МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Акционерное общество «Жасыл даму»

Анализ трендов глобальных, региональных и национальных отраслевых рынков, значимых для Казахстана с точки зрения выбросов парниковых газов

Астана, 2022 год

Лист согласования

Анализ трендов глобальных, региональных и национальных отраслевых рынков, значимых для Казахстана с точки зрения выбросов парниковых газов

№	ФИО	Должность	Подпись
1	Кабдолданов Нуржан Кенесбаевич	Заместитель Председателя Правления, Член Правления АО «Жасыл даму»	
2	Насирхан Рустам	Директор департамента моделирования, анализа и прогнозирования АО «Жасыл даму»	
3	Сайлауова Назым Алматкызы	Менеджер департамента моделирования, анализа и прогнозирования АО «Жасыл даму»	
4	Карибаева Мадина Кажимеровна	Менеджер департамента моделирования, анализа и прогнозирования АО «Жасыл даму»	
5	Бакдолотов Айдын Айсултанович	Менеджер департамента моделирования, анализа и прогнозирования АО «Жасыл даму»	
6	Архипкин Олег Олегович	Менеджер департамента моделирования, анализа и прогнозирования АО «Жасыл даму»	
7	Колягин Игорь Владимирович	Менеджер департамента моделирования, анализа и прогнозирования АО «Жасыл даму»	

Содержание

Введение ... 4
1. Анализ глобальных трендов ... 6
1.1. Анализ рисков перехода к низкоуглеродному развитию ... 6
1.2. Финансирование и «зеленые» инвестиции для низкоуглеродного развития ... 13
1.3. Углеродные рынки ... 16
1.4. Механизм трансграничного углеродного регулирования ... 50
1.5. Рынок угля ... 55
2. Анализ региональных трендов (на примере Центральной Азии) ... 74
2.1. Профиль выбросов, уязвимость и субсидии на ископаемое топливо ... 74
2.2. Климатические обязательства и потенциал возобновляемых источников энергии ... 77
2.3. Наличие данных о выбросах и систем MRV (измерение, отчетность и верификация). 79
2.4. Рассмотрение инструментов ценообразования на углерод. ... 80
2.5. Анализ ценообразования на углерод в странах Центральной Азии ... 82
2.6. Возможности для установления цен на углерод и регионального сотрудничества в области климатических действий ... 96
3. Анализ национальных отраслевых рынков РК ... 103
3.1. Энергетический сектор ... 107
3.2. Преобразование энергии: Производство тепла и электричества ... 108
3.3. Транспорт ... 110
3.4. ЖКХ ... 113
3.5. Промышленность ... 116
3.6. Промышленные процессы ... 119
3.7. Сельское и лесное хозяйство, другие виды землепользования ... 121
3.8. Сектор управления отходами ... 124
3.9. Цементная отрасль ... 127
3.10. Перспективы развития атомной энергетики РК ... 132
3.11. Перспективы развития ВИЭ РК ... 139
Основные выводы и рекомендации ... 155
Список использованной литературы ... 158

Введение

Республика Казахстан сталкивается с негативными последствиями климатических изменений с середины XX века. С 1940 года средняя годовая температура в стране увеличивается на 0,28 °C каждое десятилетие, а особенно высокий рост отмечается в осенний период (0,31 °C каждые 10 лет). В то же время наблюдается значительное снижение среднегодовых осадков более чем на 0,2 мм за 10 лет. В долгосрочной перспективе в стране ожидается рост среднегодовой температуры на 2,4-3,1 °C к 2050 году и на 3,2-6,0 °C к 2100 году (по сравнению со средними показателями за период 1980-1999 гг.). Частота экстремальных погодных явлений возрастает, что угрожает здоровью населения, экономике, инфраструктуре, окружающей среде. Нехватка воды в результате таяния ледников и снижение количества осадков негативно сказывается на сельском хозяйстве, пастбищах, лесных экосистемах. Без существенных изменений в методах растениеводства, урожайность яровой пшеницы (важнейшая культура для Казахстана) может сократиться на 13-49% к 2050 году. Прогнозируется рост частоты и масштабов лесных и степных пожаров в результате увеличения сухости климата и случаев засухи в стране.

В 1990-х годах выбросы парниковых газов (далее - ПГ) в Казахстане сократились почти вдвое: с 385 млн. т CO2-экв. в 1990 году до 189 млн. т CO2-экв. в 1999 году – вследствие перехода от плановой к рыночно-ориентированной экономике. Однако быстрый экономический рост после 2000 года привел к увеличению суммарных выбросов ПГ до уровня 104% от 1990 года к 2018 году. В 2019 и 2020 годах выбросы снизились, что в свете недавних национальных мер по борьбе с изменением климата является позитивным сигналом.

В соответствии с Парижским соглашением (пункт 19 статьи 4 и пункт 35 Решения 1/CP.21 «Принятие Парижского соглашения» Конференции Сторон Рамочной Конвенции ООН об изменении климата). Стороны должны направить в Секретариат ООН по климату рассчитанные на середину века стратегии долгосрочного развития с низким уровнем выбросов парниковых газов. Главной

целью стратегии должно являться достижение баланса (равенства) между антропогенными выбросами из источников и абсорбцией поглотителями парниковых газов.

Основной целью Парижского соглашения является удержание прироста глобальной средней температуры ниже 2 °С сверх доиндустриальных уровней и приложения усилий в целях ограничения роста температуры до 1,5 °С.

Республика Казахстан подписала Парижское соглашение 2 августа 2016 года и ратифицировала его 6 декабря 2016 года. Перед официальным подписанием Соглашения в сентябре 2015 года Казахстан продемонстрировал свою приверженность цели Парижского соглашения, представив свой ОНУВ в РКИК ООН. ОНУВ Казахстана предполагает следующие цели по сокращению выбросов парниковых газов:

- безусловное сокращение выбросов ПГ на 15% к декабрю 2030 года по сравнению с 1990 годом;

- сокращение выбросов ПГ на 25% к декабрю 2030 года по сравнению с 1990 годом при условии дополнительных международных инвестиций, доступа к механизму передачи низкоуглеродных технологий, средств Зеленого климатического фонда и гибкого механизма для стран с переходной экономикой.

В декабре 2020 года Президент Казахстана на саммите климатических амбиций объявил о новой цели – достижении углеродной нейтральности к 2060 году, подтвердив свои обязательства по Парижскому соглашению о предотвращении роста глобальной температуры более, чем на 1,5-2°С.

Достижение амбициозных климатических целей – огромный вызов для Казахстана и для всего мира. Серьезное сокращение выбросов ПГ требует фундаментальных изменений в моделях производства и потребления, быстрого и эффективного перехода от неэкологичного сжигания ископаемых энергоресурсов к безуглеродным технологиям, масштабного внедрения «зеленых» инноваций в промышленности, транспорте, строительстве, сельском и лесном хозяйстве, в управлении отходами.

1. Анализ глобальных трендов

1.1. Анализ рисков перехода к низкоуглеродному развитию

На сегодняшний день наиболее решительную политику проводит Европейский Союз. ЕС принял амбициозные цели года и вводит в действие ряд мер по переходу к безуглеродной экономике до 2050 года. Во-первых, «Европейский зеленый курс» расширит отраслевой охват СТВ ЕС и введет углеродный налог на большинство других выбросов парниковых газов. Во-вторых, в рамках «Плана действий по финансированию устойчивого роста» Комиссия ЕС создала четкую и подробную «таксономию ЕС», систему классификации экономической деятельности согласно целям устойчивого развития. Цель этой таксономии – направить инвестиции в «устойчивые» проекты и виды деятельности, одновременно снижая инвестиции в углеродоемкие активы. В-третьих, готовится новая «зеленая» торговая стратегия ЕС, призванная интегрировать экономические и климатические приоритеты блока, отраженные в «Зеленом курсе». В-четвертых, с 1 января 2023 года начнет действовать механизм пограничной углеродной корректировки ЕС (англ. carbon border adjustment mechanism – CBAM), который будет вводиться постепенно облагать налогом на углеродный след импортные товары, превышающие определенные контрольные показатели и происходящие из стран с менее амбициозной климатической политикой и более низкими ценами на углерод. С самого начала CBAM ЕС будет охватывать избранные отрасли, особенно подверженные «углеродной утечке»: производство чугуна и стали, цемента, химический удобрений и алюминия, а также импорт электроэнергии. С 2023 года для этих товаров будет действовать система отчетности, чтобы способствовать дальнейшему развертыванию механизма и стимулировать диалог со странами-партнерами. С 2026 г. импортеры будут выплачивать соответствующую финансовую корректировку.

Между США и ЕС также начались переговоры о создании «углеродного клуба» и согласовании климатической политики. Хотя исход этих переговоров пока неясен, они могут привести к созданию интегрированных трансатлантических углеродных рынков. Такие страны, как Япония и Южная Корея могут также присоединиться к углеродному клубу.

Декарбонизация на основных экспортных рынках резко снизит будущий глобальный спрос на ископаемое топливо, что, в свою очередь, увеличивает риск возникновения безнадежных активов в сфере добычи и переработки ископаемого топлива в Казахстане. Более того, соображения устойчивости (как экологической, так и социальной) и усилия по смягчению последствий изменения климата все чаще включаются в инвестиционные решения и окажут серьезное влияние на международные финансовые рынки. Инвестиционная таксономия ЕС является лишь одним из примеров явного включения таких соображений в нормативно-правовую базу. Эти изменения в законодательстве и в общем в подходах к принятию решений также усиливают риск возникновения в Казахстане безнадежных активов, связанных с переработкой и использованием ископаемого топлива, в частности, в энергетике, строительстве и промышленности. В промышленности снижение спроса на углеродоемкую продукцию дополнительно повысит риск возникновения безнадежных активов. Экономическая модель Казахстана, основанная на ископаемом топливе, будет становиться все более неустойчивой, и давление в сторону перемен будет нарастать.

Тенденции последних лет обуславливают ужесточение экологических требований к производимой продукции, что является сигналом для предприятий с низким уровнем энергоэффективности и высоким уровнем углеродоемкости. В конкурентной борьбе за наиболее привлекательные рынки всё большее распространение получает политика «экологического протекционизма», в рамках которой формируются барьеры, ограничивающие импорт технологий и

продукции, представляющей повышенную опасность для глобального потепления и окружающей среды.

Расширение инициатив по переходу к «углеродной нейтральности» и климатической целостности, а также повышенное внимание инвесторов к экологической составляющей продукции определяет повышение спроса на углеродные кредиты. На сегодняшний день развитие углеродной торговли происходит преимущественно на региональном уровне. При этом региональные углеродные рынки имеют тенденцию к объединению с другими системами, что является первым шагом на пути к созданию глобального углеродного рынка. Очевидно, что государства, не использующие такие инструменты сокращения выбросов парниковых газов, как углеродный рынок и углеродный налог, не смогут поддерживать конкурентоспособность своих товаров на мировом уровне. В большей степени это касается энергоемкой и углеродоемкой продукции, доля которой чрезвычайно высока в экспорте Казахстана.

Существенным вызовом для стран с высоко-углеродным производствами является введение в ЕС механизма трансграничного углеродного регулирования (Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), далее – «МТУР»).

Согласно решению Еврокомиссии, все декларанты, импортирующие товары в ЕС, должны с 1 января 2023 года по 28 февраля 2026 года предоставлять ежеквартальную отчетность о количестве импортируемых товаров, о прямых и косвенных выбросах, связанных с импортируемыми товарами, о цене углерода в стране происхождения товара. При этом под косвенными выбросами понимаются выбросы по товарам всей цепочки поставки, включая сырье и полуфабрикаты, которые используются другими поставщиками для производства товаров.

Под воздействие МТУР подпадают отрасли производства электричества, цемента, удобрений, железа, стали, чугуна, алюминия. При этом при разработке МТУР рассматривалась возможность включения в список отраслей производства продуктов нефтепереработки.

Согласно предварительным результатам исследования Всемирного банка «Влияние CBAM на Казахстан» указано что МТУР окажет существенное снижение поставок товаров и продукции с высокой углеродоемкостью, расположенных ниже по цепочке создания стоимости, то есть МТУР затронет весь экспорт казахстанского сырья и товаров поставляемых в ЕС, в том числе в виде промежуточных товаров при производстве конечной продукции в третьих странах, прежде всего в Китае и России («углеродный след»).

При этом, результаты исследования Всемирного банка указывают на то, что принятие Казахстаном мер по переходу к углеродной нейтральности значительно снизит влияние МТУР на падение ВВП и экспорта.

Согласно отчету UNCTAD «CBAM: Последствия для развивающихся стран», для Казахстана при цене углеродного налога в 78,6 евро/тонна

(88 долл. США/тонна) прогнозируется падение экспорта в ЕС в 2026 году на 3,8% со снижением доходов на 352 млн. долл. США. Текущая средневзвешенная цена квоты на выбросы на рынке ЕС (с 12.03.2022 по 14.04.2022) составляет 80 евро/тонна.

Вместе с тем, принятие МТУР уже приводит к тенденции отказа крупных экспортоориентированных компаний от экологически грязного сырья и полуфабрикатов, с помощью которых производятся конечные товары. Это также происходит в отношении товаров, углеродный след которых неизвестен.

В результате такого перехода, у крупных экспортоориентированных компаний происходит одновременное «озеленение» и снижение затрат конечной продукции. Таким образом, производители с высоким углеродным следом оказываются в проигрыше от зеленой трансформации мировой экономики.

В этой связи, для перехода на «зелёное» развитие необходим быстрый поиск и внедрение эффективных решений, которые позволят бизнесу расти и развиваться в новых условиях. В этом случае, переход на низкоуглеродные технологии будет выгодным, а цена выигрыша компаний будет зависеть от скорости их перехода.

С учетом вышеприведенного, декарбонизация на основных экспортных рынках резко снизит будущий глобальный спрос на ископаемое топливо, что, в свою очередь, увеличивает риск возникновения безнадежных активов, связанных с добычей, переработкой и использованием ископаемого топлива, в частности, в энергетике, строительстве и промышленности.

Данный риск особенно высок для Казахстана, экономическая модель которого основана на экспорте ископаемого топлива.

Более того, в последние годы намечается тенденция учета критериев устойчивости (ESG оценки и рейтинги) и усилий по смягчению последствий изменения климата при принятии решений инвесторами, что ограничивает доступ к международным финансовым рынкам.

При этом меры по декарбонизации экономики также принесут существенные экономические выгоды, такие как создание новых рабочих мест, экономический рост и повышение сложности и устойчивости экономики, сокращение государственных расходов на здравоохранение в связи с сопутствующим улучшением качества окружающей среды и снижением рисков для здоровья человека и иные сопутствующие выгоды.

Ощутимые угрозы, связанные с изменением глобального климата, а также вышеуказанные экономические и политические вызовы, создаваемые растущими международными амбициями по борьбе с изменением климата, обуславливают необходимость для Казахстана ускорить процесс декарбонизации национальной экономики в соответствии с настоящей Стратегией.

В течение последних десятилетий правительство Казахстана уделяло первостепенное внимание быстрому наращиванию объемов добычи ископаемого топлива и продукции горнодобывающей промышленности, создавая экономическую модель, глубоко основанную на богатых природных ресурсах страны и зависящую от экспорта ископаемого топлива и минералов. Эта стратегия обеспечила впечатляющий экономический рост и с 1998 года

экономика Казахстана выросла примерно на 300%. Обратная сторона этой стратегии роста заключается в том, что, хотя общий объем экспорта и доходы от экспорта увеличились, сложность экономики и экспорта постоянно снижалась, особенно по сравнению с основными торговыми партнерами Казахстана. Сложность экономики выражает разнообразие и развитость производственных возможностей, заложенных в экспорте каждой страны. Чем выше экономическая сложность, тем больше требуется знаний и опыта и их использования во все более сложных отраслях. Таким образом, экономическая сложность является точным предсказателем будущего экономического роста. Поскольку в настоящее время в экспортной корзине Казахстана доминирует ископаемое топливо, Казахстан имеет менее сложную экономику, чем можно предположить по уровню дохода. Это, скорее всего, замедлит экономический рост в ближайшее десятилетие.

Затраты на переход к углеродной нейтральности могут быть значительно снижены, если отраслевые стратегии будут предусматривать замещение устаревших и неэффективных технологий более современными, безуглеродными и экологически чистыми решениями. Поэтапное выведение углеродоемкого производства, применение новых, удешевляющихся «зеленых» технологий будет способствовать экономической эффективности перехода к безуглеродному будущему. Десятикратное снижение затрат в солнечной энергетике за последнее десятилетие – яркий пример того, как можно добиваться экологических целей, минимизируя издержки.

Инвестиции в переход к углеродной нейтральности не только стимулируют рост ВВП, но и приносят огромные выгоды для экономики, социальной сферы и окружающей среды. Экологически устойчивые методы ведения сельского хозяйства не только снижают выбросы ПГ, но и сохраняют водные ресурсы, снижают эрозию почвы, повышают урожайность, приносят дополнительные доходы, увеличивают объемы производства и снижают риски ущерба от негативных погодно-климатических факторов. Каждый тенге, инвестированный

в «зеленое» развитие, может приносить до 10 раз больше доходов в виде добавленной стоимости в сельском хозяйстве. Инвестиции в энергоэффективность зданий приводят к экономии энергии и снижению затрат для домохозяйств и предприятий, сокращению загрязнения воздуха вредными и опасными веществами, росту доходов населения. Повторное использование отходов (циркулярная экономика) создает синергетические эффекты в других секторах, снижая затраты на сырье и материалы. Инвестиции в развитие безуглеродного транспорта снижают шумовое загрязнение и концентрацию загрязняющих веществ в атмосфере, а также обеспечивают ощутимую выгоду для домохозяйств в виде экономии затрат на топливо.

Стоит отметить, однако, что меры по сокращению выбросов ПГ также приносят экономические выгоды. Согласно данным Всемирного банка, «правильные инвестиции сейчас могут обеспечить краткосрочные выгоды – рабочие места и экономический рост – а также принести долгосрочные выгоды, включая декарбонизацию и повышение устойчивости». Программы стимулирования низкоуглеродного развития могут создать новые рабочие места, которые будут устойчивыми, инклюзивными и способствующими снижению неравенства, а повышение устойчивости инфраструктуры также принесет значительные выгоды для экономики.

Помимо усилий на национальном уровне, в последние годы постепенно возрастает роль субнациональных и негосударственных субъектов в климатической политике и действиях. Правительства городов и регионов ставят перед собой все более амбициозные климатические цели, в том числе, цели по достижению углеродной нейтральности, инвестируя в низкоуглеродные технологии и решения. Представители частного сектора (во всем мире и в Казахстане) также берут на себя обязательства по достижению научно обоснованных климатических целей, устанавливая цели по сокращению выбросов на уровне компаний, а также цели по достижению нулевых чистых выбросов ПГ и использованию 100% возобновляемых источников энергии.

Финансовый сектор также уделяет все больше внимания ESG-инвестициям и рискам, связанным с изменением климата, включая риски «безнадежных» активов. Переоценка инвестиций проводится с учетом их соответствия целям Парижского соглашения. Крупные инвесторы, в том числе международные и многосторонние банки развития, объявляют о своих планах вывода инвестиций из секторов ископаемого топлива. Компании сталкиваются с растущим давлением к раскрытию климатических информации и рисков, включая углеродный след и декарбонизацию цепочки поставок. Все эти тенденции сохранятся в ближайшие годы и десятилетия и окажут значительное влияние на мировую и региональную экономику.

Национальные климатические действия должны учитывать и глобальные тренды декарбонизации, которые создают одновременно и возможности, и риски для Казахстана. Введение Европейским Союзом механизма пограничной углеродной корректировки для углеродоемкой продукции, международное распространение механизмов ценообразования на выбросы ПГ, вывод инвестиций из проектов и активов, связанных с ископаемым топливом, – все эти факторы должны быть учтены при разработке и реализации национальных и отраслевых планов достижения углеродной нейтральности, чтобы снизить риски и повысить привлекательность экономики Казахстана. Новые возможности для страны открываются в области привлечения «зеленых» финансов, трансфера безуглеродных технологий, интеграции в мировой углеродный рынок, реализации углеродных и климатических проектов под эгидой Парижского соглашения, а также участия в новых международных рынках «зеленых» энергоресурсов, продуктов и инновационных технологий.

1.2. Финансирование и «зеленые» инвестиции для низкоуглеродного развития

Регуляторные и финансовые механизмы: в целях стимулирования перехода к углеродной нейтральности на всех уровнях национальной экономики будут внедрен обязательный учет низкоуглеродной деятельности на основе внедрения международных стандартов, включая стандарты ISO, «зеленого» строительства, «зеленого» транспорта, энергоэффективности зданий и жилых помещений. Для субъектов, внедряющих низко- и безуглеродные технологии, будут разработаны фискальные стимулы, включая налоговые каникулы и льготы, ускоренные амортизационные схемы и другие. Меры стимулирования будут также направлены на развитие возобновляемых источников энергии. Для этих целей требуется внесение изменений в Предпринимательский кодекс Республики Казахстан (налоговые каникулы и льготы, мягкие кредиты, ускоренная амортизация и другие преференции). Для стимулирования частных инвестиций в низко- и безуглеродные технологии будут также пересмотрены схемы ценообразования в ряде секторов, в частности, на электроэнергию, теплоэнергию, сбор и сортировку мусора.

Казахстан хорошо позиционирован для международного климатического финансирования и способен привлекать инвестиции через различные каналы, включая корпоративные проекты, систему торговли квотами на выбросы, схемы «зеленого» финансирования, государственное финансирование и международные финансовые институты. Однако инвестиционные ресурсы, необходимые для достижения углеродной нейтральности, требуют значительного увеличения объемов финансирования. Тесное сотрудничество государственного и частного секторов и активное участие в международных схемах финансирования проектов, включая механизм устойчивого развития Парижского соглашения, может подтолкнуть процессы «зеленой» трансформации и ускорить действия по смягчению последствий изменения климата.

Достижение углеродной нейтральности требует мобилизации крупных инвестиций, но бездействие наносит ущерб национальному благосостоянию.

Продолжение ведения «бизнеса как обычно» будет связано с гораздо более высокими издержками как для экономики, так и для общества. Предлагаемый путь к углеродной нейтральности потребует перехода к возобновляемой энергетике, повышения энергоэффективности и сокращения потребления за счет внедрения принципов циркулярной экономики.

Привлечение беспрецедентных для страны дополнительных ресурсов, необходимых для перехода к углеродной нейтральности потребует создания развитой нормативно-правовой базы, эффективных институтов, а также инновационных инструментов «зеленого» финансирования.

При перенаправлении текущих инвестиций, идущих в высокоуглеродные активы, на технологии с низким или нулевым выбросом парниковых газов и при улучшении рамочных условий, ориентированных на рыночную экономику, уровень инвестиций будет устойчивым на протяжении всего периода до 2060 года.

Общие чистые дополнительные инвестиции, необходимые для достижения углеродной нейтральности, оцениваются для 38-летнего периода с 2022 года по 2060 год примерно в 400 млрд. долл. США.

Наибольшие инвестиции необходимы в секторе производства электроэнергии и тепла, порядка 46% от общего объема инвестиций. Общая доля инвестиций в транспорт составляет 25%, в промышленность – 10%, в здания – 9%, в сельское хозяйство – 7%. Значительной областью инвестиций также будут технологии улавливания и хранения углерода, на долю которых приходится порядка 35 млрд. долл. США.

При этом подавляющая доля инвестиций в декарбонизацию будет осуществляться частными и государственными предприятиями и домохозяйствами, тогда как доля прямых государственных инвестиций будет сравнительно невысокой и в большей степени будет приходиться на период между 2030 и 2040 годами.

По обоим сценариям будет наблюдаться рост ВВП до 2035 года на уровне около 4,8% в год, а далее, по сценарию «бизнес как обычно» начинает происходить проседание и стагнация экономики в среднем на 0,8% в год и суммарный рост ВВП за 2022-2060 годы по сценарию «бизнес как обычно» составит около 90% от текущего уровня. В сценарии углеродной нейтральности после 2035 года экономика сохранит тот же ежегодный темп роста, что суммарно за 2022-2060 годы составит около 190% от текущего уровня.

Привлечение дополнительных частных инвестиций из внутренних и международных источников для перехода к «зеленой» и углеродно-нейтральной экономике должно стать приоритетной стратегической задачей для страны.

Финансовое обеспечение долгосрочных планов по глубокой декарбонизации экономики потребует гармонизации нормативно-правовой и институциональной базы для поддержки масштабных (даже порой радикальных) преобразований, с принятием принципов и стандартов «зеленого» финансирования, включая требования к раскрытию экологической информации и углеродной отчетности. Развитие институциональной среды должно разрешить проблему низких тарифов в ряде секторов, особенно влияющих на изменение климата.

Такая политика должна быть дополнена мерами по улучшению общей деловой среды и инвестиционного климата в Казахстане, включая прозрачные критерии для «зеленых» инвестиций. Таксономия «зеленых» проектов должна четко определить с учетом международных подходов соответствующие показатели «экологичности» деятельности предприятий, такие как повышение энергоэффективности и энергосбережение, сокращение выбросов парниковых газов, адаптация к изменению климата.

1.3. Углеродные рынки

Европейская СТВ была создана в 2003 году, и как ведущая мировая система торговли выбросами ПГ послужила моделью для развития систем торговли

квотами в других странах. Принцип систем торговли квотами основан на стимулировании крупных эмитентов к сокращению своих выбросов ПГ путем ограничения разрешенного количества ПГ, которые могут быть выброшены, и предоставления эмитентам возможности торговать правами на выбросы углерода (квотами). Этот подход также известен как ограничение и торговля «cap and trade». В теории предполагалось, что цены на квоты в рамках СТВ посылают сигналы (ценовые) предприятиям, загрязняющим окружающую среду, и стимулируют их инвестировать в меры по сокращению выбросов, где такие меры являются экономически эффективным способом удерживать выбросы ниже разрешенного уровня. Однако ETS-EU долгое время находилось в кризисе, цены на квоты долгое время оставались значительно ниже уровней, оправдывающих капиталоемкие инвестиции в проекты сокращения выбросов ПГ.

Кроме того, распределение нагрузки на основных эмитентов ПГ может быть весьма непропорциональным и противоречивым. Выгодополучателями системы регулирования ПГ не всегда являются компании, проводящие экологическую политику. Так, в рамках ETS ЕС выданные квоты причислялись на счетах электростанций к «альтернативным издержкам» («opportunity cost»), а цена на квоты отражалась в цене на электроэнергию несмотря на то, что эти квоты были предоставлены бесплатно. Это породило значительные «непредвиденные прибыли» («windfall profits») для электроэнергетики, особенно угольной.

Первоначальная цель ETS-EU заключалась в том, чтобы ограничить общее количество выбросов ПГ предприятий, привлечение инвестиций было лишь косвенным следствием создания рынка квот, при этом ожидания от роста цен квот не оправдались на первых этапах системы. В результате экономического спада 2008 – 2009 годов в ЕС образовался большой избыток квот на выбросы ПГ, который положил начало периоду низких и нестабильных цен на углеродные единицы. Фактически произошло то, что объем рынка торговли квотами ежегодно возрастал, однако цена на углеродные единицы, столь важная для обоснования инвестиций в низкоуглеродные проекты, снижалась до минимума в

4-5 евро за тонну CO2. В более фундаментальном плане кризис ETS-EU поставил под сомнение значение рынков квот как инструмента экологической политики и их эффективность по сравнению с традиционными методами регулирования (налогообложением и прямыми инвестициями).

В ответ на падение цен на квоты в ЕС были проведены последовательные реформы углеродного рынка с целью стабилизации цены на углеродные единицы на высоком уровне, чтобы стимулировать инвестиции в низкоуглеродные технологии. В 2017 году было принято решение увеличить с 2018 года коэффициент сокращения с 1,74% до 2,2% и провести изъятие избыточных квот для целей стабилизации и роста цен на внутреннем рынке. Эта цель была в основном достигнута, поскольку цены на углерод выросли примерно с 5 евро за тонну CO2 в январе 2017 года до 20 евро в сентябре 2018 года, при этом наибольший рост отмечен в 2021 году – в ноябре цена превысила уровень 64 евро за тонну CO2 .

Учитывая влияние ETS-EU на структуру углеродных рынков во всем мире, реформа 2018 года показывает важные уроки в отношении недостатков, которые ограничивают эффективность рынков квот, подчеркивая необходимость нерыночного регуляторного вмешательства. Эта реформа поднимает фундаментальные вопросы относительно свободного рыночного характера СТВ и неопределенности целей по низкоуглеродным инвестициям. С одной стороны, необходимы регулятивные корректировки для решения проблемы большого избытка квот, который может возникнуть в результате внешних изменений (например, экономического спада, ошибочного прогнозирования и т.д.). С другой стороны, риск регуляторного вмешательства в рынок подрывает уверенность инвесторов.

Рисунок 1.1 - Изменение стоимости углеродных единиц

Необходимость постоянной стабилизации цен в рамках ETS свидетельствует о том, что рынки квот зависят от частого чрезмерного вмешательства государства. В то же время, государственное вмешательство в цены вступает в противоречие с основами рыночного механизма. Динамика цен на пилотных СТВ Китая, также подчеркивает общие недостатки и нерешенность ряда проблемных моментов связанных с регулированием цены и стимулирование низкоуглеродного развития, несмотря на наличие механизмов регулирования цен на квоты. Фактически рынок квот является искусственным и зависит от постоянного государственного регулирования цен. Сам подход с распределением квот и их продажей от одних углеродоемких компаний другим не является целесообразным с точки зрения инвестиций в низкоуглеродные проекты. Административное регулирование создает возможность игнорирования ряда факторов и получения прибылей углеродоемкими производствами и т.д. Постепенный полный отказ от бесплатного распределения квот в рамках СТВ фактические превратит их в форму налоговых выплат за выбросы ПГ.

СТВ ЕС

Предложение ЕК по реформированию EU ETS устанавливало цель по 61% снижению выбросов ПГ к 2030 по сравнению с показателями 2005 г. секторами, включёнными в схему, для достижения цели 55% снижения выбросов ПГ Европой к 2030 г. Это достаточно амбициозная цель, учитывая, что без морского транспорта (включённого в 61%) секторы-участники EU ETS должны будут сократить выбросы на 56,5%, тогда как до этого они обеспечивали до 50% снижения выбросов к 2030 г.

Достижение этой цели, согласно Предложению ЕК, обеспечивается за счёт более резкой траектории снижения объема квот и увеличения ежегодного коэффициента снижения объема квот (LRF) до 4,2% на Этап IV, вместо ранее установленного 2,2%. Важно помнить, что законодательный процесс в ЕС занимает около двух лет. Это означает, что новый коэффициент вступит в действие в 2023-2024 гг. Однако, такое повышение должно быть учтено с первого года этапа, соответственно, после утверждения можно ожидать ускоренное снижение на уровне до 10% в первый год, после чего оно выйдет на уровень 4,2%.

Для бесплатных квот коэффициент бенчмарки, отражающий максимальный уровень технологического прогресса (и инновационности), увеличивается с 1,6% в 2021 г. до 2,5% в 2026 г. Минимальный уровень остается на отметке 0,2%. При этом условием бесплатной выдачи квот является очевидные усилия промустановок по декарбонизации своей деятельности (внедрением низкоуглеродных технологий, электрификацией). Вводится энергоаудит, рекомендации которого или иные меры, ведущие к сокращению выбросов ПГ, обязательны к исполнению. В противном случае объем свободных квот сокращается на 25%. При этом рекомендации энергоаудита должны соответствовать проектам с возвратом инвестиций не позднее 5 лет.

Секторам, включенным в механизм углеродного выравнивания на границе (CBAM), предоставляется 10 лет для адаптации к новому режиму, по истечение

которых бесплатная выдача квот им прекратится. Объем бесплатных квот этим секторам будет снижаться на 10% ежегодно, начиная с 2026 г., и достигнет 0 к 2036 г.

По рекомендации ЕК 100% выручки от продажи квот на выбросы должны направляться на меры, связанные с климатом, включая обеспечение устойчивого жилья для малоимущих семей. Для сравнения в Этапе III требование было на уровне 50%, хотя по статистике страны тратили порядка 78% выручки на климатические меры с 2013 г.

При этом страны реализующие схемы компенсации косвенных расходов, связанных с углеродным ценообразованием для энергоемких отраслей, обязаны отчитываться в доступной форме об уровне компенсации и разбивку компенсаций по секторам и подсекторам. Это связано с тем, что большая часть выручки от продажи квот направляется странами на меры косвенной поддержки. При этом ЕС не смогло сформулировать единый подход к формам такой господдержки.

Фонд Модернизации для нужд стран, чье ВВП на душу населения находилось на уровне ниже 65% среднего по ЕС в 2016-2018 гг. пополняется дополнительной выручкой от продажи квот в размере 2,5% от лимита квот. Для достижения пакета мер «Готовность к 55» потребуется 300 млрд. евро дополнительных инвестиций в год, что предполагает значительный рост инвестиций. При этом средства фонда не могут быть направлены не только на поддержку твердых ископаемых топлив, а любых ископаемых топлив. Это означает, что использование газа, как транзитного топлива для целей декарбонизации в рамках этого инструмента не предусматривается.

Размер Инновационного Фонда также увеличивается с добавлением 50 млн. тонн квот. Дополнительно, выручка от 150 млн. тонн квот предназначена для наземного транспорта и зданий. Выручка от бесплатных квот, которые больше не выдаются бесплатно секторам CBAM, а будут продаваться на аукционе, также будет направлена в этот фонд.

Механизм Стабилизации Рынка Резервами за счет передачи 24% (как и предполагалось) объема квот в резерв при превышении объема квот в обращении будет работать до 2030 г. При этом депонирование 24% процентов предполагается при превышении объема квот в обращении в 1096 млн. тонн. При этом, когда общее число квот в обращении между 833 млн. тонн и 1096 млн. тонн в резерв будет направлена разница межу общим числом квот в обращении и 833 млн. тонн. Иначе, (как предполагалось ранее) если число квот в обращении на 1-2 превышает 833 млн, то в резерв было бы отправлено до 200 млн. тонн. Дополнительно ЕК предлагает ограничить число квот в самом Механизме Стабилизации Рынка Резервами фиксированной суммой в 400 млн. тонн.

Новые секторы включат морской транспорт (с обязательством постепенного погашения квот с 2021 г. и со 100% погашением квот с 2026 г.), также наземный транспорт и здания. Для последних будут созданы отдельные СТВ без бесплатных квот, но с лимитом своих квот, общей траекторией снижения квот, своим механизмом стабилизации рынка резервами с 2027 г. Лимит квот будет установлен с 2026 г., а ежегодная траектория снижения квот выстроена под цель снижения 45% выбросов ПГ этими секторами к 2030 г. от уровня 2005 года.

Рисунок 1.2 – Рост стоимости квот на ETS-EU октябрь 2020 – октябрь 2022 г.

Примечание: 1 октября 2020 цена была 23,83 евро/т CO2, по состоянию на 25 октября 2021 г. цена выросла до 67,61 евро/т CO2 при этом был достигнут максимум в 96,21 евро/т CO2

Рост цен EU ETS, начиная с 4 квартала 2020 г. и достижение отметки в 60 евро/тCO2 оказало неизбежное влияние на уровень цен на электроэнергию, которые также подскочили на уровень настолько высокий, чтобы спровоцировать политические дебаты в странах-членах ЕС, особенно в Польше и Испании. Высокие цены квот на выбросы тем не менее не способствовали сокращению выбросов. Более того, при сокращении поставок газа в Европу в первом квартале 2021 г. и последовавший рост цены газа, спровоцировал энергокомпании к использованию угля. По данным ЕК это спровоцировало рост углеродоемкости электроэнергетики на 9% в первом квартале 2021 г. по сравнению с тем же периодом годом ранее. При результате, когда наиболее загрязняющие виды топлива не вытесняются из энергосистемы несмотря высокие цен на углерод и высокие административные расходы регулируемых организаций и конечных потребителей, вызвало вопросы к ЕК, которые прогнозируют рост цен EU ETS на уровне до 80 евро/тCO2.

Углеродный рынок Китая

Китай, лидирующий по выбросам парниковых газов, на долю которого приходится около 27% мировых выбросов (13,8 млрд. CO_2-экв в 2020 г.), в рамках Парижского соглашения обязался достигнуть к 2030 году снижения выбросов CO_2 на единицу ВВП более чем на 65% по сравнению с уровнем 2005 г. В сентябре 2020 года главой Китая было заявлено о достижении к 2060 году углеродной нейтральности. Для реализации поставленных целей 16 июля 2021 года была запущена Национальная система торговли квотами (СТВ) на выбросы парниковых газов (ПГ) на базе восьми пилотных систем торговли квотами,

действовавших в разных регионах Китая. В качестве площадки для торговли квотами национальной системы была выбрана Шанхайская экологическая и энергетическая биржа (ранее углеродная биржа пилотной СТВ Шанхая). Цель национальной СТВ Китая состоит в том, чтобы стимулировать постепенное сокращение выбросов парниковых газов в Китае, основываясь на опыте, полученном во время реализации пилотных схем. Ожидается, что эта схема позволит охватить четыре миллиарда тонн CO_2, что составляет около 40% национальных выбросов парниковых газов, что сделает схему крупнейшей СТВ в мире.

На первом этапе СТВ Китая охватит только сектор производства электроэнергии и включит более 2200 компаний, выбрасывающих более 26 тыс. т CO_2 в год. Ожидается, что сфера деятельности национальной СТВ Китая будет постепенно расширена, чтобы охватить еще семь секторов: нефтехимическую, химическую, строительные материалы, производство стали, цветных металлов, бумаги и авиатранспорт, однако срок расширения СТВ не определен.

Важно отметить, что в Китае действующая модель рынка электроэнергии представляет собой рынок с единым покупателем, при этом тарифы на оптовом рынке ежегодно устанавливаются Государственной комиссией КНР по развитию и реформам. Регулирование выбросов парниковых газов в секторе производства электроэнергии (с высокой долей угольной генерации) при свободном рынке квот одновременно с регулированием тарифов электростанций, создает условия нестабильности и дополнительных рисков для отрасли. Ситуация с СТВ Китая в этой части схожа с действующей СТВ Казахстана, где на электроэнергетику приходится до 82% объемов покупки квот, при этом предельные тарифы электростанций утверждаются министерством энергетики Казахстана.

Национальная СТВ Китая по своей структуре не отличается от других схем торговли выбросами, однако для неё характерны некоторые особенности. Например, количество квот на выбросы может корректироваться и после распределения для достижения более сбалансированного участия в торговли

всех участников СТВ. Электростанции, работающие в балансирующих режимах и с неполной операционной нагрузкой (и соответствующими повышенными коэффициентами удельного расхода топлива на выработку электроэнергии) могут получать бонусные разрешения на выбросы.

Как и в Казахстане, национальная СТВ Китая создана на базовых принципах европейской СТВ - ETS-EU (Emissions Trading System EU) с той же схемой распределения квот и директивного создания их дефицита. Для понимания общих проблем СТВ Китая необходимо более внимательно присмотреться к опыту ETS-EU. Рыночные подходы давно рекламируются как эффективный подход к охране окружающей среды. На большинстве других рынков реальной продукции компании сокращают предложение в ответ на низкий спрос, но рынки квот зависят от постоянного государственного регулирования распределения квот, что можно увидеть на примере ETS-EU.

Национальная система торговли квотами на выбросы ПГ Китая

Национальная СТВ Китая была запущена 16 июля 2021 году, после трех лет подготовки, прошедшей с момента политического запуска в декабре 2017 года. В начале января 2021 года Министерство экологии и окружающей среды Китая опубликовало ключевые документы политики СТВ (СТВ, Emissions Trading Scheme [ETS]). Опираясь на свой опыт успешного пилотирования углеродных рынков в семи регионах, Китай в декабре 2017 года приступил к подготовке запуска национальной СТВ[1]. Пошаговая дорожная карта развития СТВ была изложена в рабочем плане, который был одобрен Государственным советом. Запуск СТВ был целью, поставленной в 2015 году на высшем политическом уровне Китая, и эта цель была подтверждена определяемыми на национальном уровне вкладами (NDC) в соответствии с Парижским соглашением и 13-м

[1] Квоты на выбросы углерода были первоначально разрешены к торговле в 2011 году, когда Национальная комиссия по развитию и регулированию (NDRC) одобрила торговлю квотами на местных биржах семи провинций/городов Китая (включая Шанхай, Пекин, Тяньцзинь, Чунцин, Хубэй, провинций Гуандун, Шэньчжэнь и Фуцзянь) в рамках пилотной программы.

пятилетним планом работы по парниковым газам. В 2020 году Китай обязался обеспечить углеродную нейтральность к 2060 году.

Национальная схема торговли квотами на выбросы ПГ является ключевым инструментом для Китая в достижении этой цели, помимо стандартов показателей выбросов, целевых показателей и механизмов поддержки возобновляемых источников энергии и мер по энергоэффективности. Цель СТВ Китая состоит в том, чтобы стимулировать постепенное сокращение выбросов парниковых газов (ПГ) в Китае, основываясь на опыте, полученном во время реализации пилотных схем. Ожидается, что эта схема позволит охватить четыре миллиарда тонн CO_2. Это составляет ~ 40% национальных выбросов парниковых газов, что сделает схему крупнейшей СТВ в мире.

На первом этапе СТВ охватит сектор производства электроэнергии и включит более 2200 компаний, выбрасывающих более 26000 т CO_2 в год. Ожидается, что сфера деятельности национальной СТВ будет постепенно расширена, чтобы охватить семь других секторов, помимо энергетики: нефтехимическую, химическую, строительные материалы, сталь, цветные металлы, бумагу и авиация. Для этого расширения нет конкретных сроков.

В 2021 году этим регулируемым организациям необходимо будет погасить квоты на выбросы углерода за 2019–2020 годы. Опыт пилотных проектов СТВ Хубей и Шеньчжень будет учтён в работе Национальной СТВ[2]. В качестве площадки для торговли квотами Национальной СТВ Китая выбрана на Шанхайская экологическая и энергетическая биржа (SEEE). Согласно соответствующему уведомлению, Министерство экологии и окружающей среды, углеродная биржа (Carbon Emissions Exchange) в городе Ухань, провинция Хубэй уполномочена служить в качестве национальной регистрационной платформы квот, и уполномочена выступать в качестве национальной платформы торговли квотами, до тех пор, пока созданы официальные национальные платформы квот.

[2] Пилотные схемы торговли квотами на выбросы ПГв Хубей и Шеньчжень продолжат существовать параллельно с основной схемой СТВ на переходном этапе. Это означает, что на этих территориях схемы распространяются на секторы, не включённые в основной национальный механизм.

Неясно, сколько времени потребуется для создания официальных национальных платформ квот, и чем они будут отличаться от текущей ситуации.

План распределения квот использует сравнительный анализ (бенчмаркинг) в качестве основного подхода к распределению резервов и включает процессы предварительного распределения и корректировок постфактум. В нем также проясняется взаимосвязь между региональными пилотными проектами СТВ и национальной СТВ Китая: частично совпадающие организации между ними, которые уже охвачены региональными планами распределения в 2019 и / или 2020 году, исключаются из национальных СТВ на эти годы и остаются в региональных системах.

В качестве основного метода распределения используется эталонный анализ с четырьмя отдельными эталонами (бенчмарками): традиционные угольные электростанции мощностью менее 300 МВт; традиционные угольные электростанции мощностью более 300 МВт; нетрадиционный уголь; и природный газ.

Сначала предприятия будут получать квоты в размере 70% от объема производства 2018 г., умноженного на соответствующий контрольный коэффициент. Распределение будет скорректировано позже, чтобы отразить фактическую выработку в 2019 и 2020 годах. Поправочный коэффициент удельной нагрузки (выпуска) распределяет больше квот для электростанций, работающих с коэффициентами нагрузки ниже 85%. Расчёт лимита выбросов СТВ основан на углеродоёмкости и может корректироваться постфактум на основе фактического производства. Система основана на отчётности и проверке исторических данных о выбросах.

Наиболее важный для функционирования СТВ Китая, механизм регулирования и корректировки цены для предотвращения существенных ее колебаний, а также с контролем рисков для предотвращения рыночных манипуляций, находятся в настоящий момент на стадии разработки. После опыта высокой нестабильности и непредсказуемости цен в Европейской схеме

торговли выбросами (ETS-EU) регулирование цен на углерод является ключевой проблемой для китайских властей. Цель состоит в том, чтобы избежать чрезмерной волатильности цен в ежедневной торговле и стабилизировать внутренний ценовой тренд. Пилотные СТВ включали в себя большинство механизмов стабилизации цен, включая нижний предел цен, распределение на основе углеродоемкости, корректировку доплат по факту, межвременную гибкость и ежедневное управление торговыми рисками. Однако в зависимости от институционального контекста и их структуры механизмы стабилизации цен могут вызывать неопределенность регулирования. В настоящий момент механизмы регулирования национальной СТВ Китая находятся в разработке.

Национальные меры определяют, что за несоблюдение требований национальной системы регулирования выбросов ПГ взимается штраф в размере от 10 000 до 30 000 юаней (от 1449 до 4 347 долларов США), а за невыполнение обязательств взимается штраф в размере от 20 000 до 30 000 юаней (от 2 898 до 4 347 долларов США). Любой разрыв между (ограниченным) обязательством и предоставленными квотами также будет вычтен из распределения на следующий год.

Ниже приведена информация и сравнительный анализ пилотных СТВ Хубей, Шеньчжень и Шанхая.

Пилотная СТВ в Шанхае

СТВ Шанхая была запущена 26 ноября 2013 году, и стала одним из первых провинциальных/муниципальных пилотов СТВ. Площадкой для торговли квотами выступила Шанхайская экологическая и энергетическая биржа (SEEE).

СТВ Шанхая охватывает электроэнергетику, промышленность и непромышленные секторы, такие как строительство, авиация и судоходство. При этом также, как и в пилотной СТВ Шеньчжень, учитывались не только прямые и косвенные выбросы от потребления электроэнергии и тепла.

Критерии включения предприятий в СТВ Шанхая:

– для энергетики и промышленности: 20 000 т CO_2/год или 10 000 т у.т. / год;
– для транспорта: 10 000 т CO_2/год или 5 000 т у.т. / год
– для зданий: либо 10 000 т CO_2/год, либо 5 000 т у.т. / год.

После реструктуризации в 2019 году оператор СТВ Шанхай был преобразован в Бюро экологии и окружающей среды (EEB). Распределение квот СТВ Шанхая осуществляется на бесплатной основе на основе отраслевых контрольных показателей (бенчмарок) для энергетического сектора. Распределение квот основаны на исторических данных для части промышленных секторов, авиации, портов, судоходства и поставщиков воды, как правило, на основе данных за предыдущие три года.

На СТВ Шанхая также применяются корректировки распределения квот постфактум, например, на основе показателей производственных данных, это делается для предотвращения избыточного количества квот.

Небольшая часть годового лимита может быть продана с аукциона. Основная цель аукционов - предоставить компаниям дополнительное предложение для удовлетворения их спроса на квоты. Аукционы проводятся на разовой основе, по одному аукциону проводилось в 2014, 2016, 2018 и 2019 гг.

В 2020 году на СТВ Шанхая были проведены сразу два аукциона: один в августе, а другой в октябре. Минимальные цены были установлены по-другому: для первого аукциона, открытого для институциональных инвесторов и компаний участников СТВ, минимальная цена была установлена на уровне средневзвешенной рыночной цены всех торговых дней во втором квартале 2020 года. Второй аукцион был открыт только для компаний участвующих в СТВ, минимальная цена была установлена в 1,1 раза выше средневзвешенной рыночной цены за все торговые дни с 1 декабря 2019 г по 30 сентября 2020 г. На аукционах предлагалось 2 миллиона тонн квот на каждый со 100% и 5,9% из них прошли клиринг по минимальной цене 39,61 юаня (5,74 доллара США) и 44,27 юаня (6,42 доллара США) соответственно.

Пилотная СТВ в Хубэй

СТВ в провинции Хубэй применяется к выбросам CO_2 предприятий с годовым потреблением энергии 60 000 тонн стандартного угля и выше, включая 338 предприятий в 16 секторов. Лимит устанавливается на основании исторических и прогнозируемых методов с целью содействия достижению цели Провинции по снижению интенсивности (емкости) выбросов в контексте экономического роста. Хубэй также применяет «коэффициент корректировки лимита», чтобы уменьшить сумму квот для первоначального распределения и, таким образом, поддерживать выбросы ниже лимита с учётом прогнозируемого роста выбросов. В провинции Хубэй также есть механизм ценового резерва, который используется для контроля за изменением цены квот. Схема сработала достаточно эффективно с точки зрения сокращения выбросов. С течением времени лимит квот сократился в то время, как с запуска пилотной программы общее количество индустриальных установок-участников СТВ удвоилось.

Квоты распределяются бесплатно на основе сравнительного анализа (benchmarking), исторической углеродоёмкости (интенсивности выбросов) и исторических данных по выбросам. Подробный расчёт по каждому из методов учитывает ряд факторов, таких как реальный объем производства, коэффициент рыночной корректировки и коэффициент регулирования промышленных выбросов:

- Сравнительный анализ применялся к электроэнергетике и цементной индустрии.
- Историческая интенсивность выбросов (углеродоёмкость) применительно к производству тепла и когенерации, производству бумаги, производству стекла и других строительных материалов и керамике.
- Распределение между всеми другими секторами происходило на основе исторических данных по выбросам (*grandfathering*) и разницы между первоначальным распределением квот.

Коэффициенты контроля выбросов в промышленности используются для определения квот на выбросы для субъектов, подлежащих обложению квотами, во всех отраслях промышленности (например, 0,9638 для стали). Эти коэффициенты определяются на основе стоимости сокращения выбросов, потенциала сокращения выбросов, конкурентоспособности отрасли и исторических тенденций выбросов углерода.

Квоты корректируются постфактум через механизм выравнивания с целью контроля ситуации переизбытка или недостаточного количества квот. В частности, для организации СТВ будут увеличены или уменьшены выделенные квоты, чтобы отреагировать на большое расхождение (на 20% или 200 000 тонн) между подтверждёнными выбросами и количеством первоначально выделенных квот. Несмотря на то, что этот механизм корректировки по факту официально оправдан необходимостью контроля цен, он создаёт неопределённость для участников рынка, поскольку они видят, что количество выделенных квот может быть сокращено в случае значительного сокращения выбросов. Для инвесторов корректировки постфактум представляют собой регуляторный риск и могут лишить стимулов сокращения выбросов, если квоты будут отозваны у организаций, которые амбициозно добиваются сокращения выбросов.

Резерв квот установлен в размере менее 10% от общего количества квот. Он в основном используется для определения цен и регулирования. Что касается регулирования цен, то орган власти провинции Хубэй отслеживает цену закрытия квот за последние 20 дней и принимает решение о триггерной (начальной) цене с помощью консультативного комитета. Для определения цены, квоты выставляются на аукцион, а доходы используются для поддержки деятельности правительства, связанной с сокращением выбросов, регулированием цен и построением рынка торговли квотами на выбросы углерода. Таким образом, Хубэй СТВ использует аукционы, как метод финансирования проектов по сокращению выбросов.

Сертифицированные сокращения выбросов (CCER), полученные в результате реализации офсетных проектов, могут быть зачтены использоваться в рамках пилотной схемы СТВ провинции Хубэй, при условии, что такие проекты были произведены в административном районе провинции Хубэй и были произведены вне предела субъектов СТВ. Объем CCER для соблюдения не должен превышать 10% от первоначально выделенных квот для организации СТВ, и они торгуются на рынке торговли выбросами углерода. Таким образом, как и в предложенной схеме, офсетные проекты являются частью архитектуры Хубэй СТВ.

Пилотная СТВ в Шэньчжэнь

Шэньчжэнь СТВ охватывает выбросы CO_2 предприятий, выбрасывающих более 3000 тонн в год, а также общественные и офисные здания с площадью более 10 000 квадратных метров.[3] Энергопотребление зданий составляет около 23% от общего потребления энергии. Эти организации должны сообщать о своих выбросах CO_2 ежегодно компетентному органу. На них распространяются те же требования к отчётности, которые предписаны для других регулируемых организаций в рамках СТВ.

Для СТВ Шэньчжэнь была разработана уникальная модель учёта косвенных выбросов ПГ. Это выбросы, которые образуются косвенно в результате потребления электроэнергии, произведённой путём сжигания угля или других видов ископаемого топлива на электростанции Косвенные выбросы от импорта электроэнергии из-за пределов Шэньчжэня являются основным источником выбросов производственных предприятий Шэньчжэня. Включение косвенных выбросов в схему необходимо в Шэньчжэне, потому что потребление электроэнергии коммерческими зданиями является значительным и постоянно растёт. В случаях, когда возможность переноса и включения цен на углерод

[3] См. «Влияние рыночных структур и рыночного регулирования на углеродный рынок, экспериментальные схемы торговли выбросами в Китае и регулирование углеродного рынка», https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/chinas-pilot-emissions-trading-systems

(транзита платежа) в цены других товаров ограничена, реализация целей СТВ по стимулированию инвестиций в низкоуглеродные отрасли также ограничена в секторах, которые производят выбросы косвенно, за счёт использования электроэнергии, произведённой путём сжигания угля на другом предприятии. Из-за ограниченного эффекта переноса цен на углерод в регулируемые цены на электроэнергию, включение косвенных выбросов крупных зданий в СТВ позволяет стимулировать повышение энергоэффективности этими конечными потребителями.

Включение цен на углерод в цены на рынке электроэнергии противоречит политической цели снижения цен на электроэнергию. Стремясь избежать роста цен на электроэнергию, правительство может заблокировать расходы на выбросы углерода. Это объясняет выбор дизайна, пилотной схемы СТВ в Шэньчжэне, которая охватывает косвенные выбросы для решения проблемы ограниченного сквозного переноса цены углерода. Поскольку Шэньчжэнь полагается на импорт электроэнергии из других частей провинции Гуандун, обеспечение транзита углеродных затрат зависит от реформы рынка электроэнергии в Гуандуне. Пока цены на электроэнергию остаются регулируемыми, включение косвенных выбросов в СТВ обеспечивает равные условия для секторов, в которых отсутствуют стимулы к более эффективному использованию электроэнергии.

В модели Шэньчжэнь за основу взято ограничение квот на основе углеродоёмкости. Этот выбор объясняемся структурной перестройкой экономики и необходимостью решения проблемы неопределённости уровня производства из-за быстрого роста Шэньчжэня и ускоренной структурной перестройки.

Квоты распределяются бесплатно и на аукционах, причём свободное распределение является доминирующим методом (количество проданных на аукционе квот должно составлять не менее 3% от общего годового объема). Для первоначального распределения квот используется сравнительный (benchmark)

метод. Для производства и поставки электроэнергии, тепла, воды и газа количество заранее выделенных квот определяется на основе факторов, включая контрольный показатель интенсивности выбросов углерода в отрасли (углеродоёмкости отрасли), к которой принадлежит предприятие, и ожидаемый объем производства отдельного предприятия.

Шэньчжэнь также применяет метод конкурентных торгов на получение бесплатных квот. Для конкурентных торгов предприятия разделены по типам подотраслей, типам продукции и масштабам. Регулирующий орган устанавливает верхний предел количества квот для предприятий, подлежащих углеродному регулированию, в различных группах в соответствии с целевыми показателями углеродоемкости подотрасли. Затем он требует, чтобы субъекты той же группы посредством специального программного обеспечения сообщали информацию об общем объёме выбросов углерода и ожидаемой добавленной стоимости промышленного производства за указанный период. Первоначальное распределение квот предприятиям осуществляется компьютерной программой. Поскольку лимит сектора для производителей устанавливается в начальном раунде распределения, предприятия конкурируют друг с другом в последующих повторяющихся раундах за бесплатные квоты. Правительство имеет право дополнять или отменять квоты, которые были выданы во время начального раунда распределения, с учётом целевого показателя углеродоемкости, применимого к сектору, и реального объёма производства предприятия. СТВ Шэньчжэнь позволяет включённым организациям выполнять не более 10% своих обязательств за счет офсетных проектов в рамках программы CCER при условии, что CCER реализуются в секторах, на которые не распространяется действие СТВ, даже если они превышают требования.

В СТВ Шэньчжэнь создан резерв квот для стабилизации цен на углерод. Резерв содержит квоты, которые резервируются государством для новых участников и для обратной покупки с рынка. В случае избытка квот правительство может выкупить не более 10% от общего количества квот на

рынке путём переговоров. Квоты из резерва должны продаваться только по фиксированной цене только в целях соблюдения требований схемы, и они подлежат продаже на рынке.

В СТВ Шэньчжэнь созданы несколько механизмов для борьбы со злоупотреблениями на рынке, в том числе установление лимитов ежедневных колебаний цен; установление ограничений на владение квотами, полученными в результате транзакций; требования к отчётности, предъявляемое к сторонам, участвующим в крупных сделках на покупку квот; предупреждения о возникающих рисках и требования к раскрытию информации. Хотя пилотный проект СТВ Шэньчжэнь имеет наименьший лимит квот из семи пилотных проектов страны, это самый ликвидный рынок в Китае.

Основные особенности СТВ Хубэй, Шэньчжэнь и Шанхая.

Основным принципиальным отличием систем является регулирование только прямых (СТВ Хубей) и прямых и косвенных выбросов (СТВ Шэньчженя и Шанхая).

Таблица 1.1 – Сравнение схем СТВ Хубэй, Шэньчжэнь, Шанхай

Характеристика	**Хубэй СТВ**	**Шэньчжэнь СТВ**	**Шанхай СТВ**
Лимит Квот	Абсолютный (корректируемый)	По углеродоемкости	По углеродоемкости
Регулирование выбросов CO_2	прямые	прямые и косвенные от потребления электроэнергии и тепла	
Корректировка	Корректировка количества квот постфактум		
Принцип распределения	• Сравнительный анализ (электроэнергетика	Сравнительный анализ (снабжение	На основе бенчмарок для энергетики

	и цементная индустрия). • Историческая (углеродоёмкость) – когенерация, тепло, производство бумаги, стекла и других строительных материалов и керамике. • Исторические данные – остальные секторы	электроэнергией и водой) Конкурентная торговля в рамках лимита для сектора (обрабатывающая пр-ть)	На основе исторических данных для других секторов.
Накопление/заимствование	Накопление квот разрешено только для квот, полученных в результате торгов Заимствование из будущих периодов не предусмотрено	Накопление и заимствование не предусмотрено	Накопление и заимствование не предусмотрено
Гибкие инструменты, регулирующие количество квот	Биржа HBEA, офсетные проекты в рамках CCER (до 10% от общего количество квот и 100% местных)	Биржа SZEA; офсетные проекты в рамках CCER (до 10% от общего	Биржа (SEEE); офсетные проекты в рамках CCER (до 5% от общего количество квот)

		количество квот и вне провинции)	
Инструменты стабильности рынка	Резерв квот; минимальная и предельная цены; достаточно развитая система институтов и регулирования, которая не применялась на полную мощность	Резерв квот; продажа по фиксированной цене для отчётности и обратная покупка не более 10% квот;	Резерв квот; продажа по фиксированной цене для отчётности и обратная покупка не более 10% квот;

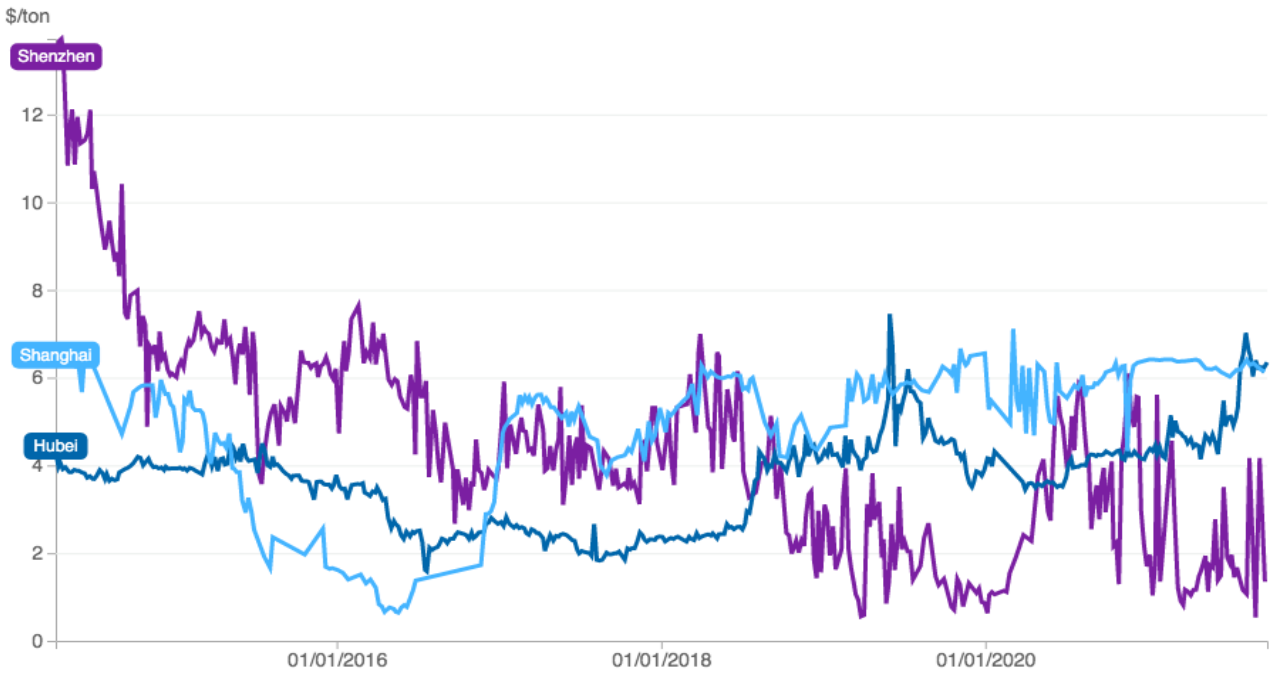

Рисунок 1.3 - Динамика цен на СТВ Хубэй, Шэньчжэнь, Шанхай.

Рынок Южной Кореи

СТВ в Корее имеет широкий секторный охват.[4] Организации-участники СТВ обязаны представить подтверждённые (верифицированные) отчёты о выбросах до конца марта за предыдущий отчётный год и должны погасить квоты (*Korean Allowance Units*) за каждую тонну выбросов.

Большинство квот распределяются бесплатно, в основном на основании исторических данных, а также сравнительных показателей (бенчмаркинга) продукции компаний, подлежащих углеродному регулированию, авиационной и цементной отраслей, нефтеперерабатывающей промышленности, сектора обращения с отходами, промышленных парков, сектора производства электроэнергии и энергии, поставляемой в квартиры или промышленные комплексы. Схемой торговли квотами охвачены компании, выбрасывающие более 125 000 т CO_2/год, и предприятия, которые за последние три года выбросили более 25 000 т CO_2/год.

Как и в Китае, ограничения на перенос и включение стоимости углеродных квот в оптовые цены на электроэнергию по-прежнему остаётся серьёзной проблемой. Поэтому, как и в СТВ Шэньчжэня, в Корее K-ETS включает косвенные выбросы от потребления электроэнергии в больших зданиях и других объектах, чтобы стимулировать повышение энергоэффективности.[5] Эффект переноса для крупных потребителей электроэнергии выражается во включении их косвенных выбросов в СТВ. В частности, СТВ применяется к потребителям электроэнергии и тепла, косвенные выбросы которых рассчитываются путём умножения уровней потребления на среднюю углеродоёмкость производства электроэнергии с использованием тех же пороговых значений.

---

[4] См. Корейская система торговли выбросами и рынок электроэнергии, Влияние рыночных структур и рыночного регулирования на углеродный рынок, Отчет о конкретных примерах https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-19_cc_36-2021_case_study_korea.pdf.

[5] Kim, YG; Лим, Дж. С., Учет косвенных выбросов от энергетического сектора в корейской системе торговли выбросами. Исследования в области экономики и политики окружающей среды, 2020, стр. 1-12.

Таблица 1.2 - Основные конструктивные особенности СТВ Кореи

Характеристика	**Дизайн**	
Лимит Квот	Фаза 1 (2015-2017): 1687 млн. тCO_2-экв Фаза 2 (2018-2020): 1777 млн. тCO_2-экв Фаза 3 (2021-2025): 3048 млн. тCO_2-экв Фаза 3: 73,5 % выбросов парниковых газов (CO_2, CH_4, N_2O, PFC, HFC, SF_6).	
Долгосрочная цель	37% ниже уровня обычного хода деятельности (*business-as-usual*) к 2030 г. Нулевая углеродность к 2050 г.	
Первичное размещение **Рынок** **Накопление и заимствование**	Этап 3: Распределение по сравнительным характеристикам (60%), аукционы (10%) Аукционы, внебиржевые (брокерские торги), спотовые торги (KRX) Разрешены с ограничениями	
Дополнительные источники квот	Этап 3: Зачет до 5% офсетных проектов от обязательств	
Механизмы стабильности рынка	Резервная цена аукциона Резерв квот для стабильности рынка	Изменения, устанавливаемые формулой ~ 5% годового бюджета

Участие в аукционах имеет ограничения и сектор электроэнергетики доминировал в торгах на аукционах, учитывая его недостаточное распределение по бенчмаркингу. На аукционах также действует минимальная цена. На

некоторых аукционах квоты не были проданы из-за ограничений ставок. Непроданные квоты добавляются к объёму аукциона последующего месяца.

Субъекты СТВ могут погасить до 10% своих обязательств за счёт углеродных кредитов, полученных вне рамок СТВ в виде офсетных кредитов (Korean Offset Credits), но этот процент должен снизиться до 5%. Строгие критерии по использованию международных кредитов гарантируют ограниченное негативное влияние на экологическую эффективность, в то время как офсетные проекты, получившее углеродные единицы, стали надёжными источниками проектов для рынка. Однако международные кредиты не способствуют сокращению внутренних выбросов. Таким образом, считается необходимым сделать приоритетным внутреннее сокращение выбросов за счёт национальных офсетных проектов и СТВ. Например, производители возобновляемой энергии могут решить, потребовать ли сертификат, подтверждающий производство возобновляемой энергии или офсетный проект.

Правительство откладывает определенный объем квот на каждом этапе (фазе) торговли в резерв квот. Резерв квот обеспечивает дополнительные квоты для новых участников, но также может использоваться для стабилизации рынка. Корейский Банк развития и Промышленный банк Кореи являются «маркет-мейкерами». Эти учреждения могут использовать отдельный государственный резерв в размере пяти миллионов квот, отложенных с первоначального распределения, в целях повышения ликвидности на рынке.

Цены на СТВ Кореи неуклонно росли с момента запуска системы в 2015 г. и достигли 40 900 вон (31,7 евро) в конце декабря 2019 г., а затем упали до уровня около 20 000 вон (14,2 евро) к концу отчётного цикла в июле 2020 г. Восходящая траектория цен, наблюдаемая до 2020 г., характеризовалась серией «ценовых всплесков», когда цены быстро поднимались до максимума для торгового года, а затем быстро падали и стабилизировались на более высоком уровне цен, чем до достижения пика. Низкая рыночная ликвидность всегда была отличительной чертой корейской СТВ.

Динамика цен в значительной степени определяется электроэнергетическим сектором, который является нетто-покупателем квот. Производители электроэнергии получили компенсацию за себестоимость квот, которая в значительной степени лишала их стимулов к сокращению выбросов. Мерами по обеспечению стабильности рынка занимается Комитет по распределению квот, который на основе заранее определенных критериев может вмешиваться в рынок, высвобождая квоты из резерва, устанавливая лимиты удержания квот, корректируя лимиты заимствования или компенсации квот через офсеты, а также устанавливая временный потолок или минимальный уровень цен.

СТВ Великобритании

Великобритания совмещает меры налоговой политики с рыночными инструментами для снижения выбросов парниковых газов и достижения целей своей климатической политики.

Основа экономических инструментов в борьбе с выбросами ПГ была заложена в апреле 2001 с введением климатического сбора (Climate Change Levy [CLL]) и пакета мер стимулирующих сокращение выбросов CO2.

Основным элементом пакета мер CLL, действующего по настоящее время, стало обложение сбором потреблённых энергоресурсов, поставленных в адрес коммерческого бизнеса, промышленности и общественных организаций (другими словами, налог начисляется не на выбросы ПГ, а на потребление энергии). Сбор не начисляется на поставленные энергоресурсы в адрес домашних хозяйств и благотворительных обществ (если такое потребление было осуществлено не для коммерческих целей). К середине 2020 года более 9,000 организаций были участками этой схемы.

При этом, в целях развития альтернативных источников энергии, пакет мер 2001 г. также предполагал полное освобождение от сбора, если

•Потреблённая электроэнергия вырабатывается на возобновляемых источниках энергии (кроме гидроэлектростанций свыше 10 МВт)

•Потреблённая энергия используется для нужд энергоэффективных электростанций комбинированного цикла (combined heat and power), и потреблённая электроэнергия вырабатывается на энергоэффективных электростанциях комбинированного цикла

Согласно правилам, с 2001 г. вся выручка от сбора, направляется на поддержку бизнеса:

- на 0,3% снижение отчислений нанимателей в Фонд Обязательного Государственного Страхования
- для стимулирования инвестиций в сокращение выбросов CO2 через специально созданный в 2001 г. Углеродный Траст (Carbon Trust). В функции последнего входит
- оказание помощи в предоставлении доступа к финансовым ресурсам, организации займов, предоставление рекомендаций бизнесу.
- Помимо этого, реализация схемы по списанию повышенных капитальных затрат (Enhanced Capital Allowance [ECA]) на покупку и замену энергосберегающего оборудования и основных средств (например, замена бойлера на энергоэффективный или покупку тепловых насосов, установки покупки энергоэффективного низкоуглеродного оборудования, энергоэффективного электроосвещения и т.д.)

Схема в 2021 г. предусматривает супер-вычет в 130% (в сравнении с обычными 18%).

Ставка сбора зависит от вида энергоресурса (электроэнергии, натурального газа, угля, сжиженного нефтяного газа), в связи с чем взимается различный уровень налога (сбор начисляется в кВт*ч для электроэнергии и газа, и кг для других энергоресурсов). Сбор взимается с потребителей через счета за энергоресурсы электроэнергетическими компаниями и перечислялся в бюджет (по аналогии с взиманием НДС).

Влияние сбора на малый, средний бизнес и менее углеродоемкую промышленность были менее значительными, по сравнению с крупной

энергоёмкой промышленностью. Последнее объясняется не только незначительным влиянием повышения цены на энергоресурс для них, но и в большей мере ограничениями в доступных ресурсах (финансовых и навыков) и наличием технических сложностей в реализации мероприятий повышения энергоэффективности.

Рыночное ценообразование на выбросы ПГ в Великобритании было введено одновременно с введением сбора в 2001 г. и на протяжении шести лет в Великобритании действовала схема торговли квотами выбросов углекислого газа (СТВ UK ETS).

С 2005 года основной акцент на снижение выбросов ПГ через рыночное регулирование сместился на участие Великобритании в европейском механизме рыночного ценообразования и торговли квот на выбросы ПГ EU ETS. Великобритания участвовала в механизме до 2020 г. включительно. По статистике из 11,000 производств (installations), принимавших участие в европейском ETS 1,000 было представлено промышленностью и электроэнергетикой Великобритании, а также 150 операторами национальных авиалиний. С 1 января 2021 года, после выхода Великобритании из ЕС, в стране заработал собственный механизм торговли квотами на выбросы ПГ СТВ Великобритании (UK ETS).

Создание собственного механизма торговли квотами обосновывалось:

1. возможностью более гибкой настройки этого инструмента для достижения поставленных целей углеродной нейтральности к 2050 г.,
2. возможностью контролировать распределение углеродной выручки от торговли квотами на цели поддержки конкуренции бизнеса, инновационное и низкоуглеродное развитие (в технологии поглощения ПГ), а также поддержки справедливого перехода для групп потребителей (в том числе возврат населению через скидку в счетах за поставку энергоресурсов),
3. вовлечением большего числа (чем в ЕС) отраслей подлежащих включению в механизм.

При этом, отмечались риски низкой ликвидности и волатильности, углеродной утечки, высоких затрат по администрированию механизма.

Построенный по принципу СТВ ЕС механизм СТВ Великобритании также представляет систему ограничения лимита квот и торговлю квотами на выбросы ПГ. Механизм распространяется на углекислый газ (CO2), окись азота (N2O) и перфторуглероды (PFC) и является обязательным для энергоёмкой промышленности, электроэнергетики и авиации, включая всю деятельность связанную с сжиганием топлива на индустриальных установках с подводимой тепловой мощностью (rated thermal input) превышающей 20 МВт (кроме утилизации отходов, так как для них существует отдельная программа).

Это означает, что в механизме участвуют перерабатывающая, тяжёлая, обрабатывающая промышленности; авиаперевозки на внутренних рейсах и между Великобританией и Гибралтаром, перелеты в Европейский союз и Швейцарию (последнее, по достижению договорённостей). При этом, механизм торговли квотами на выбросы ПГ отвечает только за чуть более чем, 1/3 выбросов ПГ в стране.

Таблица 1.3 - Основные конструктивные особенности СТВ Великобритании

Характеристика	**Дизайн**
Допустимый лимит квот	Абсолютное значение, рассчитанное на 5% ниже уровня Великобритании в IV этапе ЕС СТВ: 736 млн. т CO_2 на период 2021–25 630 млн. т CO_2 на период 2026–30 Линейный коэффициент ежегодного уменьшения квот 2021-23: 7% снижение или 2,7% ежегодно 2024–50: будет задана траектория для достижения углеродной нейтральности к 2050 г.
Покрытие	1/3 выбросов ПГ в стране

Цель к 2030 г. **Цель к 2050 г.**	-68% от уровня 1990 года Углеродная нейтральность
Распределение квот	Аукционы (электроэнергетика, энергоёмкая пр-ть, авиация); с 2026 г. расширение секторов (транспорт) Бесплатные квоты для отраслей под угрозой углеродной утечки или для которых возможности декарбонизации ограничены
Накопление **Заимствование**	Разрешено, без ограничений Разрешено в течение действия одной фазы только (например, 2021-25гг, 2026-30гг)
Дополнительные источники квот	Офсетные кредиты не предусмотрены
Механизмы стабильности рынка	2021–22 гг.: механизм установления мин цены квот APR на уровне £22/т CO_2 Механизм регулирования ценовых всплесков CCM (за счёт регулирования объёма квот) Механизм регулирования объема квот с 2022 г. для аукционов на основании пороговых значений и триггеров (SAM) по типу Market Stability Reserve (MSR) СТВ ЕС. Резерв квот в объёме 5% для новых участников

Согласно плану и в целях достижения целей углеродной нейтральности, Великобритания установила изначальный лимит квот на уровне 5% ниже лимита страны в рамках IV этапа EU ETS на период 2011–30 гг.: лимит на уровне 736 Млн тонн CO2 на этапе 2021-25 г.г, и 630,1 Млн тCO2 на этапе 2026-30 гг. Годовой объем квот на 2021 составит 155.7 млн. тCO2. Дополнительно, задана

траектория ежегодного снижения лимита квот в 4.2 миллиона тонн CO2 или порядка 2,7% ежегодно. Тем не менее, до 2024 года траектория будет подправлена для достижения целей углеродной нейтральности к 2050 году.

Аукционная торговля останется ключевым инструментом обращения квот на рынке. При этом, часть квот (как и в EU ETS) будет размещена (выдана) бесплатно в целях защиты (1) конкурентоспособности отраслей под угрозой углеродной утечки, работающих на международных рынках (2) для секторов, где опции для декарбонизации ограничены. Для новых участников механизма, а также тех, кто уже является участником механизма, но чья производственная деятельность увеличилась, доступ к бесплатных квотам будет обеспечен через специальный резервный фонд New Entrants Reserve [NER] (в размере 5% от объёма бесплатных квот). Общий объем бесплатных квот на 2021 г. оценивается на уровне 37% против 63% квот, подлежащих купле-продаже. При этом, объем бесплатных квот будет снижаться на 1,6 млн. ежегодно. Пересмотр правил выдачи бесплатных квот в сторону ужесточения намечен на конец 2021 года.

Для стабилизации цены на новой площадке, особенно в переходный период до 2023 года, была установлена минимальная цена на тонну CO2 (£22/т CO2) через специальный механизм резервирования аукционной цены (The Auction Reserve Price [ARP]). Это означает, что как минимум участники заплатят 22 фунта за тонну углерода. При этом цена может расти в результате аукционной торговли. По истечении переходного периода правительство рассматривает возможность введения Механизма Сдерживания Цены (Cost Containment Mechanism [CCM]) для выравнивания всплесков цены при заданном алгоритме триггеров. Для выравнивания будут использоваться 25% из объёма квот специальный резервного фонда для новых участников (NER) и механизм выравнивания количества квот Supply Adjustment Mechanism (SAM).

Для компаний -участников СТВ Великобритании предусмотрена обязательная ежегодная отчётность с заключением независимого

аккредитованного аудитора- верификатора (до 31 марта ежегодно) и погашение квот до 30 Апреля ежегодно.

В рамках механизма существуют штрафы за непогашение квот в размере £100/т CO2 с ежегодным увеличением согласно инфляции.

До 2023 года углеродная выручка от работы механизма будет поступать в бюджет и направляться на финансирование инновационных проектов по развитию технологий поглощения (УХУ) для нужд энергоёмкой промышленности и электроэнергетики. Однако, с 2024 года, Великобритания планирует установить Фонда Декарбонизации и направлять выручку в него, в целях сокращения технологического отставания и преодоления экономических барьеров, в рамках реализации целей климатической политики.

Австралия и углеродный фонд

Австралия относительно зависима от ископаемого топлива, по сравнению с другими странами входящую в большую двадцатку (G20). Австралия имеет давнюю традицию добычи угля; в каждом штате страны добывается уголь. Около 75% добываемого в Австралии угля идет на экспорт, в основном в Восточную Азию (Resources and Energy Quarterly June, 2018). Еще одна отрасль ископаемого топлива, которая быстро увеличивает свою долю рынка — это СПГ. Будучи вторым по величине экспортером угля в мире, Австралия В настоящее время, по прогнозам, станет крупнейшим экспортером СПГ в мире к 2020 году (Climate Action Tracker, 2019).

Нынешнее правительство недавно указало на достоинства СПГ с точки зрения устойчивости. Министр энергетики и сокращения выбросов утверждал, что экспорт СПГ, как ожидается, сократит выбросы за рубежом, вытеснив оттуда уголь (Guardian, 2019a). Независимо от вопроса о том, действительно ли австралийское правительство имеет здесь какую-то обоснованную точку зрения, совершенно ясно, что сокращение выбросов в пределах границ собственной страны отстает по сравнению с собственными амбициями Австралии в области НДК (см.: “Общий целевой показатель выбросов ПГ”). В течение предыдущего

десятилетия выбросы постоянно увеличивались. Пока неясно, произойдет ли предполагаемое сокращение выбросов после 2020 года. Это будет в основном зависеть от планов недавно переизбранной Либерально-Национальной коалиции, которая вряд ли поставит переход от угля на первое место в повестке дня правительства (Carbon Brief, 2019).

Как и в случае многих федеральных систем в мире, таких как Канада и США, также в Австралии Штаты сохранили обширные экологические компетенции. Хотя во многих других федеральных системах в предыдущие десятилетия центр политической деятельности смещался в сторону центрального правительства, для Австралии мы наблюдаем противоположное движение: некоторые регионы оказываются гораздо более амбициозными, чем центральное правительство. Многие штаты и территории Австралии имеют сильные целевые показатели по возобновляемым источникам энергии, целевые показатели по чистому нулю выбросов или их сочетание.

Австралия не имеет четкого стратегического документа, который бы определял, как жить в соответствии с амбициями, записанными в определяемых на национальном уровне вкладах. Однако это не означает, что у Австралии вообще нет всеобъемлющей стратегии. Недавно правительство представило пакет климатических решений", который включает в себя некоторые климатические стратегии на ближайшие годы. Австралийское правительство заявляет, что сделает инвестиции в размере 3,5 миллиарда долларов, чтобы выполнить Парижские климатические обязательства Австралии на 2030 год (Australian Government, 2019).

Правительство инвестирует в Фонд климатических решений, заменяя существующий фонд сокращения выбросов. Кроме того, правительство разрабатывает новую Национальную стратегию развития электромобилей и стремится постоянно повышать энергоэффективность (Australian Government, 2017). В текущих прогнозах влияние этих инвестиций пока не учитывается, поскольку эта политика является довольно новой. Однако не ожидается, что эта

политика окажет существенное влияние на прогнозы показателей. Некоторые из этих средств были использованы для проектов на ископаемом топливе, которые были бы построены в любом случае, поэтому трудно сказать, каков будет дополнительный эффект сокращения выбросов. Что касается стратегии устойчивого развития транспорта, то по состоянию на май 2019 года никакой конкретной политики не разрабатывается. Стратегия также не имеет количественных целей (Kuramochi et al., 2019).

Цель по Возобновляемым Источникам Энергии (2010). Эта политика направлена на крупномасштабную генерацию 33 000 гигаватт-часов (ГВт-ч) в 2020 году, что удвоит объем крупномасштабной возобновляемой энергии, поставляемой по этой схеме, по сравнению с текущими уровнями (австралийское правительство, 2019b). Еще одной важной политикой, лежащей в основе политики Австралии в области изменения климата, является Фонд сокращения выбросов (ERF) и связанные с ним защитные механизмы (Kuramochi et al., 2018).

Австралия раньше имела амбициозную схему ценообразования на углерод, которая привлекала внимание политиков по всему миру. Однако в июле 2014 года эта схема была отменена. Вместо него правительство Эбботта создало Фонд сокращения выбросов в декабре 2014 года (Carbon Brief, 2019 a).

Деятельность, поддерживаемая через Фонд сокращения выбросов, обеспечивает экологические, экономические, социальные и культурные выгоды для фермеров, предприятий, землевладельцев, коренных австралийцев и других лиц (Australian Government, 2019c)

Например, штат Виктория стремится обеспечить 25% возобновляемых источников энергии к 2020 году и 40% - к 2025 году (правительство штата Виктория, 2019 год). Штат Квинсленд стремится достичь 50 % к 2030 году (правительство Квинсленда, 2019 год). Хотя эти целевые показатели могут оказать сильное воздействие на устойчивое развитие Австралии, мы не будем далее анализировать региональные целевые показатели в настоящем докладе,

поскольку в настоящем докладе основное внимание уделяется целевым показателям центральных правительств.

1.4. Механизм трансграничного углеродного регулирования

14 июля 2021 года Европейская Комиссия приняла пакет из 13 законодательных предложений по климату и энергетике, в том числе принят Механизм трансграничного углеродного регулирования (далее – МТУР), изменена Директива ЕС о системе торговли выбросами, пересмотрено Положение о распределении усилий (ESR, Effort Sharing Regulation).

При этом, необходимо отметить, что МТУР – это не налог и не пошлина, а компенсация экспортерами более высокой цены на углерод в ЕС, так как основной его принцип – сделать текущие бесплатные квоты для включённых в него отраслей (электричество, цемент, удобрения, железо, сталь, чугун, алюминий) платными.

В проекте Механизма также рассматривались продукты нефтепереработки, которые не попали в окончательный Механизм, но могут быть включены в него в дальнейшем.

В этой связи, главной целью CBAM представляется предотвращение переноса производств в страны с более низкими ценами на выбросы CO2.

Суть работы Механизма заключается в том, что все декларанты должны с 1 января 2026 года покупать CBAM-сертификаты, а до 31 мая текущего года (в 2026 до 31 мая 2026 года) должны сдать компетентному органу страны ЕС количество CBAM-сертификатов, соответствующее выбросам, связанным с импортируемыми товарами. При этом каждый сертификат представляет собой тонну выбросов углекислого газа, содержащихся в импортируемых товарах. Цена сертификатов будет привязана к стоимости разрешений на углеродном

рынке ЕС и будет основана на средней цене аукционов разрешений на выбросы углерода в ЕС каждую неделю.

По состоянию на 24 ноября 2021 года цена квот на углеродном рынке ЕС достигла уровня 65 евро/тонна.

В целом, в период 2023-2025 годах влияние на казахстанский экспорт будет незначительным. Однако в средне- долгосрочной перспективе, начиная с 2026 года влияние на казахстанский экспорт будет расширяться из-за расширения отраслевого охвата.

В числе основных возможных рисков для экономики Казахстана, а также казахстанских экспортеров в средне и долгосрочной перспективе могут быть:

1) снижение производства основных экспортируемых товаров из РК;

2) удорожание казахстанского товара и снижение его конкурентоспособности на мировом рынке;

3) снижение экспорта казахстанского сырья, вероятность потери рынка сбыта;

4) возможные потери республиканского бюджета от снижения экспортной выручки;

5) снижение востребованности продукции, производимой с использованием традиционных энергетических ресурсов;

6) вероятность роста нетарифных барьеров при выходе на международные рынки;

7)снижение цен на ископаемые виды топлива;

8)сокращение объема иностранных инвестиций.

В июне 2021 года UNCTAD выпустила отчёт «CBAM: Последствия для развивающихся стран», где рассчитаны как сокращение выбросов, так и денежные потери стран от введения Механизма.

Для Казахстана, согласно отчету, при цене углеродного налога 88 долл./т (78,6 евро/тонна) прогнозируется падение экспорта в ЕС в 2026 году на 3,8% со снижением доходов на 352 млн. долл.

При этом в отчете спрогнозирован рост цены на каждый вид продукции, исходя из текущей углеродоемкости товара при уровне углеродного налога 88 долл./т CO2. Так по отдельным товарам представляется следующий прогноз роста цен: Цемент – 0,28$ на 1$, удельные показатели углеродоемкости продукции – 3,2 кг CO2/$; Стекло – 0,25$/2,9 кг; Сталь – 0,36$/4,1 кг; Алюминий – 0,07$/0,82 кг; Удобрения - 0,1$/1,15 кг; Бумага – 0,1 $/1,2 кг.

При этом данные потери являются прямыми и не включают потери, связанные с экспортом сырья и полуфабрикатов в третьи страны, а также не учитывают косвенные потери рабочих мест и рынков сбыта. Кроме того, прямые потери будут ежегодно увеличиваться минимум на 10%, что связано со спецификой механизма по ежегодному увеличению количества платных квот.

Так, бесплатные квоты в рамках СТВ ЕС с 2026 по 2035 гг. будут сокращаться на 10% ежегодно и объем выбросов в составе готовой продукции, которая подпадает под регулирование МТУР будет меняться пропорционально.

То есть, фактические потери компаний из третьих стран начнутся лишь с 2026 г. и будут затрагивать в первый год лишь 10% углеродного следа импортируемого товара. При этом следует понимать, что товарам, по которым не сдавалась отчетность с 2023 по 2025 годы, с 2026 года будет усложнен доступ на рынок ЕС.

По оценкам IHS Markit, введение CBAM в размере 30 долл. за тонну выбросов CO2 – как один из возможных сценариев – может сократить доходы для иностранных производителей примерно на 20%. В частности, этот налог потенциально может снизить прибыль от импорта металлов в среднем примерно на 40%.

Последствия внедрения CBAM для Казахстана, согласно данному анализу, в ближайшей перспективе будут весьма незначительными. Выполненный IHS Markit анализ экспорта товаров в категориях, которые подпадут под действие CBAM на начальных этапах (на базе внешнеторговой статистики Казахстана за последние годы, 2018 и 2019 гг.) – показал, что механизм затрагивает экспорт

товаров в Европу (во все европейские страны, а не только в страны-члены ЕС) на сумму в лишь 193 млн. долл. США. Это менее 1% от общей стоимости казахстанского экспорта в ЕС (24,8 млрд. долл. США в 2019 г.).

В2020 г. товарооборот между РК и ЕС составил 18,6 млрд. евро, из которых экспорт – 12,6 млрд. евро, а импорт – 5,9 млрд. евро. При этом, основными экспортными товарами является продукция нефтяной и горнодобывающей промышленности (11,8 млрд. евро или 93,3%).

В 2020 году Казахстан экспортировал в страны ЕС обработанных продуктов на 1,7 млрд долл. США (В 2019 году – 2 млрд долл. США.), из них 871 млн долл. США (ферросплавы, хим.элементы и изотопы, алюминий, медь, титан, свинец, оксиды хрома и гидрооксиды) это товары, непосредственно подпадающие под углеродный налог.

В ЕС Казахстан экспортирует:

- медь – 10,3 тыс. тонн на 61,6 млн долл. США (средняя экспортная цена в ЕС 5994 долл/тонну при среднегодовой цене за 2020 год на LME 6 186 долларов США). Основными экспортерами являются ТОО «Корпорация «Казахмыс», KAZ Minerals и ТОО «Казцинк»;

- ферросплавы - 185,6 тыс. тонн на 184,4 млн долл. США (средняя экспортная цена в ЕС 994 долл/тонну при среднегодовой биржевой цене за 2020 год 1 513 долларов США). Основной экспортер - АО «ТНК «Казхром»;

- алюминий - 75,5 тыс. тонн на 129,8 млн долл. США (средняя экспортная цена в ЕС 1719 долл/тонну при среднегодовой цене за 2020 год на LME 1 706 долларов США). Основной экспортер – АО «Казахстанский электролизный завод»;

- свинец – 35,1 тыс. тонн на 34 млн долл. США (средняя экспортная цена в ЕС 967 долларов США за тонну при среднегодовой цене за 2020 год на LME 1 826 долларов США). Основной экспортер – ТОО «Казцинк»

За 9 месяцев 2021 года экспорт товаров обрабатывающей промышленности, непосредственно подпадающих под углеродный налог в ЕС составил 817,9 долл.

США (металлургическая 649,7 млн долл. США, химическая промышленность 168,2 млн долл. США).

В связи с комплексным влиянием внедрения CBAM, его официальный проект, опубликованный 14 июля, предполагает более мягкий вариант развертывания механизма, чем предыдущие версии (получившие неофициальную огласку). Он предусматривает последовательное, но медленное, поэтапное внедрение CBAM, начиная с переходной фазы (2023–2025 гг.), на которой будет требоваться только предоставлять отчетность. Фактические платежи потребуются не ранее 2026 г., а затем будет происходить их очень постепенное наращивание до 2036 г., когда завершится бесплатное распределение квот на выбросы в рамках ETS-EU.

С учетом вышеизложенного, очевидными текущими шагами видятся:

1.срочная организация и проведение расчета и верификации углеродного следа для сырья и продукции крупных экспортоориентированных компаний, которая должна быть завершена до декабря 2022 года;

2.по аналогии с системой распределения усилий ЕС рассмотреть вопрос установления углеродного налога и линейного показателя по снижению выбросов для субъектов администрирования и объектов I и II категорий, а также для транспорта, жилых и общественных зданий, сельского хозяйства;

3.принятие решения о том, что с 1 января 2022 года государственное финансирование будет предоставляться на мероприятия, для которых проведена оценка их влияния на климат, с приоритетом для мероприятий с нулевым или низким влиянием на климат.

При этом на совещании 17 ноября 2021 года Премьер-Министром поручено Министерству торговли и интеграции совместно с Министерством экологии, геологии и природных ресурсов обеспечить готовность казахстанских компаний, экспортирующих продукцию в Европейский союз, к введению механизма трансграничного углеродного регулирования.

1.5. Рынок угля

Уголь до сих пор является крупнейшим источником электроэнергии, на долю которого приходится треть мирового производства электроэнергии. По прогнозам GlobalData, мировая добыча угля достигнет максимального значения в 8776,5 млн тонн (Мт) к 2025 году.

Цена на энергетический уголь уже в июле выросла на 3,4% и составила в среднем $408,4/т.

В соответствии с пятым пакетом санкций ЕС против России, весь импорт российского угля и других видов твердого ископаемого топлива в ЕС должен быть прекращен к 10 августа. Это привело к стремлению региона обеспечить запасы угля, что вместе с более высокими ценами на газ привело к росту цен на энергетический уголь. Между тем, в июле между Австралией и Китаем произошли позитивные изменения в отношении запрета на энергетический уголь, при этом Китай рассматривает возможность отмены запрета, чтобы избежать ограничений на поставку электроэнергии, которые произошли в прошлом году.

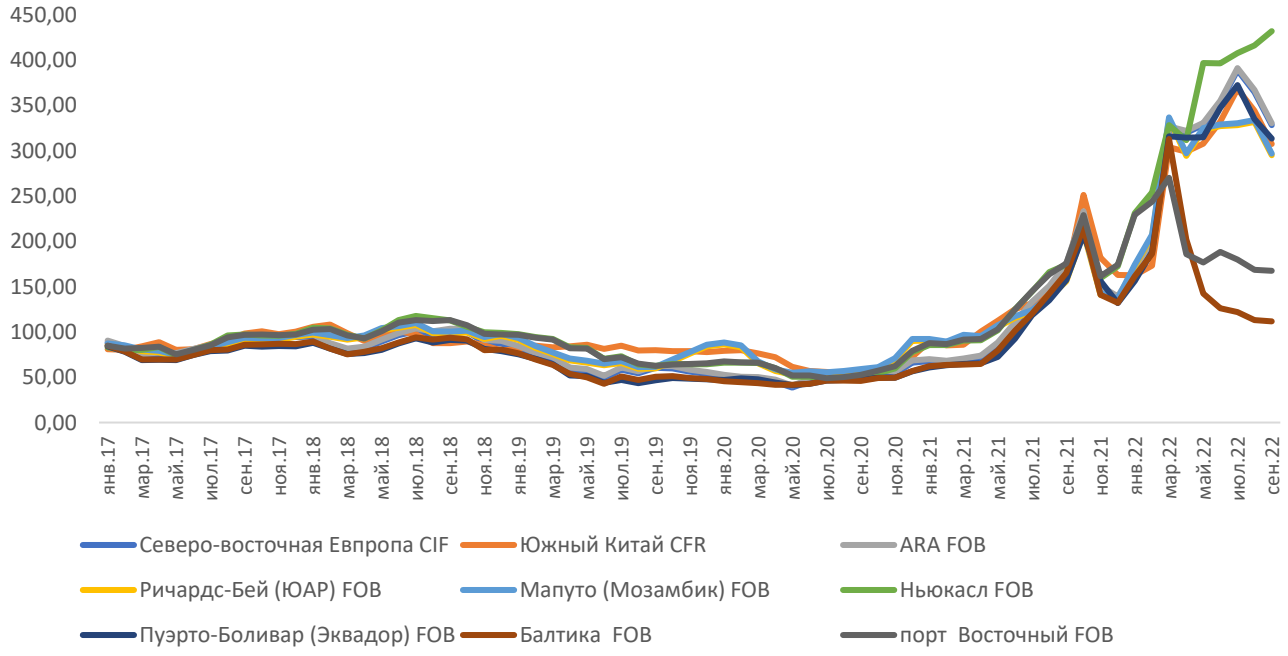

Рисунок 1.4 – Цены на мировых рынках угля

После постоянного роста с ноября 2021 года среднемесячная цена на коксующийся уголь снижалась четыре месяца подряд. Как и энергетический уголь, Россия является ключевым поставщиком коксующегося угля в Европу, хотя ее доля в потреблении коксующегося угля в регионе составляет около половины ее доли в спросе на энергетический уголь. Панические закупки, имевшие место в марте и вызвавшие рост цен, с тех пор утихли, что, наряду со слабым спросом на сталь, привело к незначительному снижению цен.

Европейский рынок угля

Австрия

Австрия собирается возобновить работу последней выведенной из эксплуатации угольной станции. Австрия закрыла свою последнюю угольную станцию в апреле 2020 года, став второй европейской страной, отказавшейся от использования угля. Тем не менее, столкнувшись с высоким риском отключения российского газа, Австрия пошла на разворот в своем углеродном обязательстве и теперь готовится к возобновлению работы угольной электростанции Mellach мощностью 246 МВт. Компания-оператор считает, что для возвращения станции в строй потребуется всего четыре месяца, предполагая, что станция будет готова к 1 ноября, как раз к началу зимы. При этом канцлер Австрии уточнил, что станция будет включена только в случае необходимости, в качестве экстренной меры. До своего закрытия станция получала уголь из польского региона Силезия, однако, вероятно, Австрии придется получать уголь из других источников, учитывая дефицит угля и газа в Польше, а также планы по закрытию добычи в этом регионе. Несмотря на то, что уголь стоит в три раза дороже, чем до закрытия завода, завод все еще необходимо подготовить к работе, что, помимо поиска угля, означает подключение завода и найм квалифицированного персонала.

Дания

Дания переключает две станции по производству биомассы обратно на уголь. Энергетическая компания Orsted из Дании подтвердила, что перевела две свои станции по производству биомассы на уголь на лето, поскольку конкуренция за альтернативные российскому газу виды топлива усилилась, и сохранила запасы биомассы на зиму. Предприятие начало восстанавливать свои запасы угля еще в апреле в ответ на растущий дефицит древесных гранул в условиях войны между Россией и Украиной и в ожидании того, что к зиме придется перевести большинство своих установок на уголь. В настоящее время компания управляет девятью заводами, шесть из которых работают на древесных гранулах или щепе, два - на газе и один - на угле. Orsted ранее заявлял, что, несмотря на краткосрочную потребность в электроэнергии на угле, компания сохранит планы по закрытию своей единственной специализированной угольной электростанции к марту 2023 года. На данный момент эти планы остаются неизменными.

В Дании объявлено “раннее предупреждение” в связи с опасениями по поводу поставок. Европейский союз создал систему, позволяющую странам-членам сообщать о любых проблемах с энергоснабжением, используя три возрастающих уровня оповещения: раннее предупреждение, тревога и чрезвычайная ситуация. Россия прекратила поставки газа в Данию после того, как компания Orsted отказалась оплатить свои счета за газ в рублях, но в рамках подготовки к этому Дания заполнила свои газовые хранилища, которые, по сообщениям, к концу июня были заполнены примерно на 80%. Тем не менее, в условиях отсутствия гарантированных российских поставок и надвигающегося энергетического кризиса в Европе, Дания подняла первый флаг в связи с растущей обеспокоенностью по поводу импорта газа. Ранее в этом году Дания твердо заявила, что сохранит свои планы по декарбонизации, которые включают ускорение перехода от ископаемых видов топлива, однако, как и в остальной Европе, ожидается, что в краткосрочной перспективе цели будут утрачены.

Финляндия

В первом квартале 2022 года потребление угля в Финляндии выросло на 6%. В январе потребление угля в Финляндии значительно выросло в годовом исчислении, однако в последующие месяцы оно снизилось. Подробностей о тенденции нет, но, судя по всему, поставки из альтернативных источников генерации продолжаются. В июне Финляндия заявила, что отложит летнее техническое обслуживание крупного газопровода для обеспечения надежности поставок. Между тем, 21 июля была возобновлена работа энергоблока №1 атомной электростанции “Олкилуото” после того, как с площадки был удален поврежденный топливный элемент. Давление в отношении запуска третьего энергоблока АЭС “Олкилуото” также усиливается, однако компания заявила, что работы все еще находятся на пробной стадии, и что испытания будут продолжаться до конца года. Первоначально третий энергоблок должен был быть введен в эксплуатацию в 2009 году, но его запуск был отложен из-за ряда неудач, однако теперь станция может стать жизненно важной для балансирования спроса на электроэнергию в Финляндии в течение предстоящей зимы.

Франция

Франция торопится с перезапуском угольных электростанций в преддверии зимы. Стареющий ядерный парк Франции уже поставил под угрозу зимние балансы, а растущая угроза отключения российского газа усугубила и без того сложную ситуацию. Первые шаги по выходу из сложившейся ситуации были предприняты в прошлом году, когда EDF объявила о планах продлить работу угольной станции Cordemais до 2024 года, а по некоторым данным, возможно, даже до 2026 года. К концу июня, когда опасения по поводу поставок российского газа усилились, а ядерная готовность Франции упала до 76%, Франция также согласилась возобновить работу угольной станции Эмиль Юше мощностью 600 МВт, которая официально закрылась в марте этого года. Однако,

поскольку большинство работников были уволены в начале нового года, возобновить работу станции будет нелегко. Операционный менеджер участка сказал, что при нормальных обстоятельствах перезапуск и доукомплектование угольных станций, а также пополнение запасов угля займет до 18 месяцев.

Больше проблем для стареющего парка атомных электростанций Франции. Компания EDF объявила о планах продлить отключение атомной энергии этим летом, поскольку теплая погода привела к нагреву речных вод, что ограничило возможности компании по охлаждению атомных электростанций. Вследствие дефицита атомной энергии Франция превратилась из чистого экспортера энергии в чистого импортера, что в свою очередь, вероятно, окажет влияние на соседние рынки, включая Германию, которая будет вынуждена увеличить собственную генерацию, чтобы компенсировать потери от импорта электроэнергии. Это может поддержать более активное сжигание угля летом, хотя основной прирост угольной генерации, вероятно, придется на зиму, подготовка к которой уже ведется.

Германия

Германия вводит закон, разрешающий возвращение простаивающих угольных станций. В июле федеральный кабинет министров Германии принял закон, позволяющий тем угольным электростанциям, которые в настоящее время находятся в стратегическом резерве, вернуться в сеть до конца предстоящей зимы. Эта мера является частью более широкого закона об энергетической безопасности, принятого парламентом неделей ранее, всего через несколько дней после того, как в стране было объявлено “тревожное” предупреждение по энергоснабжению, в связи с усилиями по экономии газа на зиму. Правительство, однако, настаивает на том, что это не повлияет на сроки отказа Германии от угольной генерации к 2030 году, хотя это обещание еще не закреплено законодательно. Как и в большинстве стран Европы, уголь в настоящее время рассматривается как краткосрочное решение, которое в случае Германии должно

помочь сэкономить около 5-10 ТВт/ч природного газа на предстоящую зиму, что аналогично объему, сохраняемому в остальной Европе. Около 4,3 ГВт станций на каменном угле и 1,6 ГВт станций на мазуте получат разрешение на возобновление работы в соответствии с этим законом. Кроме того, закон продлевает срок службы угольных электростанций, которые должны были быть закрыты в этом и следующем году.

В этом году и в следующем ожидается рост импорта в Германию на 11 млн тонн, поскольку страна пытается заменить российский газ. В 2021 году Германия импортировала около 142 млрд куб. м природного газа, около 55% которого было поставлено Россией. Ожидается, что около половины спроса на газ в энергетическом секторе Германии может быть заменено за счет увеличения выработки электроэнергии на существующем угольном парке. В настоящее время в Германии имеется около 30 ГВт действующих мощностей на каменном угле, коэффициент загрузки электростанции которых в настоящее время составляет около 355, ожидается что нагрузка увеличится на 55%, учитывая возраст станций и необходимость технического обслуживания, учитывая вероятность того, что эти станции не смогут постоянно работать с высоким коэффицентом загрузки электростанции. Планы по возвращению в строй угольных станций, которые находились на боковых линиях в качестве стратегического резерва, могут помочь заместить большее потребление газа в электроэнергетике, однако пока неясно, насколько интенсивно будут использоваться эти станции. Но поскольку только 28% потребляемого

Планы Германии по запуску большего количества угольных станций также окажут дальнейшую поддержку ставкам, поскольку для доставки угля потребуется больше барж, особенно с учетом того, что на некоторых станциях нет возможности использовать рельсы. Некоторые баржи, которые обычно работают на Рейне, также перемещаются на Дунай, чтобы забрать украинские партии зерна. Уровень запасов угля в портах Амстердам-Роттердам-Антверпен (APA) также будет стремиться оставаться ниже максимального уровня,

поскольку не будет перегружено достаточное количество угля, в то время как задержки отгрузки в портах АРА также могут увеличиться. Это логистическое событие не вовремя, учитывая растущую обеспокоенность Европы по поводу будущих поставок газа и необходимость сжигать больше угля для удовлетворения спроса на электроэнергию.

Германия предоставляет возможность для увеличения выбросов серы. После утверждения парламентом Германии Закона о доступности электростанций, который открыл путь к возобновлению работы законсервированных угольных электростанций, трейдеры теперь пытаются переварить мелкий шрифт, который, похоже, указывает на ослабление контроля за выбросами. Для решения проблем с поставками топлива в законе говорится, что "крупные печи, газовые турбины и системы двигателей внутреннего сгорания с номинальной тепловой мощностью 50 мегаватт и более" могут получить временное ослабление ограничений на выбросы. Это касается 75 котлов на каменном угле, 64 котлов на мазуте, двух систем двигателей внутреннего сгорания, работающих на мазуте или дизельном топливе, и 21 газотурбинной установки, работающей на мазуте или дизельном топливе. Хотя политика далеко не однозначна, европейское законодательство в настоящее время устанавливает 1% ограничение на содержание серы на уровне генерации, однако рыночные источники предполагают, что угли с содержанием серы 1,2-1,4% могут сжигаться с незначительным влиянием на уровень выбросов на предприятии, если оборудование для удаления серы из дымовых газов работает достаточно интенсивно. Все европейские угольные станции были обязаны установить оборудование для удаления серы из дымовых газов в соответствии с Директивой ЕС о крупных установках по сжиганию угля, действие которой завершилось почти десять лет назад. Однако, несмотря на очевидное изменение правил, способность заводов переходить на угли с более высоким содержанием серы остается ограниченной, при этом один генератор назвал свои ограничения по содержанию серы в топливе, используемом в его котлах, "техническими", а

не нормативными. Другие генераторы все еще пытаются понять, что именно означают эти нормы, учитывая неоднозначность разрешения правительства на использование разумных альтернатив российскому углю. В прошлом немецкие предприятия использовали в своих котлах американские угли с высоким содержанием серы, хотя и в смеси с российским углем с низким содержанием серы. Тем не менее, американский материал находится в ограниченном предложении из-за высокого спроса на внутреннем рынке и постоянных логистических и трудовых ограничений, поэтому значительное увеличение импорта американских высокосернистых углей будет проблематичным, даже если законодательство позволит это сделать.

Нидерланды

Нидерланды отменяют 35-процентное ограничение на производство электроэнергии из угля. Нидерланды зависят от России в поставках около 15% газа, но, несмотря на увеличение импорта СПГ и сокращение потребления газа, страна все еще рискует столкнуться с его нехваткой этой зимой. В июне Нидерланды активировали фазу "раннего предупреждения" плана ЕС по борьбе с энергетическим кризисом и отменили ограничение на производство электроэнергии на угле, чтобы помочь снизить зависимость от российского газа - эта мера может сэкономить 2 млрд кубометров газа в год. В отличие от остальной Европы, угольные электростанции в Нидерландах относительно новые - за исключением Amer 9, всем им менее 10 лет - что означает, что они не только эффективны, но и способны значительно увеличить свою мощность теперь, когда снято ограничение на производство электроэнергии. Общая мощность угольных электростанций в Нидерландах составляет чуть более 4 ГВт, что означает, что ежегодно эти станции могут сжигать около 9 млн тонн угля. Ранее в этом году компания Riverstone также отказалась от своих планов по выводу из эксплуатации недавно приобретенной угольной электростанции Onyx мощностью 731 МВт, которая должна была закрыться в феврале этого года. Все

эти события вместе взятые создают значительный потенциал для увеличения объемов сжигания угля в Нидерландах в этом году.

Правительство Нидерландов призывает крупных потребителей энергии сократить энергопотребление с 2023 года. Крупным энергетическим компаниям предложено инвестировать в меры, которые позволят им сократить потребление энергии с начала следующего года. Эта мера направлена на сокращение выбросов CO2 и на снижение зависимости страны от российского ископаемого топлива. Обязательное постановление потребует от компаний инвестировать во все меры по энергосбережению, затраты на которые могут быть возмещены в течение следующих пяти лет. По оценкам правительства, около 19 пета джоулей (примерно 0,5 млрд куб. м) потребляемого газа и 7 пета джоулей (2 ТВт-ч) электроэнергии можно будет экономить ежегодно в течение первых семи лет благодаря успешному внедрению этого мандата.

Великобритания

Британские электростанции согласны вернуть уголь для обеспечения зимних поставок энергии. Великобритания имеет ограниченное прямое воздействие на российскую энергетику. Несмотря на то, что на долю газа приходится около половины выработки электроэнергии в Великобритании, только 4% портфеля поставок газа в Великобританию обеспечивается российским газом, а поставки российского угля еще менее важны, поскольку в последние годы на долю угля приходилось лишь около 2% выработки электроэнергии. Тем не менее, общая подверженность Европы российским энергоносителям по-прежнему оказывает значительное влияние как на цены на энергоносители, так и на доступность энергоснабжения Великобритании, поэтому в связи с повышенным риском отключения российского газа и в целях обеспечения безопасности поставок предстоящей зимой все еще разрабатываются планы действий в чрезвычайных ситуациях.

В марте правительство Великобритании уже попросило все три угольные электростанции рассмотреть возможность возвращения на рынок, ясно дав понять, что это финансовое решение, которое должна принять и взять на себя компания. В июне EDF достигла соглашения с правительством о возвращении двух блоков на своей электростанции West Burton A, а Drax также согласилась вернуть один блок на своей электростанции. Подробности можно найти в таблице ниже. Хотя возвращение в строй этих энергоблоков увеличит доступные рынку мощности, правительство подчеркнуло, что Великобритания по-прежнему очень хорошо обеспечена электроэнергией, и отметило, что в большинстве случаев угольные электростанции будут включаться только в том случае, если это потребуется рынку, чтобы помочь сбалансировать спрос на электроэнергию.

В Великобритании все еще не установлен срок прекращения использования угля, но правительство готовится отказаться от проверок выбросов на угольных станциях. По сообщениям, чиновники Уайтхолла планируют отказаться от проверок выбросов на угольных и газовых станциях Великобритании, чтобы позволить угольным станциям вернуться к работе, поскольку они пытаются предотвратить ожидаемый энергетический кризис этой зимой. Хотя большинство существующих планов не выходят за рамки текущей зимы, растет обеспокоенность по поводу способности Великобритании взять на себя обязательство отказаться от угля к октябрю 2024 года. В прошлом году правительство заявляло, что оно закрепит свои планы по постепенному отказу от угля в законе в кратчайшие сроки, однако в последнем законопроекте об энергетике, опубликованном в июне, эта цель до сих пор не упоминается. Это говорит о том, что правительство явно держит свои возможности открытыми, учитывая растущий риск того, что энергетический кризис в Европе может значительно затянуться до предстоящей зимы.

Рынок угля Китая

Китай обладает самой мощной энергетической системой в мире, при этом на долю угольных электростанций приходится около 66,8% (4773 млрд. кВт*ч) производства электроэнергии в стране. В 1990-х годах Китай увеличил мощности электроэнергетики с 17 ГВт до 227 ГВт, в основном, за счет новых небольших угольных энергоблоков простейшего устройства («подкритический» паровой цикл, КПД 32 - 33%).

В 2004 году были внедрены новые требования к планированию и строительству угольных электростанций – любые новые объекты угольной генерации мощностью более 600 МВт должны быть оснащены установками для удаления пыли (твердых частиц) и десульфурации дымовых газов.

В 2007 году десульфация дымовых газов стала обязательной для всех электростанций мощностью более 135 МВт[6], в 2012 году стандарты выбросов были еще больше ужесточены, что привело к установке электрофильтров и селективного каталитического восстановления (SCR) на более чем 80% объектах. В 2014 году в Китае были приняты технические стандарты новых и существующих угольных электростанций, которые вступили в силу в 2020 году (с 2017 года – в восточном Китае и с 2018 года – в центральном Китае). Принятые стандарты являются более строгими, чем в Европейском союзе и США. Угольные электроэнергетические активы Китая являются, фактически, одними из самых новых в мире: 87% из них было построено за последние 15 лет, а 55% – за последние 10 лет.

В части добычи угля Китай является мировым лидером: в 2019 году добыча составила 3693 млн. тонн или 46,6% мировой добычи, при этом Китай импортирует более 296 млн. тонн угля. Китай является крупнейшим рынком угля, однако в стране наблюдается и рост добывающих мощностей – с 2016 года

[6] Целенаправленная политика руководства Китая по ужесточению норм выбросов в части угольной генерации, а также стимулирование и поддержка высокоэффективных технологий привели к тому, что в Китае эксплуатируются не менее 69 электростанций с технологией УСКД (ультрасверхкритическим циклом), против всего одной электростанций УСКД в США.

добыча увеличилась на 200 млн. тонн в год или на 14,2%, вследствие чего с 2019 года увеличилось давление цены на уголь на внутреннем рынке.

Экологическая политика Китая также сказывается – с января 2015 года Китай ввел запрет на импорт и продажу угля с зольностью более 40% и содержанием серы выше 2%, под запрет также попал бурый уголь с зольностью более 30% и серностью выше 1,5%.

Самые строгие требования предъявляются в городах юго-восточных провинций и трех северных городах (Пекин, Тяньцзинь и Хэбэй), где запрещено сжигать уголь, который содержит более 16% золы и более 1% процента серы. Также введен общий запрет на внутреннюю добычу, продажу, транспортировку и импорт угля с содержанием золы более 40% и серы 3% соответственно. Транспортироваться на расстояние более 600 км от места добычи или приемных портов может уголь с минимальной низшей теплотой сгорания 3940 ккал/кг, максимальным содержанием золы 20% и серы 1%.

Возможность существенного развития экспорта всех видов угля в Китай минимальна из-за отдаленного расположения основного спроса и отсутствия возможности конкурировать с морскими поставками угля из Австралии и Индонезии. Несмотря на то, что объемы добычи угля в Китае в целом покрывают внутренний спрос, высокие издержки на перевозку угля по железной дороге из северных регионов в основные районы потребления, располагающиеся вдоль южного побережья, вынуждают отказываться от транспортировки в пользу импорта.

В сентябре 2019 года президенты Казахстана и Китая объявили о предварительном соглашении о транзите казахстанского угля (до 2 млн. т/год) по железной дороге через пограничный переход Достык-Алашанькоу через материковый Китай в порт Ляньюньган для дальнейшего экспорта в Юго-Восточную Азию. Однако статистика экспорта не сообщает об экспорте угля в Азию (кроме Китая) за последние два года. Пандемия COVID-19, безусловно, осложнила любые возможные перевозки по этому маршруту: в течение 2020 года

Китай значительно ограничил движение поездов из Казахстана в Китай, а в марте 2021 года казахстанские железные дороги ввели запрет на движение поездов в Китай через пограничный переход Достык-Алашанькоу для уменьшения простоя вагонов на границе. В целом экспорт угля в Китай или транзитом через Китай ограничен, пропускной способностью транспортных сетей и перехода Достык-Алашанькоу.

В текущем году на рынке угля Китая сложилась сложная ситуация, приведшая к росту цен на внутреннем рынке фактически в три раза.

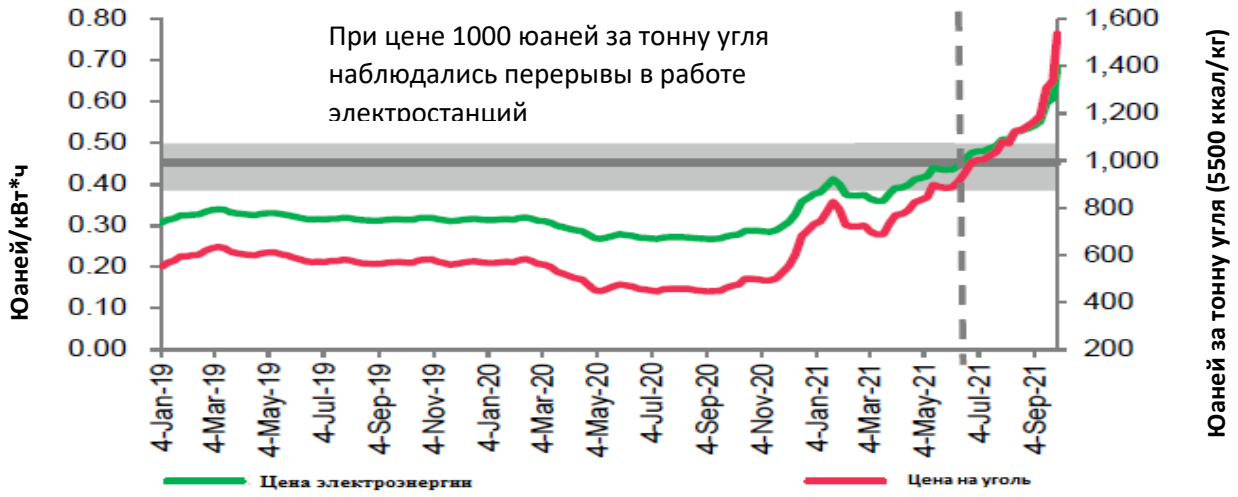

Рисунок 1.5 - Цена угля и стоимость электроэнергии, вырабатываемой на угле, в провинции Гуандун 2019 – 2021 гг.

Резкий рост цен на уголь и его дефицит в ряде провинций Китая в 2021 году связан с целым рядом обстоятельств. На внутреннем рынке Китая нарушение поставок началось с антикоррупционной кампании во Внутренней Монголии и введения новых мер по усилению безопасности условий труда на угольных шахтах, а также инспекций и экологических проверок угольной отрасли. Кроме того, был утвержден новый производственный регламент о производстве и отгрузке угля строго в соответствии с утвержденными характеристиками, иное ранее широко практиковалось производителями угля в Китае, а сейчас стало незаконным.

Эти меры совпали с сокращением импорта угля из-за наводнений в Индонезии, санкций в отношении австралийского угля и новыми карантинными мерами в связи со вспышкой COVID-19 в Монголии. Прогнозируется, что такая ситуация сохранится в Китае до 2022 года, однако уже в среднесрочной перспективе дефицит угля будет преодолен как за счет наращивания собственной добычи, так и увеличения импорта из Индонезии и России.

Потенциально транспортировка угля из Казахстана может осуществляться только через удаленные от основного спроса районы Китая, являющиеся, к тому же, основными регионами добычи. Ожидается, что в дальнейшем в Китае продолжится снижение доли транспортировки угля с помощью железной дороги, и значительно вырастет доля импорта угля из Индонезии, транспортируемого морем. Кроме того, согласно планам развития электроэнергетики, в Китае к 2030 году не менее 80% угольных электростанций должны будут характеризоваться сверхнизким уровнем выбросов загрязняющих веществ.

Казахстанский рынок угля

В настоящее время уголь является основным источником энергии в Казахстане, при этом он имеет наибольший углеродный след. В 1990 году на долю угля приходилось 65% выбросов ПГ в энергетическом секторе, несмотря на его меньшую долю в поставках энергии или спросе на энергию. Переход с энергетического угля на природный газ значительно сократит выбросы парниковых газов в энергетическом секторе. Поскольку природный газ является более чистым топливом с более высоким содержанием энергии, при его сжигании происходит меньше выбросов почти всех видов загрязнителей воздуха и образуется вдвое меньше углекислого газа, чем при сжигании угля для получения того же количества энергии. Хотя в настоящее время ведутся проекты газификации с целью замены энергетического угля более экологичным природным газом, трансформация идет весьма медленно.

Высокая энергоемкость других секторов экономики усугубляет проблемы декарбонизации энергетического сектора. Хотя предпринимаются усилия по повышению энергоэффективности экономики Казахстана, как это предусмотрено Концепцией перехода Республики Казахстан к «зеленой экономике», использование энергии в различных секторах все еще остается интенсивным и чрезмерным и составляет почти треть всех выбросов в энергетическом секторе. Повышение энергоэффективности и отказ от ископаемых видов топлива остается важной задачей для экономики Казахстана.

Наконец, хотя летучие выбросы в энергетическом секторе сокращались в последние годы, они по-прежнему составляли около 9% выбросов ПГ энергетического сектора в 2018 году. Летучие выбросы возникают как при первичной добыче энергии (например, попутный газ при добыче нефти и метан угольных пластов, выделяющийся при добыче угля), так и при распределении (например, утечки из трубопроводов). Это означает, что необходимы дальнейшие усилия по сокращению летучих выбросов. В целом, декарбонизация энергетического сектора потребует крупных инвестиций, чтобы стимулировать значительные изменения в поведении конечных потребителей энергии.

В настоящее время Казахстан входит в число крупнейших в мире производителей угля, с доказанными запасами в размере 34,2 млрд. тонн (4% мировых запасов). Около двух третей запасов угля приходится на бурый уголь, остальные – на каменный. Коксующийся уголь, составляющий в настоящее время 10% от общего объема производства, добывается в Карагандинском бассейне в Центральном Казахстане. При нынешнем уровне производства текущие запасы могут поддерживать добычу угля до 300 лет.

Непосредственная доля угольного сектора в занятости в стране довольно мала – 0,5%, равно как и доля в общей добавленной стоимости. Около четверти добываемого угля экспортируется в соседние страны. Экспорт энергетического каменного угля для российских тепловых электростанций составляет более 75% всего экспорта угля.

Основные запасы угля сосредоточены в нескольких бассейнах, расположенных вдали от запасов газа и нефти. Основные месторождения находятся вокруг Караганды и Нур-Султана (рисунок 1.6). В некоторых регионах и городах местная экономика сосредоточена вокруг добычи и сжигания угля для производства электроэнергии и в промышленности. Это формирует мнение, что прекращение добычи и использования угля практически невозможно. Однако проекты газификации, например, в Алматинской области, показывают, что в Казахстане доступны другие виды топлива. Отказ от угля будет амбициозной, но достижимой и необходимой задачей.

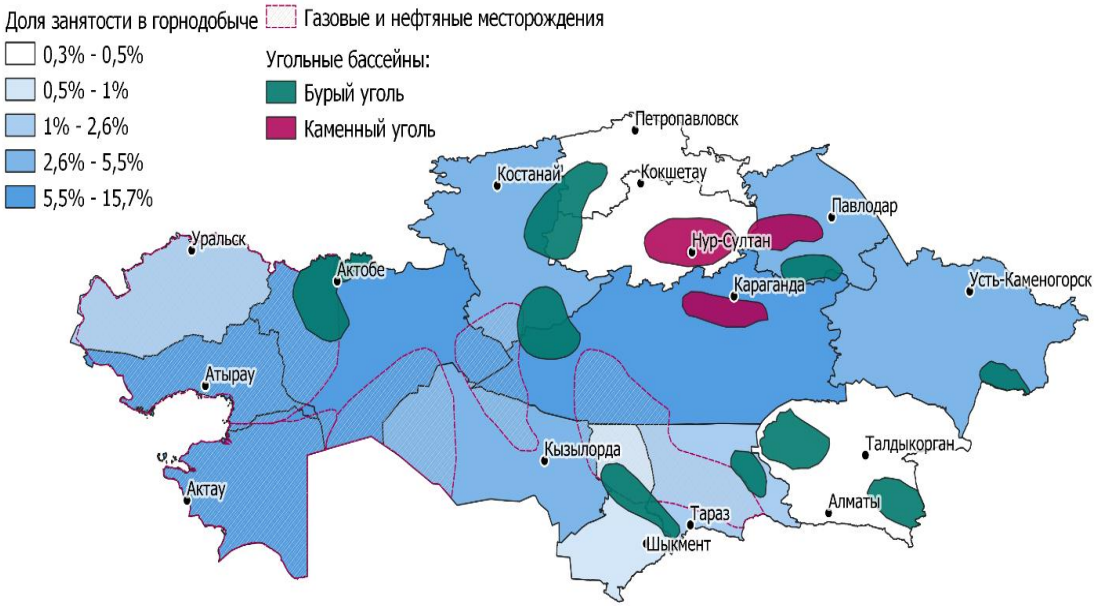

Рисунок 1.6 – Угольные бассейны Казахстана

Текущие издержки добычи и сжигания угля уже превышают доходы, получаемые сектором. В отличие от других видов топлива, при сжигании твердого топлива, как уголь, выделяются не только различные загрязняющие газы, но и вредные частицы и пыль. Более того, утилизация золы после сжигания добавляет статью расходов, которых можно избежать, используя другие виды топлива. Учет этих дополнительных расходов, а также расходов, которые несет население и государство (субсидии, затраты на здравоохранение), увеличивает стоимость угля в несколько раз. Хотя само производство угля также приносит

некоторый трудовой доход, косвенные затраты вне угольного сектора вместе взятые достигают более 50 долларов США на тонну угля, в то время как прибыль угольного сектора составляет всего 6,8 доллара США на тонну угля. Более того, этот уже отрицательный баланс угля не включает ущерб климату от выбросов парниковых газов, связанных с добычей и сжиганием угля, который может достигать 15,9 доллара США на тонну угля.

В 2020 году Казахстан занял восьмое место в мире по добыче угля с совокупным объемом добычи 109,2 млн. метрических тонн (млн. т), что на 1,4% меньше, чем в 2019 году. Падения добычи угля из-за воздействия пандемии COVID-19 на экономику не произошло. Уровень добычи в 2020 году оставался в основном на среднегодовом уровне последнего десятилетия (примерно 109 млн. т / год), в диапазоне от 115,7 млн. т в 2012 году до 98,6 млн. т в 2016 году. Добыча угля в Казахстане на 80-85% обслуживает внутренний рынок.

Запасы угля на 49 месторождениях Казахстана (A+B+C1) составляют 29,4 млрд. тонн (извлекаемые «балансовые запасы» 33,7 млрд. тонн) или 2,4% от общемировых запасов.

Рисунок 1.7 - Объемы добычи угля в Казахстане

По данным Министерства индустрии и инфраструктурного развития, в стране действует 25 угледобывающих предприятий, при этом три четверти

национальной добычи сосредоточено на четырех предприятиях: ТОО «Богатырь Комир», АО «Евразийская Энергетическая Корпорация», АО «Шубарколь Комир» и АО «АрселорМиттал Темиртау». Крупнейшим производителем в Казахстане является ТОО «Богатырь Комир» (39% добычи), но уголь данного предприятия относится к высокозольным, для его сжигания необходимы специально спроектированные котлоагрегаты.

Прогноз потребления угля на внутреннем рынке Казахстана в период до 2026 может быть сделан с учетом что будет связано с развитием угольной генерации, реконструкцией блока №1 500 МВт Экибастузской ГРЭС-1 к 2024 году и вводом 3 блока мощностью 636 МВт Экибастузской ГРЭС-2 к 2026 году. С учетом загрузки энергоблоков 65 - 70%, средняя выработка 1 блока Экибастузкой ГРЭС 1 составит около 3,0 млрд. кВт*ч, а третьего блока Экибастузкой ГРЭС-2 около 3,9 млрд. кВт*ч. Дополнительно планируется ввод дополнительных мощностей на Усть-Каменогорской ТЭЦ 118 МВт к 2023 году, что также увеличит выработку электроэнергии из угля 0,5 млрд. кВт*ч.

С учетом удельного расхода угля 0,38 кг/кВт*ч, может быть рассчитан прирост потребления угля за счет новой угольной генерации, однако также необходимо учесть снижение потребления угля за счет перевода на газ Алматинских ТЭЦ-2 (2,3 млн. тонн) и ТЭЦ-3 (0,9 млн. тонн).

Дополнительным фактором, оказывающим влияние на спрос на электроэнергию, является активно развивающаяся индустрия майнинга криптовалют. Оценки показывают, что более 7 млрд. кВт*ч угольной генерации потребляются на майнинг криптовалют.

Таблица 1.4 - Прогноз потребления угля, млн. тонн.

	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**
Потребление угля (прогноз IHSM)	46	52	50	52	51	51	50	50	49	49

Рост потребления угля (новые ТЭС)	0	0	0	0	0	0,0	0,2	1,4	1,4	2,9
Прирост потребления угля (майнинг)					0,3	0,6	0,9	1,2	1,6	2,1
Снижение угля (перевод ТЭЦ на газ)									-2,3	-3,2
Общее потребление угля	46,0	52,0	50,0	52,0	51,3	51,6	51,1	52,6	49,7	50,7

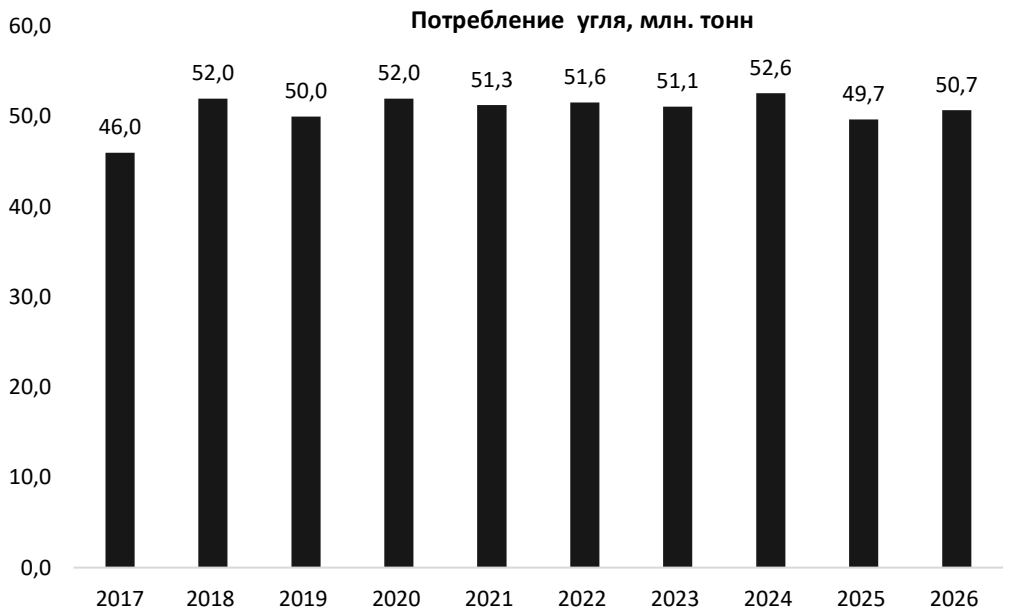

Рисунок 1.8 - Факт и прогноз до 2026 года потребления угля на внутреннем рынке Казахстана.

За последнее десятилетие Казахстан стабильно экспортировал примерно четверть годового производства угля, хотя доля экспорта постепенно сокращается. В 2010 году экспорт угля из Казахстана составлял около 31% от объема производства, но в середине десятилетия его доля упала примерно до 25%. В 2020 году общий объем экспорта составил 22,4 млн. т, или 21% от объема производства.

2. Анализ региональных трендов (на примере Центральной Азии)

2.1. Профиль выбросов, уязвимость и субсидии на ископаемое топливо

Центрально азиатский регион, охватывающий Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан и Узбекистан, является регионом, не имеющим выхода к морю, с резко континентальным засушливым климатом со значительными сезонными и суточными колебаниями температуры и неравномерным распределением осадков, и является одним из наиболее уязвимых регионов к воздействиям изменения климата.

В то же время, регион сильно зависит от ископаемого топлива, как с точки зрения производства, так и потребления, при этом Казахстан, Узбекистан и Туркменистан имеют самые большие углеродные следы и входят в число 100 стран мира с наибольшими выбросами тяжелых углекислых газов. Согласно последним кадастрам/двухгодичным отчетам, более 80% выбросов парниковых газов в Центральной Азии приходится на производство и потребление энергии. Сельское хозяйство занимает второе место по уровню выбросов, за ним следуют отходы и промышленные процессы. В целом, в 2019 году в регионе было выброшено 710,5 млн тонн CO2-экв, при этом на Казахстан приходилось ~ 396 мт CO2-экв. (55,7%), на Кыргызстан приходилось ~ 15 мтCO2-экв. (2,1%), на Узбекистан ~ 205 мтCO2-экв. (28,9%), Туркменистан ~ 85 мтCO2e (12%) и Таджикистан ~ 9,5 мтCO2e (1,3%).

Примечательно, что выбросы в регионе достигли пика в 1990-х годах до распада Советского Союза и с тех пор все еще не достигли тех же уровней. Однако разница между странами разительная.

Казахстан и Туркменистан являются крупными экспортерами нефти и газа, которые значительно увеличили свои выбросы на душу населения более чем на 70% с 1998 по 2014 год, приблизившись к базовому уровню 1990 года. За этот же период выбросы на душу населения в Узбекистане сократились на

1,6 метрических тонны. Кыргызстан и Таджикистан, с другой стороны, в значительной степени полагаясь на сельское хозяйство и Таджикистан, использующий гидроэнергию для производства 98% электроэнергии страны, остаются ниже 2 тонн выбросов CO_2 на душу населения (Рисунок 4.4).

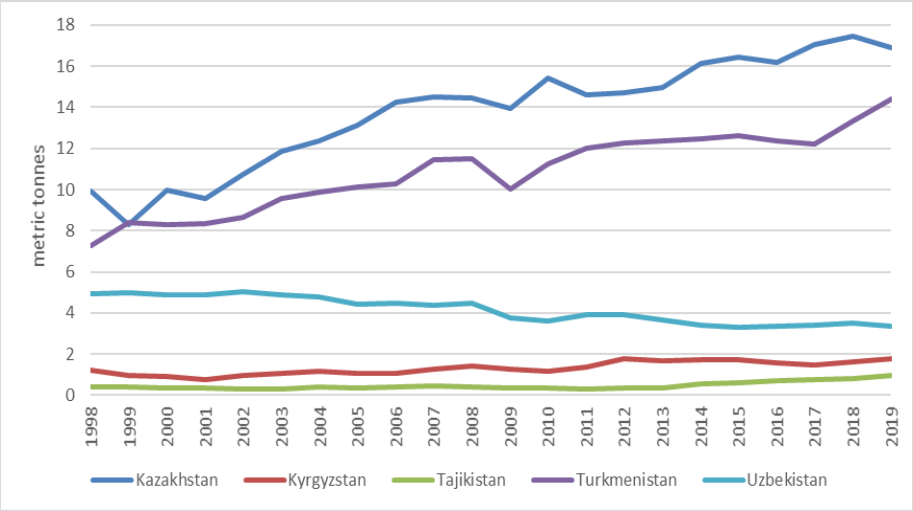

Рисунок 2.1 - Выбросы CO2 на душу населения отдельных стран Центральной Азии

Результаты показывают, что страны с более высоким экономическим ростом также сталкиваются с более высоким спросом на энергию и увеличением выбросов CO2 из-за сильной зависимости от ископаемого топлива. Это четко подчеркивает настоятельную необходимость перехода к подходам "зеленой" экономики, когда экономический рост не связан с ростом выбросов углерода.

С другой стороны, несмотря на то что региональная тенденция экономического роста была обусловлена ростом экспорта газа и нефти в Казахстане и Туркменистане, меры по повышению эффективности и инвестиции в гидроэнергетику породили тенденцию к снижению в Центральноазиатском регионе с точки зрения выбросов CO_2 на ВВП.

Помимо ожидаемых рисков, связанных с изменением климата и глобальным потеплением, Центральноазиатский регион крайне уязвим для

внешних экономических потрясений, сильной зависимости от ресурсной ренты и колебаний мировых цен на нефть. Волатильность и девальвация валюты снижают инвестиционное доверие и приводят к увеличению рисков в проектах возобновляемой энергетики и сроках окупаемости. Если Центральноазиатская энергетическая система будет подвергнута дополнительной политике, ориентированной на окружающую среду, могут быть получены различные компромиссы и ответы вариантов энергетического комплекса.

Одновременно в Казахстане, Узбекистане, Туркменистане активное субсидирование на потребление ископаемого топлива образует розничные цены на электроэнергию ниже, чем в среднем в мире и создает неравные возможности для роста возобновляемых источников энергии. Поскольку инструменты ценообразования на углерод направлены на увеличение стоимости углерода для сокращения выбросов парниковых газов, крупномасштабные субсидии на ископаемое топливо.

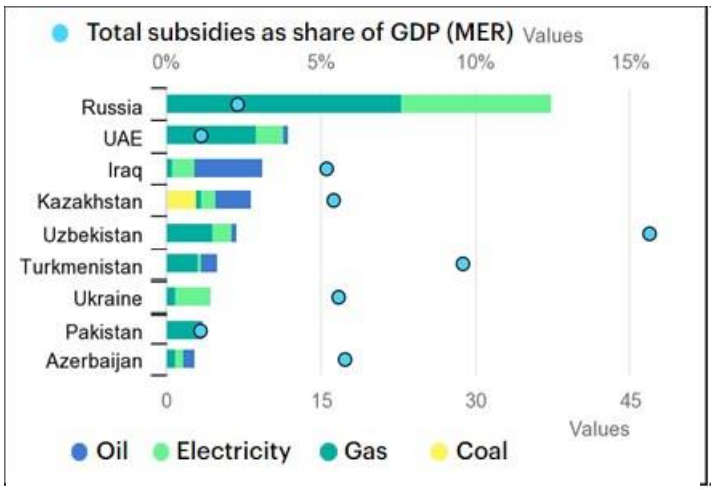

Рисунок 2.2 - Субсидии на потребление топлива по странам, принятые для ЦА по данным МЭА

Таким образом, странам следует рассмотреть вопрос о пересмотре своих

субсидий на ископаемое топливо в тандеме с разработкой подходов к ценообразованию на углерод.

Все больше доказательств подталкивает к более жесткой глобальной климатической политике, включая налогообложение на основе содержания углерода, что может привести к тому, что регион ЦА окажется в ловушке с застрявшими активами в инфраструктуре ископаемого топлива. Это особенно верно для крупнейших стран региона, добывающих ископаемое топливо. В условиях растущего давления как внутри стран, так и в регионе, так и из внешних источников в Центральной Азии растет импульс к переходу от экономики, основанной на ископаемом топливе.

2.2. Климатические обязательства и потенциал возобновляемых источников энергии

Все пять стран Центральной Азии ратифицировали Парижское соглашение и представили свои первые определяемые на национальном уровне взносы (вклад) (далее - ОНУВ) в РКИК ООН. Согласно опросам, все пятеро планируют поделиться своими обновленными ОНУВ в 2021 году.

Центральноазиатский регион обладает высоким потенциалом для производства возобновляемой энергии, как с точки зрения ветра, солнца, так и гидроэнергетики. Узбекистан уже использует 40% своего технически осуществимого гидроэнергетического потенциала, в то время как Казахстан, Кыргызстан и Таджикистан используют только 13%, 15% и 5% соответственно своего технически осуществимого потенциала. Точно так же в Туркменистане есть только одна гидроэлектростанция. В Казахстане и Узбекистане было принято законодательство по возобновляемым источникам энергии и введены финансовые стимулы, такие как аукционный механизм с контрактами PPA на 25 лет, налоговые льготы и доступ к сетям.

Однако внутри региона существуют свои нюансы, и каждая страна имеет свои собственные уникальные национальные условия,

несмотря на некоторые общие региональные особенности. Казахстан, например, не решается допустить слишком высокую долю ВИЭ (возобновляемых источников энергии) из-за предполагаемой угрозы того, что энергосистема не сможет обрабатывать более 10% нестабильных возобновляемых источников энергии до 2030 года из-за ограниченного числа газовых электростанций. Интеграция многочисленных источников энергии (например, газа, воды, ветра, солнечной энергии) и расширение сотрудничества и координации между странами Центральной Азии могли бы предоставить значительные возможности для более высокого проникновения ВИЭ при более низких затратах при более эффективном сохранении стабильности энергосистемы. Электроснабжение в Центральной Азии не организовано централизованно, несмотря на высокий потенциал производства гидроэнергии в Таджикистане и Кыргызстане летом и тепловой электроэнергии в Узбекистане и Южном Казахстане зимой. Трансграничные обмены электроэнергией в регионе могли бы уменьшить потребность в пиковой и резервной мощности в системе и уменьшить необходимый резерв мощности в соответствующих национальных системах. Кроме того, оптимизация экспорта гидроэнергии из более высоких в более низкие прибрежные государства может свести к минимуму разлив воды летом.

Анализ моделирования энергосистем Центральной Азии показывает, что регион может сократить операционные расходы на целых 6,4 миллиарда долларов в ближайшие 10 лет. Это может стать реальностью, когда соседние системные операторы используют взаимосвязанную инфраструктуру передачи электроэнергии. Ведутся дискуссии по расширению взаимосвязей и получению оптимальной ценности от скоординированной работы системы. Прогресс в развитии проекта CASA-1000, соединяющего страны Центральной и Южной Азии, увеличит

возможности торговли электроэнергией. В этом контексте регион может все чаще находить возможности для использования своего потенциала возобновляемых источников энергии для экспорта зеленой электроэнергии. Кроме того, существуют большие возможности для значительного повышения энергоэффективности и сокращения утечки выбросов парниковых газов, чтобы привести регион в соответствие с низкоуглеродными путями развития.

2.3. Наличие данных о выбросах и систем MRV (измерение, отчетность и верификация)

Наличие данных о выбросах является предварительным условием для внедрения инструментов ценообразования на выбросы углерода. В частности, данные о выбросах от крупномасштабных объектов по выбросам необходимы для СТВ или налога на углерод, непосредственно применяемого к ним. Одним из ключевых элементов внедрения ИЦУ является система измерения, отчетности и верификации (MRV), которая позволяет собирать, управлять, анализировать, использовать и проверять данные, связанные с изменением климата. В настоящее время пять стран Центральной Азии находятся на различных стадиях реализации MRV (агрегированных на национальном уровне и уровне предприятий). Например, Казахстан внедрил MRV на уровне объекта в качестве основы для своих внутренних СТВ. В феврале 2019 года страна внедрила онлайн-платформу, которая позволяет крупным эмитентам в регионе передавать и записывать данные о выбросах парниковых газов и правах на торговлю выбросами в режиме онлайн. Узбекистан имеет опыт создания систем MRV в рамках проектов национальных соответствующих мер по смягчению последствий (NAMA), проведения первоначальной оценки и первичной дорожной карты для национальной системы MRV. Кыргызстан и Таджикистан также провели первоначальную оценку институционального и технического потенциала

своих систем MRV. Тем не менее, внедрение MRV для объектов, выбрасывающих ПГ, очень ограничено в Центральной Азии из-за отсутствия технических возможностей и законодательства. Тем не менее, общее мнение, которое решительно разделяют страны Центральной Азии, заключается в том, что разработка и применение соответствующих MRV рассматривается как важный первый шаг к продвижению ценообразования на углерод в регионе.

2.4. Рассмотрение инструментов ценообразования на углерод.

Казахстан-единственная страна в Центральной Азии, которая внедрила инструмент ценообразования на углерод. Речь идет о отечественном СТВ, который был внедрен в пилотном режиме в 2013 году. Основываясь на интервью и выступлениях стран-участниц REdiCAP, все остальные страны Центральной Азии в настоящее время рассматривают инструменты ценообразования на углерод на различных уровнях своих институтов. Однако никакие политические обязательства в отношении ИЦУ официально не были одобрены правительствами. Однако внедрение казахстанского СТВ привело к тому, что ряд других стран региона стали более ответственно относиться к окружающей среде в своей отрасли и теперь рассматривают ценообразование на углерод в качестве инструмента сокращения выбросов в соответствии со своими обязательствами, изложенными в их ОНУВ в рамках Парижского соглашения.

Таблица 2.1 - Рассмотрение ИЦУ в странах Центральной Азии

Страна	**Рассмотрение или принятие инструментов ценообразования на углерод**	**Другие соответствующие климатические политики**
Казахстан	Принял СТВ	Концепцию зеленой экономики 2013 г. Налог на

		углерод рассматривается как сценарий глубокой декарбонизации на 2021-2030 гг. В обновленной дорожной карте ОНУВ на2021-2030 гг. и стратегии развития с низкими выбросами - 2050 г.
Кыргызстан	Рассмотрел СТВ	программу адаптации к изменению климата.
Таджикистан	СТВ или зеленые сертификаты рассмотрены	Дорожная карта ОНУВ на 2021-2030 дорожная карта ОНУВ, программа смягчения изменения климата и адаптации, 2019 год
Туркменистан	Программа поддержки гидроэнергетики	Концепция национальной зеленой экономики 2020. Учитывая зеленые сертификаты
Узбекистан	СТВ рассматривается	концепция зеленой экономики 2019 года, механизм цен на углерод является одним из приоритетов в программе углероднонейтрального сектора электроэнергетики 2020 года (поясняется ниже)

2.5. Анализ ценообразования на углерод в странах Центральной Азии

Казахстан

Казахстан является крупнейшим эмитентом парниковых газов в Центральной Азии. Согласно Национальному кадастровому отчету Казахстана, его выбросы ПГ в 2018 году составили 396 млн тонн в эквиваленте CO_2, приблизившись к уровню выбросов 1990 года. Учитывая это, Министерством охраны окружающей среды и ПРООН был разработан и одобрен президентом в 2013 году стратегический программный документ под названием “Концепция перехода к зеленой экономике до 2050 года". В программном документе определен ряд целевых показателей по производству электроэнергии. Доля альтернативных источников энергии в производстве электроэнергии достигла целевых 3% в 2020 году (без учета крупных гидроэлектростанций-10%). Предстоящие цели-30% к 2030 году и 50% к 2050 году (включая все возобновляемые источники энергии и ядерную энергетику); и увеличение доли газовых электростанций в производстве электроэнергии до 20% к 2020 году, 25% к 2030 году и 30% к 2050 году. Выбросы парниковых газов от производства электроэнергии по сравнению с 2012 годом должны сократиться на 15% к 2030 году и на 40% к 2050 году. Однако, чтобы соответствовать целям Парижского соглашения, эти цели должны быть значительно усилены. В частности, следует увеличить долю возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и сократить долю природного газа и особенно угля. Несмотря на то, что страна еще не продемонстрировала повышенные амбиции в рамках Парижского соглашения, Казахстан признает свой большой углеродный след и угольную зависимость и предпринимает шаги по увеличению доли возобновляемых источников энергии в энергетическом балансе, расширению своей системы торговли выбросами углерода и увеличению газификации.

На саммите Climate Ambition в декабре 2020 года президент К. Токаев

объявил о новом обещании, что Казахстан достигнет углеродной нейтральности к 2060 году в рамках усиленного климатического плана страны. Для достижения этой цели Казахстан взял на себя обязательство разработать и принять амбициозную долгосрочную стратегию развития, направленную на снижение выбросов парниковых газов и декарбонизацию экономики.

На основе предварительных обсуждений процесса обновления ОНУВ страны в одном из сценариев были введены выбросы метана, изученные в рамках СТВ с 2026 года, и аукционы. Доходы от аукционов и штрафов будут аккумулироваться в Национальном фонде декарбонизации, который будет создан в ближайшие годы. Кроме того, налог на углерод также рассматривается для нерегулируемых отраслей промышленности в стране в качестве факультативного способа достижения целей ОНУВ.

В качестве средства сокращения выбросов экономически эффективным способом Казахстан запустил свою национальную схему торговли выбросами (СТВ) в 2013 году при технической поддержке партнерства Всемирного банка по обеспечению готовности рынка (PMR). Цель СТВ состоит в том, чтобы действовать в качестве основного инструмента регулирования внутренних выбросов парниковых газов. В настоящее время эта схема покрывает почти 50% общих выбросов парниковых газов в Казахстане. Он также налагает обязательства сообщать о выбросах других парниковых газов с установок, превышающих пороговый уровень 20 000 тонн CO2-eq в год.

На различных этапах осуществления СТВ были приняты три национальных плана распределения квот на ПГ СТВ. В фазе 1, охватывающей 2013 год (пилотный этап) – первый национальный план распределения квот на выбросы ПГ.

В 2014-15 годах вторая фаза СТВ началась с распределения квот на основе исторических выбросов. В 2015 году независимые проверочные

компании приступили к проверке отчетов о выбросах парниковых газов объектов. Для оценки системы бенчмаркинга распределения квот был начат процесс сбора, обработки и анализа данных о выбросах парниковых газов.

В 2016-17 годах Казахстан приостановил СТВ в части торговых квот до 2018 года из-за определенных искажений в системе и дефектов, которые необходимо было устранить (исторический метод). Кроме того, она рассматривала правовые коллизии и пробелы в регулировании выбросов углерода, которые были обнаружены на первых двух этапах СТВ. Предыдущие этапы функционирования СТВ имели ограниченное влияние, представляя собой либо стабилизацию выбросов предприятий, подпадающих под ограничения, к 2013 и 2014 годам (по сравнению с уровнями 2010 и 2011 годов), либо ограничение выбросов (сокращение на 1,5% к 2015 году по сравнению с уровнями 2012 года).

1 января 2018 года СТВ возобновила свою деятельность после двухлетней приостановки с новыми методами распределения и торговыми процедурами: основанными на базовом или бенчмаркинговом уровне. Однако казахстанская СТВ не предоставляет надежных методологий мониторинга парниковых газов, кроме CO2. Требования национальных СТВ не содержат обязательства операторов покрывать выбросы парниковых газов, кромеCO2. Выбросы других ПГ составляют примерно 17% от общего объема выбросов ПГ в Казахстане. Таким образом, добавление газов, не содержащих CO2, может позволить повысить потенциал и гибкость для сокращения выбросов ПГ.

Фаза 3, в течение 2018-20 гг., использует распределение квот с помощью бенчмаркинга и исторического метода. Национальный план распределения ПГ, принятый в январе 2018 года, устанавливает предельный уровень выбросов для 129 компаний на период 2018-2020 годов, а также предельный уровень сокращения выбросов на 5% к 2020 году по сравнению с 1990 годом. Следующие шаги связаны с глобальным ценообразованием на углерод и

включают подготовительный этап и этап полного участия:

1) Подготовительный этап (2023-2025) - расширение MRV системы (в том числе оборудование для непрерывного измерения концентрации закиси азота при производстве азотной кислоты, возможно - для измерения перфторуглерод выбросы -ПФУ), подготовка к выделению и распределению бесплатных квот (сбора и проверки данных на выбросы, пересмотра критериев и методологии определения вида деятельности для таких показателей, обучение операторов и т. д.).

2) полноправное участие в СТВ - с 2026 года (при условии внесения изменений в Экологический кодекс Республики Казахстан не позднее 2023 года и подготовки необходимых подзаконных актов).

Выбор аукционной площадки необходим для обеспечения стабильности рынка квот. В настоящее время торговля квотами осуществляется на Каспийской товарной бирже, и торговать могут только аккредитованные брокеры и дилеры этой биржи (на сайте https://caspy.kz). Минимальная цена начальной продажи квот на аукционах за первый квартал продаж составляет $1,15 USD за тCO2. Национальная СТВ в Казахстане постепенно ужесточается. Цементные заводы на первом этапе реализации ОНУВ (2021-2022 гг.) испытывают дефицит свободных квот и вынуждены будут покупать дополнительные квоты с рынка, что приведет к росту цен на отечественный цемент. В своей дорожной карте ОНУВ на 2021 год Казахстан рассматривает введение пограничного налога на выбросы углекислого газа при импорте в качестве защитной меры против демпинга производителей цемента и стекла из стран региона, где выбросы парниковых газов не регулируются. Внедрение ОНУВ и дальнейшее ужесточение СТВ может быть поддержано таким введением механизма корректировки углеродных границ, более широко называемого налогом на углеродные границы. Наряду с разработкой их пересмотренного ОНУВ проект GIZ "Поддержка зеленой экономики Казахстана и Центральной Азии для низкоуглеродного

экономического развития (2020)" инициировал разработку долгосрочной стратегии развития с низким уровнем выбросов (LT-LED) для Республики Казахстан до 2050 года.

Переход на возобновляемые источники энергии и темпы их развития окажут определяющее влияние на декарбонизацию казахстанской экономики и достижение ими ОНУВ. Для достижения климатических целей крайне важно, чтобы электроэнергия, вырабатываемая из угля, быстро сокращалась при достижении справедливого перехода. Национальная СТВ будет играть решающую роль в этом переходе, и наряду с национальной приверженностью и развитием потенциала региональное сотрудничество может стать благоприятным фактором.

Кыргызстан

Кыргызстан-не имеющая выхода к морю страна с доходом ниже среднего и относительно низким уровнем выбросов углекислого газа. Страна обладает значительными природными ресурсами, включая полезные ископаемые, леса, пахотные земли и пастбища, а также огромным потенциалом для расширения своего сельскохозяйственного сектора, производства гидроэлектроэнергии и индустрии туризма. В первом ОНУВ страны с 2016года Кыргызстан признает свою уязвимость к изменению климата и низкие выбросы парниковых газов на душу населения, но также и то, что их планируемое экономическое развитие приведет к резкому увеличению выбросов парниковых газов, если они не ослабнут.

Кыргызстан представил свой первый ОНУВ в рамках Парижского соглашения в РКИК ООН в феврале 2020 года. В своих ОНУВ Кыргызстан обязуется сократить выбросы ПГ в диапазоне 11,49 - 13,75% ниже BAU (Business as usual) в 2030 году. В качестве условной цели, основанной на международной поддержке, Кыргызстан стремится реализовать меры по смягчению последствий для достижения общего сокращения выбросов ПГ в

диапазоне 29,00 -30,89% ниже BAU в 2030 году. Долгосрочным безусловным вкладом страны до 2050 года является сокращение выбросов ПГ в диапазоне 12,67 - 15,69% ниже BAU. Условный вклад заключается в достижении общего снижения в диапазоне 35,06 - 36,75% ниже BAU в 2050 году. Их долгосрочное обязательство заключается в ограничении выбросов ПГ на душу населения до максимума 1,23 т/CO2 или 1,58 т/CO2 в 2050 году для достижения цели ниже 2°C.

Низкие выбросы Кыргызстана в значительной степени обусловлены тем, что 90% всей выработки электроэнергии обеспечивается гидроэлектростанциями. Однако ожидаемое воздействие изменения климата может оказать влияние на потоки воды и снизить потенциал гидроэнергетики, в то же время спрос на электроэнергию в стране значительно возрастет. В настоящее время, несмотря на формальную поддержку возобновляемых источников энергии в соответствии с законом О возобновляемых источниках энергии со стороны Министерства энергетики, есть возможности для дальнейшей поддержки.

Учитывая профиль выбросов и цели Парижского соглашения, в стране рассматривается вопрос о ценообразовании на углерод, однако был поднят ряд барьеров для внедрения механизмов ценообразования на углерод в стране, в том числе:

- Отсутствие концептуального понимания преимуществ инструментов ценообразования на углерод и последствий изменения климата
- Отсутствие политической воли и стимулирующих правовых и фискальных рамок
- Отсутствие системы мониторинга, отчетности и проверки (MRV)
- Отсутствие институциональной базы для внедрения и поддержания ИЦУ

- Отсутствие потенциала, технических знаний, а также продуктов знаний по внедрению ИЦУ (инструмент ценообразование на углерод).

Из-за этих барьеров Кыргызстану еще предстоит рассмотреть вопрос о ценообразовании на углерод. Кроме того, существуют очевидные внутренние проблемы, связанные с внедрением инструментов ценообразования на углерод, включая то, что предприятия могут воспринимать это как барьер для роста и что затраты на углерод могут нанести ущерб потребителям, отмечая, что в условиях высокого уровня бедности повышение цен на углерод может создать социальную напряженность, если не будет принято правильное решение. Поэтому, особенно в контексте пост-COVID-19 экономик, крайне важно, чтобы постепенное внедрение ИЦУ в экономику могло обеспечить более плавное внедрение в странах ЦА за счет помощи предприятиям в адаптации и предоставления скидок для смягчения воздействия на потребителей с учетом национальных условий.

Таджикистан

В Таджикистане меры по смягчению последствий изменения климата и адаптации к ним отражены в Национальной стратегии развития до 2030 года (октябрь 2019 года) и в среднесрочной программе развития Таджикистана на 2021-2025 годы. Постановлением Правительства Республики Таджикистан от 2 октября 2019 года № 482 принята Национальная стратегия адаптации Республики Таджикистан к изменению климата на период до 2030 года. Стратегия состоит из пяти глав и охватывает период до 2030 года.

Таджикистан представил свой национальный вклад в Парижское соглашение в 2017 году с целевыми показателями сокращения выбросов страны, как показано ниже:

Таблица 2.2 - Условные и безусловные цели Таджикистана до 2030 года

№	Условия	Восстановительный потенциал от уровня 1990 года (25.5 млн. т эквивалента CO_2)	Удельных выбросов на душу населения, ТСО2э на душу населения
1	безусловной цели в 2030 году (собственными силами)	минус 10-20% (20.4-23 т со2е)	1.7-2.2
2	условные цели в 2030 году (при поддержке международного сообщества)	минус 25-35% (16.6-19.1 млн. т со2 е)	1.2-1.7

По сравнению с базовым уровнем 1990 года выбросы ПГ в Таджикистане сократились на 64,3% до 2014 года и составили 9,1 млн т CO_2. Во многом это связано с интенсивным использованием и расширением гидроэнергетики, на долю которой приходится 98% выработки электроэнергии в стране [6]. В стране также осуществляется и утверждается ряд международных проектов на сумму более 211 млн. долл.США из стратегического Фонда по изменению климата (the Climate Change Strategic Fund), Глобального экологического фонда (ГЭФ), адаптационного Фонда зеленого климата, немецкого банка развития, АБР, Всемирного банка, ЕБРР, ПРООН и целевого фонда ТФЕС - Европейского союза.

В 2019 году был представлен первый доклад Таджикистана за двухгодичный период, и в настоящее время идет процесс подготовки четвертого национального сообщения в рамках Рамочной конвенции ООН.

Система ценообразования на углерод в Таджикистане находится в стадии зарождения. Однако, по словам координатора REdiCAP, страна планирует создать нормативно-правовую базу для MRV к 2025 году и создать систему ценообразования к 2030 году. Основными препятствиями на пути внедрения

механизма ценообразования на углерод в стране являются организационный, финансовый, информационный и кадровый потенциал. Надлежащий процесс имеет решающее значение для эксплуатации системы MRV, которая в настоящее время отсутствует в Таджикистане. Кроме того, в текущем бюджете страны не предусмотрены финансовые ассигнования на создание и внедрение системы MRV в Таджикистане, что является серьезным препятствием для успешной реализации этой системы и требует финансовой помощи со стороны партнеров по развитию. Кроме того, основной проблемой, с которой может столкнуться Таджикистан при внедрении системы MRV, является сбор данных.

Главной проблемой может быть не доступ, а отсутствие данных для разработки системы MRV. Наконец, страна сталкивается с серьезными проблемами из-за отсутствия местных технических экспертов по MRV и внешней поддержки для наращивания местного потенциала.

Туркменистан

В своем первом ОНУВ по Парижскому соглашению, представленному в 2016 году, Туркменистан поясняет, что основными источниками выбросов парниковых газов в стране являются предприятия нефтегазовой отрасли, энергетики, сельского хозяйства и транспорта, а также жилищно-коммунального хозяйства. Наибольшие выбросы образуются при сжигании топлива, добыче полезных ископаемых, транспортировке и хранении нефти и газа. Туркменистан имеет самую высокую энергоемкость и углеродоемкость в регионе ЦА в производстве энергии преобладают природный газ и нефть, и значительное сокращение выбросов может быть достигнуто за счет снижения потерь энергии в электрических и газовых сетях, а также за счет решения проблемы вентиляции и сжигания на факелах. Потенциал солнца и ветра в стране очень высок, но все еще используется недостаточно. Развитие Туркменистана в годы независимости

ознаменовалось высоким ростом промышленного производства и инвестиций в экономику страны. Интенсивный экономический рост страны связан с увеличением использования энергетических продуктов, в первую очередь нефти и газа, что в свою очередь способствовало увеличению выбросов парниковых газов. По результатам оценок выбросов за 18 лет (2000-2017 гг.) общий объем выбросов парниковых газов в стране увеличился более чем вдвое (Рис.4).

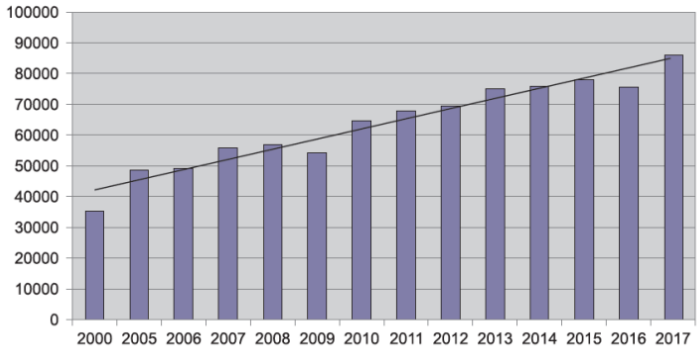

Рисунок 2.3 - Общие выбросы парниковых газов в Туркменистане за 2000-2017гг. (ктCO_2e)

В целях сокращения выбросов Туркменистан разработал национальную стратегию борьбы с изменением климата (НСТКК), определяющую 3 основных направления более экологичного экономического развития, в том числе: энергоэффективность и энергосбережение, устойчивое использование природного газа и нефтепродуктов и более широкое использование альтернативных источников энергии.

Президент Туркменистана подписал Указ “Об утверждении Государственной программы энергосбережения на период 2018-2024 годов”, в котором говорится о необходимости подготовки национальной системы инвентаризации выбросов парниковых газов. Для обеспечения прозрачности при проведении национального кадастра необходимо разработать комплекс руководящих принципов мониторинга, отчетности и проверки (MRV). В настоящее время проводится первоначальная оценка институционального и технического потенциала для создания системы MRV

(кадастр парниковых газов). Важные следующие шаги включают подготовку основной дорожной карты для создания национальной системы MRV.

Было отмечено, что инструменты ценообразования на углерод осуществимы только после 2025 года, но никакие политические обязательства в отношении ИЦУ еще не были официально одобрены правительством. Все национальные программы в большей степени ориентированы на ответственное экологическое Содействие созданию инструмента сокращения выбросов, как это предусмотрено в их ОНУВ в рамках Парижского соглашения.

В Национальной стратегии развития возобновляемых источников энергии (проект рассматриваемого документа на 2020 год) одним из ключевых предлагаемых мероприятий является изучение международного опыта и подготовка предложения по развитию системы торговли зелеными сертификатами, предусматривающей признание результатов национальной инвентаризации, проведенной местными экспертами и международными авторитетными организациями.

Узбекистан

Узбекистан выбрасывает около 205 миллионов тонн CO2, что эквивалентно 6,9 тоннам на душу населения (~31,1 миллиона человек). Около 89,4% выбросов парниковых газов в Узбекистане приходится на энергетический сектор западной части страны, где находится столица Ташкент.

В настоящее время гидроэнергетика составляет 2,004 ГВт установленной мощности. Министерство энергетики планирует увеличить этот показатель до 3,8 ГВт к 2030 году. Помимо гидроэнергетики, есть потенциал использования других возобновляемых источников энергии, в частности солнечной, ветровой энергии и энергии биомассы. Но биоэнергию развивать сложно из-за нехватки сырья. Имеющееся сырье используется для увеличения

гумуса низкоплодородных почв Узбекистана.

В Узбекистане действует основное природоохранное законодательство, включенное в программы развития и финансирования энергетики, строительства, транспорта, водоснабжения и лесного хозяйства, а также в проект стратегии структурных реформ Узбекистана "Видение-2030". Эта стратегия устанавливает временные цели по снижению энергоемкости ВВП и расширению использования возобновляемых источников энергии, в первую очередь солнечной энергии. В настоящее время Узбекистан разрабатывает законодательство в области возобновляемых источников энергии с учетом опыта развитых стран и растущей потребности страны в энергии. Страна также пересмотрела строительные кодексы и правила, чтобы привести их в соответствие с более высокими стандартами энергоэффективности. В результате реализации стратегии к 2030 году ожидается:

- снижение удельных выбросов парниковых газов на единицу валового внутреннего продукта на 10% по сравнению с уровнем 2010 года;
- двукратное повышение энергоэффективности и снижение углеродоемкости валового внутреннего продукта;
- дальнейшее развитие возобновляемых источников энергии, доведение их доли до более чем 25% от общего объема производства электроэнергии

В 2018 году Республика Узбекистан ратифицировала Парижское соглашение. Принят ряд политических мер, которые будут способствовать переходу Узбекистана к низкоуглеродной энергетике и Национальной стратегии зеленой экономики на период до 2030 года. Этот указ определяет увеличение доли производства электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии до уровня не менее 25% к 2030 году. Кроме того, предусматривается строительство почти 10 ГВт новых объектов возобновляемой энергетики, в том числе 5 ГВт солнечной (без учета мощности индивидуальных хозяйств), 3 ГВт ветровой и 1,9 ГВт гидроэлектростанций.

Несмотря на то, что эти события являются позитивными сигналами относительно траектории развития возобновляемых источников энергии в Узбекистане, пробелы в существующей нормативной базе остаются препятствием для принятия Узбекистаном достаточно амбициозной, всеобъемлющей и долгосрочной стратегии декарбонизации энергетического сектора страны. Возможна более амбициозная цель, выходящая за рамки существующего целевого показателя сокращения выбросов на 10% по сравнению с уровнем 2010 года.

Одним из основных решений, принятых Узбекистаном в качестве цели, стало принятие мер по снижению удельных ПГ (парниковый газ) выбросов ПГ на единицу ВВП на 10% к 2030 году. В частности, планируется расширить масштабы внедрения природоохранных мероприятий, усилить законодательство в области экологии, ввести соответствующие мировые стандарты в части оснащения вновь строящихся предприятий специальным оборудованием, которое позволит минимизировать уровень выбросов парниковых газов. Уровень развития всех отраслей промышленности в Республике Узбекистан по-прежнему низок, при этом страна пытается сохранить минимальный уровень выбросов парниковых газов. Из-за высокой чувствительности и все еще низкой способности к адаптации Всемирный банк причислил Узбекистан к группе стран, наиболее уязвимых к негативным последствиям изменения климата, и адаптация по-прежнему является ключевым приоритетом для страны.

Узбекистан опубликовал Дорожную карту для сектора производства электроэнергии с нулевым выбросом углерода к 2050 году, разработанную министерством энергетики Узбекистана совместно с Министерством инвестиций и внешней торговли при поддержке ЕБРР, правительства Японии и консорциума международных экспертов. В дорожной карте сделан вывод о том, что Узбекистан может выйти на углеродно-нейтральный сектор производства электроэнергии уже к 2050 году, как с технической, так и с

экономической точки зрения. Инвестиционные потребности оцениваются менее чем в 2% годового ВВП на период 2030-2050 годов. Ожидаемые выгоды с точки зрения новых цепочек создания стоимости и снижения воздействия на окружающую среду намного перевешивают финансовые затраты. Кроме того, дорожная карта позволит Узбекистану сохранить внутренние запасы газа, а также потенциально использовать избыточное производство возобновляемых источников энергии для поддержки развития водородной экономики. Правительство уже планирует прекратить весь экспорт газа к 2025 году, так как считает, что это может принести большую экономическую выгоду, создать рабочие места и привлечь инвестиции путем преобразования газа в более ценные продукты.

Предлагаемая трансформация потребует значительных технических и нормативных реформ, которые должны быть подкреплены сильной политической поддержкой. Дорожная карта предлагает правительству основу для разработки амбициозной, всеобъемлющей и долгосрочной стратегии декарбонизации электроэнергетического сектора страны и мобилизации общественной поддержки против тех, кто сопротивляется переменам. Кроме того, исследование содержит план действий, построенный вокруг пяти приоритетны областей, где третья область вращается вокруг рыночной реформы и инструментов ценообразования на углерод. Дорожная карта утверждает, что Узбекистан должен создать равные условия игры, прекратив нормативные и институциональные преференции для углеродоемких источников и, в конечном счете, создав механизм ценообразования на углерод, который может помочь постепенно отказаться от субсидий на ископаемое топливо в пользу возобновляемых источников энергии и инвестиций в зеленую экономику. Однако ценообразование на углерод маловероятно для операторов электростанций на ископаемом топливе в отсутствие полностью либерализованного рынка электроэнергии, на котором возобновляемые источники энергии могут конкурировать и приносить

потребителям как ценовые, так и экологические выгоды. Обеспечение поддержки прозрачности использования доходов в случае внедрения цены на углерод является необходимым условием обеспечения общественной приемлемости амбициозных мер по декарбонизации, согласно EBRD исследованию ЕБРР в 2020.

На сегодняшний день внедрение инструментов углеродного ценообразования в Узбекистане существует только в виде идеи, однако оно имеет большой потенциал для снижения проблем со свалочным метаном или в качестве стимула для сокращения выбросов CH4 из нефтегазового сектора. Эта идея также применима в качестве стимула для сокращения выбросов N2O из промышленных процессов и сокращения выбросов фторированных газов, которые следует изучить дополнительно.

2.6. Возможности для установления цен на углерод и регионального сотрудничества в области климатических действий

По анализу международных партнеров, существуют значительные возможности для регионального сотрудничества в области климатических действий и ценообразования на углерод. По мере того , как растет давление на страны Центральной Азии с целью перехода от экономики, основанной на ископаемом топливе, к низкоуглеродному пути развития, региональное сотрудничество может помочь ускорить этот переход и повысить амбициозность. Центральноазиатский регион имеет высокий потенциал для развертывания возобновляемых источников энергии, особенно за счет подключения Региональных электрических сетей. Интеграция нескольких источников энергии (например, газа, воды, ветра, солнечной энергии) и расширение сотрудничества и координации между странами ЦА могут предоставить значительные возможности для обеспечения более высокого

проникновения РЭ при меньших затратах при более эффективном сохранении стабильности сети.

Анализ моделирования энергосистем Центральной Азии показывает, что регион может сократить операционные расходы на целых 6,4 миллиарда долларов в ближайшие 10 лет. Это может стать реальностью, когда соседние системные операторы используют подключенную инфраструктуру передачи электроэнергии. Уже ведутся дискуссии по расширению взаимосвязей и получению оптимальной ценности от скоординированной работы системы. Прогресс в развитии межрегионального проекта объединения энергосистем CASA-1000, соединяющего страны Центральной и Южной Азии, увеличит возможности торговли электроэнергией. В этом контексте регион может все чаще находить возможности для использования своего потенциала возобновляемых источников энергии для экспорта зеленой электроэнергии.

Увеличение инвестиций и создание благоприятной политической среды для использования возобновляемых источников энергии позволит снизить зависимость от ископаемых видов топлива и избежать больших Рент за природные ресурсы. Энергетические системы региона должны быть реформированы с целью снижения потерь энергии сетями и теплопередачей, а также повышения эффективности систем производства и распределения энергии. Например, в Центральной Азии энергетические субсидии могут способствовать расточительному потреблению, поскольку они увеличивают государственные расходы и снижают цены ниже реальных затрат. Кроме того, розничные цены на электроэнергию ниже среднемировых.

Для развития конкурентоспособных на международном уровне секторов производства и услуг важно повысить энергоэффективность и ресурсосбережение, а также стимулировать использование возобновляемых источников энергии в этих секторах. Кроме того, выбросы необходимо будет контролировать из-за связанных с ними высоких уровней загрязнения

воздуха, превышающих руководящие принципы ВОЗ, которые вызывают серьезные проблемы со здоровьем населения и, следовательно, влияют на экономическое развитие региона.

Кроме того, на фоне растущей динамики использования инструментов ценообразования на углерод в глобальном масштабе для достижения экономически эффективного ОНУВ, наряду с региональными первопроходцами в ИЦУ, такими как Казахстан, наблюдается повышенный интерес среди других стран региона к рассмотрению подходов к ценообразованию на углерод, одновременно пожиная плоды, которые могут быть изучены в рамках регионального сотрудничества.

Для укрепления регионального сотрудничества в области борьбы с изменением климата существует большое количество возможностей, которые можно было бы изучить:

1. Возможность перенять опыт Казахстана и расширить СТВ до субрегиональной схемы торговли выбросами, которая могла бы снизить искаженные углеродные издержки между странами, повысить ликвидность на рынке торговли выбросами, еще больше увеличить распределение низкоуглеродных инвестиций и стимулировать путь развития зеленой экономики для всех стран.

2. Все страны ЦА обмениваются своими обязательствами по Парижскому соглашению и разрабатывают долгосрочные стратегии развития с низким уровнем выбросов (LT-LEDS) в направлении чистого нуля, демонстрируя свое долгосрочное планирование, которое может служить основой для регионального сотрудничества.

3. Формирование политической воли среди правительств стран ЦА к внедрению инновационных инструментов климатической политики, включая ИЦУ, для поддержки реализации ОНУВ, национальных стратегий зеленой экономики и устойчивого развития, а также планов восстановления зеленого COVID-19.

4. Страны принимают более амбициозные климатические обязательства в своих обновленных национальных определяемых взносах (вкладах) (ОНУВ), включая готовность и подготовку к использованию новых рыночных механизмов в соответствии со статьей 6 Парижского соглашения, допускающих торговлю единицами сокращения выбросов между странами.

5. Учитывая общие предпосылки стран региона, существует много общих черт, на которых можно опираться для повышения климатических амбиций; в том числе возможность организации региональных диалогов, обмена опытом и разработки коммуникационных материалов и технических публикаций по ценообразованию на углерод на русском языке. Существует острая необходимость в наращивании потенциала и развитии местного опыта во всех странах Центральной Азии, где международные и региональные партнеры могли бы оказать помощь.

6. Регион ЦА, особенно Казахстан, Узбекистан и Туркменистан, имеет очень значительные субсидии на ископаемое топливо (см. рис. 3), что искажает стоимость энергии и топлива и приводит к увеличению выбросов парниковых газов. Соответствующие возможности можно было бы изучить, начав региональную дискуссию о постепенном отказе от этих субсидий в пользу возобновляемых источников энергии и других инвестиций в зеленую экономику.

7. Регион ЦА очень уязвим к социально-экономическим воздействиям, поэтому необходимо разработать инструменты ценообразования на углерод таким образом, чтобы они были чувствительны к социальным условиям стран, например, путем использования доходов для смягчения воздействия или устранения других искажающих налогов, а также путем постепенного запуска схемы, чтобы помочь предприятиям и потребителям адаптироваться.

8. Инвестировать в восстановление трансграничных обменов электроэнергией в регионе, что могло бы уменьшить потребность в пиковых

и резервных мощностях в системе, поддержать сезонную торговлю гидроэнергией, сократить необходимый резерв мощностей в соответствующих национальных системах и поддержать развитие систем возобновляемых источников энергии. Повышение потенциала сезонного обмена возобновляемыми источниками энергии позволит Центральной Азии привлечь международные зеленые инвестиции в экономику.

9. Странам региона может потребоваться дальнейшая экономическая диверсификация для сохранения и повышения конкурентоспособности на глобальном уровне в контексте глобальной экономики, идущей по пути декарбонизации. В частности, в то время как зависимость от экономики, основанной на ископаемом топливе, возможно, потребуется сократить, существуют возможности для региона позиционировать себя в качестве источника зеленой электроэнергии и производства зеленого водорода, учитывая огромный неиспользованный потенциал производства возобновляемой энергии.

Страны Центральной Азии очень уязвимы к изменению климата и сильно зависят от ископаемого топлива. Существует острая потребность в том, чтобы страны перешли на низкоуглеродный путь развития, достигли устойчивого роста с развязкой выбросов и выполнили свои обязательства по Парижскому соглашению. Кроме того, в регионе имеются значительные возможности для расширения использования возобновляемых источников энергии, постепенного отказа от субсидий на ископаемое топливо, повышения энергоэффективности и привлечения международных зеленых инвестиций.

Региональный диалог по ценообразованию на углерод (REdiCAP) выявил растущий интерес стран Центральной Азии к инструментам ценообразования на углерод. До сих пор Казахстан является единственной страной в регионе с СТВ, которая была впервые внедрена в 2013 году и с тех пор претерпела несколько серьезных изменений. Однако, по словам

странового координатора, в настоящее время Таджикистан стремится создать систему ценообразования к 2030 году.

Нормативная и институциональная косвенная поддержка углеродоемких источников рекомендуется постепенно минимизировать, чтобы дать равные возможности справедливому рынку в ЦА. Начиная с постепенного отказа от энергетических субсидий, которые должны быть заменены тарифами, отражающими затраты. В частности, субсидии нефтяному, газовому и угольному секторам постепенно начинают отменяться в кратчайшие сроки. Для новых инвестиционных предложений на правительственном уровне может быть введена теневая цена на углерод. В конечном счете, также будет внедрен инструмент ценообразования на углерод, возможно, с разработанными стандартами/правилами выбросов углерода. Экономические выгоды приносят закрытие наиболее устаревших мощностей, облегчение вывода из эксплуатации углеродоемких установок. Ожидается, что цены на углерод первоначально окажут давление на электростанции на ископаемом топливе. Либерализация рынка возобновляемых источников энергии может составить конкуренцию и принести потребителям как экономические, так и экологические выгоды. Точно так же полностью либерализованный рынок газа будет более прозрачным, если предоставить рынку истинную стоимость товаров, как только он освободится от субсидий. Рекомендуется заинтересованным сторонам нести ответственность за рабочий процесс реализации этих инициатив. Пройдет некоторое время, прежде чем они начнут материализовываться. Проводимая рыночная реформа предоставляет уникальную возможность интегрировать недостающий аспект устойчивости в правовую и нормативную базу.

Существуют значительные возможности для регионального сотрудничества в области климатических действий, и страны выразили большую заинтересованность в изучении опыта Казахстана, а также других

стран с большим опытом в области ИЦУ. В более долгосрочной перспективе постепенное прекращение субсидий на ископаемое топливо, согласование руководящих принципов по MRV и формирование региональной СТВ могут стать факторами, способствующими низкоуглеродному развитию в регионе.

Для дальнейшего содействия рассмотрению ценообразования на углерод в Центральной Азии существует явная необходимость в наращивании потенциала в отношении преимуществ, проблем и конструктивных соображений ИЦУ как на техническом, так и на политическом уровне. На основе предлагаемых мероприятий стран-участниц и международных партнеров в рамках REdiCAP была разработана следующая Дорожная карта для продвижения ценообразования на углерод в Центральной Азии.

3. Анализ национальных отраслевых рынков РК

Ниже приведен анализ текущего состояния секторов, которые являются ключевыми для снижения выбросов парниковых газов.

Энергоемкость и углеродоёмкость ВВП Казахстана

Казахстан входит в топ-10 стран, обладающих наибольшими запасами угля в мире, и остается одним из крупнейших в мире производителей дешевого угля. Гигантское месторождение каменного угля в Экибастузе включено в книгу рекордов Гиннеса. Месторождение разрабатывается открытым способом, уголь лежит почти на поверхности земли. Себестоимость добычи Экибастузского угля – самая низкая в мире. Это обусловливает низкую себестоимость электроэнергии в Казахстане. В центральных регионах страны имеется крупнейшее Карагандинское месторождение коксующегося угля, здесь добываются и перерабатываются руды черных и цветных металлов. На горно-металлургический комплекс приходится почти 50% электропотребления в Казахстане (см. рисунок 3.2 «Отраслевая структура электропотребления в Казахстане в 2020 году»). Кроме того, по всему Казахстану имеются десятки других, в том числе очень крупных разрабатываемых и еще не тронутых месторождений каменного и бурого угля. Страна не имеет выхода к Мировому океану. Доставка угля по суше делает казахстанский уголь неконкурентоспособным на внешних рынках, поэтому Казахстан старается максимально использовать уголь на месте добычи [13]. Казахстан также богат нефтью и газом, а также ураном. Соответственно топливно-энергетическая корзина почти на 99% состоит из ископаемых ресурсов, в том числе на 53,7% из угля, на 23,6% из нефти, на 21,5% из природного газа. Остальные 1,2% - ВИЭ.

Всё вышеотмеченное поясняет, почему экономика Казахстана была и всё ещё остаётся одной из самых энергоёмких и углеродоёмких экономик мира (см. рисунок 1.1). В тоже время, по оценкам многочисленных исследований, экономика Казахстана, несмотря на резко континентальный климат на большей

части территории страны, имеет высокий потенциал повышения энергоэффективности и энергосбережения.

На рисунке 3.1 представлена энергоёмкость ВВП Казахстана в сравнении с энергоёмкостью ВВП большинства постсоветских стран, а также Монголии, Китая, США, Австралии, ЮАР, Польши и Германии. Последние 6 стран наряду с Россией, Казахстаном и Украиной входят в топ-10 стран, владеющих крупнейшими запасами угля в мире. Согласно приведенным данным Международного энергетического агентства (МЭА), энергоёмкость ВВП Казахстана выше:

- в 3,5 раза, чем средняя энергоёмкость экономик стран ОЭСР;
- на 68,8%, чем энергоёмкость ВВП Китая;
- в 2 раза, чем у Польши;
- в 3,2 раза, чем у США;
- в 3,5 раза, чем у Австралии и
- в 4,4 раза, чем у Германии.

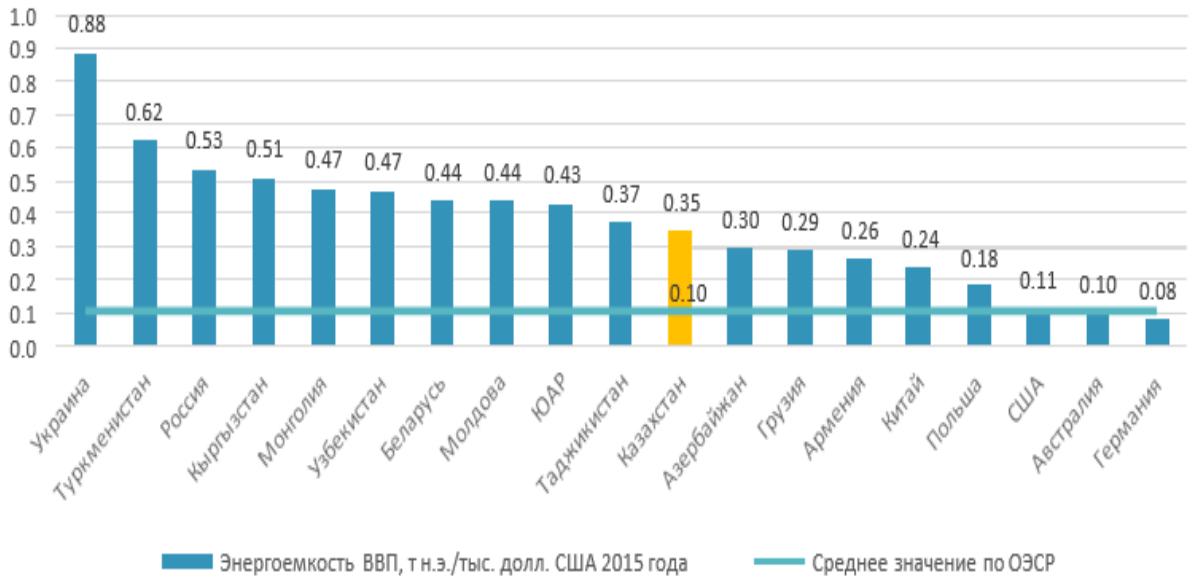

Рисунок 3.1 – Энергоёмкость ВВП Казахстана в сравнении с другими странами и средним значе-нием ОЭСР, по данным Международного энергетического агентства

По данным МЭА, углеродоёмкость ВВП Казахстана выше:

- в 3,4 раза, чем средняя углеродоёмкость экономик стран ОЭСР;
- на 40,6%, чем углеродоёмкость ВВП Китая;
- на 94%, чем у Польши;
- в 2,5 раза, чем у Австралии;
- в 3 раза, чем у США,
- в 4,4 раза, чем у Германии.

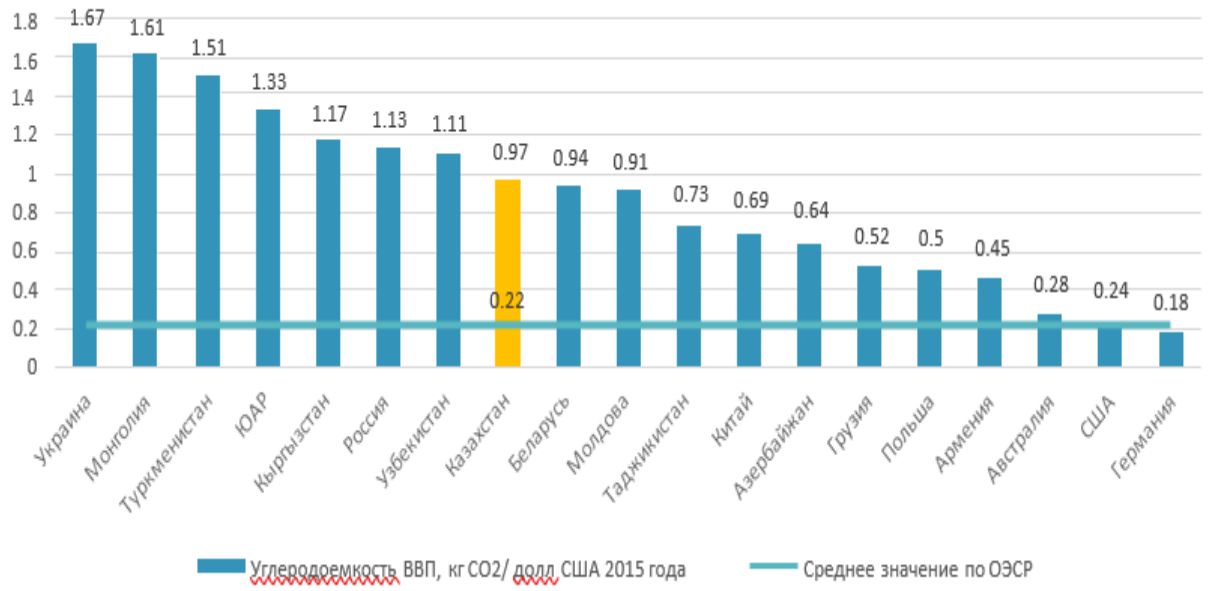

Рисунок 3.2 – Углеродоемкость ВВП Казахстана в сравнениис другими странами и средним значением ОЭСР, по данным Международного энергетического агентства

Структура ВВП Казахстана по методу производства 2020 года представлена на рисунке 3.4 ниже.

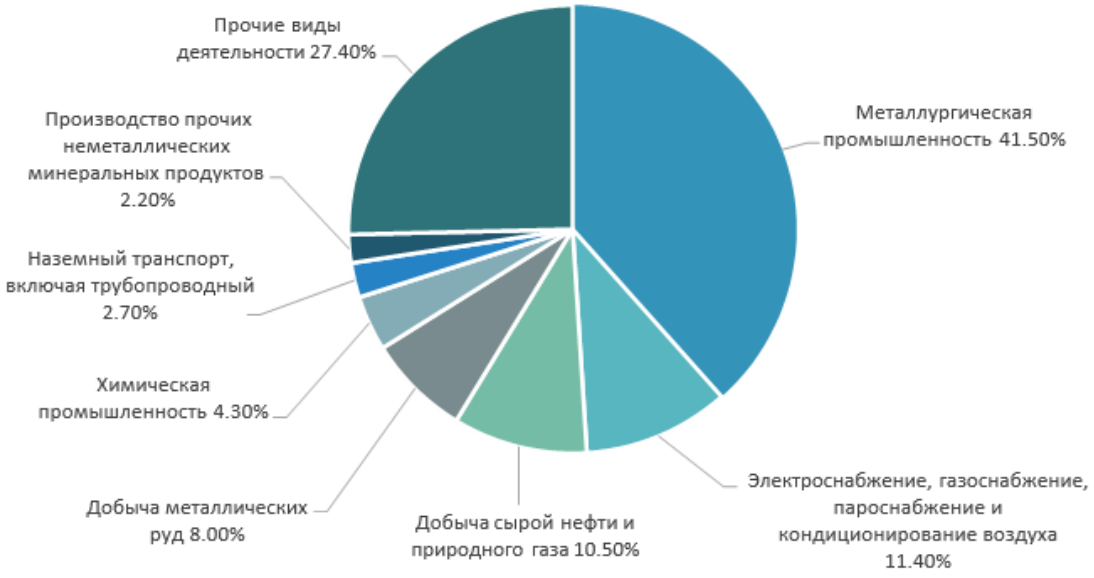

Рисунок 3.4 – ВДС отраслей в структуре ВВП Казахстана за 2020 год, %

В структуре потребления электроэнергии доля промышленности составляет 69,7%, отпущено населению 13,9%, в целом на ЖКХ приходится 22,3%.

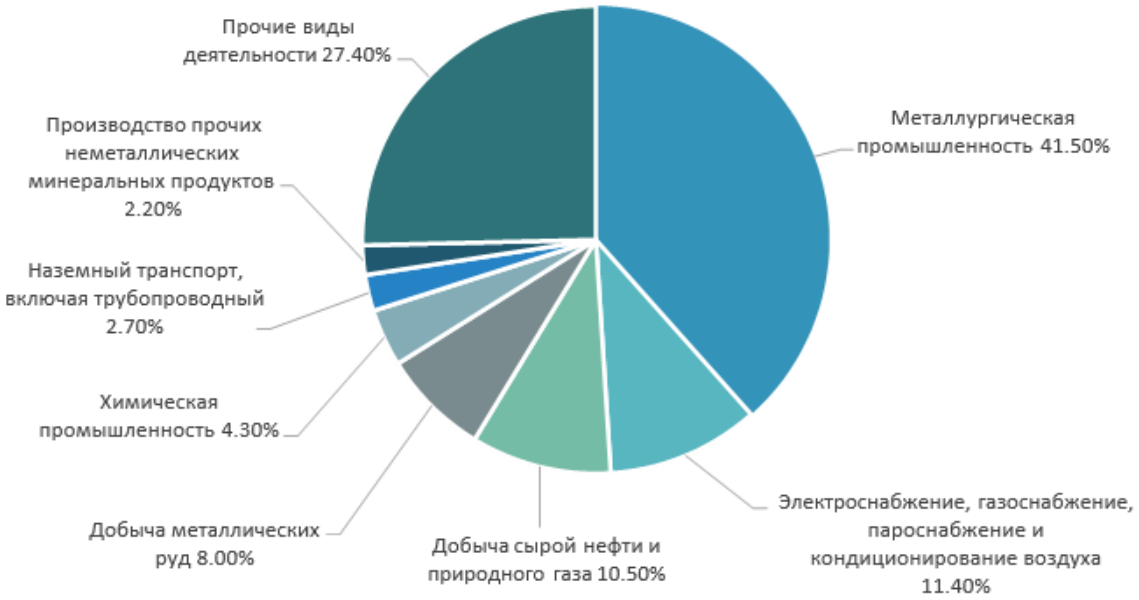

Рисунок 3.5 – Отраслевая структура электропотребления в Казахстане в 2020 году

3.1. Энергетический сектор

Энергетический сектор является крупнейшим источником выбросов ПГ в Казахстане. В настоящее время около 80% всех годовых выбросов ПГ в Казахстане приходится на энергетический сектор, из них 32% – на производство тепловой и электрической энергии. Высокий уровень выбросов ПГ в энергетическом секторе обусловлен широким использованием ископаемого топлива, на долю которого в 2020 году приходилось 98,6% от общего объема первичной энергии, тогда как доля альтернативных источников энергии составляла всего 1,4%. Со стороны конечного спроса прямое сжигание ископаемого топлива охватывает 69% конечного использования энергии, остальная часть приходится на электроэнергию и тепло, вырабатываемые из ископаемого топлива (в основном угля).

В настоящее время первичная энергия в Казахстане поставляется в основном за счет добычи угля, сырой нефти и природного газа. На эти три вида экономической деятельности приходится 12,5% добавленной стоимости и 2,4% занятости. Однако 79% сырой нефти и 89% природного газа, добываемых в Казахстане, экспортируются. Выбросы ПГ приходятся на сектора, где сжигается топливо, а экспортируемое ископаемое топливо сжигается за пределами Казахстана, оно не является частью национальных выбросов ПГ. Таким образом, выбросы ПГ от производства первичной энергии (сектора добычи) составляют 10% всех выбросов ПГ, из них 7,2% являются летучими выбросами, причем 5,9% покрываются одними только летучими выбросами от добычи угля (22,4 Мт CO2-экв. в 2020 году).

В целом, на уголь приходится наибольшая доля выбросов ПГ в поставках первичной энергии как из-за высвобождения метана из угольных пластов при добыче угля, так и из-за выбросов ПГ при его сжигании. Поэтому сокращение и дальнейший отказ от добычи и сжигания угля будет решающим элементом для любых усилий по декарбонизации экономики в Казахстане.

Конечный спрос на энергию включает в себя использование электрической и тепловой энергии и прямое сжигание топлива в промышленности, транспорте, сельском хозяйстве, а также жилых и нежилых зданиях. Учитывая высокую долю прямого сжигания топлива, на сегодня конечный спрос на энергию в Казахстане также характеризуется интенсивным использованием ископаемого топлива. На нефтепродукты приходится 31% конечного потребления, далее следует уголь (24%, в основном в зданиях и промышленности), а также электроэнергия (16%), тепло (15%) и природный газ (14%). Однако текущая доля угля в конечном спросе на энергию гораздо выше, если учитывать сжигание угля для производства электроэнергии и тепла. Кроме того, уголь активно используется домохозяйствами в сельской местности для отопления и других целей.

3.2. Преобразование энергии: Производство тепла и электричества

Сектор производства тепловой и электрической энергии относительно невелик с экономической точки зрения, на него приходится чуть менее 2% от общей добавленной стоимости и занятости в Казахстане. Однако он жизненно важен для нормального функционирования казахстанской экономики и общества. Более того, его влияние на выбросы парниковых газов огромно: только на производство электроэнергии и тепла приходится около трети всех выбросов парниковых газов в энергетическом секторе и более четверти всех выбросов парниковых газов в стране.

В настоящее время сектор электро- и теплоэнергетики зависим от энергетического угля. В 2020 году почти 70% электроэнергии и 99% тепла было произведено за счет сжигания угля. 20% электроэнергии было произведено на газовых электростанциях, и лишь небольшая часть – за счет гидро-, ветро- и солнечной энергии.

Значительный износ основных фондов в энергетическом секторе еще сильнее повышает выбросы ПГ. Старые системы распределения как

электроэнергии, так и тепла приводят к высоким потерям при распределении энергии (до 35% общих потерь электроэнергии в некоторых регионах).

Большинство электростанций все еще работают на устаревших технологиях. В 2015 году в Казахстане насчитывалось 74 электростанции с 267 генерирующими блоками. Средний возраст угольных электростанций составлял 55 лет, газовых – 40 лет, гидроэлектростанций – 56 лет. Около 39% установленных генерирующих мощностей старше 40 лет и 64% старше 30 лет. Это означает, что большинство электростанций уже работают с превышением проектного срока службы и это дает возможность заменить существующее устаревшее углеродоемкое оборудование и инфраструктуру современными низкоуглеродными и безуглеродными технологиями, такими как газовые ТЭЦ, на начальном этапе, а также активное и всеобъемлющее внедрение альтернативных и возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Неспособность заменить их на безуглеродное и низкоуглеродное оборудование чревата либо недостижением целей по сокращению выбросов, либо необходимостью дополнительных инвестиций в модернизацию высокоуглеродного оборудования и его досрочным списанием, и превращением в безнадежные активы.

Однако в Казахстане инвестиции в распределительные сети и альтернативную генерацию электроэнергии и тепла пока остаются экономически нецелесообразными, поскольку административно заложенные низкие потребительские тарифы на электричество, тепло и ископаемое топливо препятствуют модернизации сетей и переходу на более устойчивые источники генерации. Поэтому для декарбонизации электро- и теплоэнергетики необходимо введение рыночных цен на энергетические услуги, которое стимулирует внедрение энергосберегающих технологий и изменение поведения потребителей.

3.3. Транспорт

В данном подразделе основное внимание будет уделено наземному транспорту, который, при доле в 86%, является основным фактором выбросов ПГ от транспорта в Казахстане. Рост ВВП и населения, а также урбанизация являются основными факторами расширения транспортного сектора и останутся таковыми в течение следующих десятилетий. Особенно города сталкиваются с проблемами в удовлетворении растущих потребностей в мобильности. В настоящее время транспортный сектор работает почти исключительно на ископаемом топливе и поэтому является одним из основных источников выбросов ПГ. Это указывает на значительный потенциал для сокращения выбросов от транспорта. Руководящие принципы энергетической трансформации в транспорте определяются подходом «Избегание-Сдвиг-Улучшение» (ASI), который направлен на достижение значительного сокращения выбросов ПГ, снижение энергопотребления и негативных эффектов от транспорта:

- Избегание: Одновременное планирование землепользования и развития транспорта, а также оптимизация пассажирских и грузовых перевозок и улучшение инфраструктуры общественного транспорта позволят избежать ненужного использования личного транспорта;
- Сдвиг в видах транспорта: Смена видов транспорта для пассажирских перевозок означает переход от личного к общественному транспорту, по возможности к немоторизованному перемещению (пешим и велосипедным прогулкам) и, для дальних поездок, от воздушного транспорта и автомобильных дорог к железным дорогам.
- Улучшение: Постепенная замена используемых в настоящее время высокоуглеродных транспортных технологий на более эффективные и низко-/безуглеродные виды топлива путем электрификации железных дорог; интенсивного обновления автопарка с увеличением доли биотоплива, КПГ и СНГ, а также электромобилей для

коммерческого и частного использования; перехода на (зеленый) водород для дальних наземных грузовых перевозок. Быстрому улучшению в этой сфере способствует довольно короткий срок службы транспортных средств. Кроме локомотивов, почти все используемые сегодня транспортные средства будут обновлены до 2050 года.

Благоприятное экономическое развитие последних лет стимулировало экономическую активность в транспортном секторе и, как следствие, увеличило соответствующие выбросы ПГ. В настоящее время на долю транспортного сектора приходится 7,5% добавленной стоимости и около 6,6% занятости в экономике. Занятость относительно равномерно распределена по регионам Казахстана, с наименьшей долей в 5,9% в Костанайской области и наибольшей долей в 9,4% в Кызылординской области. Железнодорожный транспорт активно используется для перевозки грузов на дальние расстояния, этим видом транспорта покрывается 47% перевозок (267 млрд. тонно-километров), хотя по объемам грузоперевозок доминирует автомобильный транспорт (84%, или 3,3 млрд. тонн в 2020 году).

В противоположность грузоперевозкам, общественные пассажирские перевозки почти полностью покрываются автомобильным транспортом, причем на автобусы в 2020 году приходилось 80,2% пассажиров (18,2 млрд. человек), а на такси – еще 19,4%. С учетом расстояния, оба вида транспорта вместе обеспечивают 88% общественных пассажирских перевозок (182 млрд. пассажиро-километров), оставшуюся долю покрывают железные дороги (7%) и воздушный транспорт (5%). Значительную долю автомобильного транспорта в Казахстане составляют частные автомобили. По оценкам, в 2020 году к пассажирским перевозкам можно добавить около 50 млрд. пассажиро-километров от частных автомобилей. Это отражается и в структуре выбросов парниковых газов от данного сектора.

Большая доля дорожного транспорта в выбросах ПГ от сжигания топлива отражает относительно высокий уровень моторизации в стране, в то же время автопарк в значительной степени состоит из старых и устаревших транспортных средств. С другой стороны, системы общественного транспорта слабо развиты даже в крупных городах. Следующие факторы являются значительными препятствиями для декарбонизации транспортного сектора:

•Во-первых, учитывая низкую плотность населения в Республике Казахстан, относительно низкий уровень урбанизации и большие расстояния, уровень моторизации, скорее всего, останется высоким. Наибольшее снижение может быть достигнуто в городах путем развития общественного транспорта и других индивидуальных видов мобильности;

•Во-вторых, обновление транспортного парка (и переход на более чистые технологии, такие как автомобили, работающие на сжиженном нефтяном газе, или электромобили) требует дополнительных расходов со стороны домохозяйств и должно поддерживаться соответствующей политикой;

•В-третьих, переход на более чистые технологии также требует развертывания соответствующей инфраструктуры, такой как заправочные станции для КПГ, СНГ и водорода, пункты зарядки электромобилей. Следовательно, необходимы будут и инфраструктурные инвестиции.

В целом, газификация и электрификация автомобильного транспорта для снижения интенсивности выбросов ПГ должны сопровождаться изменением парадигмы спроса на мобильность и сокращением частного использования автомобилей и избеганием таких видов высокоуглеродного транспорта, как авиация. Это потребует, как инвестиций в благоприятную инфраструктуру, так и изменений в поведении потребителей. Транспорт является одним из крупнейших секторов, где переход к «зеленым» технологиям и изменение спроса могут создать непосредственные сопутствующие выгоды, такие как снижение загрязнения воздуха, уменьшение количества ДТП и снижение уровня шума.

3.4. ЖКХ

Здания относятся к крупнейшим источникам выбросов ПГ и поэтому имеют наибольшее значение для сокращения выбросов. Выбросы в жилых и нежилых зданиях связаны с использованием энергии коммерческим и государственным сектором и домохозяйствами, т.е. потреблением электроэнергии, тепла и прямым использованием первичной энергии (например, для приготовления пищи, индивидуального отопления и т.д.).

В настоящее время модернизация и расширение фонда зданий, а также повышение энергоэффективности зданий являются одними из приоритетных направлений развития Казахстана. Поэтому даже в базовом сценарии ожидается значительное сокращение выбросов ПГ от зданий. К 2050 году выбросы ПГ могут снизиться на 53% по сравнению с 1990 годом. Однако даже такое значительное снижение не исчерпывает потенциал сокращения выбросов. Основными факторами сокращения выбросов являются:

- Амбициозные меры по повышению энергоэффективности зданий, такие как теплоизоляция, использование энергоэффективных приборов, современных систем отопления и контроля использования энергии и т.д.;
- Внедрение ВИЭ и эффективных технологий для отопления помещений и нагрева воды, таких как современные газовые и электрические котлы, фотовольтаика и солнечный водонагрев;
- Модернизация и декарбонизация центрального отопления, а также более интенсивное использование электроэнергии и центрального отопления коммерческим сектором и домохозяйствами вместо прямого сжигания ископаемого топлива или древесины.

Коммерческие и государственные услуги, ответственные за использование энергии в секторе нежилых зданий, занимают большую долю в национальной экономике с точки зрения, как производства, так и занятости. Несмотря на то, что интенсивность выбросов в торговле и сфере услуг ниже, чем в

промышленности, на коммерческий и государственный секторы по-прежнему приходится пятая часть всех выбросов ПГ в энергетическом секторе из-за высокого энергопотребления в зданиях, в которых они расположены.

Климатические условия Казахстана с очень холодными зимами и жарким летом стимулируют высокий спрос на энергию для отопления и охлаждения зданий. Средний уровень энергопотребления в секторе зданий составляет около 270 кВт*ч/м2, что более чем в два раза превышает аналогичный показатель в Европе (100-120 кВт*ч/м2), а также значительно превышает энергопотребление в соседней России (210 кВт*ч/м2).

Основной причиной столь низкой энергоэффективности зданий, помимо суровых климатических условий, являются очень высокие потери энергии из-за недостаточной теплоизоляции зданий. Потери тепла в зданиях вызваны сквозняками и вентиляцией (56% всех потерь), потерями через (недостаточно утепленные) стены (22%), через окна (14%) и через полы (оставшиеся 8%). Вместе жилые и нежилые здания составили 28% от общего конечного потребления энергии в Казахстане в 2020 году (16% и 12%, соответственно).

Доля зданий, не отвечающих современным энергетическим стандартам, довольно высока. В целом, из 2,4 млн. зданий в Казахстане 31,5% старше 50 лет и еще 32,9% старше 25 лет. В 2021 году 34% многоквартирных домов нуждались в капитальном ремонте.

С долей частного домовладения в 95%, Казахстан входит в число стран мира с самым высоким уровнем частного домовладения. Это в значительной степени является результатом приватизации жилых зданий в Казахстане в начале 1990-х годов, когда жильцы получили законное право собственности на свои квартиры. При этом несущие конструкции зданий, кровля, облицовка, а также лестницы, лифты, перекрытия и инженерные коммуникации относятся к общему имуществу жилого дома. Жильцы несут ответственность за содержание общего имущества и платят соответствующие взносы на управление объектом кондоминиума и содержание общего имущества объекта кондоминиума.

Законом предусмотрен минимальный перечень услуг и работ, включаемых в такие расходы, однако решение о проведении капитального ремонта в каждом конкретном случае принимается собранием собственников. Более того, минимальный перечень услуг и работ не включает в себя меры по повышению энергоэффективности зданий. Учитывая большое количество собственников в одном здании, имеющих самое разное социальное положение и интересы, текущая планировка многоквартирных домов и отсутствие индивидуального контроля домохозяйств за энергосбережением не стимулируют значимых инвестиций в термомодернизацию таких многоквартирных домов. Инвестициям препятствуют также довольно низкие тарифы на электроэнергию, поскольку это предполагает очень длительный горизонт рефинансирования инвестиций в энергоэффективность за счет экономии энергии.

В то же время, в связи с ростом населения и необходимостью увеличения жилищного фонда на душу населения, в ближайшие пять лет планируется увеличить фонд жилых зданий на 27,6%. Поэтому, хотя для снижения энергопотребления и, соответственно, выбросов ПГ потребуется масштабная модернизация зданий, текущие условия в жилищном секторе предоставляют уникальную возможность для модернизации.

Учитывая климатические условия и нынешнюю плохую теплоизоляцию, производство тепла является наиболее важным источником выбросов от зданий. Большая часть тепла производится при прямом сжигании ископаемого топлива или в небольших котельных. В сельской местности большая часть тепла производится путем сжигания угля и нефтепродуктов. Для снижения выбросов ПГ зданиями необходимы значительные инвестиции в газификацию и электрификацию отопления, а также использование ВИЭ (например, тепловой солнечной, фотовольтаики).

В крупных городах централизированное теплоснабжение покрывает около 50% потребления. Однако недостаток инвестиций в изношенные распределительные сети приводит к тому, что потери энергии при

распределении составляют до 30% от энергоснабжения. В последние годы значительное внимание уделяется реконструкции и техническому обслуживанию сетей. Этот тренд необходимо продолжать для дальнейшего повышения энергоэффективности в секторе зданий. Более того, снижение выбросов в зданиях тесно связано с декарбонизацией производства тепла и электроэнергии.

3.5. Промышленность

Промышленность включает в себя обрабатывающую, горнодобывающую и строительную отрасли. Однако строительство и неэнергетическая добыча полезных ископаемых составляют лишь небольшую часть выбросов в этой группе, поэтому в данном разделе основное внимание будет уделено обрабатывающей промышленности.

Декарбонизация промышленности потребует широкомасштабного расцепления (декаплинга) промышленного роста и использования ископаемого топлива. Хотя в настоящее время предпринимаются определенные усилия по модернизации, сохраняющаяся зависимость роста от поставок энергии приведет к тому, что к 2050 году в базовом сценарии выбросы ПГ от использования энергии в промышленности увеличатся более чем в два раза, по сравнению с 1990 годом. Незначительный рост выбросов по сравнению с 1990 годом обусловлен массивным ростом промышленного производства, а снижение по сравнению с 2017 годом демонстрирует достижения в области энергоэффективности и использования низкоуглеродной энергии. Это станет результатом отраслевой трансформации по нескольким направлениям:

- Как и в других секторах, амбициозные меры по повышению энергоэффективности значительно замедлят рост спроса на энергию и, соответственно, выбросов ПГ, несмотря на быстрый рост производства;

- Технологическая модернизация существенно изменит структуру энергобаланса в промышленности, со сдвигом в сторону электричества и тепла, а также активного использования возобновляемых видов топлива, таких как водород и биотопливо;
- В долгосрочной перспективе промышленность также будет внедрять технологии УХУ в тех областях, где невозможно избежать сжигания ископаемого топлива.

В Казахстане обрабатывающая промышленность составляет около 14,5% от общего объема внутреннего производства и 6,8% занятости. На добычу полезных ископаемых (добыча руд и минералов, а также услуги горнодобывающей промышленности) приходится еще 4,6% производства и около 1,4% занятости. Крупнейшими секторами обрабатывающей промышленности являются цветная металлургия (25%), пищевая промышленность (22%) и черная металлургия (18%).

За последние 20 лет промышленное производство в Казахстане значительно увеличилось, что привело к росту соответствующих выбросов ПГ. К 2020 году выбросы от сжигания топлива в промышленности достигли 190% по отношению к уровню 1990 года. Промышленность также является крупнейшим потребителем конечной энергии (41%, или 16,8 млн. т н.э. в 2020 году) и, с наибольшей вероятностью, останется таковым в будущем.

В последние десятилетия правительство Казахстана уделяло первостепенное внимание быстрому наращиванию объемов добычи ископаемого топлива и горнодобывающего сектора, создавая экономическую модель, глубоко основанную на богатых природных ресурсах и зависящую от экспорта ископаемого топлива и минералов. Это отражается как в структуре производства и экспорта, так и в структуре выбросов ПГ от использования энергии в промышленности.

Разбивка горнодобывающей и обрабатывающей промышленности на подсектор показывает, что 7 из 10 ведущих секторов (по объему выпуска) также

входят в 10 наиболее интенсивных секторов по выбросам ПГ. С учетом летучих и технологических выбросов, промышленность производит более пятой части всех выбросов в экономике. Учитывая только выбросы от сжигания топлива, черная и цветная металлургия – два из пяти ведущих секторов экономики Казахстана – произвели более трех четвертей выбросов ПГ в промышленности в 2020 году.

Снижение выбросов ПГ в энергоемких отраслях промышленности является сложной задачей:

•Во-первых, производство многих видов продукции использует высокотемпературные процессы, и выработка тепла может составлять значительную часть общего потребления энергии в этих секторах. «Зеленые» технологии для производства высокотемпературного тепла часто еще не доступны на рынке;

•Во-вторых, многие производственные подразделения включают в себя наборы высокоинтегрированных процессов, и изменение одного процесса часто требует перепроектирования всего производства;

•В-третьих, учитывая длительный жизненный цикл устанавливаемого промышленного оборудования, отказ от установки современного оборудования может либо надолго укоренить менее эффективное с точки зрения выбросов ПГ оборудование, либо нести все больший риск превращения в безнадежные активы;

•В-четвертых, модернизация существующего оборудования и замена физического капитала на более современные технологические решения потребует значительных инвестиций;

Наконец, инвестиции в новые, эффективные с точки зрения выбросов ПГ и экологически чистые технологические решения сдерживаются региональной конкуренцией с производителями в соседних странах и импортом из соседних стран с более низкими экологическими стандартами.

Более того, экономика Казахстана в значительной степени зависит от экспорта сырьевых товаров и, таким образом, подвержена колебаниям мировых цен. Климатическая политика, особенно в ЕС, будет иметь значительное отрицательное влияние на углеродоемкий экспорт из Казахстана. Переход ЕС и других стран к чистой углеродной нейтральности к 2050 году снизит общий спрос на ископаемое топливо, и в то же время, чтобы избежать утечки углерода, будут введены так называемые механизмы пограничной углеродной корректировки (CBAM) для налогообложения углеродного следа импортной продукции с высоким уровнем выбросов.

Крупнейшие промышленные эмиттеры ПГ – нефтедобыча и металлургия – также составляют большую часть экспорта Казахстана (62% и 16% соответственно). В настоящее время Европейский Союз является крупнейшим импортером казахстанской сырой нефти с долей 77%, а крупнейшими импортерами металлов из Казахстана являются Китай и ЕС (34% и 16% соответственно). Это порождает выбор между затратами на модернизацию производственных процессов для снижения выбросов, связанных с энергетикой и промышленными процессами, и потерей доходов от экспорта и, следовательно, доходов как частного, так и государственного секторов. Это означает, что, хотя международные усилия по снижению выбросов ПГ увеличивают внешние риски для экономики Казахстана, казахстанская промышленность также получает мощные стимулы для инвестиций в декарбонизацию, чтобы сохранить свои позиции на международных рынках.

3.6. Промышленные процессы

Наибольшая доля выбросов ПГ от промышленных процессов происходит при производстве базовых материалов – цемента, чугуна и стали, алюминия. При производстве цемента известняк ($CaCO3$ – карбонат кальция) обжигается для удаления из него углерода, в результате чего образуется известь (CaO – оксид

кальция) и выделяется углекислый газ (CO2). Эта химическая реакция является одним из основных источников глобальных выбросов углекислого газа.

Выплавка алюминия в настоящее время осуществляется в форме окислительно-восстановительной реакции между сырьем – глиноземом (Al2O3) – и углеродными анодами. При этой реакции алюминий восстанавливается до металлической формы, а углерод анодов окисляется до углекислого газа. В целом, в металлургии выделяются различные парниковые газы, связанные с технологическими процессами, включая также фторированные газы (F-газы).

В Казахстане эти две отрасли промышленности производят более 92% всех выбросов от промышленных процессов (62% в металлургии и 30% в минеральной промышленности). С экономической точки зрения на эти два сектора приходится около 7% общего объема производства и 3% занятости.

Категория «промышленные процессы и использование продукции» (ППИП) также включает выбросы от использования растворителей и других компонентов, таких как заменители озоноразрушающих веществ (ОРВ). К последним относятся F-газы, используемые для охлаждения и кондиционирования, пожаротушения, аэрозолей, растворителей и производства пены.

Хотя доля выбросов ПГ от промышленных процессов в общем объеме чистых выбросов оставалась стабильной с 2005 года и составляла около 6%, выбросы от ППИП росли с 1996 года, в основном за счет минеральной промышленности, выбросы которой почти удвоились с 1990 года. Хотя для снижения технологических выбросов осуществляются проекты модернизации, в настоящее время общий рост промышленного производства быстро сводит на нет достигнутые сокращения.

Устойчивое сокращение выбросов ПГ от промышленных процессов потребует глубокой трансформации промышленности путем изменения используемых технологических процессов. Это тесно переплетается с проблемами, рассмотренными в разделе (Промышленность), включая высокие

инвестиционные затраты, необходимые для модернизации или замены оборудования, и тесную интеграцию промышленных процессов, которая часто требует реструктуризации всего производственного процесса.

3.7. Сельское и лесное хозяйство, другие виды землепользования

Сельское, лесное хозяйство и другие виды землепользования отличаются от других секторов тем, что они не только выбрасывают парниковые газы, но и имеют потенциал для поглощения углерода почвами и растительностью. Поэтому увеличение поглощающей способности поглотителей углерода в лесах и других экосистемах является важным элементом декарбонизации. Подобно технологиям УХУ, связывание углерода в сельском хозяйстве и землепользовании может ослабить давление для достижения углеродной нейтральности в секторах, где необходимые для этого технологии еще не доступны на рынке.

Траектории выбросов в сельском хозяйстве и землепользовании отличаются в двух подкатегориях: сельском хозяйстве и землепользовании. Основные меры по декарбонизации включают:

- Повышение амбициозности устойчивого земледелия и управления животноводством;
- Совершенствование орошения;
- Программы устойчивого лесопользования и лесовосстановления.

Сельское и лесное хозяйство обеспечивают около 5% ВВП Казахстана и составляют более 15% общей занятости. Более 40% населения Казахстана проживает в сельской местности. Площадь пахотных земель в 2020 году составила 21,8 млн. га, сократившись с 35 млн. га в 1990 году. Около 70% сельскохозяйственных земель используются для выращивания зерновых (включая рис) и бобовых культур, а 15% – для выращивания кормовых культур для животных. Развитие животноводства также претерпело значительные

изменения. В 2020 году общее количество крупного рогатого скота достигло лишь 70% от уровня 1990 года, соответствующие показатели снизились для птицы до 66%, для овец и коз до 53%, а для свиней до 27%. Только для лошадей (144%) и верблюдов (133%) этот показатель увеличился.

Сельскохозяйственное производство одновременно вызывает изменения в окружающей среде и подвергается воздействию этих изменений, поскольку сельское хозяйство оказывает огромный экологический эффект на изменение климата, доступность воды, деградацию земель, обезлесение и другие процессы.

На сельское хозяйство приходится значительная доля выбросов парниковых газов в Казахстане: 9,1%, из которых выбросы от животноводства достигают около 62% от общего объема выбросов ПГ в сельском хозяйстве, или 5,7% от выбросов ПГ в стране. После достижения минимума в 1998 году, выбросы ПГ от внутренней ферментации снова растут в среднем на 3,5% в год. Этот рост выбросов ПГ отражает как увеличение поголовья животных, так и рост продуктивности молочного и другого скота с течением времени.

Смягчающий эффект выбросов ПГ в данном секторе – поглощение парниковых газов путем связывания углерода в почве и биомассе – происходит в лесах, пахотных землях, лугах, водно-болотных угодьях, населенных пунктах и других землях по всей стране. Что касается землепользования, изменений в землепользовании и лесного хозяйства (ЗИЗЛХ), лесное хозяйство является крупнейшим поглотителем углерода в Казахстане, связав 19,5 Мт CO2 в 2020 году. Однако в 2020 году общий баланс изменился, и сектор превратились в нетто-эмиттера ПГ в размере 0,2% от общего объема выбросов. Чтобы обратить эту тенденцию вспять, в Казахстане все активнее сажаются деревья. Лесной фонд Республики Казахстан управляет 30,1 млн. га лесов, и лесопосадки (государственные и частные) и устойчивое восстановление лесов являются необходимыми мероприятиями для расширения лесного покрова. В конце 2020 года был объявлен амбициозный план по посадке более двух миллиардов деревьев до 2025 года.

При этом сам сектор подвержен влиянию климата. Изменение климата изменит структуру осадков и биомов в Казахстане. Это окажет непосредственное влияние на сельское хозяйство: увеличится частота и интенсивность экстремальных погодных явлений, повысится средняя температура и снизится доступность воды для орошения. В настоящее время на сельское хозяйство приходится две трети национального потребления воды. Изменение климата приведет к негативным последствиям для роста урожайности большинства сельскохозяйственных культур и почти во всех регионах.

Помимо серьезных климатических рисков, сельскохозяйственный сектор теряет около 1,5-4 млрд. долл. США в год из-за низкой продуктивности земель. Ожидается, что к 2030 году эти потери увеличатся, и это будет иметь огромное социальное воздействие. Почти треть сельскохозяйственных земель либо деградировала, либо находится под серьезной угрозой деградации, при этом более 10 млн. га потенциально пахотных земель на сегодняшний день заброшены. Около 66% всей земельной площади Казахстана подвержено опустыниванию. В то же время пастбища вблизи населенных пунктов страдают от чрезмерного выпаса скота (около 20 млн. га), тогда как в отдаленных районах выпас почти не производится.

Правительство считает развитие сельского хозяйства одним из главных приоритетов, поскольку оно играет важную роль в обеспечении занятости, особенно в сельской местности, а также по соображениям социальной и продовольственной безопасности, при этом все чаще признается его важность для смягчения последствий изменения климата. Однако ограниченный доступ к финансированию мешает многим фермерам развивать более продуктивный и устойчивый сельскохозяйственный сектор. Более 80% сельскохозяйственной инфраструктуры устарело. В настоящее время только 1% сельскохозяйственных земель в Казахстане отводится под органическое сельское хозяйство.

В сельскохозяйственном секторе Казахстана преобладают мелкие производители, на них приходится около 80% производства мяса и молока.

Продукция мелких фермеров в основном продается на формальных или неформальных рынках, расположенных недалеко от места производства. Крупные сельскохозяйственные предприятия составляют всего 5,5% специализированных сельскохозяйственных производителей, они обеспечивали четверть общей стоимости продукции в секторе в 2019 году. Крупные фирмы более важны в растениеводстве и составляют 32% в общем объеме производства продукции растениеводства и 16% в общем объеме животноводства. В свою очередь, сельские домохозяйства, многие из которых ведут натуральное хозяйство, произвели 27% стоимости продукции растениеводства и 66% стоимости продукции животноводства в 2019 году. Оставшаяся часть продукции производится фермерами, на долю которых приходится 41% производства растениеводства и 18% животноводства. Средние сельскохозяйственные предприятия почти полностью отсутствуют в секторе. Эти структурные недостатки подавляют спрос на профессиональных поставщиков производственных ресурсов и услуг, которые помогли бы повысить производительность и качество для сектора в целом. Таким образом, доступ к таким технологиям и услугам, как корма, генетика, питательные вещества, консультационные услуги, маркетинг и упаковка, хранение, охлаждение и заморозка, механизация, ветеринарные услуги, в значительной степени отсутствует для мелких производителей и осуществляется собственными силами среди крупных производителей. Такая структура сектора также подразумевает, что только крупные сельскохозяйственные производители имеют доступ к финансовым рынкам и финансовым продуктам. Повышение доступности финансирования, особенно микрофинансирования, может улучшить положение мелких фермеров и сельских районов в целом.

3.8. Сектор управления отходами

На сектор отходов приходятся выбросы метана (CH_4) и углекислого газа (CO_2), выделяемых в результате анаэробного разложения органических отходов

и ила на полигонах ТБО или при обработке сточных вод в анаэробных условиях. Кроме того, сжигание отходов приводит к выбросам CO_2, CH_4 и N_2O. В настоящее время в казахстанской системе управления отходами в основном преобладают захоронение и сжигание отходов. На сегодня сектор управления отходами составляет 0,3% общей добавленной стоимости и 0,9% общей занятости в экономике, тогда как выбросы парниковых газов от отходов составляют 6% от общего объема выбросов.

Выбросы ПГ от отходов непрерывно растут с 1994 года. Около двух третей выбросов ПГ в этом секторе приходится на твердые бытовые отходы (ТБО) и одна треть – на очистку сточных вод. Образование отходов и, соответственно, выбросы ПГ растут из-за роста населения и увеличения количества отходов на душу населения. В 2018 году 69% твердых отходов было захоронено на полигонах, и только 18% было отсортировано для дальнейшей переработки. Кроме того, хотя доля очистки сточных вод была высокой – 86,8% в 2018 году, – оставшийся после очистки осадок (около 20% сухого вещества) отправляется на иловые площадки и свалки.

Как раздельный сбор различных потоков ТБО (например, бумаги, стекла, органических отходов), так и предварительная сортировка ТБО перед утилизацией практически отсутствуют, что увеличивает поступление отходов на полигоны. В 2019 году лишь около четверти населенных пунктов имели ту или иную форму раздельного сбора, и только 15% имели некоторую сортировку ТБО. Таким образом, уровни повторного использования и переработки отходов, а также извлечения энергии при сжигании отходов остаются на очень низком уровне. По оценкам, около 37% образующихся ТБО (около 2 млн. т в год) могут быть использованы для производства биогаза, однако использование отходов для производства биоэнергии практически не осуществляется.

Большинство мусорных полигонов находятся в плохом состоянии. В 2018 году в Казахстане насчитывалось более 3 тысяч полигонов ТБО, из которых 16% соответствовали экологическим нормам. Большинство полигонов исчерпали

свои возможности и требуют рекультивации. В последние годы в нормативно-правовую базу был внесен ряд корректировок, направленных на снижение количества отходов, размещаемых на полигонах, и полный запрет на захоронение некоторых отходов. Однако низкие тарифы на сбор и сортировку ТБО делают инвестиции в проекты по управлению отходами экономически невыгодными и препятствуют выполнению нормативных требований.

В отношении сточных вод складывается аналогичная ситуация: недостаточная обеспеченность очистными сооружениями в городах и крупных поселках городского типа. В 2016 году в 39 из 102 таких поселков вообще не было очистных сооружений, а состояние существующих очистных сооружений оставалось неудовлетворительным, с выработавшим свой ресурс оборудованием и зачастую устаревшими технологиями и методами очистки. Кроме того, за редким исключением, отсутствует инфраструктура для обработки и утилизации осадка. Это касается не только сооружений по сбору и обезвоживанию осадка, но и мест его утилизации – иловых площадок, полигонов и сооружений биологической очистки. В настоящее время осадок очистных сооружений не обрабатывается, а собирается и захоранивается на иловых площадках или полигонах, независимо от содержания в нем органических веществ. Более того, обезвоживание осадка проводится не всегда, и вода, содержащая около 1-2% осадка, выливается не только на иловые площадки или полигоны, но и в открытые водоемы, вызывая их повышенную эвтрофикацию.

Как и в случае с органической частью ТБО, использование осадка для производства биогаза может снизить выбросы ПГ от отходов и увеличить объем производимой возобновляемой энергии. В настоящее время единственный в Казахстане комплекс по утилизации осадков очистных сооружений действует в Шымкенте. Он включает в себя анаэробные реакторы, котельную, газгольдеры, камеру смешения осадков, блок обезвоживания и обеззараживания осадков. При переработке осадка сточных вод производится около 500 кВт*ч (4,38 ГВт в год) возобновляемой электроэнергии и 840 кВт*ч (7,35 ГВт в год) возобновляемого

тепла. Это позволило сократить выбросы парниковых газов на 3,7 тыс. т CO2-экв. в год. Расширение подобных проектов на другие города и поселки Казахстана необходимо для декарбонизации в секторе отходов.

Около 2% выбросов ПГ в секторе отходов приходится на медицинские отходы. Около половины медицинских отходов являются неопасными и размещаются на полигонах как ТБО. Другая половина представляет собой эпидемиологически опасные отходы, которые сжигаются с помощью маломощных мусоросжигательных установок или, при их отсутствии, в больничных котельных, если таковые имеются. Зола от сжигания захоранивается на полигонах. Однако в Казахстане утилизацией медицинских отходов занимаются около 200 предприятий, которые до сих пор не отчитываются ни о собранных отходах, ни о методах их утилизации.

3.9. Цементная отрасль

Цемент является основным материалом, используемым для всех сфер строительства, при этом цемент остается относительно простым, универсальным и дешевым материалом, для изготовления которого требуется распространенное и довольно доступное сырье. Объём производства цемента в Казахстане имеет тенденцию стабильного роста. В Казахстане с 2010 года было введено в эксплуатацию 11 новых цементных заводов, с 2016 года производство цемента выросло с 9,0 млн. тонн до 10,8 млн. тонн в 2020 году.

Таблица 3.1 - Объем производства цемента в Казахстане по годам, млн. тонн

	2016	2017	2018	2019	2020
Объем производства цемента	9,0	9,4	9,9	9,9	10,8

Проектная мощность всех цементных заводов составила более 16,5 млн. тонн в год, однако уровень дозагрузки (по данным Ассоциации «Союз Цемент») все еще не превышает 65%.

В Республике Казахстан выпуск цемента осуществляется на 17 заводах полного цикла, из которых 11 сухого способа, 3 мокрого способа, а еще 3 небольших завода с шахтными печами, работающими нестабильно или сезонно[7].

Ведущие зарубежные производители представлены на казахстанском рынке компаниями:

- Heidelberg (Германия) - ТОО «Бухтарминская цементная компания», АО «Шымкентцемент», ТОО «Каспий Цемент»;
- Vicat (Франция) - ТОО «Жамбылская цементная производственная компания»;
- Steppe Cement (Малайзия) - АО «Central Asia Cement», АО «Карцемент», ТОО «Alacem».

Производство цемента на заводах Казахстана осуществляется двумя способами:

- сухим, когда сырьевые материалы измельчаются с одновременной сушкой, и обжигу подвергается сырьевая мука с влажностью не более 1-2%. При этом удельный расход тепла составляет 3000-4000 МДж/т клинкера;
- мокрым, когда сырьевые материалы измельчаются в присутствии воды, приготавливается сырьевой шлам с W=35–42%, который подвергают обжигу во вращающейся печи, удельный расход тепла составляет 5000-6400 МДж/т клинкера.

Производственная мощность заводов сухого способа составляет – 14,4 млн. тонн, мокрого – 3,02 млн. тонн. Доля сухого способа в производстве цемента в Республике Казахстан составляет около 80%. Казахстан произвел 10,8 млн. тонн цемента, достигнув исторического рекорда впервые с момента создания независимого государства. По данным Бюро национальной статистики,

[7] ТОО «Almaty Cement Company», ТОО «Жанатасский цементный завод», ТОО «Жамбыл Недр»

годовая потребность в цементе по республике в 2020 году составила 9,6 млн. тонн, что составило лишь 60% от мощности отрасли.

Потребление цемента связано с растущей строительной отраслью, так за 10 лет объемы ввода жилья выросли с 9 до 15,3 млн. квадратных метров в 2020 году, а в 2021 году планы по вводу составляли до 17 млн. квадратных метров.

Таблица 3.2 - Мощности цементной отрасли Казахстана.

	Год введения	Срок эксплуатации, лет	Проектная мощность, т/год
Заводы мокрого способа			
1. ТОО «Цементный завод Семей»	1958	63	1,15
2. ТОО «Бухтарминская цементная компания»	1964	57	1,4
3. ТОО «Sas-Tobe Technologies»	1952	69	0,47
Заводы сухого способа			
1.ТОО «Жамбылская цементная производственная компания»	2010	11	1,6
2.ТОО «Стандарт Цемент»	2010	11	2
3.АО «Central Asia Cement» Steppe Cement	2014	7	2,2
4.АО «Шымкентцемент» (ХайдельбергЦемент)	2014	7	1,3
5.ТОО «Каспий Цемент» (ХайдельбергЦемент)	2013	8	0,8
6.ТОО «Компания Гежуба Шиели Цемент»	2018	3	1
7.ТОО «Рудненский цементный завод»	2019	2	0,5

8.ТОО «ПО «Кокше-Цемент»	2017	4	2
9.ТОО «Казахцемент»	2014	7	1
10.АО «ACIG» (Хантауский цементный завод)	2015	6	0,5
11.ТОО «Alacem» (Алацем) (Алматинская область).	2020	1	1

В качестве технологического топлива все цементные заводы Казахстана используют уголь Карагандинского, Экибастузского бассейна и месторождения Каражыра. На цементном заводе Sas-Tobe Technologies в качестве топлива используется природный газ, однако по экономическим причинам планируется перевод печей на угольное топливо.

Удельные расходы тепла и требования к качеству топлива на обжиг клинкера зависят от многих факторов, основными из которых является способ производства (мокрый, сухой), конфигурация печей и вспомогательного оборудования, свойства сырьевых материалов, тип выпускаемой продукции и т.д. Удельный расход тепловой энергии на цементных предприятиях Казахстана при производстве клинкера варьируется от 3200 кДж/кг (765 ккал/кг) при сухом способе и до 6900 кДж/кг (1649 ккал/кг) при мокром способе.

Таблица 3.3 - Данные по удельному расходу энергии при производстве клинкера

Предприятие	Мощность, млн. т/год	Способ производства	Удельные потребление энергии, МДж/т клинкера
ТОО «Цементный завод Семей»	1,15	мокрый	6 500
ТОО «Бухтарминская цементная компания»	1,4	мокрый	6 900
ТОО «Sas-Tobe Technologies»	0,47	мокрый	6 900

ТОО «Жамбылская цементная производственная компания»	1,6	сухой	3 300
ТОО «КаспийЦемент»	0,8	сухой	3 250
ТОО «Компания Гежуба Шиели Цемент»	1	сухой	3 500
ТОО «Рудненский цементный завод»	0,5	сухой	3 200
ТОО «Стандарт Цемент»	2	сухой	3 550

Исходя из удельного потребления энергии, производительности и средней загруженности заводов, можно оценить общее потребление угля цементной отраслью, которое составляет около 2600 тыс. тонн угля в год.

Таблица 3.4 - Оценка потребления угля на производство цемента (мокрым способом).

Производство мокрым способом	Мощность т/год	МДж/т	Энергии млн. МДж/год	тыс. тонн угля
1 ТОО «Цементный завод Семей»	1,15	6 500	4 892,7	302,2
2 ТОО «Бухтарминская цементная компания» ХайдельбергЦемент	1,40	6 900	6 322,9	390,5
3 ТОО «Sas-Tobe Technologies»	0,47	6 900	2 125,4	131,3
Производство цемента сухим способом (11 заводов)	8,82	3 250	28 674,36	1 770,8

Основным параметром использования углей в цементной отрасли является низшая теплота сгорания, и, несмотря на высокую температуру обжига клинкера, шлакообразование не является проблемой или ограничением ввиду последующего помола, где шлак будет являться наполнителем.

Согласно ВНТП 06-91 «Ведомственные нормы технологического проектирования цементных заводов», технологическое топливо цементных заводов для обеспечения оптимальной производительности печей должно отвечать следующим основным требованиям:

- теплота сгорания форсуночного топлива (Q^{P}_{H}) в пределах 18800 - 23100 кДж/кг (4500 - 5500 ккал/кг);
- содержание летучих (на форсуночное топливо) в пределах 18 - 28%;
- зольность для обеспечения обжига клинкера высокого качества не должна превышать значений, предусмотренных соответствующими ГОСТами;
- тонкость помола угольного порошка определяется в зависимости от содержания летучих и зольности.

3.10. Перспективы развития атомной энергетики РК

В настоящее время экологическая повестка занимает ключевое место в вопросах устойчивого восстановления экономики после пандемии и перехода к безуглеродной энергетической системе.

Декарбонизация становится одним из ключевых условий для привлечения инвестиций.

В этой связи, многие страны мира заявили о достижении углеродной нейтральности в ближайшие десятилетия.

Швеция на законодательном уровне закрепила цели по нейтральности к 2045 году, Великобритания и Евросоюз - к 2050 году. Китай, Казахстан и Россия ставят целью достижение нулевого выброса к 2060 году.

При этом многие страны (Канада, Китай, Франция, Япония, Польша, Россия, Великобритания, США и др.) в качестве эффективной альтернативы сжиганию ископаемого топлива рассматривают ядерную энергетику.

Согласно Международному агентству по атомной энергии (МАГАТЭ), сектор атомной энергетики к 2050 году удвоится. Этот вывод сделан на основании страновых планов по продлению сроков службы существующих станций, а также по строительству новых мощностей. По прогнозам, в начале 2030-х годов атомная энергетика будет добавлять около 30 ГВт новых мощностей в год, что в пять раз превышает текущие темпы роста.

МАГАТЭ призывает политиков увеличить государственные инвестиции и поддержку частных инвестиций в атомный сектор.

По оценке организации, продление срока эксплуатации атомных электростанций с 40 до 60 лет позволит сохранить 95 ГВт низкоуглеродной генерации к 2025 году и еще 90 ГВт к 2030 году.

В настоящее время в 32 странах мира, а также на Тайване, работают около 445 ядерных реакторов общей мощностью около 400 ГВт.

В 2020 году по производству энергии в секторе лидировали США, Китай, Франция, Россия и Южная Корея. Также в ТОП-10 стран вошли Канада, Украина, Германия, Испания и Швеция.

При этом во Франции на долю атомной энергетики в производстве электричества приходится более 70%, в Украине — 51,2%, в Швеции — 29,8%, в Южной Корее — 29,6%, в России — 20,6%, в США — 19,7%.

В 2020 году они обеспечили около 10% мировой электроэнергии.

По итогам Климатической конференции в Глазго 10 стран Евросоюза (в том числе Франция, Финляндия, Польша) предложили включить атомную энергетику в список отраслей, способствующих уменьшению вреда окружающей среде и соответствующую правилам «зеленого» финансирования.

В целом, эксперты сходятся во мнении, что использование АЭС является экологически безопасным и способствует сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу.

В настоящее время атомная отрасль обладает всеми необходимыми технологиями для безопасного и эффективного обращения с радиоактивными отходами. Атомные станции надежно производят электроэнергию 24 часа в сутки, вне зависимости от погодных условий.

При этом себестоимость электроэнергии, вырабатываемой АЭС, составляет серьезную конкуренцию с другими типами электростанций. 1 килограмм урана с обогащением до 4%, используемого в ядерном топливе, при полном выгорании выделяет энергию, эквивалентную сжиганию примерно 100 тонн высококачественного каменного угля или 60 тонн нефти.

Строительство АЭС обеспечивает экономический рост и появление новых рабочих мест – 1 рабочее место при сооружении АЭС создает более 10 рабочих мест в смежных отраслях.

Развитие атомной энергетики также способствует росту научных исследований и объемов экспорта высокотехнологичной продукции, развивает множество других отраслей и сфер деятельности.

В Казахстане достаточно объективных предпосылок для создания и развития атомной отрасли.

Казахстан имеет вторые по величине (14% мировых запасов) подтверждённые доказанные запасы урана в мире. С 2009 года страна занимает первое место в мире по добыче природного урана. За годы независимости объём добычи увеличился более чем в 24 раза — с 796 тонн в 1997 году до 19,5 тыс. тонн в 2020 году.

Учитывая принятый курс на декарбонизацию в условиях отсутствия возможности быстрого роста объёмов возобновляемой электроэнергии (ветер, солнце, вода и т.п.), а также значительных запасов урана и развитой

уранодобывающей и ураноперерабатывающей промышленности, развитие атомной энергетики в Казахстане имеет огромный потенциал.

Согласно экспертным оценкам, строительство атомной электростанции мощностью 2,5 ГВт сократит ежегодные выбросы парниковых газов на 20 млн. тонн углекислого газа. В результате будет обеспечен существенный вклад в достижение Казахстаном углеродной нейтральности к 2060 году, а также в снижение углеродного следа казахстанской продукции.

Своевременное принятие мер по развитию ядерных технологий обеспечит значительные мультипликативные эффекты на экономику Казахстана в части покрытия растущих потребностей страны в электроэнергетике, повышения конкурентоспособности ключевых секторов экономики и инвестиционной привлекательности страны, развития новых современных технологий, а также улучшения качества жизни населения.

Учитывая высокую углеродоёмкость экономики и существенную долю угольной генерации в Казахстане, достижение углеродной нейтральности является серьёзным вызовом для страны.

Многие страны в качестве важной альтернативы сжиганию ископаемого топлива рассматривают ядерную энергетику. По этому поводу на недавно завершившейся Климатической конференции в Глазго COP-26 хотя никаких официальных решений и не было принято, однако велись активные дискуссии. В частности, 10 стран Евросоюза (в том числе Франция, Финляндия, Польша) предложили включить атомную энергетику в список отраслей, способствующих уменьшению вреда окружающей среде и соответствующую правилам «зеленого» финансирования. Российская сторона также заявила, что в цикле генерации атомная энергетика дает нулевой углеродный след.

Казахстану, с учётом своих собственных интересов и мнения других стран, надо определить и продвигать свою позицию по этому вопросу. При этом, учитывая невозможность быстрого роста объёма возобновляемой электроэнергии (ветер, солнце, води т.п.), низкоуглеродное развитие Казахстана

невозможно, по крайней мере, в переходном периоде, без атомной энергетики. При этом речь должна идти не просто о строительстве в Казахстане атомных электростанций (АЭС), а о безуглеродной атомной энергетике, что подразумевает, в частности, использование климатически нейтрального сырья, т.е. урана. В текущей редакции Доктрины достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года у ядерной энергетики нет будущего в Казахстане, при этом значимых аргументов для отказа от неё не приводится.

Расчет сокращения выбросов ПГ при строительстве АЭС и замещении угля

Блок АЭС номинальная мощность 2,5 ГВт, при коэффициенте использования установленной мощности 0,9 за год выработает 2500*8760*0,9/1000000=19,7 млрд. кВт·ч электроэнергии.

При среднем расходе топлива 320 г у.т./кВт·с одной тонны условного топлива угля вырабатывается 3125 кВт*ч электроэнергии.

Теплотворная способность угля 22,3 МДж/кг, тогда 1 т у.т=1,31 тонны угля

Т.е. из 1,31 тонны угля вырабатывается 3125 кВт*ч электроэнергии, тогда для выработки 19,7 млрд. кВт*ч требуется 8258000 тонн угля.

Выбросы при сжигании 8258000 тонн угля равны:

CO_2 18,913 млн тонн, CH_4 0,052 млн тонн, N_2O 0,0057 млн тонн

Итого выбросы ПГ CO_2 экв. 21,927 млн. тонн

Таким образом, строительство АЭС мощностью 2,5 ГВт снизит выбросы ПГ в среднем на 21,9 млн. т CO_2 экв.

О стоимости электроэнергии АЭС от Аккуя в Турции

В межправительственном соглашении России и Турции стоимость киловатта (киловатт-часа) электроэнергии составляет 12,5 цента (=60 тенге при курсе 480 тенге за доллар США). 70% объема выработки первого и второго блоков будут продаваться по зафиксированной в соглашении цене, а 30% - на рынке. С третьего и четвертого блоков уже 30% объема будет продаваться по

цене 12,5 цента, а 70% - на открытом рынке. Таким образом, гарантированная цена электроэнергии закреплена в отношении только 50% вырабатываемого объема электроэнергии "Аккую", подчеркнула гендиректор "Аккую нуклеар". Эта цена будет применяться только в течение 15 лет.

Средняя цена электроэнергии в Турции составляет в районе 25 тенге.

Средняя цена электроэнергии в РК составляет в районе 20 тенге.

Таким образом если в течении 15 лет половина электроэнергии будет по 60 тенге, а половина по 25 тенге, то средняя цена будет 37,5 тенге.

Если предположим, что АЭС будет работать минимум 60 лет и начиная с 16 года электроэнергия продается по рыночной цене в 25 тенге, то средняя цена будет 28,1 тенге, что выше средней цены на 12,5%.

Сравнительный анализ стоимости мирного атома и ВИЭ

На сегодняшний день мировой опыт показывает, что капитальные затраты (overnight costs) на строительство новых мощностей АЭС варьируются среднем от 2 157 долларов США в Южной Корее до 6 920 долларов США в Словакии. При учете затрат на обслуживание займов (investment costs) стоимость сравнительно выше.

Таблица 3.5 – Капитальные затраты строительства АЭС

Страна	**Overnight costs ($/кВт)**	**Investment costs ($/кВт)**		
		3%	**7%**	**10%**
Франция	4 013	4 459	5 132	5 705
Япония	3 963	4 402	5 068	5 633
Южная Корея	2 157	2 396	2 759	3 066
Россия	2 271	2 253	2 904	3 228
Словакия	6 920	7 688	8 850	9 837
США	4 250	4 721	5 435	6 041

Китай	2 500	2 777	3 197	3 554
Индия	2 778	3 086	3 552	3 949
International Energy Agency, «Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition», https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/egc-2020_2020-12-09_18-26-46_781.pdf				

Капитальные/инвестиционные затраты на строительство АЭС в Джизакской области в Узбекистане составляют в среднем 4 583 долларов США *(при стоимости в 11 млрд долларов США и мощности в 2,4 ГВт)*, АЭС в Турции – 4 167 долларов США *(при стоимости в 20 млрд долларов США и мощности в 4,8 ГВт)*.

На стоимость строительства влияют используемая технология, дифференцированные затраты на оплату труда, имеющийся опыт аналогичного строительства реакторов, экономии масштаба за счет строительства нескольких единиц, упрощенного лицензирования и т.д.

В казахстанском информационном пространстве часто поднимается вопрос сравнения стоимости атомной энергии по сравнению с ветровой, солнечной и гидроэнергией. При этом, в расчетах зачастую не учитывается показатель КИУМ – коэффициент использования установленной мощности, т.е. какой процент энергии вырабатывается от заявленной мощности.

Значение КИУМ атомных электростанций по миру составляет 79%, что значительно выше аналогичного показателя гидроэнергетики (59%), ветровой энергетики (24%), солнечной энергетики (16%) в Казахстане. То есть, эффективность выработки энергии у атомной электростанции значительно выше, чем у ВИЭ (PwC, 2021).

Таким образом, исходя из КИУМ для того, чтобы выработать столько же электроэнергии, сколько производит атомная электростанция мощностью 1 ГВт, нужно построить 1,3 ГВт гидро-, 3,4 ГВт ветровой и 4,9 ГВт солнечной генерации. Такая диспропорция существенно увеличивает затраты на ВИЭ.

Стоимость строительства ветровых и солнечных электростанций в 2,5 и 3,6 раза соответственно дешевле, чем атомной электростанции (Международной энергетическое агентство, 2020). Однако, с учетом показателя КИУМ, стоимость строительства ВИЭ колеблется в пределах 4 000 – 5 000 млн долларов США, тогда как стоимость строительства атомной электростанции составляет только 3 606 млн долларов США.

Таблица 3.6 – Капитальные затраты строительства АЭС и ВИЭ с учетом показателя КИУМ

Вид энергетики	**КИУМ**	**Выработка, ГВт*год**	**ГВт**	**CAPEX (долларов/кВт)**	**Стоимость млн долларов**
Атомная энергетика	79%	6,920	1,0	3 606	3 606,0
Гидроэнергетика	59%	6,920	1,3	3 600	4 820,3
Ветровая энергетика	24%	6,920	3,4	1 391	4 578,7
Солнечная энергетика	16%	6,920	4,9	995	4 912,8
PwC, Международное энергетическое агентство, экспертный расчет					

3.11. Перспективы развития ВИЭ РК

Энергетический переход можно описать как переход от использования ископаемого топлива в качестве основного источника глобального энергопотребления к возобновляемым и другим формам энергии с низкими или нулевыми выбросами парниковых газов.

Ключевой особенностью энергетического перехода, который продолжается уже около трех десятилетий, является общая декарбонизация энергопотребления. Избранными примерами безуглеродных или низкоуглеродистых энергоносителей и стратегий, которые будут играть значительную роль в переходный период, являются:

- Солнечная энергия
- Энергия ветра
- Улавливание, утилизация и хранение углерода (УХУ)
- Гидроэлектростанция
- Современное биотопливо
- Водород
- Геотермальная энергия

В дополнение к низкоуглеродному переходу энергетический переход также влечет за собой расширенную цифровизацию - применение набора технологий хранения и обработки данных при производстве, передаче и потреблении энергии. Эти технологии включают в себя робототехнику, искусственный интеллект, облачные решения, горизонтальные сети и блокчейн, среди прочего. Хотя они по своей сути не являются низкоуглеродными технологиями, их применение в энергетическом секторе повышает эффективность производства и потребления энергии и, следовательно, снижает общий углеродный след экономической деятельности. Будучи предшественником энергетического перехода в его нынешней форме обезуглероживания, опасения по поводу энергетической безопасности и доступа к энергии восходят к двадцатому веку. И даже совсем недавно, в первом десятилетии 21 века, было широко распространено мнение о том, что мировые ресурсы углеводородов ограничены и угрожают стать дефицитными в обозримом будущем, учитывая - казалось бы, неослабевающий - рост спроса (особенно на фоне опасений "нефтяного пика"). Кроме того, считалось, что неравномерное распределение ископаемых энергетических ресурсов по всему

миру дает так называемым "нефтегазовым державам" неоспоримое экономическое преимущество перед странами, не обладающими богатыми запасами нефти и газа. Согласно этой точке зрения, переход на возобновляемые источники энергии, такие как энергия ветра и солнца, которые распространены повсеместно (и нейтральны к выбросам углерода), был способом преодоления как дефицита энергии, так и неравномерного распределения энергии по всему миру. Но более традиционные мотивы, которые привели к энергетическому переходу, а именно стремление к адекватным и устойчивым поставкам энергии, защищающим от различных политических манипуляций, теперь отходят на задний план. Вместо этого существует более насущная потребность - меры по борьбе с изменением климата, - которая только ускорилась из-за того, что пандемия COVID-19 нарушила привычные подходы к ведению бизнеса. Пандемия COVID-19 нанесла разрушительный удар по мировой экономике в 2020 году, в результате чего ВВП сократился на 3,5%, а спрос на первичную энергию - на 5,4% (и жидкие углеводороды - на 10,8%). В то же время благоприятным событием стало - хотя и кратковременное - сокращение выбросов парниковых газов (примерно на 5,3%). Скрытые уязвимости в экономике, здравоохранении и национальной безопасности также были четко видны. Таким образом, 2020 год является переломным моментом в переходе к низкоуглеродному будущему, и 30-летний "медленный прогресс" в направлении безуглеродного энергоснабжения, составляющего около 10% мирового спроса на энергию, ускорится - возможно, до 16% к 2030 году. Здесь можно выделить пять ключевых изменений:

1. Капиталовложения в разработку углеводородов сокращаются и перенаправляются на возобновляемые источники энергии и связанную с ними низкоуглеродную энергетику. Эта тенденция наблюдается на фоне растущих рекомендаций и требований к инвестициям в области охраны окружающей среды, социальной сферы и управления (ESG).

2. Падение спроса на ископаемое топливо (особенно нефть) в 2020 году побуждает компании и инвесторов пересмотреть его средне- и долгосрочные перспективы; с учетом краткосрочных тенденций, указывающих на снижение, мировой спрос на жидкие углеводороды, как ожидается, не достигнет пика до середины 2030-х годов.
3. Во многих частях мира, включая страны Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) и Китай, действующие или недавно принятые законы, стимулирующие восстановление экономики после COVID-19, включают строгую политику в области безуглеродной и низкоуглеродной энергетики. Кроме того, Казахстан в числе 130 стран обязался достичь углеродной нейтральности к середине этого столетия (к 2050-2060 годам) в рамках обновленных определяемых на национальном уровне вкладов.
4. Экономическая изоляция и ограничения на поездки (выезд из дома) из-за пандемии, начавшейся в 2020 году, ускорили цифровизацию коммуникаций и торговли, изменив распорядок дня и схемы поездок миллионов людей. Длительные поездки в офис и обратно были заменены удаленной работой из дома, что привело к увеличению личного досуга и сокращению расходов на бензин, проезд в метро, одежду, химчистку и питание в течение рабочего дня. В целом, массовая переориентация повседневного поведения работников, несомненно, продолжит отражаться на структуре потребления энергии в период восстановления после пандемии.

По данным Международного Агентства по ВИЭ (IRENA, 2021) за последние семь лет в энергосеть было включено больше мощностей, работающих на возобновляемой энергии, чем объектов, использующих ископаемое и атомное топливо вместе взятых. Технологии использования возобновляемых источников энергии сейчас занимают доминирующее положение на мировом рынке новых мощностей по выработке электроэнергии,

так как они стали самым дешёвым источником электроэнергии на многих рынках. В 2020 году по всему миру в эксплуатацию было введено 260 гигаватт (ГВт) генерирующих мощностей на основе возобновляемых источников энергии — рекордный уровень, более чем в четыре раза превышающий добавленные мощности, работающие на других источниках. Эта траектория обещает быструю декарбонизацию электроэнергетического сектора.

Установленная мощность всех ВИЭ за последнее десятилетие выросла более чем в два раза: в 2012 году - 1 444 ГВт, в 2021 году - 3 068 ГВт. При этом все станции ВИЭ суммарно выработали электроэнергии в 2012 году - 4 745 ТВч, в 2020 году - 7 468 ТВч (IRENA, 2022).

В 2019 году из 58 миллионов рабочих мест в мировом энергетическом секторе около 20% приходилось на возобновляемую энергетику. Изменение глобальной структуры занятости отражает новые тенденции в развитии энергетического сектора. Количество работников, занятых в секторе возобновляемой энергетики, выросло с 7,3 млн человек в 2012 году, до 11,5 млн человек в 2019 году. Рост возобновляемых источников энергии улучшил гендерный баланс в энергетическом секторе: сейчас в сфере возобновляемой энергетики 32% рабочих мест приходится на женщин, по сравнению с 22% в нефтегазовой отрасли (IRENA, 2020).

Глобальные инвестиции в возобновляемые источники энергии достигли значительного прогресса в период с 2013 по 2018 год, при этом совокупный объем инвестиций составил 1,8 трлн долларов США (IRENA, 2020). Снижение затрат на установку в результате совершенствования технологий и адаптации механизмов закупок к меняющимся рыночным условиям оказалось эффективным катализатором увеличения инвестиций и создания дополнительных мощностей.

К 2030 году производство возобновляемой электроэнергии в мире должно достичь уровня 10 770 ГВт, что в 3,5 раза выше уровня 2021 г (IRENA, 2020). В ближайшие десять лет необходимо быстро и масштабно подготовить почву для

декарбонизации электроэнергетической системы и электрификации конечного потребления к 2050 году. Для многих стран это превращает техническую и экономическую проблему в комплекс инвестиционных, регулятивных и социальных возможностей.

В ближайшее десятилетие приоритетной задачей является обновление, модернизация и расширение инфраструктуры. Обновление устаревшей инфраструктуры или инвестирование в её расширение является неотъемлемой частью энергетического перехода и фактором, способствующим продвижению современных технологий. В ближайшие десять лет по мере увеличения доли возобновляемых источников энергии это станет особенно актуальной задачей, требующей гибкости системы и современных сетей. Развитие инфраструктуры должно быть согласовано с долгосрочными планами и отражать более общие стратегии, включая интеграцию регионального рынка.

Необходимые уровни развития ВИЭ будут достигнуты к 2030 г. только при условии наличия политики, поддерживающей такие технологические направления. Политика развёртывания поддерживает создание рынков, таким образом содействуя масштабированию, сокращая технологические затраты и повышая уровни инвестирования, соответствующие потребностям энергетического перехода. Учитывая, что в рамках восстановительных мер в экономику стран вливаются большие суммы бюджетных средств, такая политика будет определять направление энергетического перехода и создаст предпосылки для существенного роста инвестиций частного сектора, необходимых до 2050 г.

Несмотря на различные пути энергоперехода, во всех регионах мира доля использования возобновляемых источников энергии возрастет. Доля ВИЭ Юго-Восточной Азии, Латинской Америки, Европейского союза и стран Африки к югу от Сахары к 2050 году достигнет 70-80% в их общем энергобалансе. В мире по разным сценариям развития ВИЭ доля ВИЭ в производстве электроэнергии будет составлять до 28% к 2030 году, до 66% к 2050 году.

По оценке IRENA (IRENA, 2020) до 2050 года потребуется инвестиций в объеме 22,5 трлн долларов США в создание мощностей по производству возобновляемой энергии в мире, без инвестиций в сетевую инфраструктуру, накопления и системы управления.

2050 году количество рабочих мест в возобновляемой энергетике вырастет до 43 миллионов. Согласно (IRENA, 2021), количество рабочих мест в возобновляемой энергетике увеличится на 9% со значений 2021 г. и достигнет 18 миллионов к 2030 г. и 23 миллионов к 2050 г. Фотоэлектрические солнечные системы (PV) обеспечивают самую большую долю, и за ними следуют биоэнергетика, ветровая энергетика и гидроэнергетика. В ближайшее десятилетие строительство, монтаж и изготовление обеспечат значительный рост рабочих мест в отрасли возобновляемой энергетики, при этом эксплуатация и техническое обслуживание также обеспечат рост рабочих мест в ходе энергетического перехода.

Ресурсный потенциал ВИЭ в Республике Казахстан

Ресурсный потенциал ВИЭ в Казахстане оценивается на уровне:

✓ ветроэнергетика - 920 млрд кВтч/ год;

✓ гидропотенциал - 62 млрд кВтч/год;

✓ солнечная энергетика - 2,5 млрд кВтч/год;

✓ тепловой потенциал геотермальных вод - 4,3 ГВт.

В рамках Проекта Министерства энергетики Республики Казахстан, Программы развития ООН, Глобального Экологического Фонда «Казахстан - инициатива развития рынка ветроэнергетики», в соответствии с методикой расчета потенциала ветра, был изучен ветропотенциал на различных площадках в областях Республики Казахстан, в частности проведены годовые измерения характеристик ветра на 15 площадках. На основе данных исследований был разработан Ветровой атлас Казахстана.

Атлас солнечных ресурсов Казахстана создан в рамках Проекта Министерства энергетики РК и Программы развития ООН «Оказание поддержки

Правительству Республики Казахстан в реализации Концепции перехода к зеленой экономике и институционализации Программы Партнерства «Зеленый Мост».

Ветровая энергия (ВЭС)

Казахстан обладает значительными ресурсами ветровой энергии. Примерно на 50% территории Казахстана скорость ветра составляет 4-5 м/секунду на высоте 50 м. Наиболее высокий ветровой потенциал имеется в районе Каспийского моря - Атырауской и Мангистауской областях, а также в Северном и Южном Казахстане. По данным концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года, ветровой потенциал Казахстана составляет 1 820 млрд кВтч в год.

Гидроэнергетика (ГЭС)

Гидроэнергетика - второй по величине источник производства электроэнергии в Казахстане, на долю которой, по данным Министерства энергетики в 2020 году, приходится около 10.9% всей генерирующей мощности Казахстана. По абсолютным показателям потенциальных гидроресурсов Казахстан занимает третье место среди стран СНГ. Гидроэнергетический потенциал Казахстана оценивается примерно в 170 млрд кВтч в год, технически осуществимый - 62 млрд кВтч. Гидропотенциал средних и крупных рек составляет 55 млрд кВтч, малых рек - 7,6 млрд кВтч в год [12]. Между тем, технически возможный для использования потенциал малых ГЭС составляет порядка 8 млрд кВтч.

Гидроэнергетические ресурсы распределены по всей стране, но среди них стоит отметить три особо крупных района: бассейн реки Иртыш с основными притоками (Бухтарма, Уба, Ульба, Курчум, Карджил), Юго-Восточная зона с бассейном реки Или и Южная зона - бассейны рек Сырдарья, Талас и Чу.

Солнечная энергия (СЭС)

Солнечная энергия имеет огромный потенциал в Казахстане. Согласно Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Ка-

захстан до 2030 года [12], потенциал солнечной энергии составляет около 2,5 млрд кВтч в год, количество солнечных часов составляет 2200 - 3000 ч в год (2500 - 3000 часов в год в южных регионах) из 8760.

Геотермальные источники

Казахстан также богат геотермальными ресурсами [13]. Естественные запасы гидрогеотермальных ресурсов Казахстана с температурой от 40°С до более 100°С оцениваются в 10275 млрд м3 по воде и в 680 млрд Гкал по теплу, что эквивалентно 97 млрд т.у.т. (тонна условного топлива) или 2,8 млрд ТДж, что сопоставимо с ресурсами традиционных топливных источников тепла. Для сравнения: прогнозные запасы углеводородного сырья Казахстана составляют около 12 млрд тонн нефти и конденсата (17,2 млрд т.у.т.) и около 6-8 трлн куб. метров газа (7-9,2 млрд т.у.т.). Общие геологические запасы и прогнозные ресурсы угля в республике оцениваются в 150 млрд тонн (101,0 млрд т.у.т.).

Геотермальные источники в основном расположены в Западном Казахстане - 75,9%, в Южном Казахстане их 15,6% и в Центральном Казахстане - 5,3%. Наиболее перспективными на извлечение теплоэнергетических подземных вод с минерализацией до 3 г/дм3 с температурой до 70-100°С являются артезианские бассейны Южного и Юго-Восточного Казахстана: Арысский, Алматинский и Жаркентский.

Биогаз

Казахстан является крупным производителем зерна и другой сельскохозяйственной продукции, что говорит о значительных объемах производимых отходов и остатков, в связи с чем Казахстан имеет значительные объемы доступных отходов, особенно в отношении сельскохозяйственных культур, навоза и твердых бытовых отходов. Наибольшие объемы смешанных видов сельскохозяйственных отходов доступны в Алматинской, Восточно-Казахстанской, Жамбылской, Костанайской, Акмолинской и Карагандинской областях. Стабильным источником биомассы для производства энергии в Казахстане являются отходы продуктов животноводства. Однако данные об

общих и доступных объемах отходов и их географическом местоположении отсутствуют, отходы и остатки редко используются продуктивно, например, в качестве сырья для биоэнергетических проектов.

Водородная энергетика

По развитию водородной энергетики на западе страны, уже определено место для реализации амбициозной программы по развертыванию мощностей по производству водорода. В июле 2021 года шведско-немецкая частная группа компаний Svevind Energy GmbH, специализирующаяся на возобновляемых источниках энергии, объявила о подписании меморандума о взаимопонимании с акиматом Мангистауской области и АО "Национальная компания Kazakh Invest" по строительству объектов ветровой и солнечной энергетики мощностью 30 ГВт в Мангистауской области. Из них 20 ГВт будут использоваться для питания электролизеров, которые будут производить около 3 миллионов тонн экологически чистого водорода в год. Полученный водород будет использоваться в сталелитейной и алюминиевой промышленности, для транспортировки или на экспорт. Такой масштабный план займет много времени - ожидается, что этап разработки и финансирования займет от трех до пяти лет, а строительство займет еще пять лет. Даже если масштаб и сроки реализации этого проекта соответствуют первоначальному плану, еще неизвестно, станет ли водород экономически конкурентоспособным источником топлива в Казахстане.

На данный момент водород остается убыточным даже в Европе (где цены на газ и электроэнергию намного выше), в то время как в Казахстане другое - гораздо более дешевое - газовое топливо (природный газ) активно борется за долю рынка, конкурируя с углем в промышленности и производстве электроэнергии. Кроме того, существуют и другие барьеры для внедрения водорода в Казахстане:

- Относительно небольшой размер внутреннего рынка, который не позволяет реализовать экономию за счет масштаба при отсутствии возможности экспортировать излишки продукции

- Экспорт на большие расстояния на зарубежные рынки требует наземного транспорта, в то время как доступ к морскому транспорту затруднен, что делает стоимость экспорта очень высокой
- Казахстан расположен в полузасушливой зоне, и процесс электролиза, используемый для производства зеленого водорода, требует значительного количества воды
- Потери при преобразовании энергии, когда ВИЭ используются в качестве источника электроэнергии для производства водорода, а не в качестве прямого источника электроэнергии.

Поддержка ВИЭ в РК

В Казахстане созданы необходимые условия для развития возобновляемых источников энергии, самые главные из которых определены в Законе РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» (4 июля 2009 года № 165-IV) и НПА:

- определен единый закупщик электроэнергии - квазигосударственное предприятие ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке ВИЭ»;

- определена типовая форма PPA контракта (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан «Об утверждении типовых форм договоров расчетно-финансового центра с энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники энергии, энергетическую утилизацию отходов, энергопроизводящими организациями, осуществляющими производство и отпуск в сеть паводковой электрической энергии, условными потребителями и квалифицированными условными потребителями» от 28 декабря 2017 года № 480);

- определены условия приоритетного инвестиционного контракта для ВИЭ (Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 4 июля 2009 года № 165-IV, статья 4 пп. 3);

тарифы определяются на аукционах ВИЭ (Постановление Правительства Республики Казахстан «Об утверждении Правил определения фиксированных тарифов» от 27 марта 2014 года № 271);

приоритетная диспетчеризация ВИЭ и беспрепятственный доступ в Национальную электрическую сеть РК (Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 4 июля 2009 года № 165-IV, статья 10 п 3,4).

По архивным данным Министерства энергетики за 2020 год:

Увеличение выработки электрической энергии объектами ВИЭ за 2020 год по сравнению с 2019 годом составило – 74% (Диаграмма 3)

Доля вырабатываемой электроэнергии ВИЭ в общем объеме производства электрической энергии составила 3% (Диаграмма 4).

Суммарная установленная мощность за 2020 год – 1634,7 МВт, в том числе ВЭС - 486,3 МВт, малые ГЭС – 229,04 МВт, СЭС – 911,6 МВт и биоэлектростанции – 7,82 МВт.

Выработка электроэнергии в 2020 году – 3245, 1 млн.кВтч, в том числе ВЭС – 1076,7 млн.кВтч, малые ГЭС – 812,1 млн.кВтч, СЭС – 1349,7 млн.кВтч и биоэлектростанции – 6,6 млн.кВтч.

По информации Министерства энергетики [1], по состоянию за 1 полугодие 2022 года:

Увеличение выработки электрической энергии объектами ВИЭ за 1 полугодие 2022 года по сравнению с 1 полугодием 2021 годом составляет – 17%

Действуют 139 объектов ВИЭ с суммарной установленной мощностью 2 180 МВт (41 ветровых электростанций, 53 солнечных станций, 40 малых ГЭС, 5 биоэлектростанций).

Доля вырабатываемой электроэнергии ВИЭ в общем объеме производства электрической энергии составляет 4,24%.

Адаптационные меры

Приоритеты Правительства сосредоточены на адаптационных потребностях ключевых секторов, затронутых изменением климата:

1) сельское хозяйство;
2) управление водными ресурсами;
3) лесное хозяйство;
4) сокращение рисков бедствий.

Сельское хозяйство

Меры, уже частично предпринятые в сельскохозяйственном секторе, включают диверсификацию сельскохозяйственных культур, постепенный отказ от водоемких культур, переход на водосберегающие технологии, модернизацию капельного орошения и соответствующей инфраструктуры с учетом гипотетического изменения и перераспределения речного стока за год, переход к современному органическому земледелию и более эффективное управление почвами для поддержания содержания углерода, изменение кормов для животных с целью сокращения выбросов метана от крупного рогатого скота и предотвращение чрезмерного выпаса, ответственное управление и охрана пастбищ. Одним из запланированных мероприятий является проведение агроклиматического оценочного зонирования территории республики с учетом наблюдаемых изменений условий выращивания сельскохозяйственных культур.

Управление водными ресурсами

В целях улучшения управления водными ресурсами и водопользования при обеспечении стабильного водоснабжения Казахстан внедряет бассейновое управление и принципы Интегрированное управление водными ресурсами (ИУВР), приступил к реализации проектов по увеличению охвата населения очисткой сточных вод в городах, проектов по реализации мероприятий по снижению потерь воды при транспортировке в сетях водоснабжения, строительству водохранилищ и накопительных водохранилищ для сбора

избыточных осадков, модернизации и реконструкции водоканалов и гидротехнических сооружений, внедрению современных методов орошения и современных водосберегающих технологий, популяризации использования капельного орошения, повышения эффективности водопользования в промышленности, по переходу на менее водоемкие культуры в сельском хозяйстве. Правительство планирует улучшить механизмы стимулирования внедрения водосберегающих технологий в промышленности, сельском хозяйстве и жилищном секторе.

Стремление к экономии воды повлияет на производство энергии. Обычные электростанции охлаждаются водой, где в процессе используется большой объем воды. Развитие возобновляемых источников энергии также снизит потребление воды и повысит эффективность ее использования, снизит нагрузку на водные ресурсы и тем самым посодействует адаптации.

Лесное хозяйство

Казахстан обязался восстановить не менее 1,5 миллиона гектара деградированных земель за счет лесоразведения и лесовосстановления до 2030 года в рамках Боннского вызова. Помимо беспрецедентного увеличения поглощения углерода, программы лесоразведения будут поддерживать проекты восстановления земель, преобразовывать непродуктивные земли в лесные угодья, восстанавливать поврежденные ландшафты и создавать рабочие места в устойчивом лесном хозяйстве и деревообрабатывающей промышленности.

В целях увеличения лесного покрова в период 2022-2030 годов Правительство планирует усовершенствовать. механизм поддержки, стимулирующий создание частных промышленных плантаций и лесных питомников, а также реализацию пилотных проектов в этой области при поддержке государственно-частного партнерства. Планируются дальнейшие меры по защите лесов. В 2020 году принят Общенациональный план действий по реализации Послания Главы государства народу Казахстана от 1 сентября

2020 года «Казахстан в новой реальности: время действий». В соответствии с Планом необходимо обеспечить посадку в течение пяти лет более 2 миллиардов деревьев в лесном фонде и 15 миллионов в населенных пунктах, что согласуется с целями Боннского вызова.

Снижение риска бедствий

Изменение климата негативно скажется на сельском хозяйстве и водных ресурсах, экосистемах и здоровье населения в Казахстане. Однако именно ожидаемое увеличение частоты стихийных бедствий и чрезвычайных ситуаций в дополнение к медленным событиям потребует мобилизации правительственной реакции и усиления компонента снижения риска бедствий в процессе планирования и осуществления адаптации. С момента принятия Казахстаном Сендайской рамочной программы по снижению риска бедствий (2015-2030 годы) (https://www.gndr.org/images/newsite/PDFs/SFDRR-ru.pdf) был достигнут прогресс в осуществлении мероприятий, согласованных с четырьмя приоритетами Сендайской рамочной программы. Законодательная и институциональная структура, связанная со снижением риска бедствий, позволит обеспечить комплексный учет вопросов адаптации к изменению климата и управления рисками как на национальном, так и на субнациональном уровнях с привлечением заинтересованных сторон, таких как уязвимые общины и молодежь, с учетом гендерных соображений и расширения сотрудничества на региональном уровне через Центр по чрезвычайным ситуациям и уменьшению опасности бедствий, созданный в Алматы в 2016 году и обслуживающий Казахстан и его соседей – Кыргызстан и Афганистан.

Трансграничное сотрудничество с соседними странами

В рамках Плана мероприятий на 2021-2030 годы будет разработана Центрально-Азиатская региональная программа по адаптации к изменению

климата, реализованы соглашения об охране качества воды, а также о совместном использовании и охране трансграничных рек.

Просвещение и повышение осведомленности

Планируется проведение работ по просвещению и повышению осведомленности населения Казахстана. Будут выработаны действия по популяризации зеленых политик и мер посредством публикаций, повышения осведомленности за счет целевого информирования бизнес-сообщества, разъяснения правил и принципов зеленой экономики и награждения за высокие результаты и достижения специальными отраслевыми наградами.

Основные выводы и рекомендации

В целом глобальные тренды страновых стратегии предполагают регулирование и комплексные меры по «очищению» от углерода национальной экономики путем резкого сокращения выбросов, внедрения инновационных «зеленых» технологий, включая ВИЭ, и развитие углеродного рынка для поддержки уровня глобального потепления в пределах 2 °С. Прогнозируемые траектории декарбонизации крупнейших экономик мира свидетельствуют, что продолжающийся в настоящее время рост выбросов CO_2 сохранится до 2030 года. После этого ожидается окончательно тренд на снижение использования углеродсодержащих источников энергии, когда начнут активно реализовываться принятые стратегии декарбонизации.

По региональным трендам было рассмотрено низкоуглеродное развитие Центральноазиатского региона. Казахстан-единственная страна в Центральной Азии, которая внедрила инструмент ценообразования на углерод (СТВ – система торговали выбросами).

Последствия внедрения CBAM для Казахстана, в ближайшей перспективе будут весьма незначительными. По анализу экспорта товаров в категориях, которые попадут под действие CBAM на начальных этапах (на базе внешнеторговой статистики Казахстана за последние годы, 2018 и 2019 гг.) – выявлено, что механизм затрагивает экспорт товаров в Европу (во все европейские страны, а не только в страны-члены ЕС) на сумму в лишь 193 млн. долл. США. Это менее 1% от общей стоимости казахстанского экспорта в ЕС (24,8 млрд. долл. США в 2019 г.). Необходимые меры для обеспечения плавного перехода на МТУР: срочная организация и проведение расчета и верификации углеродного следа для сырья и продукции крупных экспортоориентированных компаний, которая должна быть завершена до декабря 2022 года; по аналогии с системой распределения усилий ЕС рассмотреть вопрос установления углеродного налога и линейного показателя по снижению выбросов для субъектов администрирования и объектов I и II категорий, а также для

транспорта, жилых и общественных зданий, сельского хозяйства; принятие решения о том, что с 1 января 2022 года государственное финансирование будет предоставляться на мероприятия, для которых проведена оценка их влияния на климат, с приоритетом для мероприятий с нулевым или низким влиянием на климат.

Одним из национальных трендов в снижении выбросов является развитие и продвижение ВИЭ в РК. Ресурсный потенциал ВИЭ в Казахстане оценивается на уровне:

✓ ветроэнергетика - 920 млрд кВтч/ год;

✓ гидропотенциал - 62 млрд кВтч/год;

✓ солнечная энергетика - 2,5 млрд кВтч/год;

✓ тепловой потенциал геотермальных вод - 4,3 ГВт

Развитие ВИЭ в Казахстане потребует кардинальной перестройки инфраструктуры, рынка, подготовки кадров. Важно учитывать при развитии возобновляемой энергетики следующие рекомендации.

Для дальнейшей успешной интеграции ВИЭ в энергосистему, усилить сетевую инфраструктуру Национальной электрической сети (пропускную способность, расширение подстанций), развивать маневренные источники генерации электроэнергии, такие как газовые станции и ГЭС, а также рассмотреть возможность развития сетевых станций накопления энергии.

Необходимо развивать распределенную генерацию на основе ВИЭ в секторе энергоснабжения зданий, сельского хозяйства, МСБ.

Прозрачное тарифообразование, которое не должно включать прямые и косвенные субсидии на всех этапах генерации энергии — это позволит сделать сектор ВИЭ конкурентоспособным в сравнении с традиционными источниками.

Реформы в электроэнергетике должны основываться на результатах моделирования рыночных механизмов (модель Единого закупщика, модель балансирующего рынка электроэнергии, модель рынка мощности и рынка

вспомогательных услуг) позволят сделать рынок электроэнергии в целом инвестиционно привлекательнее с понятными правилами на рынке.

Необходимо развивать национальный научный и инженерный потенциал для успешной реализации перехода, а также отслеживать дальнейшие мировые тренды, значимые для Казахстана с точки зрения выбросов парниковых газов.

Список использованной литературы

1. Результаты мониторинга ВИЭ по состоянию за 1 полугодие 2022 года, https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/documents/details/327995?lang=ru.
2. Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» (4 июля 2009 года № 165-IV), https://adilet.zan.kz/rus/docs/Z090000165
3. Материалы совещания по вопросам развития электроэнергетической отрасли 26/05/2021г., https://akorda.kz/ru/glava-gosudarstva-provel-soveshchanie-po-voprosam-razvitiya-elektroenergeticheskoy-otrasli-2641240
4. Уроки проекта ПРООН-ГЭФ «Казахстан — инициатива развития рынка ветроэнергии». Заключительная публикация. https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/migration/kz/7075-28567.pdf
5. Руководство для инвесторов по реализации проектов возобновляемых источников энергии в Казахстане, https://auction.korem.kz/rus/investor/ruk_investora/
6. Материалы сайта ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке ВИЭ», https://rfc.kegoc.kz/vie/about
7. Перспективы перехода к мировой энергетике: путь 1,5°C, https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook
8. Renewable Energy Statistics 2022, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Renewable_energy_statistics_2022.pdf
9. Global Landscape of Renewable Energy Finance 2020, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_CPI_Global_finance_2020.pdf
10. Global Renewables Outlook 2020, https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_Global_Renewables_Outlook_2020.pdf

11. Explore Renewable Energy Potential Around the World, https://www.re-explorer.org
12. Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года No 724 «Об утверждении Концепции развития топливно- энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года», https://adilet.zan.kz/rus/docs/P1400000724
13. Предварительный обзор геотермальных ресурсов Казахстана, https://documents1.worldbank.org/curated/en/862911552916568740/pdf/135371-GeothermalOnepagerKZENG.pdf
14. Ветровые ресурсы Казахстана, ветровой атлас, https://rfc.kegoc.kz/investors/resources/wind-atlas
15. Солнечный атлас Казахстана, https://rfc.kegoc.kz/investors/resources/sun-atlas
16. https://www.reuters.com/article/us-china-coal-imports-idUSKBN0HB02M20140916
17. China's power rationing risk: Tight fuel supply this winter, declining reserve margin in the next few years// IHS Markit
18. https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices
19. https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021
20. Key World Energy Statistics 2021 https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021
21. https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/chinas-pilot-emissions-trading-systems-electricity