

Профицит электроэнергии БелАЭС: варианты использования избытков атомной генерации

КОРОТЧЕНКО В.В., к.т.н.; МЕЗЕНЦЕВ Я.С., инженер

Аннотация. Объединённая энергетическая система (ОЭС) Беларуси — централизованная государственная система под управлением ГПО «Белэнерго». По данным IRENA на конец 2024 года, установленная мощность всех генерирующих источников составляет 12 689 МВт: тепловые электростанции на органическом топливе (преимущественно природный газ) — 9735 МВт, Белорусская АЭС — 2400 МВт, возобновляемые источники (ГЭС, ВЭС, СЭС, биомасса) — 614 МВт. Опорой тепловой генерации служат Лукомльская ГРЭС (~2890 МВт), Берёзовская ГРЭС (~1100 МВт) и ряд крупных ТЭЦ в Минске и областных центрах. До 2020 года страна являлась энергодефицитной: собственная генерация покрывала около 85–87 % внутреннего спроса, остальное импортировалось. Ввод двух энергоблоков ВВЭР-1200 на Островецкой АЭС (блок 1 — промышленная эксплуатация с 2021 г., блок 2 — с ноября 2023 г.) изменил баланс: суммарная выработка системы «Белэнерго» достигла около 43 млрд кВт·ч в год при проектной мощности АЭС 18–19 млрд кВт·ч. Беларусь перешла в категорию энергопрофицитных стран¹.

Региональный контекст: почему внешний ландшафт не помогает

Прежде чем перейти к балансу внутренней генерации, нужно зафиксировать три фактора, которые определяют рамки решения задачи и осложнены внешними условиями.

Первое — состояние общего электроэнергетического рынка ЕАЭС. План формирования ОЭР утверждён Высшим Евразийским экономическим советом 20 декабря 2019 года [1]. За последовавшие годы государства — члены ЕАЭС смогли согласовать и принять ряд правил, определяющих функционирование общего рынка (правила взаимной торговли, правила определения и распределения пропускной способности межгосударственных сечений, правила доступа к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии (мощности) в рамках ОЭР, правила информационного обмена). Завершается работа над проектом договора о присоединении и сопровождающими регламентами — допуском к торговле, определением пропускной способности, регистрацией двусторонних договоров, финансовыми расчётами, конкурентным отбором ценовых заявок и электронным документооборотом. Хотя на бумаге сторонам удалось достичь компромиссного понимания возможных механизмов функционирования общего рынка, при переходе к практической реализации выявился ряд вопросов,

требующих дополнительной подготовки в отдельных странах. В частности, необходимо обеспечить организационно-технологическую готовность к модели В2В-взаимодействия субъектов электроэнергетики, предусмотренной правилами информационного обмена, а также решить вопросы организации централизованной системы финансовых расчётов.

Но основным сдерживающим фактором остаётся неготовность государств-членов адаптировать существующие системы отношений и национальное регулирование электроэнергетики к работе на «открытом» рынке.

Практический вывод. В рамках V Евразийского экономического форума (Астана, 28–29 мая 2026 г.) Высший Евразийский экономический совет принял решение о запуске общего рынка с учётом переходных положений. Они должны стать частью договора о присоединении к торговле на общем рынке и касаются как механизмов торговли, так и состава участников. Торговля электроэнергией будет осуществляться между уполномоченными организациями на основе свободных двусторонних договоров. Запуск рынка на сутки вперёд и биржевой торговли в рамках ЕАЭС начнут тестировать после создания системы электронного документооборота, предусмотренной правилами информационного обмена (плановый срок — 2028–2029 гг.) [2, 3].

Второе — траектория российской энергосистемы. Параллельно с переговорами об ОЭР Россия ускоренно наращивает собственную низкоуглеродную генерацию.

¹ Источник: IRENA, Renewable Energy Statistics 2025; Минэнерго РБ; ЭЭС ЕАЭС.

Только в 2025 году российский регулятор (ООО «Центр энергосертификации») квалифицировал 95 новых генерирующих объектов ВИЭ суммарной мощностью 9365 МВт. На 1 января 2026 года в реестре значится 311 квалифицированных объектов с установленной мощностью 51 168 МВт — солнечные и ветровые станции, малые ГЭС, прочие возобновляемые источники. Российская система сертификации происхождения электроэнергии работает с февраля 2024 года: за неполные два года в реестр внесено 213 млрд кВт·ч атрибутов генерации, объёмы 2025 года превысили 2024-й в 2,4 раза.

Это означает одно: гипотетическое окно для системного экспорта «чистой» электроэнергии из Беларуси в Россию сужается, а не расширяется. Российские регионы, которые прежде могли бы рассматриваться как потенциальные импортёры, получают собственную новую генерацию с учётом углеродного следа — то, что важно для промышленных потребителей, ориентированных на экспортные рынки. В отчёте Ассоциации этот тренд фиксируется прямо: усиление тенденций к сохранению раздельного функционирования и развития национальных рынков электроэнергии, к обеспечению прежде всего национальной, а не коллективной энергетической безопасности.

Для белорусского профицита это значит, что даже при устранении препятствий к запуску ОЭР объёмы потенциального экспорта будут меньше, чем виделось в 2019–2020 годах, когда проект рынка обсуждался на старте.

Третье — расширение БелАЭС: третий энергоблок вместо строительства второй АЭС. На совещании у президента Республики Беларусь 14 ноября 2025 года рассматривался вопрос о строительстве второй АЭС или дополнительного третьего энергоблока на действующей площадке в Островце. По итогам принято решение о реализации второй очереди — сооружении третьего блока ВВЭР-1200 мощностью 1200 МВт на действующей АЭС [4]. Планируется, что итоговые договорённости с ГК «Росатом» будут достигнуты в 2026 году. В настоящее время сторонами ведётся согласование стоимости проекта, сроков его реализации и условий финансирования. По достижении указанных договорённостей предусматривается подписание межправительственного соглашения и утверждение графика реализации проекта (прогнозируемый срок строительства составляет 7–8 лет при объёме инвестиций на уровне 5–6 млрд долларов США). Также не закрыт вопрос о полностью новой станции: параллельно ведётся исследование площадок в Могилёвской области на предмет возможного строительства новой АЭС при условии дальнейшего роста электропотребления [4].

Логика третьего энергоблока — замещение выбывающих к середине 2030-х годов мощностей на тепловых электростанциях (Лукомльская ГРЭС, старые блоки Берёзовской ГРЭС) и обеспечение долгосрочной энергетической независимости [4, 5]. Обратная сторона этого решения прямо связана с темой настоящей статьи: если до ввода третьего блока Беларусь не научится использовать 5–8 млрд кВт·ч профицита от двух существующих, то с вводом нового объекта масштаб избыточной мощности вырастет ещё на 9–10 млрд кВт·ч/год, и проблема из структурной превратится в критическую.

Промежуточный вывод. Три внешних фактора складываются в единую картину. Экспортный канал через ЕАЭС пока не открывается — ни технически (перенос сроков запуска биржевой торговли по срочным контрактам и рынка на сутки вперёд), ни структурно (Россия наращивает собственную базу). Строительство третьего энергоблока БелАЭС из обсуждаемой опции превратилось в принятое решение (ноябрь 2025 г.), что существенно сужает временные рамки: задача загрузки мощностей должна быть в основном решена до ввода нового блока. В этих условиях внутренние меры по использованию избыточной мощности перестанут быть тактической задачей и станут стратегическим приоритетом. Дальнейший анализ строится именно из этой рамки: решения ищутся внутри страны.

1. Введение: атомный профицит как вызов и возможность

До 2020 года Беларусь была энергодефицитной страной. Собственная генерация, построенная преимущественно на природном газе, закрывала около 85–87% внутреннего спроса, оставшееся закупалось у России и Украины [6]. За три года ситуация изменилась на противоположную. С вводом двух блоков БелАЭС в Островце страна получила устойчивый профицит базовой мощности и вынуждена заниматься задачей, о которой прежде речи не шло — как разместить избытки собственного производства.

Блок 1 ВВЭР-1200 был подключён к сети в ноябре 2020 года, в промышленную эксплуатацию введён в 2021-м. Блок 2 вышел на сеть в мае 2023 года, промышленная эксплуатация — с ноября 2023 года [7, 8]. Суммарная установленная мощность станции — 2400 МВт. Проектная годовая выработка — 18–19 млрд кВт·ч, что эквивалентно примерно 40% исторического потребления страны, составлявшего около 38 млрд кВт·ч в 2020 году [6, 7, 9].

В денежном выражении эффект АЭС значителен: замещение около 5 млрд м³ природного газа в год экономит порядка 550 млн долларов валютных расходов,

снижение выбросов оценивается в 7 млн тонн CO₂ ежегодно [7, 9]. Эти цифры объясняют логику строительства станции, но не отвечают на вопрос, который стал главным после пуска второго блока: куда девать электроэнергию, которая физически произведена, но не имеет сбыта?

Традиционный для советской школы планирования ответ — экспорт — в белорусском случае не сработал. Литва, Латвия и Эстония закрыли торговые операции с БелАЭС по политическим мотивам ещё в 2020 году [10]. Польша синхронизировала свою позицию с Прибалтикой. Украинское направление отпало по понятным причинам. Россия, как показано выше, располагает собственным избытком мощности и ускоренно наращивает ВИЭ. Общий электроэнергетический рынок ЕАЭС к 2025 году так и не запущен.

Отсюда структурный характер профицита: оценочно 5–8 млрд кВт·ч в год [7, 9], которые нужно утилизировать внутри страны. АЭС как источник базовой генерации не может гибко снижать нагрузку по команде диспетчера — это технологическое свойство ВВЭР-1200, а не вопрос желания [11]. Следовательно, либо государство создаёт крупные стационарные нагрузки, способные поглощать избыток на круглосуточной основе, либо реакторы работают в неоптимальном режиме с экономическими потерями.

Ключевые параметры

- Установленная мощность БелАЭС:
2400 МВт (2 × ВВЭР-1200, Островец) [7, 9]
- Проектная выработка:
18–19 млрд кВт·ч/год [7, 9]
- Доля АЭС в потреблении страны:
~40% [6, 7, 9]
- Расчётный структурный профицит:
5–8 млрд кВт·ч/год [7, 9]
- Тариф для крупных потребителей (>500 млн кВт·ч/год):
\$0,054/кВт·ч [13]
- Стандартный промышленный тариф:
~\$0,117/кВт·ч [13]
- Полная себестоимость генерации:
~\$0,087/кВт·ч [9, 13]
- Установленная мощность электродвигателей:
916 МВт на 20 объектах [9]
- Действующий промышленный майнинг:
~105 МВт (план — до 255 МВт) [15]
- Парк электромобилей (апрель 2025):
~28 500 ед., зарядных станций — >1 400 [16]
- Экономия газа за счёт АЭС:
~5 млрд м³/год
- Валютная экономия:
~\$550 млн/год [7, 9]
- Снижение выбросов:
~7 млн т CO₂/год [7, 9]

Настоящая статья систематизирует уже реализованные меры и перспективные направления загрузки избыточной генерации, оценивая их экономику, сроки реализации и стратегическую ценность.

2. Энергобаланс и барьер экспорта

2.1. Цифры профицита и прогноз спроса

Потребление электроэнергии в Беларуси в 2020 году составило около 38 млрд кВт·ч [6]. К 2023 году этот показатель за счёт замещения газовой генерации и первых программ стимулирования спроса вырос незначительно — на 3–4% [6]. Прогноз Минэнерго на 2030 год — около 47 млрд кВт·ч, то есть прирост на 9 млрд кВт·ч за семь лет [5, 9]. Источники прироста — электродвигатели в теплоснабжении, электротранспорт, новые промышленные нагрузки и рост бытового электроотопления в частном секторе.

Даже при выполнении этого прогноза структурный профицит не исчезнет до конца десятилетия. Простая арифметика: проектная выработка АЭС около 18 млрд кВт·ч, тепловая генерация (ТЭЦ, блок-станции, Берёзовская и Лукомльская ГРЭС) обеспечивает базу теплоснабжения и не может быть сведена к нулю, поскольку блок-станции работают в когенерационном режиме и их нагрузка определяется спросом на тепло. Суммарная генерация страны при полной загрузке АЭС заметно превышает даже прогнозный спрос 2030 года.

Ключевой технологический факт: реакторы ВВЭР-1200 рассчитаны на работу в базовом режиме с коэффициентом использования установленной мощности 90% и выше [11]. Манёвр мощностью технически возможен, но экономически невыгоден — снижает КИУМ, удорожает кВт·ч и сокращает окупаемость. Отсюда прямое следствие: либо Беларусь создаёт потребителей под существующую генерацию, либо мирится с недогрузкой станции и соответствующим ростом удельной себестоимости киловатт-часа.

2.2. Экспортный тупик: констатация

В учебнике по рыночной экономике ответ на вопрос о профиците очевиден: продавать. В реальности Беларусь столкнулась с ситуацией, когда все географически доступные рынки либо закрыты политически, либо не заинтересованы в импорте.

Прибалтийские страны ещё в 2020 году приняли решение о «декуплинге» от БРЭЛЛ и отказались от покупки электроэнергии с БелАЭС, закрепив это законодательно [10]. Процесс завершился физическим разрывом: 8 февраля 2025 года Эстония, Латвия и Литва вышли из электрокольца БРЭЛЛ и синхронизировали свои энергосистемы с европейской сетью ENTSO-E [12]. Линии электропередачи, соединявшие

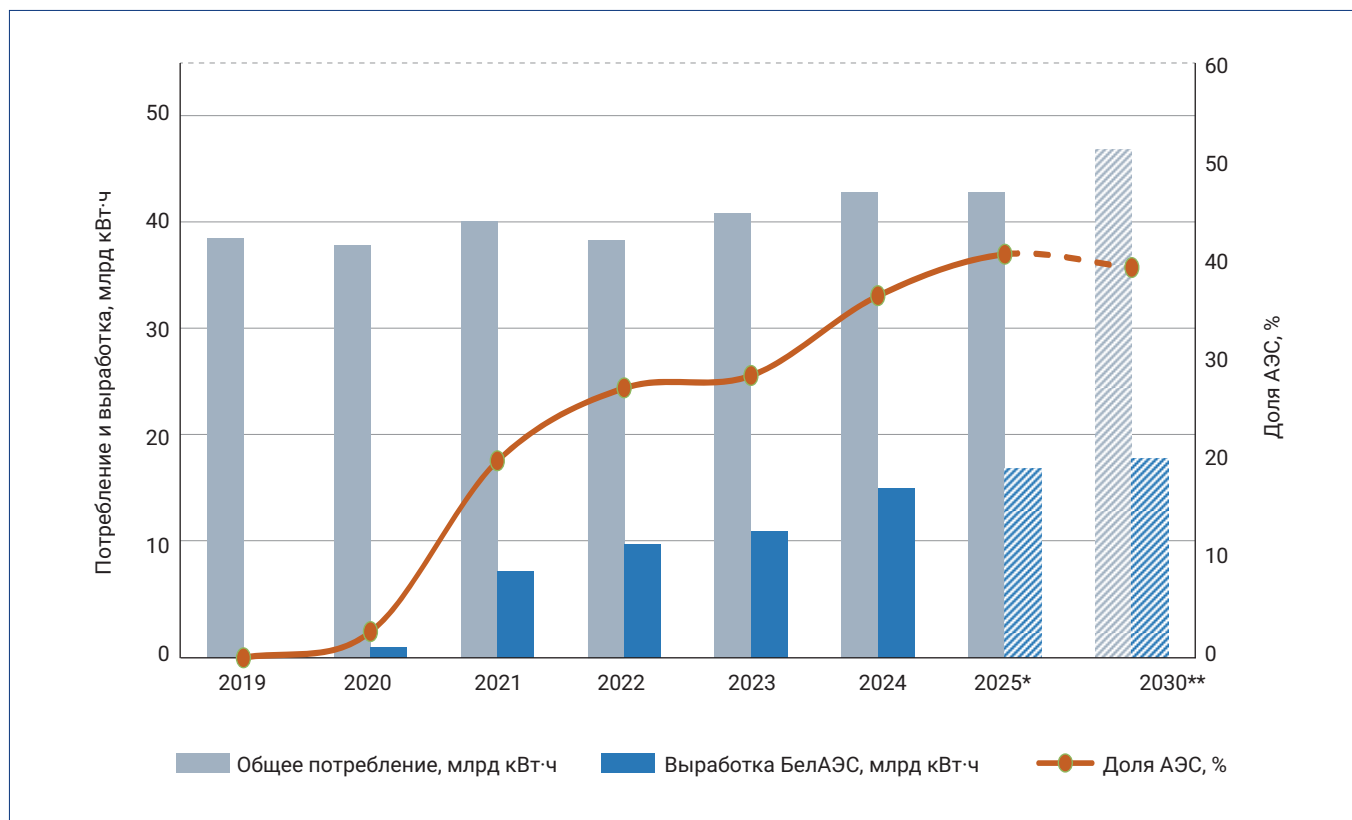


Рис. 1. Потребление электроэнергии и выработка БелАЭС, 2019–2030 гг., млрд кВт·ч (правая ось — доля АЭС, %)

* 2025 — оценка; ** 2030 — прогноз Минэнерго. Источники: Минэнерго РБ, IRENA 2025.

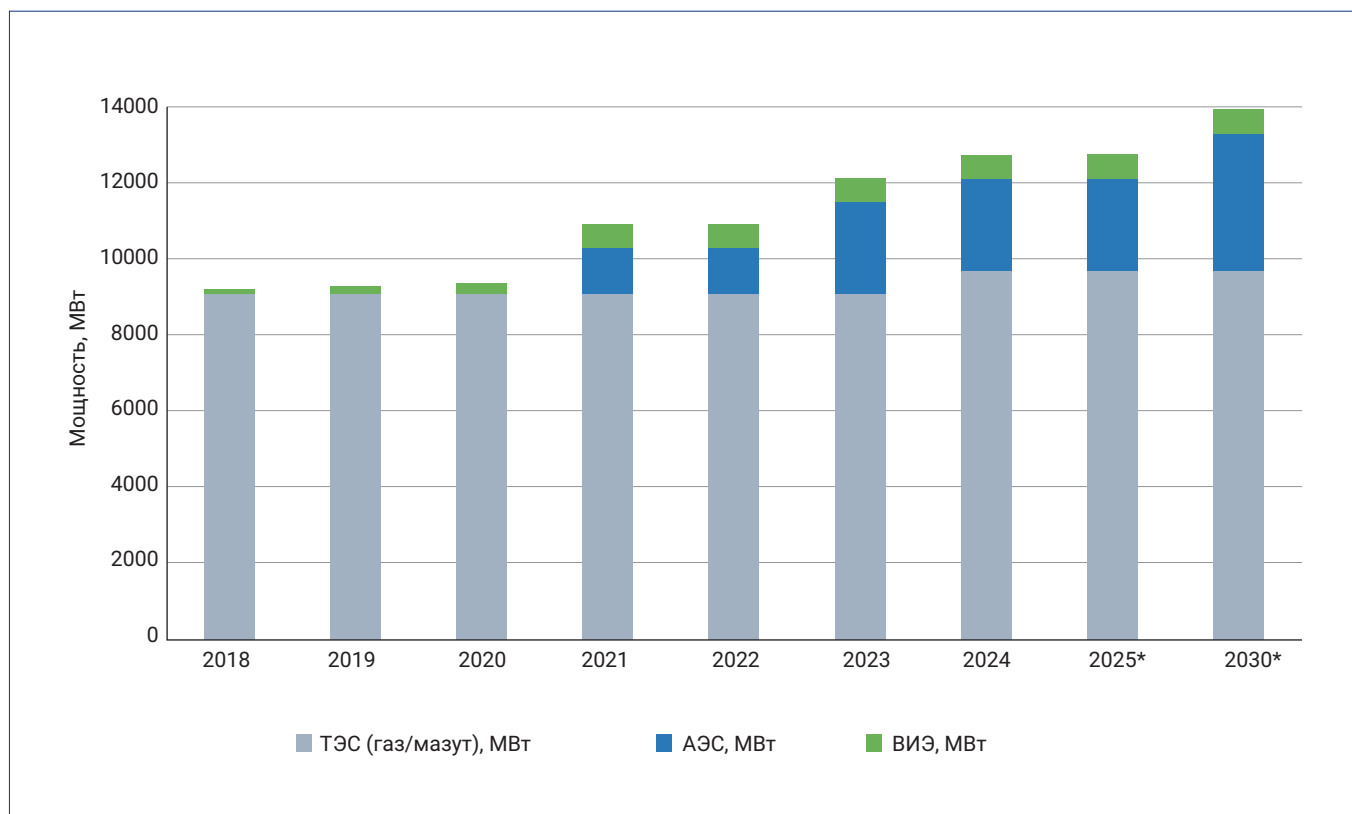


Рис. 2. Установленная мощность энергосистемы Беларуси по видам генерации, 2018–2030 гг., МВт

* 2025 — оценка; ** 2030 — прогноз. Источники: IRENA 2025, ЭЭС ЕАС.

эти страны с Беларусью и Россией, отключены и демонтируются, что физически исключает возможность возобновления поставок в обозримой перспективе. Литва официально запретила транзит через свою территорию. Польша последовательно поддерживает прибалтийскую позицию. Украина по очевидным причинам не может выступать импортером. Весь западный и северо-западный контур отрезан — теперь не только политически, но и инфраструктурно.

Российское направление подробно разобрано в региональном контексте: собственный избыток мощности, ускоренная квалификация ВИЭ, тренд на национальную энергобезопасность. Коммерческий интерес к белорусской электроэнергии у «Интер РАО» и других российских игроков минимален — они скорее конкуренты по экспорту, чем партнёры. Механизм ОЭР ЕАЭС, который формально должен был решить проблему, заблокирован отсутствием законодательного регулирования внутреннего электроэнергетического рынка и приоритетом обеспечения национальной энергетической безопасности в текущих политических условиях.

Практический вывод для горизонта ближайших двух-трёх лет: системный экспорт через механизмы ЕАЭС маловероятен. Возможны разовые коммерческие сделки между «Белэнерго» и уполномоченными на торговлю на ОЭР ЕАЭС организациями, как с российской стороны, так и из других государств, в режиме ручного согласования объёмов, но рассчитывать на них как на инструмент системной утилизации 5–8 млрд кВт·ч нельзя. Проблема решается внутри страны — и именно это определило всю логику энергетической политики Минска с 2021 года.

3. Что уже сделано

Первый пакет мер был запущен ещё до пуска второго блока станции и сосредоточен на быстрых, относительно дешёвых решениях: перевод части тепловой нагрузки на электричество, стимулирование бытового электроотопления, легализация майнинга и развитие электротранспорта. Эти меры работают, они дают измеримый эффект, но их совокупная ёмкость не перекрывает структурный профицит.

3.1. Электрокотлы в централизованном теплоснабжении

Самая массовая и технически простая мера: на 20 энергообъектах — ТЭЦ и районных котельных крупных городов — установлено 916 МВт электрокотлов [9]. Расчётное годовое потребление — около 1,7 млрд кВт·ч [4, 9].

Логика проста. Ночью и в межотопительный сезон тепловые ТЭЦ работают в минимальном режи-

ме, а АЭС генерирует полную мощность. Электрокотёл нагревает теплоноситель, который либо поступает напрямую в городскую тепловую сеть, либо аккумулируется в баках-накопителях для утреннего пика. Вместо вынужденного разгрузки реактора энергосистема получает полезное тепло.

Ограничения подхода лежат на поверхности. Суммарная потребность в тепле конечна, определяется климатом и структурой жилфонда. ТЭЦ уже закрывают основную часть тепловой нагрузки, и замещение их электрокотлами имеет физический предел. По оценкам, ещё 300–500 МВт электродогревных мощностей могут быть добавлены на существующих площадках без капитальной перестройки тепловых сетей [9], дальше — упираемся в ёмкость тепловой нагрузки городов.

3.2. Стимулирование бытового электроотопления

Здесь государство пошло по тарифному пути. Для населения, отапливающего жильё электричеством, введён понижающий коэффициент, что сделало электроотопление конкурентоспособным по сравнению с газом и дровами, особенно в частном секторе и в населённых пунктах без централизованного газоснабжения [13].

Результат — пятикратный рост потребления за два года: с 92 до 475 млн кВт·ч в год [6, 9]. Это заметная цифра, но не системное решение — менее одной десятой оценочного профицита.

Есть и жёсткое инфраструктурное ограничение. Распределительные сети 0,4–10 кВ в белорусских посёлках и частном секторе проектировались под нагрузку 1,5–3 кВт на домохозяйство. Массовый переход на электроотопление поднимает пиковую нагрузку до 10–15 кВт, что требует замены трансформаторов и реконструкции ЛЭП. «Белэнерго» ведёт модернизацию со скоростью около 3000 км линий в год [9], но этот темп ограничивает скорость подключения новых домохозяйств.

3.3. Криптомайнинг: нестандартный, но реальный инструмент

Беларусь — одна из немногих стран постсоветского пространства, где майнинг легализован на уровне президентского декрета и рассматривается как промышленный потребитель с индивидуальной тарифной шкалой [14]. Для центров обработки данных и майнинговых ферм действует дифференцированный тариф: от 20,3 коп. (около \$0,065/кВт·ч) при годовом объёме 15–50 млн кВт·ч до 16,88 коп. (около \$0,054/кВт·ч) при потреблении свыше 500 млн кВт·ч/год [13]. Для сравнения: стандартный промышленный тариф составляет около \$0,117/кВт·ч, то есть в 2,1 раза выше.

Главный реализованный проект — промышленная майнинг-ферма в Белоозёрске (Брестская область) установленной мощностью около 105 МВт с годовым потреблением порядка 920 млн кВт·ч [15]. Заявлено расширение до 255 МВт [15], что при реализации даст около 5 % всего потребления страны — серьёзный вклад для одной частной площадки.

Оценка инструмента должна быть трезвой. У майнинга два принципиальных недостатка. Первый — волатильность доходов: рентабельность ферм жёстко привязана к курсу криптовалют и разнице между ценой электроэнергии и вознаграждением за блок. При падении курса вдвое часть мощностей останавливается, и профицит возвращается. Второй — отсутствие долгосрочной ценности: майнинг не создаёт экспортного продукта в классическом понимании, не формирует квалифицированных рабочих мест в значимом количестве, не тянет за собой смежные отрасли. Государство поступает рационально, поощряя частный майнинг тарифной политикой, но не вкладывая в него бюджетные деньги — риск ложится на частного инвестора.

3.4. Электротранспорт: правильный тренд с отложенным эффектом

К апрелю 2025 года в Беларуси эксплуатировалось около 28 500 электромобилей — четырёхкратный рост за год, вполне сопоставимый с европейскими темпами. Было развёрнуто более 1400 зарядных станций, большинство — в Минске, Гомеле, Бресте и на основных трассах [16].

Потребление на зарядку EV в 2024 году составило около 39,6 млн кВт·ч — рост на 120 % год к году [16]. В абсолютных цифрах это капля в море: 40 миллионов киловатт-часов против 5–8 миллиардов структурного профицита. Параллельно идёт электрификация общественного транспорта: растёт парк электробусов в Минске, Гродно, Гомеле, продолжается замена троллейбусов моделями с автономным ходом.

Потенциал у направления есть, но он отложенный. При 200 000 электромобилей в парке (уровень, достижимый ориентировочно к концу 2020-х) ночная зарядка может давать дополнительные 200–300 МВт ровной базовой нагрузки. При 500 000 единиц электротранспорта — уже до 700 МВт, а это около 5 млрд кВт·ч в год, что сопоставимо со всем структурным профицитом. Но этот горизонт — 2030-е годы, и для его достижения нужны не только тарифные меры, но и массовое обновление автопарка, что упирается в покупательную способность населения.

Итог раздела. Суммарная ёмкость уже реализованных мер — порядка 3–4 млрд кВт·ч в год при полном задействовании всех введенных мощностей. Это

половина структурного профицита в оптимистичном сценарии. Оставшаяся часть требует крупных стационарных нагрузок с круглосуточным потреблением, которые не создаются тарифными стимулами — они требуют инвестиционных решений.

4. Перспективные направления: сравнительный анализ

Системное закрытие профицита возможно только через крупные проекты с базовым характером потребления. По сочетанию экономики, реализуемости и стратегической ценности реально конкурируют четыре направления: центры обработки данных, «зелёный» водород с последующей переработкой в аммиак, энергоёмкие производства и продолжение масштабирования уже работающих инструментов (электротопливо, майнинг).

4.1. Центры обработки данных

Профиль нагрузки дата-центров — круглосуточное потребление без сезонности — совпадает с графиком базовой выработки АЭС практически один в один, что делает ЦОД основным кандидатом на поглощение профицита среди всех рассматриваемых направлений [17]. Базовый тариф \$0,054 за кВт·ч при годовом потреблении свыше 500 млн кВт·ч [13] — одно из самых конкурентных предложений в регионе. Белорусский климат обеспечивает режим свободного охлаждения 5000–7000 часов в год, что позволяет выйти на коэффициент энергоэффективности 1,2–1,3 (должен стремиться к единице) — уровень скандинавских дата-центров [17]. Суммарная мощность всех коммерческих ЦОД Беларуси на 2023 год менее 15 МВт [18, 19], рынок практически свободен.

Типовой проект модуля 20 МВт уровня Tier III: CAPEX около \$160–180 млн [18, 19], OPEX \$5–7 млн в год, внутренняя норма доходности при поэтапном вводе и загрузке 70 % — около 15 %. Оптимальная площадка — ОЭЗ «Великий Камень» под Минском, где сходятся доступ к магистральным линиям от БелАЭС, качественная телеком-инфраструктура и льготный налоговый режим. Ключевое условие успеха — наличие якорного клиента до начала строительства, без него дата-центр на 20 МВт превращается в замороженный капитал. Целевые рынки — СНГ, Китай, нейтральные юрисдикции; западное направление закрыто санкционным контуром.

4.2. Производство «зелёного» водорода и аммиака

Идея привлекательна на бумаге. Базовая атомная электроэнергия питает электролизёры, получается водород без углеродного следа, который далее перерабатывается в аммиак на существующих мощностях

ОАО «Гродно Азот» — одного из крупнейших предприятий химической отрасли страны [20]. «Безуглеродный» аммиак можно экспортировать на рынки, где введены требования к углеродному следу продукции, прежде всего в ЕС в рамках механизма СВМ [21].

Экономика сложнее. При стоимости электроэнергии \$50–54 за МВт·ч (тариф для крупных потребителей) [13], с учётом КПД щелочного электролиза (ALK) около 65 % и удельного расхода 50–55 кВт·ч на килограмм водорода [22, 23], себестоимость производства (LCOH) составит \$4–5 за кг. Это заметно выше «серого» водорода из природного газа, который на белорусских ценах стоит \$1–2 за кг [22, 23]. Но это же — в диапазоне международных целевых показателей для «зелёного» H_2 к 2030 году, на которые ориентируются европейские программы декарбонизации [22, 23].

Масштаб потенциального проекта. Установка 100 МВт электролизных мощностей обеспечивает производство около 16 тыс. тонн водорода в год, из которых на мощностях «Гродно Азота» можно синтезировать около 80 тыс. тонн аммиака [20, 23]. Побочный продукт — технический кислород в объёме около 128 тыс. тонн в год, пригодный для использования в металлургии и химической промышленности. Годовое потребление электроэнергии — около 800 млн кВт·ч, то есть 10–15 % структурного профицита.

Внутренняя норма доходности проекта без субсидий около 5 % [22, 23], что ниже стоимости капитала и делает проект коммерчески нежизнеспособным в сегодняшних условиях. Точка безубыточности сдвигается в плюс при одном из трёх сценариев: рост мировых цен на природный газ выше \$500 за тысячу m^3 на устойчивой основе; появление экспортного рынка, готового платить углеродную премию за «зелёный» аммиак; государственные субсидии на CAPEX электролизёров.

Стратегическая ценность проекта выходит за рамки простой экономики кВт·ч. «Гродно Азот» — ключевой экспортёр белорусских удобрений, и его газовая зависимость делает всю экспортную выручку уязвимой к ценам на российский газ. Частичное замещение природного газа атомным водородом снижает эту уязвимость и открывает доступ к рынкам, где углеродный след становится критерием допуска [21]. Параллельно Беларусь вписывается в глобальный тренд на «атомный водород»: аналогичные проекты прорабатывают Франция (EDF), Южная Корея, ОАЭ, Чехия [22].

Рекомендация по этому направлению: пилотная установка мощностью около 10 МВт на площадке «Гродно Азота» для отработки технологий и накопления операционного опыта. Решение о масштабировании до 100 МВт — по итогам мониторинга мировых цен на газ и развития системы СВМ в ЕС. Строить

100-мегаваттный электролизёр «с нуля» в условиях отрицательной экономики — значит брать на себя чрезмерный риск.

4.3. Энергоёмкие производства: избирательный подход

В обсуждении белорусского профицита часто упоминается весь класс энергоёмких индустрий: металлургия, производство стекла, хлор-щелочной синтез, алюминий, кремний. На практике большинство этих направлений либо не имеют сырьевой базы в стране, либо сталкиваются с перенасыщенностью мировых рынков, либо требуют специфических условий, которых у Беларуси нет. Трезвая оценка по трём критериям — наличие сырья, ёмкость рынка сбыта, реалистичность привлечения инвестора — оставляет один действительно перспективный вариант.

Синтетический графит для литий-ионных батарей. Аноды Li-ion аккумуляторов на 95 % состоят из графита, и мировой спрос растёт вместе с рынком электромобилей и систем хранения энергии [24, 25]. Процесс высокотемпературной графитации — классическая энергоёмкая технология с удельным расходом около 4 МВт·ч на тонну продукта, работает в непрерывном режиме, идеально ложится на профиль атомной генерации. Сырьё — нефтяной кокс — производится на двух отечественных НПЗ (Новополоцк и Мозырь), это побочный продукт нефтепереработки, который сейчас частично экспортируется как дешёвое топливо.

Завод мощностью 5–10 тыс. тонн графита в год потребует 20–40 МВт непрерывной нагрузки, что даёт 160–320 млн кВт·ч годового потребления. CAPEX таких производств находится в диапазоне \$200–400 млн в зависимости от степени вертикальной интеграции (включая стадии модификации поверхности и финишной обработки для батарейного уровня чистоты) [24].

Ключевой вопрос — привлечение инвестора. Рынок батарейного графита консолидирован в Китае (свыше 80 % мирового производства) [24, 25], и главный потенциальный инвестор — китайские или корейские компании, ищущие производственные площадки вне Китая на фоне торговых ограничений США и ЕС. Беларусь здесь конкурирует с Венгрией, Сербией, Марокко. Козыри — цена электроэнергии, доступ к сырью, налоговые режимы ОЭЗ. Минусы — санкционный контур и ограниченный доступ на западные рынки сбыта.

Расширение электрометаллургии. Белорусский металлургический завод в Жлобине — крупный потребитель электроэнергии с работающими электродуговыми печами. Теоретически расширение мощностей выглядит логичным шагом, но на практике упирается в два ограничения. Первое — сырьевое: внутрен-

Таблица. Четыре основных направления по единым критериям:

Показатель	ЦОД (20 МВт)	Водород + NH ₃ (100 МВт)	Электрокотлы (500 МВт)	Майнинг (100 МВт)
CAPEX, млн \$	~180	~150	~50	~30
OPEX в год, млн \$	5–7	~46	~205	~52
IRR (оценка)	~15 %	~5 %	н/п (соц.)	50 %+ / отриц.
Уровень риска	средний	высокий	низкий	высокий
Стратегическая ценность	высокая	высокая	средняя	низкая
Скорость реализации	1,5–2 года	4–5 лет	0,5–1 год	6–12 мес.

Источники данных для таблицы: [9, 13, 15, 17, 18, 20, 22–24] и расчёты автора.

ний сбор металлолома в Беларуси не покрывает даже текущую загрузку БМЗ, расширение потребует импорта лома из России и Украины, что добавляет логистические издержки и политические риски. Второе — рыночное: мировые рынки стали перенасыщены, Китай продолжает экспортировать излишки, цены волатильны. Без гарантий сбыта расширять производство стали — не приоритет.

Хлор-щелочной синтез и поликремний. Оба направления упоминаются в белорусских энергостратегиях [5], но оба требуют создания производственных цепочек «с нуля», без опоры на существующую промышленную базу. Поликремний для солнечной энергетики — высокотехнологичное производство с высокими требованиями к чистоте, доминирует Китай с ценами, с которыми новый игрок конкурировать не сможет. Хлор-щелочной синтез не имеет гарантированного рынка сбыта в регионе. Риски и затраты несоизмеримы потенциальной отдаче.

Вывод по разделу. Из всего класса энергоёмких производств один реальный кандидат — завод синтетического графита, при условии нахождения профильного иностранного инвестора и решения вопроса санкционного контура сбыта. Остальные варианты либо не обеспечены сырьём, либо не обеспечены рынком.

4.4. Сравнительная таблица сценариев

По совокупности параметров (таблица) сценарий ЦОД — наиболее сбалансированный: приемлемая внутренняя норма доходности, умеренный риск, высокая стратегическая ценность, разумные сроки. Майнинг и электрокотлы остаются вспомогательными инструментами быстрого реагирования: первый закрывает нагрузку здесь и сейчас, второй — социально полезен и дешёв в реализации. Водородный проект — долгосрочная ставка на изменение мировой рыночной конъюнктуры, преждевременная без государственной поддержки или прорыва в ценах на газ.

5. Выводы и рекомендации

Проблема белорусского профицита структурна. Она не решается ни ростом тарифов (это работа-

ет против экономики загрузки), ни ожиданием (внешние рынки не откроются в обозримой перспективе), ни административными мерами (нельзя приказывать потреблять электроэнергию). Решение — в комбинации быстрых мер для немедленной загрузки и долгосрочных инвестиционных якорей. При этом принятое в ноябре 2025 г. решение о строительстве третьего блока БелАЭС меняет временную рамку задачи: всё, что не будет сделано до его ввода, придётся решать в условиях ещё большего профицита.

5.1. Немедленные действия (горизонт до 2 лет)

Три приоритета, которые не требуют политических прорывов и больших государственных вложений.

Первое — продолжить программу электрокотлов. Потенциал добавления ещё 300–500 МВт на существующих ТЭЦ и котельных сохраняется [9], капитальные затраты относительно невелики (около \$50 млн на 500 МВт по белорусским оценкам), эффект проявляется в течение отопительного сезона после ввода.

Второе — сохранить стабильные тарифные условия для частного майнинга. Это не требует бюджетных вложений, риск лежит на частном инвесторе, а государство получает устойчивую загрузку 100–250 МВт базовой мощности. Важно не менять правила игры по ходу — долгосрочный тариф важнее низкого тарифа.

Третье — начать переговоры с якорным клиентом под пилотный ЦОД 5 МВт в «Великом Камне», с фиксацией тарифа на 10 лет в индивидуальном инвестиционном соглашении. Даже один якорный клиент уровня крупного российского облачного провайдера или китайской технологической компании запускает всю экосистему: вслед за первым приходят колокейшн-клиенты, операторы CDN, финансовые сервисы.

5.2. Среднесрочные приоритеты (горизонт 3–5 лет)

К 2028–2030 году целесообразно довести реализацию трёх проектов.

ЦОД мощностью 20 МВт в «Великом Камне» с портфелем клиентов из российских облачных

провайдеров, белорусских госструктур, китайских и ближневосточных технологических компаний. Выход на операционную рентабельность — к третьему году с момента запуска.

Пилотная водородная установка около 10 МВт на площадке «Гродно Азота». Цель пилота — не немедленная коммерческая отдача, а отработка технологий, накопление операционных данных и формирование компетенций для решения о масштабировании. Решение о переходе к 100-мегаваттному проекту по итогам мониторинга мировых цен на газ и регуляторной среды в ЕС (развитие СВМ) [21].

Проработка возможности привлечения иностранного инвестора под завод синтетического графита с нацеливанием на китайских, корейских или индийских игроков рынка батарейных материалов. Это направление требует не столько государственных вложений, сколько дипломатической работы и переговоров.

5.3. Стратегический горизонт (к 2030 г. и далее)

Прогноз Минэнерго предполагает рост внутреннего потребления электроэнергии до 47 млрд кВт·ч к 2030 году [5, 9]. При реализации полного комплекса мер — электродкотлы, массовое электроотопление, электротранспорт, ЦОД, пилотный водород, графитовое производство — структурный профицит от первой очереди БелАЭС может быть существенно сокращён, хотя вряд ли полностью закрыт без системного экспортного канала.

Поэтому параллельно с внутренними мерами необходима работа по Общему электроэнергетическому рынку ЕАЭС. Работа должна строиться как по направлению создания внутреннего оптового рынка электроэнергии, так и поиска интеграционных преимуществ общего рынка электроэнергии для субъектов экономики.

Отдельно — вопрос третьего блока БелАЭС. Решение о его строительстве принято в ноябре 2025 года [4], ориентировочный ввод в эксплуатацию после 2035 года. К этому моменту Беларусь должна иметь готовую инфраструктуру потребления ещё на 9–10 млрд кВт·ч/год сверх текущего уровня. Вся описанная в статье экосистема — ЦОД, водород, графит, электротранспорт, бытовая электрификация — в этом сценарии становится не опцией, а обязательным условием, без которого третий блок превратится в дорогостоящую технологическую демонстрацию без экономической отдачи. В этой связи решения по срокам ввода нового блока и по инфраструктуре потребления необходимо принимать не по отдельности, а синхронизировано в «одном пакете».

5.4. Системный вывод

Беларусь находится в нетипичной для постсоветского пространства ситуации: избыток чистой базовой генерации при ограниченных экспортных возможностях. У соседей эта задача ставится наоборот — где взять дешёвую энергию для новых производств. В Минске вопрос звучит так: куда направить энергию, которая уже есть.

Это создаёт окно для привлечения энергоёмких производств и цифровой инфраструктуры, которым другие страны региона объективно не располагают. Конкурентные преимущества — низкий тариф, устойчивая базовая генерация 24/7, умеренный климат для охлаждения, готовые промышленные площадки с льготным налоговым режимом. Ограничения — санкционный контур, узкий рынок сбыта, ограниченный доступ к западным клиентам и технологиям.

Реализация потенциала зависит не столько от наличия ресурсов — они уже есть на столе, — сколько от скорости и качества инвестиционных решений. Каждый год задержки — это миллиарды киловатт-часов, произведённых, но не монетизированных, и растущая удельная себестоимость выработки на фоне уже понесённых капитальных вложений в саму станцию. Решение о третьем блоке, принятое в ноябре 2025 года, окончательно превращает среднесрочную программу загрузки мощностей в жёсткий график: то, что при двух блоках выглядело как задача ближайших семи-восьми лет, теперь обязано быть реализовано до даты ввода нового блока.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Решение Высшего Евразийского экономического совета от 20 декабря 2019 г. № 27 «Об утверждении Программы формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза». — Евразийская экономическая комиссия. — URL: <https://eec.eaeunion.org/> (дата обращения: 05.04.2026).
2. Страны ЕАЭС ускоряют создание общего рынка газа и электроэнергии // Inbusiness.kz. — 2026. — 1 июня. — URL: <https://inbusiness.kz/ru/last/strany-eaes-uskoryayut-sozdanie-obshego-rynka-gaza-i-elektroenergii> (дата обращения: 04.06.2026).
3. В Астане обсудили развитие общего электроэнергетического рынка ЕАЭС // Министерство энергетики Республики Беларусь: официальный сайт. — 2026. — 28 мая. — URL: <https://minenergo.gov.by/press/glavnye-novosti/v-astane-obsudili-razvitie-obshchego-elektroenergeticheskogo-rynka-eaes/> (дата обращения: 04.06.2026).

4. Совещание о результатах работы БелАЭС, увеличении электропотребления и предложениях о строительстве новых атомных мощностей, 14 ноября 2025 г. // Национальный правовой интернет-портал Республики Беларусь. — URL: <https://pravo.by/novosti/obshchestvenno-politicheskie-i-v-oblasti-prava/2025/november/90950/> (дата обращения: 05.04.2026).
5. Национальная стратегия устойчивого развития Республики Беларусь на период до 2035 года: одобр. протоколом заседания Президиума Совета Министров Республики Беларусь от 4 февраля 2020 г. № 3. — Минск: Министерство экономики Республики Беларусь, 2020. — URL: <https://economy.gov.by/uploads/files/NSUR/NSUR-2035.pdf> (дата обращения: 05.08.2026).
6. Энергетика Республики Беларусь: статистический сборник / Национальный статистический комитет Республики Беларусь. — Минск: Белстат, 2024. — 96 с.
7. Belarus: Country Profile / World Nuclear Association. — Updated 2025. — URL: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/belarus> (дата обращения: 05.04.2026).
8. Belarus' Ostrovets unit 2 enters commercial operation // World Nuclear News. — 2023. — 1 November. — URL: <https://www.world-nuclear-news.org/> (дата обращения: 05.04.2026).
9. Министерство энергетики Республики Беларусь: официальный сайт. Разделы «Белорусская АЭС» и «Статистика». — URL: <https://minenergo.gov.by/> (дата обращения: 05.04.2026).
10. On measures to ensure protection against threats posed by unsafe nuclear power plants of third countries: Resolution of the Seimas of the Republic of Lithuania. — Vilnius, 2020. — URL: <https://e-seimas.lrs.lt/> (дата обращения: 05.04.2026).
11. AES-2006: Status report 108 / International Atomic Energy Agency. Advanced Reactors Information System (ARIS). — Vienna: IAEA, 2011. — URL: <https://aris.iaea.org/> (дата обращения: 05.04.2026).
12. Страны Балтии вышли из энергетического кольца БРЭЛЛ // Белорусское телеграфное агентство (БелТА). — 2025. — 8 февраля. — URL: <https://belta.by/world/view/strany-baltii-vyshli-iz-energeticheskogo-koltsa-brell-694526-2025/> (дата обращения: 05.04.2026).
13. Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь «О тарифах на электрическую энергию, отпускаемую юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 2025 г.) // Национальный правовой интернет-портал Республики Беларусь. — URL: <https://pravo.by/> (дата обращения: 05.04.2026).
14. Декрет Президента Республики Беларусь от 21 декабря 2017 г. № 8 «О развитии цифровой экономики» // Национальный правовой интернет-портал Республики Беларусь. — URL: <https://pravo.by/document/?guid=12551&p0=Pd1700008> (дата обращения: 05.04.2026).
15. Крупнейшая в Беларуси майнинг-ферма в Белоозёрске: мощность и планы расширения // БЕЛТА. — 2023–2024. — URL: <https://www.belta.by/> (дата обращения: 05.04.2026).
16. Парк электромобилей в Беларуси и развитие зарядной инфраструктуры: данные на апрель 2025 года // БЕЛТА; Министерство транспорта и коммуникаций Республики Беларусь. — URL: <https://www.belta.by/>, <https://mintrans.gov.by/> (дата обращения: 05.04.2026).
17. Uptime Institute. Global Data Center Survey 2024: Annual Report. — New York: Uptime Institute, 2024. — 48 p. — URL: <https://uptimeinstitute.com/> (дата обращения: 05.04.2026).
18. Cushman & Wakefield. Global Data Center Market Comparison 2024. — New York: Cushman & Wakefield, 2024. — URL: <https://www.cushmanwakefield.com/> (дата обращения: 05.04.2026).
19. JLL. Global Data Center Outlook 2024. — Chicago: Jones Lang LaSalle IP, Inc., 2024. — URL: <https://www.jll.com/en/trends-and-insights/research/global-data-center-outlook> (дата обращения: 05.04.2026).
20. ОАО «Гродно Азот»: годовой отчёт за 2023 год. — Гродно, 2024. — URL: <https://azot.by/> (дата обращения: 05.04.2026).
21. Регламент (ЕС) 2023/956 Европейского парламента и Совета от 10 мая 2023 г. об установлении механизма корректировки углеродных границ (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) // Official Journal of the European Union. — 2023. — L 130. — 16 May. — P. 52–104.
22. International Energy Agency. Global Hydrogen Review 2024. — Paris: IEA, 2024. — 186 p. — URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024> (дата обращения: 05.04.2026).
23. IRENA. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal. — Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020. — 106 p.
24. Benchmark Mineral Intelligence. Graphite Market Assessment 2024: Supply, Demand and Pricing Outlook. — London, 2024.
25. U.S. Geological Survey. Mineral Commodity Summaries 2024: Graphite. — Reston, Virginia: U.S. Department of the Interior, 2024. — P. 78–79. — URL: <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2024/> (дата обращения: 05.04.2026).