of the main conclusion but shows that deviations in electricity demand growth require a corresponding revision of the nuclear power deployment trajectory and the volume of dispatchable capacity.

Keywords: nuclear power, energy balance, scenario modelling, capacity adequacy, decarbonisation, electricity demand, sensitivity analysis, Kazakhstan.

Введение

Электроэнергетический комплекс Казахстана развивается в условиях роста потребления, высокого износа тепловых электростанций и необходимости снижения углеродоемкости экономики. Государственные документы предусматривают модернизацию действующей генерации, строительство новых объектов и развитие сетевой инфраструктуры [1]. Долгосрочным ориентиром является достижение углеродной нейтральности к 2060 году при обеспечении устойчивости социально-экономического развития [2].

Заявленные проекты до 2035 года предусматривают значительный ввод новых мощностей [3], однако прогнозный баланс уже фиксирует ускоренное увеличение потребления в среднесрочном периоде [4]. Дополнительную актуальность вопросу придает утверждение Стратегии развития атомной отрасли Казахстана до 2050 года [5]. При этом само решение о строительстве АЭС не определяет рациональный масштаб атомной программы и ее взаимосвязь с выводом угольных станций, развитием ВИЭ, газа и электрических сетей.

Международное энергетическое агентство отмечает высокую зависимость Казахстана от угля и необходимость развития более гибкой структуры генерации для надежной интеграции низкоуглеродных источников

[6]. Исследования планирования генерации обосновывают учет надежности и доступности топлива [8], а работы по переменным ВИЭ – различие между установленной мощностью и ее вкладом в покрытие нагрузки [9]. Однако применительно к Казахстану эти аспекты недостаточно объединены с оценкой прямых выбросов и альтернативными графиками ввода АЭС на едином горизонте до 2060 года.

Цель статьи – определить условия, при которых атомная генерация обеспечивает наибольший совместный вклад в достаточность мощности и декарбонизацию энергобаланса Казахстана. Научная новизна состоит в сопоставлении пяти вариантов развития на общей расчетной базе одновременно по четырем связанным критериям: годовому энергобалансу, эффективной мощности, коэффициенту достаточности и прямым выбросам CO₂. Проверяется гипотеза о том, что увеличение атомной мощности дает максимальный системный эффект только при согласованном сокращении угольной выработки.

Материалы и методы

Исходная база объединяет официальные документы Министерства энергетики Республики Казахстан, статистику топливно-энергетического баланса [11], сведения KEGOC о состоянии энергосистемы [12] и отраслевые данные о проектах. Базовым принят 2025 год: потребление – 124,6 млрд кВт·ч, установленная мощность – 26,1 ГВт. Среднегодовой рост спроса 1,3% принят как единая аналитическая предпосылка всех сценариев, а не как официальный прогноз:

$$E_t = E_0 \times (1 + g)^t,$$

где E_t – потребление в расчетном году; E_0 – потребление базового года; g – среднегодовой темп роста; t – число лет. Полученная траектория возрастает до 141,8 млрд кВт·ч в 2035 году, 172,1 млрд кВт·ч в 2050 году и 195,8 млрд кВт·ч в 2060 году.

Годовая выработка каждого типа генерации определяется через установленную мощность и коэффициент использования установленной

мощности. Такой подход соответствует международным рекомендациям по энергетической статистике [7]:

$$G_{i,t} = P_{i,t} \times 8760 \times CF_{i,t} / 1000,$$

где $G_{i,t}$ – выработка источника i , млн кВт·ч; $P_{i,t}$ – установленная мощность, МВт; $CF_{i,t}$ – КИУМ. Потребность в тепловой выработке определяется как разность между спросом и выработкой гидро-, ветровой, солнечной, биогазовой и атомной генерации. Газовая выработка ограничивается одновременно целевой долей газа и техническим максимумом $G_{\text{газ}} = \min(G_{\text{тепл}} \times s_{\text{газ}}; P_{\text{газ}} \times 8760 \times CF_{\text{газ,max}} / 1000)$; остаток теплового баланса относится к угольной генерации.

Таблица 1 – Основные расчетные параметры модели

Параметр	Значение	Основание
Рост спроса	1,3% в год	Единая сценарная предпосылка
КИУМ: ГЭС / малые ГЭС / ВЭС / СЭС / АЭС	34,9 / 43,6 / 32,3 / 17,9 / 90,0%	Калибровка по базовому году; для АЭС – сценарный параметр
Максимальный КИУМ газа	65,0%	Техническое ограничение модели
Коэффициент нагрузки	81,1%	Расчет по данным базового года
Вклад в эффективную мощность: ТЭС / ГЭС / ВЭС / СЭС / биогаз / АЭС	90 / 45 / 15 / 5 / 80 / 90%	Сценарные коэффициенты; принцип capacity value [9]
Прямые выбросы: уголь / газ	1,02 / 0,41 т CO ₂ /МВт·ч	Методология IPCC [10]

Источник: составлено автором по данным [9–12] и предпосылкам сценарной модели.

Максимальная нагрузка рассчитывается как $P_{\text{max}} = E / (8,760 \times LF)$, где E выражено в млрд кВт·ч, LF – коэффициент нагрузки, а результат – в ГВт. Для проверки мощности применяется $P^{\text{eff}} = \Sigma(P_i \times k_i)$, где k_i отражает вклад

технологии в покрытие максимума. Коэффициент достаточности $K_a = P_{\text{eff}}/P_{\text{max}}$; значение выше единицы означает расчетный запас. Разграничение установленной и эффективной мощности особенно важно для ВЭС и СЭС [9], а учет надежности соответствует принципам планирования расширения генерации [8].

Экологический блок охватывает прямые эксплуатационные выбросы: $C_t = G_{\text{уголь},t} \times 1,02 + G_{\text{газ},t} \times 0,41$. При G в ТВт·ч результат численно выражается в млн т CO_2 . Низкоуглеродная генерация включает АЭС, ГЭС, ВЭС, СЭС и биогаз. Выбросы жизненного цикла и иных парниковых газов не учитываются, поэтому показатель предназначен для сравнительной, а не национальной инвентаризационной оценки [10]. Расчет выполняется последовательно по каждому году: 1) прогноз спроса, 2) ввод и выбытие мощностей, 3) выработка низкоуглеродных источников, 4) остаточная тепловая выработка, 5) распределение между газом и углем, 6) достаточность и выбросы.

Сценарные предпосылки

Все варианты имеют общую траекторию спроса и сопоставимую исходную базу. Различия задаются сроками ввода АЭС, темпами расширения ВИЭ и газовой генерации и наличием количественной траектории сокращения угля. Сценарий 5 является целевым расчетным вариантом, а не утвержденным государственным планом.

Таблица 2 – Основные предпосылки сценариев

Сценарий	Атомная генерация	Другие изменения	Назначение
1. Государственный план	2,4 ГВт с 2035 г.	После 2035 г. дополнительных вводов нет	Проверка достаточности заявленных проектов
2. ВИЭ и газ	2,4 ГВт с 2040 г.	Ускоренный ввод ВИЭ и газа	Оценка варианта с одной АЭС

3. Две очереди АЭС	2,4 ГВт с 2040 г.; 4,8 ГВт с 2045 г.	Умеренный рост ВИЭ и газа	Эффект расширения атомной программы
4. Задержка АЭС	1,2 ГВт с 2040 г.; 2,4 ГВт с 2045 г.	Компенсация газом и ВИЭ	Стресс-тест сроков реализации
5. Целевой	2,4; 4,8; 7,2 ГВт к 2040, 2045 и 2050 гг.	Уголь – 20% с 2050 г.; газ балансирует	Совмещение надежности и декарбонизации

Источник: составлено автором по сценарной модели.

В сценариях 1–4 административно заданный вывод угольных мощностей после 2035 года отсутствует. Это позволяет отдельно проверить, приводит ли расширение АЭС или ВИЭ к снижению выбросов без согласованного графика замещения угля. В сценарии 5 доля угольной генерации уменьшается до 35% в 2035 году, 28% в 2040 году и 20% с 2050 года; объем газа определяется условием покрытия баланса и поддержания коэффициента достаточности на уровне 1,35.

Результаты моделирования

К 2060 году все сценарии обеспечивают положительный расчетный запас эффективной мощности, но достигают его при различной структуре генерирующего парка. Максимальная установленная мощность формируется в сценарии 2 – 66,7 ГВт. При одной АЭС повышенная потребность в установленной мощности обусловлена большим объемом ВИЭ и газовой генерации. Сценарий 3 достигает коэффициента достаточности 1,45 при 59,4 ГВт установленной мощности благодаря более высокому вкладу атомной генерации в покрытие максимума.

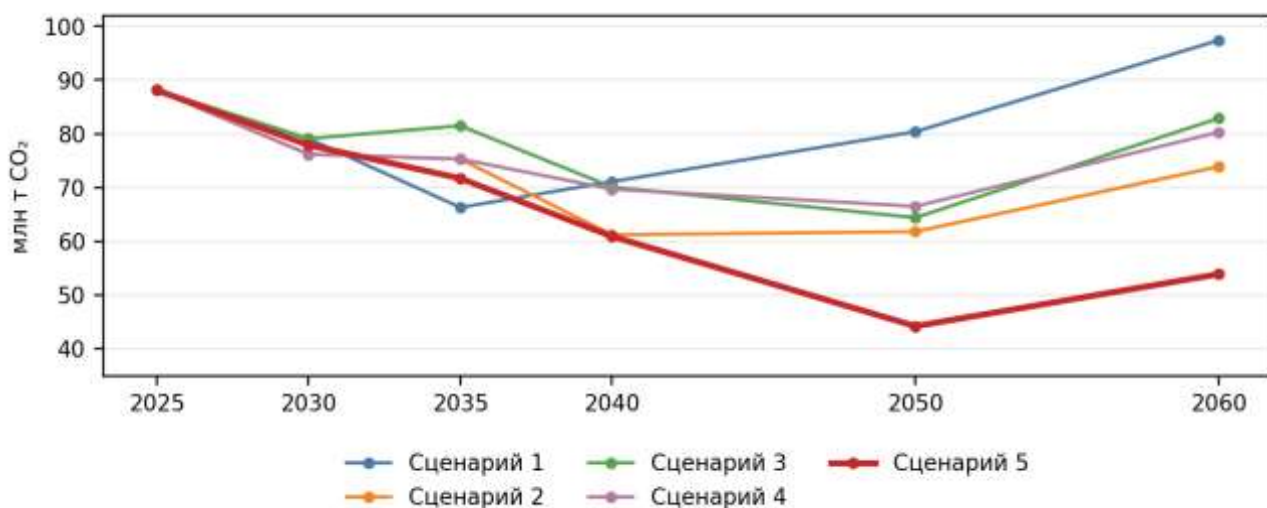
Таблица 3 – Сопоставление сценариев в 2060 году

Показатель	Сц. 1	Сц. 2	Сц. 3	Сц. 4	Сц. 5
Установленная мощность, ГВт	51,5	66,7	59,4	64,0	61,9
Эффективная мощность, ГВт	35,8	41,5	39,9	42,1	37,2
Коэффициент достаточности	1,30	1,50	1,45	1,53	1,35
Доля низкоуглеродной генерации, %	31,5	45,4	46,5	40,1	62,7
Доля АЭС, %	9,7	9,7	19,3	9,7	29,0
Доля угля, %	34,8	23,8	32,4	25,9	20,0
Доля газа, %	34,8	32,9	22,5	35,7	17,3
Прямые выбросы CO ₂ , млн т	97,4	73,9	82,9	80,3	53,9
Углеродоемкость, т CO ₂ /МВт·ч	0,497	0,378	0,423	0,410	0,275

Источник: расчеты автора по сценарной модели.

Самый высокий коэффициент достаточности получен в стрессовом сценарии 4 – 1,53, однако результат связан с расширением компенсирующей газовой мощности. Целевой сценарий поддерживает более умеренный запас 1,35. Его резерв эффективной мощности составляет 9,6 ГВт при максимальной нагрузке 27,5 ГВт. Следовательно, критерий максимального резерва сам по себе не определяет предпочтительный вариант: одновременно должны учитываться структура выработки, топливная зависимость и выбросы.

Рисунок 1 – Динамика прямых выбросов CO₂ по сценариям

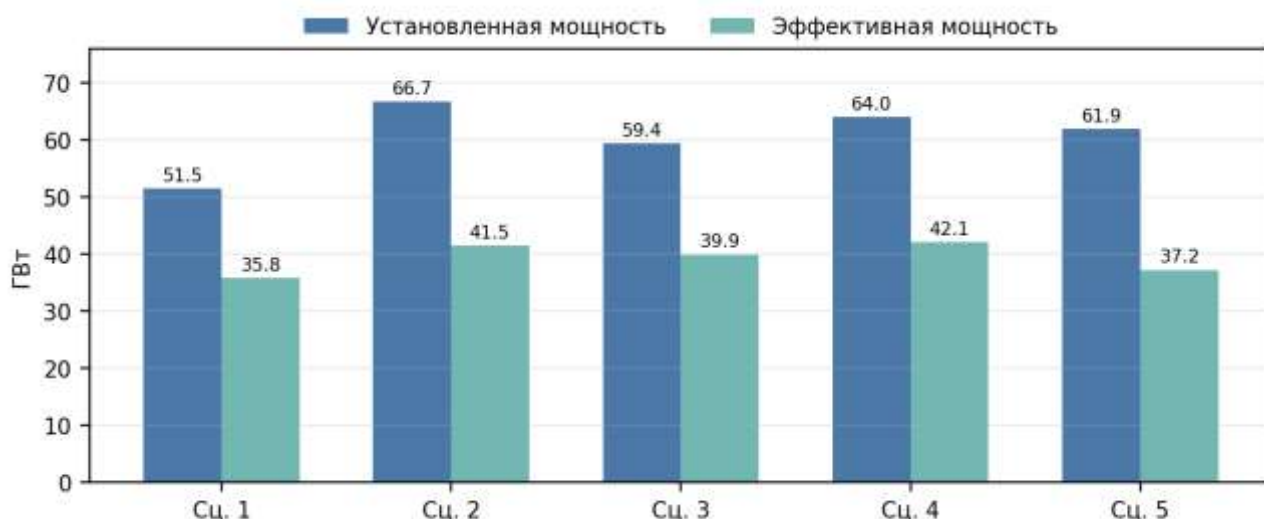


Источник: расчеты автора по сценарной модели.

Сценарий 1 демонстрирует временное снижение выбросов после ввода АЭС, но последующий рост спроса при неизменном парке возвращает показатель к 97,4 млн т CO₂ в 2060 году. Сценарий 3 при 4,8 ГВт атомной мощности обеспечивает выбросы 82,9 млн т, то есть уступает сценарию 2 с одной АЭС. Причина заключается не в эффективности атомной генерации, а в сохранении более высокой доли угля. Тем самым моделирование подтверждает, что ввод АЭС без управляемого замещения угольной выработки не гарантирует минимального углеродного результата.

В целевом сценарии выбросы снижаются до 44,2 млн т CO₂ в 2050 году и составляют 53,9 млн т в 2060 году. Относительно сценария 1 сокращение достигает 43,5 млн т, или 44,7%. Некоторый рост после 2050 года связан с дальнейшим увеличением спроса при фиксированной атомной мощности 7,2 ГВт. Это указывает на необходимость периодической актуализации траектории после ввода каждой очереди АЭС.

Рисунок 2 – Установленная и эффективная мощность в 2060 году



Источник: расчеты автора по сценарной модели.

Разрыв между установленной и эффективной мощностью наиболее заметен в сценариях с ускоренным развитием переменной генерации. Поэтому прямое сравнение только установленной мощности завышает оценку вклада энергосистемы в покрытие максимальной нагрузки. Целевой сценарий не минимизирует общую мощность, но обеспечивает сочетание расчетной достаточности, наибольшей доли низкоуглеродной генерации и минимальной углеродоемкости.

Обсуждение и практические выводы

Результаты позволяют выделить три принципиальных положения. Во-первых, реализация заявленных проектов до 2035 года создает запас мощности, но без продолжения инвестиционной программы не формирует устойчивую траекторию до 2060 года. Во-вторых, высокая доля ВИЭ требует дополнительной располагаемой мощности, сетевого развития, накопителей и улучшения прогнозирования. Это согласуется с выводом о необходимости оценивать *saracity value* переменной генерации, а не только ее номинальную мощность [9]. В-третьих, расширение атомной программы обеспечивает наибольший эффект только при увязке с пообъектным графиком вывода угольных энергоблоков.

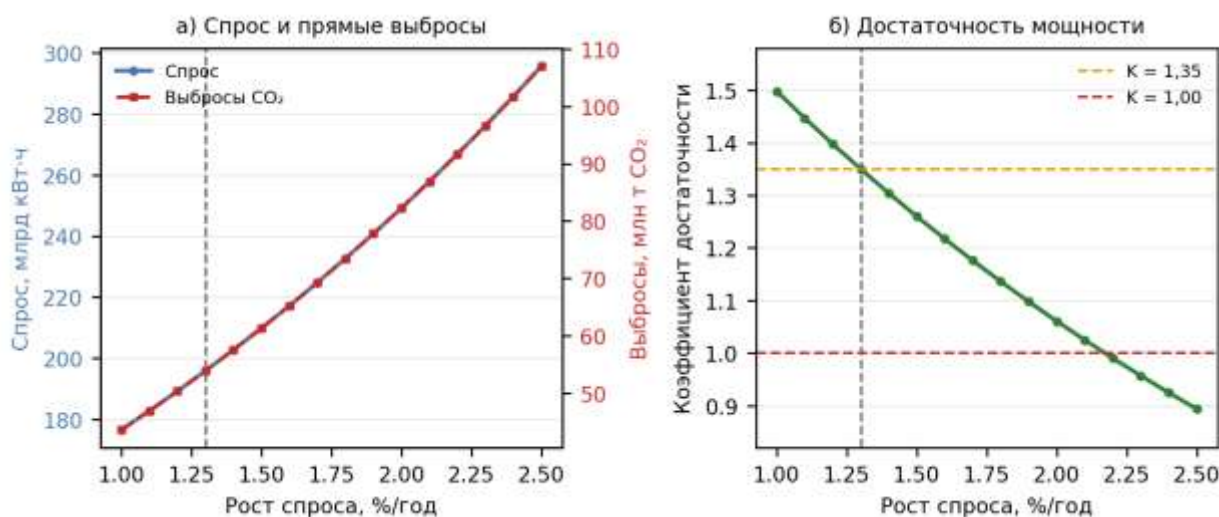
Сопоставление сценариев 2 и 3 дает содержательно важный результат: удвоение атомной мощности с 2,4 до 4,8 ГВт повышает долю АЭС и

эффективную мощность, но при сохранении большей доли угля не обеспечивает меньшие выбросы. Тем самым гипотеза исследования подтверждается внутри заданных предпосылок модели: атомная генерация является условием глубокой декарбонизации, но не заменяет отдельного решения о сокращении угольной выработки. Одновременно сценарий 4 показывает, что задержка АЭС может быть компенсирована газом с точки зрения годовой достаточности, однако такая компенсация снижает глубину декарбонизации.

Анализ чувствительности

Чувствительность целевого сценария к спросу проверена методом «один фактор за раз» для 16 значений среднегодового темпа роста от 1,0 до 2,5% с шагом 0,1 процентного пункта. Мощности и параметры остальных технологий, целевая доля угля и низкоуглеродная выработка 2060 года фиксировались на уровне базового сценария; дополнительная выработка покрывалась газом. Такой расчет показывает чистый эффект спроса без автоматического добавления компенсирующих мощностей.

Рисунок 3 – Чувствительность результатов 2060 года к темпу роста спроса



Источник: расчеты автора по сценарной модели.

Как показано на рисунке 3, при росте спроса 1,0% потребление в 2060 году составляет 176,5 млрд кВт·ч, коэффициент достаточности – 1,50, прямые выбросы – 43,6 млн т CO₂. Базовый темп 1,3% соответствует 195,8 млрд кВт·ч, коэффициенту 1,35 и выбросам 53,9 млн т. При 1,6% спрос возрастает до 217,2

млрд кВт·ч, коэффициент снижается до 1,22, а выбросы увеличиваются до 65,2 млн т CO₂.

При темпе 2,2% максимальная нагрузка впервые превышает фиксированную эффективную мощность: коэффициент достаточности составляет 0,99. При 2,5% спрос достигает 295,7 млрд кВт·ч, коэффициент снижается до 0,89, а выбросы возрастают до 107,0 млн т CO₂. Следовательно, рост выше 1,3% требует опережающего ввода располагаемой мощности; при приближении к 2,2% возникает расчетный дефицит мощности.

Расчет подтверждает устойчивость общего вывода о необходимости согласованного развития АЭС, ВИЭ и замещения угля, но показывает, что количественные параметры атомной программы должны пересматриваться при отклонении фактического спроса от базовой траектории.

Целевой сценарий следует использовать как ориентир, подлежащий пересмотру каждые три–пять лет. Решение о каждой следующей очереди АЭС целесообразно принимать после уточнения фактической динамики спроса, сроков вывода угольной генерации, доступности газа, темпов сетевого строительства и результатов эксплуатации первой станции. Такой поэтапный подход снижает риск жесткой фиксации долгосрочных параметров при высокой неопределенности.

Проведенный анализ чувствительности является детерминированным и однопараметрическим: он не оценивает совместные вероятности отклонений и корреляции параметров. Поэтому численные значения не следует трактовать как точечный прогноз; устойчивым содержательным выводом является выявленный механизм взаимосвязи спроса, замещения угля и достаточности мощности.

Для практического планирования расчет должен быть дополнен многопараметрическим и вероятностным анализом, почасовым моделированием режимов, сетевых ограничений и работы накопителей, а также сопоставлением CAPEX, OPEX, LCOE и полной системной стоимости. Годовая модель предназначена для стратегического сравнения вариантов и не

заменяет системное и технико-экономическое обоснование конкретных проектов.

Заключение

Разработанная модель показывает, что роль атомной генерации в энергобалансе Казахстана определяется не только количеством введенных энергоблоков, но и согласованностью всей траектории трансформации отрасли. Наиболее сбалансированный результат получен при увеличении атомной мощности до 7,2 ГВт к 2050 году, снижении доли угля до 20% и сохранении достаточного объема маневренной генерации.

В 2060 году целевой сценарий обеспечивает 29,0% атомной и 62,7% совокупной низкоуглеродной генерации при коэффициенте достаточности 1,35. Прямые выбросы составляют 53,9 млн т CO₂, что на 44,7% ниже сценария реализации только заявленной программы. Следовательно, атомная энергетика способна стать системным элементом энергоперехода Казахстана при условии ее синхронизации с развитием ВИЭ, сетей, балансирующих ресурсов и управляемым сокращением угольной генерации.

Анализ чувствительности подтверждает устойчивость этого вывода, но выявляет два критических условия: фактический рост спроса и соблюдение графика ввода АЭС. Эти параметры должны контролироваться при актуализации долгосрочного баланса и принятии решений о последующих очередях атомной программы.

Список источников

1. Об утверждении Концепции развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 2023–2029 годы: постановление Правительства Республики Казахстан от 28 марта 2023 года № 263. URL: <https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2300000263> (дата обращения: 20.07.2026).

2. Об утверждении Стратегии достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года: Указ Президента Республики Казахстан от 2 февраля 2023 года № 121. URL: <https://adilet.zan.kz/rus/docs/U2300000121> (дата обращения: 20.07.2026).

3. О вводе новых генерирующих мощностей / Министерство энергетики Республики Казахстан. URL: <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/press/news/details/353308?lang=ru> (дата обращения: 20.07.2026).
4. Об утверждении прогнозных балансов электрической энергии и мощности в ЕЭС Республики Казахстан на период с 2026 по 2032 годы / Министерство энергетики Республики Казахстан. 16.01.2026. URL: <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/documents/details/953831?lang=ru> (дата обращения: 20.07.2026).
5. Об утверждении Стратегии развития атомной отрасли Республики Казахстан до 2050 года: Указ Президента Республики Казахстан от 15 апреля 2026 года № 1233. URL: <https://adilet.zan.kz/rus/docs/U2600001233> (дата обращения: 20.07.2026).
6. International Energy Agency. Kazakhstan 2022: Energy Sector Review. Paris: IEA, 2022. URL: <https://www.iea.org/reports/kazakhstan-2022> (дата обращения: 23.08.2026).
7. United Nations. International Recommendations for Energy Statistics. New York: United Nations, 2018. P. 103, 105–111. URL: <https://unstats.un.org/unsd/energystats/methodology/documents/IRES-web.pdf> (дата обращения: 11.08.2026).
8. Diewvilai R., Audomvongseree K. Optimal Loss of Load Expectation for Generation Expansion Planning Considering Fuel Unavailability // Energies. – 2022. – Vol. 15, No. 21. – Art. 7854. – DOI: 10.3390/en15217854. – URL: <https://doi.org/10.3390/en15217854> (дата обращения: 23.08.2026).
9. Amado N. B., Pelegia E. D. B., Sauer I. L. Capacity Value from Wind and Solar Sources in Systems with Variable Dispatchable Capacity – An Application in the Brazilian Hydrothermal System // Energies. – 2021. – Vol. 14, No. 11. – Art. 3196. – DOI: 10.3390/en14113196. – URL: <https://doi.org/10.3390/en14113196> (дата обращения: 23.08.2026).
10. IPCC. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 2: Energy. Ch. 2: Stationary Combustion. – Hayama: IGES, 2006. – P. 2.11–

2.12. — URL: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf (дата обращения: 23.08.2026).

11. Бюро национальной статистики Республики Казахстан. Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан за 2024 год. URL: <https://stat.gov.kz/ru/industries/business-statistics/stat-energy/publications/335610/> (дата обращения: 29.07.2026).

12. АО «KEGOC». Годовой отчет за 2024 год «Энергия развития». С. 17–19. URL: <https://ar2024.kegoc.kz/> (дата обращения: 20.07.2026).