

Приложение №8
к Протоколу очного заседания
Совета директоров АО «Самрук-Қазына»
от 25 августа 2022 года №200

Концепция низкоуглеродного развития АО «Самрук-Қазына»

Версия: 1.0

Владелец: Департамент ESG

**г.Нур-Султан, Республика Казахстан
2022 год**

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	2
1. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ (УГЛЕРОДНЫЙ СЛЕД ФОНДА)	5
1.1. ПРЯМЫЕ ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГРУППЫ ФОНДА	6
1.2. КОСВЕННЫЕ ВЫБРОСЫ	11
2. ВЫЗОВЫ НА ПУТИ НИЗКОУГЛЕРОДНОГО РАЗВИТИЯ	13
3. ЦЕЛИ НИЗКОУГЛЕРОДНОГО РАЗВИТИЯ	21
3.1. СЦЕНАРИЙ «БИЗНЕС КАК ОБЫЧНО» (BUSINESS AS USUAL, BAU)	22
3.2. СЦЕНАРИЙ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ (D)	23
3.3. СЦЕНАРИЙ ГЛУБОКОЙ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ (DD)	24
4. КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НИЗКОУГЛЕРОДНОГО РАЗВИТИЯ	25
4.1. АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И НИЗКОУГЛЕРОДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ	25
4.2. РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ВЫБРОСАМИ	29
4.3. ИНФРАСТРУКТУРА И РЕГУЛИРОВАНИЕ	33
4.4. ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ УГЛЕРОДНЫМ СЛЕДОМ	36
5. НЕОБХОДИМЫЕ РЕСУРСЫ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ НАПРАВЛЕНИЙ КОНЦЕПЦИИ	42
6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ	43
7. ГЛОССАРИЙ	44
ПРИЛОЖЕНИЕ №1	47
ПРИЛОЖЕНИЕ №2	57
ПРИЛОЖЕНИЕ №3	63

Введение

Настоящая «Концепция низкоуглеродного развития АО «Самрук-Қазына» (далее – Концепция) разработана в рамках реализации стратегической задачи по снижению углеродного следа АО «Самрук-Қазына (далее – Фонд) и портфельными компаниями.

Концепция направлена на реализацию социально-справедливого и экономически-обоснованного перехода на низкоуглеродное развитие в целях содействия достижению углеродной нейтральности к 2060 году.

Концепция определяет видение, цели, а также ключевые направления и задачи Фонда по возможному достижению углеродной нейтральности к 2060 году для Фонда и портфельных компаний.

Глобальным трендом развития в современном мире является переход от индустриальной повестки к климатической. Внимание международного сообщества сфокусировано на значительных переменах, которые основываются на трансформации потребления энергетических ресурсов и изменении мировой экономики.

На начальном этапе мотивационные стимулы для декарбонизации строились на аргументации об устрашающих воздействиях климатических сценариев. На следующем этапе странами были инициированы экономические инструменты стимулирования энергоперехода. Сегодня международное сообщество осознало важность климатической повестки, что привело к изменению парадигмы мышления.

Главы государств и представители бизнес-сообществ понимают необходимость снижения влияния на окружающую среду и стремятся к поиску конструктивных решений. Инвесторы также осознают, что экологические риски становятся инвестиционными рисками, влияющими на долгосрочную устойчивость и стоимость компаний. Правительства и крупнейшие транснациональные компании, включая энергетические и нефтяные, по всему миру декларируют цели по достижению углеродной нейтральности, международные финансовые организации полностью отказываются от финансирования угольных производств.

Усилия стран по предотвращению роста глобальной температуры нашли свое отражения в ряде международных соглашений, которые определяют обязательства по снижению углеродного следа для каждой из стран-участниц.

В 2015 году 196 стран, включая Казахстан, подписали Парижское соглашение в рамках 21-й сессии Конференции Сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата, приняв обязательства по снижению выбросов парниковых газов. Республикой Казахстан принято обязательство по снижению парниковых газов к 2030 году от уровня 1990 года на 15% безусловно (25% при условии дополнительных иностранных инвестиций, доступа к технологиям и др.).

Мировое сообщество подтвердило данные обязательства на 26-й сессии Конференции Сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата (COP-26), прошедшей в текущем году в г. Глазго (Великобритания). В COP-26 приняло участие более 30 тысяч участников из порядка 200 стран, включая Казахстан.

Переход к низкоуглеродному развитию приобрел особую актуальность для Казахстана с учетом цели по достижению углеродной нейтральности к 2060 году, объявленной Главой Государства в декабре 2020 года на «Саммите климатических амбиций».

Руководством Фонда устойчивое развитие определено одним из ключевых приоритетов, а переход к низкоуглеродному развитию является стратегической задачей, направленной на повышение устойчивости и усиление конкурентоспособности Фонда. При этом, несвоевременное принятие мер может привести к существенным репутационным и финансовым рискам как для Фонда, так и для экономики в целом.

В Казахстане тенденции сегодня уже направлены на ужесточение углеродного регулирования. Вступление в силу нового Экологического кодекса с 1 июля 2021 года, а также обновление Кодекса об административных правонарушениях по вопросам экологии влечет риски выплаты штрафов для «коричневых» производств. Предусмотрено ежегодное снижение с 2021 года по 2030 год углеродного бюджета страны на 1,5%, что будет усиливать финансовое давление на предприятия-эмитенты. Во исполнение требований Экологического кодекса и подзаконных актов усилились требования к системе мониторинга, отчетности и верификации в отношении выбросов парниковых газов и их поглощения, действий по смягчению последствий изменения климата.

Риски, связанные с ужесточением экологических требований, возникают не только на страновом, но и на международном уровне. 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.

Одним из таких документов стала «дорожная карта» – «Зеленый пакт для ЕС». Пакт закрепил промежуточные цели по сокращению вредных выбросов в атмосферу к 2030 году и достижение углеродной нейтральности к 2050 году, а также ознаменовал ужесточение условий торговли квотами на выбросы в ЕС. Направленный на реализацию Пакта механизм трансграничного углеродного регулирования (СВАМ) предполагает взимание сборов с импортируемых ЕС товаров в зависимости от их углеродного следа.

Ужесточение углеродного регулирования будет касаться не только прямого экспорта казахстанской продукции в страны ЕС. Значительные объемы ископаемых и металлов, например, экспортируются в Китай, где перерабатываются и экспортируются в виде готовой продукции в ЕС, США и другие западные страны. Следовательно, введение инструментов “экологического протекционизма” отразится на всей цепочке создания стоимости. В этой связи, введение Европейского трансграничного углеродного регулирования может существенно снизить экспортный потенциал портфельных компаний Фонда, участвующих в экспорте нефти и нефтепродуктов, газа, урана, цинковых и свинцовых концентратов и другой продукции. В целом, экономическая модель, основанная на ископаемом топливе, будет становиться все более неустойчивой, и внешнее давление в сторону перемен будет нарастать.

Происходящие изменения в Казахстане и в мире могут повлечь за собой снижение экспортного потенциала и притока инвестиций, ухудшение инвестиционной привлекательности и конкурентоспособности, что в целом отразится на долгосрочной устойчивости Фонда. Данные вызовы помимо экологической составляющей имеют важное социальное и экономическое значение для Казахстана.

Более того, мировое давление на угольные компании и вывод из эксплуатации установок по сжиганию угля является важным фактором для Фонда, поскольку добыча угля, генерация и использование электроэнергии, получаемой через сжигание угля, занимает существенную долю в производственных процессах в группе Фонда.

Энергетический переход уже оказывает существенное влияние на международные энергетические рынки, приводя к постепенному изменению балансов потребления – сокращается доля угля в пользу роста потребления урана и природного газа.

Фонд должен рассматривать новую климатическую повестку, с одной стороны, в качестве вызова традиционной энергетической системе, с другой, в качестве новых возможностей для роста. Так, например, развитие газовой генерации повлечет за собой инвестиции в разведку месторождений, строительство газоперерабатывающих заводов и газовую инфраструктуру.

При систематическом и сбалансированном подходе, энергопереход позволит ускорить диверсификацию портфеля и развитие новых индустрий, создать новые рабочие места, повысить квалификацию кадров, получить доступ к финансам и инвестициям, а также обеспечить трансферт передовых технологий и знаний.

1. Анализ текущей ситуации (углеродный след Фонда)

В Группу компаний Фонда входят предприятия нефтегазового и транспортно-логистического секторов, химической и атомной промышленности, горно-металлургического комплекса, энергетики и недвижимости.

Углеродный след (*прямые и косвенные выбросы CO₂*) группы Фонда по итогам 2021 года оценивается в 57,8 млн тонн CO₂ (*прямые – 47,0 млн тонн CO₂, косвенные – 10,8 млн тонн CO₂*). Объем прямых выбросов парниковых газов увеличился на 17% в сравнении с предыдущим 2020 годом (*40,4 млн. тонн CO₂*) и на 14% за трехлетний период с 2018 года (*41 млн. тонн CO₂*).

Вклад прямых выбросов CO₂ портфельных компаний Фонда в общестрановые выбросы составляет оценочно 13,3% по данным 2021 года.

Необходимо отметить, что текущие данные могут предоставлять неполную картину по углеродному следу группы компаний Фонда:

1) Система учета и сбора информации по выбросам парниковых газов налажена только на предприятиях, где установки являются котируемыми, то есть объем выбросов ПГ превышает 20 тыс. тонн CO₂ в год. Соответственно, данные по установкам с выбросами менее 20 тыс. тонн CO₂ в год могут быть неполными и/или недостоверными.

2) Сбор данных по выбросам парниковых газов ведется преимущественно только в рамках Охвата 1, то есть по прямым выбросам. Практически во всех ПК Фонда отсутствует система сбора данных по Охвату 2 и 3.

Справочно:

Охват 1 (Категория 1): Прямые выбросы парниковых газов из источников, которые принадлежат компании или контролируются ею, например, выбросы в результате сжигания в принадлежащих ей или контролируемых котлоагрегатах, печах, транспортных средствах и т.д.; выбросы в результате химического производства в принадлежащем или контролируемом технологическом оборудовании.

Охват 2 (Категория 2): охватывает косвенные выбросы парниковых газов в результате производства электроэнергии, потребляемой компанией.

Охват 3 (Категория 3): все прочие косвенные выбросы парниковых газов, возникающие в цепочке создания ценности компании.

3) Учет данных ведется преимущественно по CO₂, и не в полном объеме учитываются выбросы метана и закиси азота, которые также являются частью парниковых газов в соответствии с международными нормами (*согласно регуляторным нормам РК выбросы метана и оксида азота учитываются как загрязняющие вещества, а не парниковые газы*).

4) Осуществляется ручной сбор данных о выбросах, с проведением расчетов выбросов на основании нормативов и коэффициентов. При этом, не учитываются возможные отклонения в работе установок.

В этой связи, необходимо унифицировать методологические подходы по сбору и учету данных по парниковым газам с учетом отраслевой специфики ПК Фонда. Данный подход должен быть направлен на улучшение своевременности и качества данных, покрывая различные виды выбросов парниковых газов, как по охвату, так и по типам парниковых газов и установкам. Более того, необходимо наладить автоматизированный сбор информации.

Это позволит не только обеспечить возможность сопоставления данных между компаниями, но и подготовить к отчетности в соответствии с национальными и международными нормами и стандартами, а также верифицировать данные сторонними организациями, например, для расчета углеродного следа продукции в рамках трансграничного углеродного регулирования (СВАМ).

1.1. Прямые выбросы парниковых газов и производственные показатели группы Фонда

Для достижения заявленных Казахстаном целей по сокращению парниковых газов в рамках Экологического кодекса предусмотрена система квотирования установок с выбросами более 20 тыс. тонн CO₂.

На квотируемые установки приходится около 40,4 млн. тонн прямых выбросов CO₂, на неквотируемые – 6,6 млн. тонн CO₂.

По группе Фонда операторами квотируемых установок являются 22 организации из групп компаний АО «Самрук-Энерго», АО «НК «КазМунайГаз» и АО «НК «QazaqGaz». Вместе с тем, с 2023 года ожидается переход в категорию квотируемых установок ТОО «Тау-Кен Темір» и АО «ШалкияЦинк» (АО НГК «Тау-Кен Самрук») в связи с выходом на проектную мощность.

Потребление первичных энергоресурсов и нефтепродуктов по группе компаний Фонда - **19,2 млн. т у.т.**, что составляет около 18,5% от общего потребления первичных энергоресурсов в стране (Приложение 2, Таблицы 1 и 4):

- уголь – 12,4 млн т у.т.;
- газ (природный и попутный нефтяной газ) – 4,0 млн т у.т.;
- жидкое топливо – 2,0 млн т у.т.;
- котельное топливо – 0,7 млн т у.т.

Высокая доля использования угля для производства электроэнергии и тепла, в промышленности, а также для автотранспорта на углеводородном топливе вносят ключевой вклад в загрязнение атмосферного воздуха и влияние на изменение климата.

Основными эмиттерами CO₂ по группе Фонда являются АО «Самрук-Энерго» (70%), и АО «НК «КазМунайГаз» (17%), деятельность которых сосредоточена на ископаемых видах топлива. На долю АО «НК «QazaqGaz» и АО «НК «Қазақстан темір жолы»

приходятся 5% и 4%, соответственно (*Приложение 2 – Таблица 2*). Источником выбросов CO₂ для остальных ПК (4%) также является использование углеводородного топлива для обеспечения своей производственной и операционной деятельности. Основными источниками выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов являются топливные электростанции, маркерными загрязняющими веществами которых являются оксиды азота, оксиды серы, оксид углерода и пыль (*зола*).

За период 2019-2021 гг. наблюдался рост уровня выбросов CO₂, прежде всего ввиду увеличения производства электроэнергии на электростанциях АО «Самрук-Энерго». В структуре прямых выбросов (*Охват 1*) преобладают следующие производственные процессы (*Приложение 2 – Таблица 3*): стационарное сжигание ископаемых видов топлива (*угля, газа, мазута*) для генерации электро- и теплоэнергии (*котлы, печи, газомотокомпрессоры, генераторы*), сжигание топлива на технологическом оборудовании (*печи, нагреватели, газомотокомпрессоры, установки подготовки газа, буровые установки, горная техника пр.*), выбросы от транспорта (*двигатели авиатранспорта, двигатели внутреннего сгорания, тяговые двигатели тепловозов и пр.*), летучие выбросы (*утечки оборудования, потери от испарения, вентиляции и др.*), факельное сжигание газа, и выбросы в процессах измельчении угля и ассоциированных пластов во время добычи угля, выбросы в результате реакций низкотемпературного окисления углерода при складировании внутренней вскрыши на внешних породных отвалах.

Производство электрической и тепловой энергии

На производство электрической и тепловой энергии приходится более 71% выбросов CO₂.

Общая установленная мощность электростанций Фонда составляет 6 624 МВт, что составляет около 30% от общей установленной мощности электростанций Казахстана. Фонду принадлежат такие крупнейшие электростанции Казахстана, как угольные Экибастузские ГРЭС-1 и ГРЭС-2.

Электростанциями в группе Фонда в 2021 году выработана более 37,9 млрд. кВт*ч, что составляет более 33% от общей выработки электроэнергии в стране. В разрезе компаний Фонда на угольных электростанциях выработано 86% электроэнергии, на «чистых» источниках энергии (*СЭС, ВЭС и малые/крупные ГЭС*) - 6%, на газовых мощностях - 7%.

В 2020-2021 годы несмотря на снижение объемов производства в экономике в связи с пандемией COVID-19, в части потребления электроэнергии отмечался существенный рост. В 2021 году на Экибастузских ГРЭС-1 и ГРЭС-2 было выработано максимальное количество электроэнергии за время работы станций. В 2021 году также

была выведена на проектную мощность газовая станция ПГУ «Карабатан» (ТОО «Samruk-Kazyna Ondeu»).

Производство тепловой энергии ведется на Алматинских ТЭЦ и котельных Западного теплового комплекса, доля которых в производстве тепловой энергии страны составляет около 6%. В цикле когенерации производство тепла является дополнительным процессом к производству электроэнергии (*выбросы общие, разделение затрат топлива осуществляется по специальным методикам*).

Наибольшее потребление первичных энергетических ресурсов (64%) приходится на АО «Самрук-Энерго» – около 12,6 млн. т у.т. в год. Основной потребляемый энергоресурс – уголь разреза «Богатырь», используемый для производства электрической и тепловой энергии в объеме более 12,3 млн. т у.т.

Именно развитие и трансформация отрасли электроэнергетики должно внести основной вклад в достижение углеродной нейтральности.

Транспортный сектор

Доля транспортного сектора в выбросах парниковых газов в Казахстане в 2021 году составила порядка 7%, из них 11% выбросов парниковых газов приходится на долю транспортного сектора Фонда (*автомобильный транспорт, ж/д, водный транспорт*). Из общего объема прямых выбросов парниковых газов Фонда, на выбросы от транспорта приходится 6%, или 2,9 млн. тонн CO₂, в том числе на долю АО «НК Қазақстан темір жолы» – 4%, а на долю «АО Эйр Астаны» – 1,3 %.

Потребление основных видов моторного топлива (*бензин, дизельное топливо, газ и авиакеросин*) в АО «Эйр Астана» и АО «НК «Қазақстан Темір Жолы» составило около 1,2 млн. т у.т. или более 6% от общего потребления первичных энергетических ресурсов в группе компаний Фонда. На выбросы от потребления дизельного топлива, используемого для транспорта, приходится 71% от общего количества выбросов транспорта группы Фонда, на потребление авиакеросина – 21%, на потребление газа, включая природный газ и сжиженный углеводородный газ – 3%. Доля в 5% приходится на потребление бензина и мазута (*судового топлива*).

В структуре потребления дизельного топлива около 55% от общего потребления компаний Фонда приходится на долю АО «НК «Қазақстан темір жолы». При этом в структуре потребления дизельного топлива АО «НК «Қазақстан темір жолы» 98% приходится на железнодорожный транспорт (*тяговые нужды*), до 1% – на автотранспорт и обеспечение работы дизельных генераторов, котлоагрегатов и печей. Общее потребление первичных энергоресурсов компании составляет около 0,9 млн. т у.т.

Единственным потребителем авиационного керосина в группе компаний Фонда является АО «Эйр Астана». Годовое потребление

энергоресурсов компании составляет 0,3 млн. т у.т., при этом в структуре потребления незначительная доля в 0,2% приходится на потребление бензина.

На объектах Фонда насчитывается более 16,4 тыс. единиц автотранспорта, из которых бензин используют порядка 45% автотранспорта, дизельное топливо – 42%, сжиженные углеводородные газы (СУГ) – порядка 9% (Приложение 2-Таблица 5).

Транспортировка нефти и газа

Казахстан обладает одной из самых протяженных нефтегазотранспортных систем в мире. Через территорию страны проходят экспортные и транзитные маршруты транспортировки нефти и газа по направлению в Европу и в Китай.

Протяженность магистральных нефтепроводов составляет 5 378 км. В крупнейшем нефтепроводе КТК (*Каспийский трубопроводный консорциум*) проектной мощностью до 67 млн. тонн нефти в год Фонд участвует через АО «НК «КазМунайГаз» (19% акций). Экспорт казахстанской нефти на восток в Китай обеспечивается за счет нефтепровода ККТ (*Казахстанско-Китайский трубопровод*) проектной мощностью до 20 млн. т нефти в год, доля Фонда в котором составляет 50%.

Нефть части Мангистауских месторождений требует подогрева для возможности транспортировки в жидком состоянии по нефтепроводу, поэтому осуществляется эксплуатация единственного в мире подогреваемого («горячего») нефтепровода «Узень-Атырау-Самара». Потребление природного газа на подогрев нефти составляет около 130 - 140 млн. м³ в год.

Транспортировка газа сопровождается расходом газа на собственные нужды и потери, в том числе прямыми эмиссиями метана в атмосферу при ремонтах газопровода и потерях газа при транспортировке по магистральным и распределительным газопроводам.

Доля АО «НК «КазМунайГаз» в потреблении первичных энергоресурсов Фонда составляет 18%, общее потребление первичных энергетических ресурсов составляет 3,2 млн. т у.т. в год. Основу потребления составляет природный газ, на долю которого приходится около 28% (915 тыс. т у.т.), который используется преимущественно на НПЗ и на подогрев нефти. Попутный нефтяной газ составляет 28% от общего потребления (900 тыс. т у.т.).

Потребление энергоресурсов по АО «НК «QazaqGaz» составляет около 1,5 млн. т у.т., на природный газ приходится 98,6% потребления. При этом, при транспортировке газа по магистральным газопроводам потребление газа на собственные нужды и потери составляет 0,7-1,5%, по распределительным газовым сетям – до 4%. Основными

потребителями газа являются газоперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом.

Добыча и переработка полезных ископаемых

Основными направлениями добычи по группе Фонда являются энергетические ресурсы: уран, нефть и уголь.

В добыче энергетических ресурсов наибольший объем в энергетическом эквиваленте составляет добыча урана. Добыча урана ведется методом подземного скважинного выщелачивания раствором серной кислоты, что сопровождается работой нагнетательных и откачных скважин. Помимо добычи урана, урановая промышленность представлена производственными мощностями по производству топливных таблеток на Ульбинском металлургическом заводе (УМЗ). В 2021 году на УМЗ запущена линия по производству тепловыделяющих сборок для реакторов французского дизайна Китайской генеральной ядерно-энергетической корпорацией (CGNPC).

Добыча нефти принадлежащими Фонду предприятиями в 2021 году снизилась на 9,8% по сравнению с 2019 года до 18,3 млн. т¹, что составляет около 21,3% от совокупной добычи нефти в Казахстане.

Добыча угля ведется в ТОО «Богатырь Комир» и в 2021 году составила 44,6 млн. т., незначительно снизившись по сравнению с 2019 годом (44,8 млн. т). Доля ТОО «Богатырь Комир» достигает порядка 40% от добычи угля в стране. Добыча угля сопровождается выбросами парниковых газов, где основной объем выбросов приходится на метан и углекислый газ, образуемый при самоокислении отвалов.

На угольном разрезе «Богатырь» продолжают работы по переходу на циклично-поточную технологию добычи с увеличением проектной мощности добычи до 50 млн. т. На фоне растущего спроса на электроэнергию в Казахстане, возникает необходимость увеличения добычи угля для обеспечения угольных электростанций страны.

В части добычи и переработки металлов необходимо отметить, что выход на проектные мощности АО «ШалкияЦинк Лтд» будет достигнут только к 2025 году, поэтому для АО «НГК «Тау-Кен Самрук» базовым годом рекомендуется выбрать 2025 год.

Промышленные процессы

Выбросы от промышленных процессов представлены использованием кокса, ацетилена и электродной массы. Кокс используется на НПЗ и на предприятиях металлургии. На кокс приходится около 40% выбросов CO₂ промышленных процессов.

¹ учитывая весь объем добычи АО «НК «КазМунайГаз», включая доли в проектах «большой тройки» месторождений и в совместных предприятиях

1.2. Косвенные выбросы

По группе компаний Фонда за 2021 год потребление электрической энергии от внешних источников составило 12,6 млрд. кВт*ч, а потребление тепловой энергии - 1,2 млн. Гкал. Часть потребляемой электроэнергии производится на собственных электростанциях предприятий, но при этом не учитывается в косвенных выбросах в связи с их учетом в прямых выбросах при производстве.

Косвенные выбросы парниковых газов от потребления электрической и тепловой энергии от сторонних источников составляют 10,8 млн. т. CO₂. В структуре косвенных выбросов парниковых газов на электроэнергию приходится 95%, при этом основу (80%) составляет потребление электроэнергии от угольной генерации.

В разрезе портфельных компаний более 90% косвенных выбросов парниковых газов приходится на АО «НК «ҚазМұнайГаз» (31%), АО «НК «Қазақстан темір жолы» (30%) и АО «KEGOC» (29%). Косвенные выбросы по группе компаний Фонда за 2021 год приведены в Приложении 2, Таблица 6.

Потребление электрической и тепловой энергии АО «НК «ҚазМұнайГаз» составляет около 3,8 млрд. кВт*ч и 0,8 млн. Гкал в год соответственно. При этом в рамках покупной электрической энергии на газовую генерацию приходится 61% (2,3 млрд. кВт*ч), а на угольную генерацию - 39% (1,5 млрд. кВт*ч). Потребляемая тепловая энергия в основном приходится на угольную генерацию (0,8 млн. Гкал). Электрическая энергия потребляется для работы промышленного оборудования (станки-качалки, насосы, компрессоры и нефтеперекачивающие агрегаты).

Потребление электроэнергии в АО «НК «Қазақстан темір жолы» составляет 3,2 млрд. кВт*ч., в основном за счет угольной генерации. Потребление тепловой энергии обеспечивается также за счет источников угольной генерации и составляет 67,7 тыс. Гкал. Потребляемая электрическая энергия расходуется на обеспечение работы электровозов (91 % от общего потребления) и на обеспечение работы электронагревателей, осветительного и насосного оборудования.

Потребление электрической энергии АО «KEGOC» составляет около 3,3 млрд. кВт*ч. в год. При этом в структуре потребляемой покупной электроэнергии 94% составляют источники угольной генерации, 4% - источники газовой генерации и 2% - возобновляемые источники энергии. Основное потребление энергии приходится на компенсацию потерь электроэнергии при передаче по электрическим сетям, которые составляют 6,4% от объема передачи электроэнергии. Общая протяженность линий электропередачи, находящихся на балансе компании - 27,0 тыс. км, а также имеются 81 подстанций напряжением 35-1150 кВ.

Потребление электрической энергии АО «НАК «Казатомпром» составляет около 0,8 млрд. кВт*ч., потребление тепловой энергии - 226 Гкал за 2021 год. В структуре потребления электрической энергии преобладающую долю составляет угольная генерация - 84%, на долю газовой генерации приходится 9%. Потребление электроэнергии от возобновляемых источников составляет 2%. Основу потребления составляют расход электроэнергии на добычу урана методом подземного-скважинного выщелачивания (*насосное оборудование*).

Суммарное потребление электрической энергии от сторонних источников по портфельным компаниям АО «Самрук-Энерго», АО «НК «QazaqGaz», ТОО «Samruk-Kazyna Ondeu», АО «Эйр Астана», АО «Казпочта», АО «Казахтелеком» и АО «НГК «Тау-Кен Самрук» составляет менее 0,5 млрд.кВт*ч.

2. Вызовы на пути низкоуглеродного развития

При достижении целевых индикаторов по углеродной нейтральности существует ряд вызовов, которые могут иметь мультипликативный эффект на основные направления деятельности компаний Фонда.

Социально-экономические

1. Необходимость структурного изменения экономики страны.

Сегодня порядка 70% производимой в стране электроэнергии вырабатывается с использованием угля в качестве топлива. Экономика Казахстана является 12-й в мире по энергоемкости и 5-й в мире по углеродоемкости, что обусловлено одними из самых низких тарифов на газ, уголь и, как следствие, электроэнергию.

Рост населения, тренды по цифровизации и автоматизации могут привести к росту энергопотребления в стране до 3-х раз.

В 2021 году рост объемов электропотребления составил 6,1%. Экибастузские станции ГРЭС-1 и ГРЭС-2 выработали максимальный объем электроэнергии за свою историю, что привело в том числе к увеличению аварийности (*увеличение аварийности в 2021 году составило 30% по сравнению с предыдущим годом*).

Мировое давление на угольные компании и постепенный отказ от угольной энергетики является важным фактором для группы компаний Фонда, поскольку добыча угля, генерация и использование электроэнергии, получаемой через сжигание угля, занимает существенную долю в производственных процессах в группе Фонда.

2. Необходимость обеспечения баланса между социально-экономическим развитием и экологическим влиянием.

Для стран, в которых угольная генерация продолжает оставаться базовым источником энергии, стремительный переход к ВИЭ может привести к системным проблемам энергетической безопасности. В этой связи, в рамках перехода к низкоуглеродному развитию ключевой задачей является обеспечение энергетической безопасности, влияющей как на развитие экономики, так и социальную сферу, в том числе продовольственную безопасность и доступ к водным ресурсам.

Растущая потребность в энергоресурсах за счет стремительного роста населения, цифровизации, автоматизации и электрификации различных отраслей, а также новые экологические ограничения приводят к сбою поставок электроэнергии во всем мире. В Германии, которая является одним из «флагманов» зеленой экономики, непредвиденное увеличение спроса на электроэнергию по причине снижения температуры, привело к необходимости расконсервирования угольной генерации. Планы новой японской энергетической стратегии предусматривают расширение атомной генерации.

В настоящее время в энергосистеме Казахстана наблюдается дефицит базовых мощностей порядка 1,3 ГВт. Согласно экспертным оценкам, данный тренд будет продолжаться и усиливаться до ввода новых источников генерации электроэнергии.

3. Негативное социальное влияние в результате отказа от использования угля

Решения по снижению объемов добычи угля и доли угольной генерации также должны учитывать социальные аспекты, такие как обеспечение дальнейшего развития регионов и моногородов, связанных с добычей угля и производством электроэнергии с использованием угля, а также недопущение повышения безработицы в связи с закрытием таких производств. *(5 моногородов и порядка 40 тыс. работников зависят от угольной отрасли).*

Сегодня угольная отрасль Казахстана насчитывает порядка 40 тыс. работников, из которых более 12 тыс. приходится на группу компаний Фонда. Перевозки угля составляют 16% общего внутреннего грузооборота железнодорожной отрасли. При этом, необходимо отметить присутствие компаний группы Фонда в моногородах, где жизнедеятельность моногородов связана напрямую с угольной отраслью.

4. Зависимость теплообеспечения от источников, использующих ископаемые виды топлива.

Для Казахстана, как одной из континентальных стран, критически важно обеспечение населения теплом. Удельный расход тепловой энергии в Казахстане на отопление помещений выше, чем в других странах более чем в 2 раза. Потребление тепловой энергии на 1 человека в Казахстане, в свою очередь, также в 2 раза выше по сравнению с другими странами.

При производстве тепла для населения и промышленных потребителей в Казахстане ключевыми являются электростанции когенерационного типа, работающие также на ископаемых видах топлива (*уголь и газ*). В стране эксплуатируются 41 ТЭЦ, а также 63 крупных и 2 200 малых котельных, обеспечивающих тепловой энергией население и промышленных потребителей. При этом, технологии производства тепла с использованием возобновляемых источников энергии не развиты.

Вопрос развития использования ВИЭ с целью теплоснабжения требуют определения экономической целесообразности и проведения соответствующих исследований по определению применимых технологий, с учетом климатических условий и сезонности их работы.

Более того, на сегодняшний день в Казахстане производство и реализация тепла на станциях когенерационного типа субсидируется за счет маржинальности производства и реализации электроэнергии.

В этой связи, необходимо учитывать вопросы теплоснабжения при принятии решений о дальнейшей работе действующих источников, использующих ископаемые виды топлива.

Технологические

1. Нестабильность поставки электроэнергии от ВИЭ.

Ключевым технологически сдерживающим фактором возобновляемых источников энергии сегодня является проблема интеграции ВИЭ в энергосистему по причине нестабильности их работы. Наиболее распространенные источники ВИЭ – солнце и ветер – напрямую зависят от погодных условий, предугадать которые с высокой точностью не представляется возможным. Одним из решений данного вопроса является применение энергоаккумулирующих систем.

2. Необходимость развития как базовой, так и маневренной мощности.

Особенностью функционирования любой энергосистемы является неравномерное потребление электричества в течение суток - спад ночью, рост к началу рабочего дня и пики потребления в вечерние часы. При этом, для стабильной и надежной работы электроэнергетической сети, предложение должно совпадать с потреблением, в противном случае происходит ее разбалансировка и как возможный результат – блэкаут.

В настоящее время в НЭС Казахстана имеющегося объема регулировочных мощностей недостаточно. На условные маневренные мощности в Казахстане приходится порядка 18% генерации. Норматив для стабильно работающей системы – 20% от введенной мощности электростанций всех типов.

Необходимость балансирования переменной выработки ветровых и солнечных электростанций усиливает потребности в маневренных электростанциях и системах хранения энергии. В результате, стоимость ВИЭ с учетом стоимости балансирования может вырасти в 1,5-2 раза. Работа энергосистемы со значительной долей (более 15%) ветровых и солнечных электростанций требует дополнительных резервов базовой и маневренной генерации, а также изменения основных принципов регулирования энергосистем.

Ключевую роль в этом вопросе играет АО «KEGOC», являющееся оператором национальной электрической сети и Системным оператором, а также АО «Самрук-Энерго», занимающее доминирующее положение на рынке генерации электроэнергии (порядка 29% в 2020 году). При этом, развитие Smart Grid и цифровых технологий может стать одним из инструментов развития маневренных мощностей.

В целях увеличения доли маневренных мощностей в текущем году на уровне страны вводятся аукционы на маневренную мощность.

3. Ограниченность ресурсов газа.

Одним из переходных видов топлива для энергетического перехода считается газ. При этом, в Казахстане, несмотря на значительные запасы газа, ограничены ресурсы товарного газа в объемах, необходимых для масштабного развития газовой генерации. Необходимо увеличение ресурсной базы газа за счет геологоразведки и новых проектов.

Более того, цена на газ на внутренний рынок гораздо ниже, чем на экспорт, что делает поставки внутри страны экономически менее привлекательными.

При этом, развитие газовой генерации является одновременно и вызовом, и точкой роста, которая повлечет за собой инвестиции в разведку месторождений и газовую инфраструктуру. Кроме того, основная газовая инфраструктура требует больших капитальных вложений для поддержания безопасной эксплуатации.

4. Необходимость значительного обновления сетевой инфраструктуры.

На сегодня износ электроэнергетической сетевой инфраструктуры составляет порядка 70%. Важно повышать устойчивость цепочки поставок электроэнергии, вкладываясь в реконструкцию и модернизацию сетевой инфраструктуры, а также строительство новых высоковольтных линий электропередач.

Национальная электрическая сеть должна быть усилена и быть своевременно готова к подключению новых крупных энергоисточников, необходимых для покрытия растущего спроса и наблюдаемого дефицита электроэнергии.

Более того, внедрение возобновляемых источников энергии также требует модернизации инфраструктуры, в том числе в целях интеграции систем хранения энергии. Необходимо развивать технологии Smart Grid вместе с системами аккумулирования и хранения электроэнергии.

5. Не все портфельные компании могут снизить свои выбросы в абсолютном выражении. Ключевое решение для таких компаний – использование механизмов офсетов.

В портфельных компаниях наблюдается прямая корреляция между расширением производительности и объемом выбросов парниковых газов. В ряде портфельных компаниях, несмотря на значительное снижение удельных выбросов парниковых газов, планируемое значительное расширение деятельности в результате приведет к увеличению общих выбросов парниковых газов в абсолютном значении. В подобных случаях ключевым инструментом снижения углеродного следа является использование механизма офсетов.

Финансовые

1. Потребность в значительных финансовых вложениях.

Переход к низкоуглеродному развитию, безусловно, имеет глобальный масштаб и потребует существенных вложений. При этом, развитие «зеленых» технологий является на сегодняшний день достаточно дорогостоящей инициативой.

Для эффективного привлечения частных инвестиций требуется обеспечение рентабельности, для чего целесообразно пересмотреть тарифную политику и внедрять дополнительные экономические стимулы.

В целях эффективного и своевременного перехода к низкоуглеродному развитию необходимо привлечение значительного объема инвестиций, которые ранее в основном были направлены на развитие нефтегазового сектора. Реализация только проектов строительства новой газовой генерации потребует до 2027 года более 3,4 млрд. долл. США инвестиций, а потребности инвестиций на строительство 2400 МВт объектов ВИЭ составят около 2,3 млрд. долл. США. Для привлечения инвестиций в сектор низкоуглеродного развития требуются прозрачные и конкурентные условия отбора инвестиционных проектов и обеспечения высокого уровня стабильности для инвесторов.

2. Риск упущенной выгоды вследствие начала нового сырьевого суперцикла.

По оценкам экспертного сообщества, сегодня в мире наблюдается начало нового сырьевого суперцикла, сопровождающегося активным ростом спроса и цен на сырьевые товары, в том числе углеводороды.

Для Казахстана и стран со схожей структурой экономики имеется уникальный шанс обеспечить доходы, которые можно направить в том числе на диверсификацию экономики и энергетической корзины.

За последние сто лет были четыре сырьевых суперцикла, последний начался в 1996 году, достиг своего пика в 2008 году (*после 12 лет расширения*), а его нижний предел пришелся на 2020 год (*после 12-летнего спада*). По прогнозам экспертов, рост цен на нефть в свою очередь приведет к повышению спроса на уголь. В долгосрочной перспективе, согласно прогнозам, большим спросом будет пользоваться все же природный газ, а не уголь, в том числе на фоне планов основных экономик по сокращению выбросов парниковых газов. Общий показатель стоимости сырьевых товаров по данным Bloomberg Commodity Index вырос на 33% в 2021 году, что стало самым резким ростом начиная с 1979 года. Это как раз те группы сырьевых товаров, по которым Казахстан обладает конкурентными страновыми преимуществами, а также необходимыми материалами и цепочками

поставок. Объективно, для стран со схожей структурой экономики, как в Казахстане – это шанс осуществить комплексную диверсификацию и переход к низкоуглеродному развитию.

В этой связи, основополагающим является обеспечить планомерный и разумный энергопереход на основе разумного баланса между темпами развития человеческой цивилизации и обеспечением экологического равновесия.

Регуляторные

1. Необходимость либерализации тарифного регулирования

В целях эффективного и своевременного перехода к низкоуглеродному развитию необходимы значительные инвестиции – государственные или частные. При этом, для стимулирования частных вложений требуется обеспечение коммерческой привлекательности и окупаемости проектов, что сегодня ограничено тарифной политикой, направленной на сдерживание роста.

Модернизация и низкоуглеродное развитие энергосистемы будет сопровождаться ростом тарифов и цен на энергетические ресурсы. Для нивелирования негативного влияния на социально-уязвимые слои населения, необходима организация системы компенсации части затрат на оплату электроэнергии и тепла для социально-уязвимых слоев населения.

Более того, либерализация тарифов не только позволит обеспечить экономические факторы для развития, но и создаст стимулы для внедрения и применения более энергоэффективных и энергосберегающих технологий.

В дополнение, необходимо дальнейшее развитие тарифного регулирования. В части накопителей электроэнергии, в настоящее время в Казахстане нет специальных тарифов для подобных систем. В частности, отсутствует тарифное регулирование при реализации проектов ВИЭ с накопителями энергии (вне аукционного механизма), что создает сложности для внедрения.

На сегодняшний день механизмом возврата инвестиций для ВИЭ являются аукционные торги по отбору проектов строительства новых объектов ВИЭ. Результаты аукционных торгов за 2015-2021 гг. показывают динамику снижения аукционной цены. Тариф продолжает снижаться из года в год как следствие тренда удешевления стоимости строительства объектов ВИЭ. С учетом девальвации и инфляции, предельная аукционная цена для ГЭС в Казахстане практически потеряла свою инвестиционную привлекательность. Например, в 2018 году были проведены аукционные торги по отбору проектов гидроэлектростанций суммарной мощностью 20 МВт. По итогам электронных торгов были определены 4 победителя, но в настоящее время, ни один из четырех проектов не реализуется.

2. Несовершенство механизма распределения квот

Вступление в силу нового Экологического кодекса с 1 июля 2021 года, а также обновление Кодекса об административных правонарушениях по вопросам экологии влечет риски выплаты значительных штрафов для «коричневых» производств. При этом, при распределении квот существует ряд проблемных вопросов.

1. Механизм определения квот основан на прошлых периодах, не учитывает рост производственных показателей. Так, квота выдается не на планируемый объем производства с учетом роста экономики страны, а на объем производства за указанный исторический период (*базовый период*), при этом он смещается на каждый новый период квотирования;

2. При определении квоты применяется усредненный по стране удельный коэффициент выбросов ПГ на единицу продукции для создания справедливой конкуренции и стимула отстающим производствам подтягиваться до передовых в стране.

3. Несбалансированность потребностей экономики и квот. дополнительные квоты на разницу по объему производства (*увеличение мощности*) ограничиваются объемом квот в резерве, тогда как при формировании резерва не учитывается рост экономики. По итогам периода 2018-2020 гг., все обратившиеся за дополнительными квотами операторы получили только по 74% полагающегося по закону объема дополнительных квот.

Все вышеперечисленное создает ситуацию, когда операторы квотируемых установок «заходят» в период квотирования с дефицитом квот порядка 50% (*особенно в электроэнергетической отрасли*), создавая по итогам периода квотирования риск кризисной ситуации на рынке квот, когда спрос на квоты не будет обеспечен предложениями. Таким образом, механизм квотирования и торговля квотами в отношении установок с выбросами ПГ более 20 тыс. тонн CO₂ в год несут неоправданные финансовые риски для операторов квотируемых установок из-за несправедливого распределения квот и нехватки дополнительных квот в резерве Национального плана распределения квот, учитывающих развитие экономики страны.

3. Необходимость построения эффективной системы углеродного регулирования и торговли офсетными единицами

Несмотря на усиление законодательных требований к системе мониторинга, отчетности и верификации в отношении выбросов парниковых газов и их поглощения, учет парниковых газов в компаниях ведется преимущественно по CO₂, и не в полном объеме учитываются выбросы метана и закиси азота, которые хоть и относятся к парниковым газам, в соответствии с законодательством РК регулируются как загрязняющие вещества.

Кроме того, отсутствует практика реализации офсетных проектов. На сегодня инвесторы не учитывают в финансовых моделях зеленых проектов прибыль от продажи офсетных единиц CO₂.

Принимая во внимание вышеуказанное, необходимо обеспечить планомерный и «разумный» переход, который будет включать не только переориентацию бизнес направлений развития компании, применение и внедрение низкоуглеродных технологий, но и совершенствование регуляторных, финансовых и социально-экономических аспектов.

3. Цели низкоуглеродного развития

Фонд разделяет обеспокоенность мировой общественности проблемой изменения климата и поддерживает глобальные усилия по сокращению выбросов парниковых газов, повышению энергоэффективности, переходу на возобновляемые источники энергии и постепенному отказу от сжигания углеродного топлива.

Стратегическая цель Фонда – снижение углеродного следа (Охват 1 и Охват 2) Фонда на 10% к 2032 году по сравнению с 2021 годом. Фонд будет стремиться достичь углеродной нейтральности к 2060 году.

В целом, углеродная нейтральность не означает полное исключение выбросов парниковых газов – объемы выбросов, которые не представляется возможным снизить, должны быть компенсированы. При этом, исходя из прогнозируемого дефицита электроэнергии и значительных запасов угля в стране, планируется развитие угольной генерации и введение новых угольных блоков в Экибастузском регионе.

В рамках данной концепции рассмотрены 3 ключевых сценария развития, для которых базовым годом определен 2021 год:

1. «Бизнес как обычно» (*Business as usual – BAU*) – реализация текущей модели ведения бизнеса;

2. «Декарбонизация» (*Decarbonization – D*), предполагающий к 2032 году, несмотря на рост угольных мощностей и рост выработки электроэнергии, удержание выбросов парниковых газов на уровне 2021 года;

3. «Глубокая декарбонизация» (*Deep Decarbonization – DD*) – реализация модели бизнеса, предполагающей более ускоренный энергопереход и диверсификацию энергетического портфеля с достижением углеродной нейтральности к 2060 году.

Ключевые показатели трех сценариев до 2032 года приведены ниже. Показатели трех сценариев до 2060 года в Приложении 2 – Таблицы 7-9.

Таблица 1 - Прогноз целевых показателей Фонда до 2032 года по трем сценариям:

№	Параметры	BAU (бизнес как обычно) 2032	D (удержание) 2032	DD (глубокая декарбонизация) 2032
1	Угольные станции – ввод	ГРЭС-1	ГРЭС-1	ГРЭС-1
		1 блок - 2024	1 блок - 2024	1 блок - 2024
		ГРЭС-2	ГРЭС-2	ГРЭС-2
		3 блок – 2026	3 блок – 2026	3 блок - 2026
		4 блок - 2028	4 блок - 2028	4 блок - 2028
		5 блок - 2030	5 блок – 2032	
2	Угольные станции – консервация	не выводятся	не выводятся до ввода АЭС в 2035	ГРЭС-1 один блок – с 2031
3	Перевод АлЭС на газ	2024	2024	2024

4	Ввод АЭС	-	1 блок в 2035 (1200 МВт)	1 блок в 2032 (1200 МВт)
5	Доля ВИЭ и ГЭС (новые проекты)	26%	26%	30%
6	Улавливание и хранение углерода (УХУ) - CCUS	-	13%	-
7	Электрификация авто	-	15%	19%
8	Энергосбережение и энергоэффективность (в тыс. т у.т.)	-	624	624
9	Покупка э/э от ВИЭ	26%	45%	45%
10	Офсеты (в млн. т. CO ₂)	-	-1	-1
11	Углеродный след (Охват 1 + Охват 2) в млн. т. CO ₂ / % изменения от 2021 года	68,5	57,9	52
		+19%	0%	-10%
12	Углеродный след (Охват 1 + Охват 2 + метан) в млн. т. CO ₂ экв. / % изменения от 2021 года	84	73,1	66
		+12%	-3%	-12%

3.1. Сценарий «Бизнес как обычно» (Business as usual, BAU)

Сценарий предполагает продолжение текущих трендов в деятельности группы Фонда без фокуса на низкоуглеродное развитие. Исходя из экономической целесообразности будут реализовываться мероприятия по энергоэффективности и энергосбережению.

В секторе генерации электроэнергии, являющемся ключевым источником выбросов, предполагается высокая загруженность угольной генерации. Ввод АЭС в рамках текущего сценария не планируется. Будут реализованы текущие проекты по строительству объектов ВИЭ и ГЭС, доля которых в генерации электроэнергии достигнет порядка 26%.

В данном и других сценариях (*D* и *DD*) будут реализованы следующие проекты:

- перевод Алматинских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 с угля на природный газ;
- строительство ГЭС (111 МВт) и ввод ВЭС (240 МВт);
- увеличение доли электрификации транспорта, в том числе железнодорожного участка Достык - Мойынты (833 км);
- реализация инфраструктурных проектов модернизации (электрические и газовые сети);

В результате, в данном сценарии предполагается рост прямых выбросов парниковых газов на 25% (или 11,7 млн. тонн CO₂) с 47 млн тонн CO₂ в 2021 году до 58,7 млн. тонн CO₂ к 2032 году.

Исходя из общестрановых планов по увеличению доли выработки электроэнергии от ВИЭ, прогнозируемая к 2032 году доля потребления электроэнергии группой Фонда от ВИЭ и ГЭС составит порядка 26%. Это обеспечит снижение косвенных выбросов парниковых газов на 9% – с 10,8 млн. тонн CO₂ в 2021 году до 9,8 млн. тонн CO₂ в 2032 году.

В целом, в рамках данного сценария углеродный след (прямые и косвенные выбросы) группы Фонда к 2032 году возрастет на 19% – с 57,8 млн. тонн CO₂ до 68,5 млн. тонн CO₂. Для нивелирования экологических штрафов будет необходима покупка углеродных квот и офсетных единиц.

3.2. Сценарий декарбонизации (D)

Сценарий предполагает реализацию комплекса мероприятий по переходу к низкоуглеродному развитию.

В секторе генерации будет осуществляться строительство АЭС. При этом, учитывая необходимость обеспечения энергетической безопасности и прогнозируемые сроки ввода АЭС к 2035 году, основой производства электроэнергии до 2032 года останется угольная генерации. Прогнозируемая к 2032 доля генерации ВИЭ и ГЭС – 26%.

В этой связи, несмотря на перевод Алматинских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 на природный газ и проектов по энергосбережению, в данном сценарии также планируется значительный рост прямых выбросов парниковых газов на 22% или на 10,4 млн тонн CO₂ – с 47 млн. тонн CO₂ в 2021 году до 57,4 млн. тонн CO₂ млн. тонн CO₂. Прогнозируемый уровень электрификации автотранспорта к 2032 году составляет порядка 15%.

Сценарий предполагает сокращение косвенных выбросов на 33% к 2032 году (с 10,8 млн. тонн CO₂ до 7,2 млн. тонн CO₂) через покупку порядка 45% электроэнергии от альтернативных источников.

Принимая во внимание рост прямых выбросов, для снижения углеродного следа возникает критическая необходимость компенсации выбросов через улавливание и хранение углерода (УХУ), а также реализацию проектов и покупку углеродных офсетов.

Для того, чтобы как минимум удержать рост углеродного следа на уровне значения 2021 года необходимо применять технологии УХУ к порядку 13% выбросов к 2032 году. Технологии УХУ на сегодняшний день являются в значительной степени дорогостоящими. В этой связи, достижение данной задачи является экономически сложной.

3.3. Сценарий глубокой декарбонизации (DD)

Данный сценарий основывается на мероприятиях сценария декарбонизации, но предполагает более быстрый энергетический переход через ускоренный ввод АЭС (*первый блок в 2032 году*). Введение экологически чистого источника базовой мощности позволит снизить загруженность угольных электростанций и провести консервацию одного из блоков Экибастузской ГРЭС-1 с высоким износом. Прогнозируемая к 2032 доля генерации ВИЭ и ГЭС – порядка 30%. Уровень электрификации автотранспорта к 2032 году – 19%. Сокращение косвенных выбросов аналогично сценарию D, на 33% через покупку до 45% электроэнергии от альтернативных источников.

Сокращение угольной генерации и реализация мероприятий по энергоэффективности позволит сократить прямые выбросы на 3% или на 1,2 млн. тонн CO₂ – с 47 млн. тонн CO₂ в 2021 году до 45,8 млн. тонн CO₂ к 2032 году. В этой связи, реализация данного сценария не требует значительных объемов улавливания и хранения углерода к 2032 году. При этом, часть углеродного следа будет компенсироваться через механизмы офсетов. Это позволит к 2032 году в целом сократить углеродный след группы Фонда на 10% или на 5,8 млн. тонн CO₂ – с 57,8 млн. тонн CO₂ в 2021 году до 52 млн. тонн CO₂ к 2032 году.

Существенное увеличение мощностей АЭС станет основой для замещения угольной генерации (*ключевого эмиттера парниковых газов в группе Фонда*) и достижения углеродной нейтральности к 2060 году.

Основными направлениями достижения показателей сценария DD, помимо изменения структуры генерации являются:

- электрификация железнодорожного транспорта (*строительство ЛЭП/ тяговых подстанций и электровозы на аккумуляторах*);
- замещение бензинового автотранспорта на транспорт с «нулевыми» выбросами. В качестве переходного топлива может использоваться газомоторное топливо;
- перевод транспорта (*тепловозы, карьерный и прочий транспорт*) на электричество и биодизельное топливо;
- частичное использование устойчивого авиационного топлива (SAF) при заправке самолетов.

Принимая во внимание результаты указанных сценариев, предлагается сфокусироваться на сценарии глубокой декарбонизации (DD).

4. Ключевые направления низкоуглеродного развития

Достижение заявленных целей по углеродной нейтральности – это амбициозная задача для Фонда, в состав которого входят крупнейшие активы в стране, на долю которых приходится порядка 13% прямых выбросов парниковых газов в стране.

Фонд убежден, что достижение углеродной нейтральности к 2060 году должно быть основано на разумном балансе между энергетической и экологической безопасностью. Учитывая текущие вызовы в сфере обеспечения энергетической безопасности и стабильности, будет применяться прагматичный подход в рамках энергоперехода, в котором определены четыре ключевых направления:

1. Альтернативная энергетика и технологии.
2. Ресурсоэффективность и технологии управления выбросами ПГ.
3. Инфраструктура и регулирование.
4. Эффективное управление углеродным следом.

4.1. Альтернативная энергетика и низкоуглеродные технологии

Под альтернативной энергетикой подразумевается энергия, производимая без сжигания ископаемого углеводородного топлива, такие как возобновляемые источники энергии (*энергия солнца, ветра, воды, биомасса*), атомная и водородная энергетика и т.д.

Рассматриваемый далее перечень технологий и решений не является исчерпывающим и может корректироваться, и дополняться, исходя из результатов НИОКР и развития технологий.

Возобновляемые источники энергии

Наиболее распространенными на сегодняшний день возобновляемыми источниками энергии являются энергия ветра, солнца, воды, а также биогазовые установки. Согласно данным Международного агентства по ВИЭ, за последние 6 лет расходы на строительство СЭС снизились более чем на 50%, а ВЭС – почти на 10%. К 2030 году прогнозируется дальнейшее снижение стоимости строительства ВИЭ на 30%, что делает стоимость электроэнергии ветровых и солнечных электростанций конкурентоспособными в сравнении с современной угольной генерацией.

За последние семь лет Фонд приобрел опыт реализации проектов ВИЭ и их дальнейшей производственной эксплуатации. В планах Фонда в среднесрочной и долгосрочной перспективе реализация ряда новых проектов ВИЭ. По оценкам, для достижения цели Компании, потребуется реализовать новых проектов ВЭС с суммарной мощностью

около 1 455 МВт. Годовой объем производства электроэнергии после ввода всех запланированных мощностей составит более 4,5 млрд. кВт*ч. В то же время, Фонд в настоящее время реализует 3 (*три*) проекта ВЭС в г. Ерейментау и уникальном по-своему ветропотенциалу Шелекском коридоре, из них два проекта на этапе строительства и один проект на этапе инициации.

В структуре активов имеются также гидроэлектростанции: Мойнакская ГЭС, Шардаринская ГЭС, Капчагайская ГЭС, и каскад ГЭС общей суммарной мощностью 834 МВт. В перспективе до 2030 года также предусматривается реализация новых проектов ГЭС суммарной мощностью 1 092 МВт, в том числе две контррегулирующих ГЭС.

Атомная энергетика

Прогнозы Международного энергетического агентства показывают, что в ближайшей перспективе ядерная энергетика будет играть одну из ключевых ролей в мировой структуре производства низкоуглеродной энергии. На заседании Европейского парламента в июле 2022 года было одобрено предложение Европейской комиссии о признании ядерной энергетике устойчивым источником энергии. Многим атомным энергетическим проектам будет присвоен статус «зеленых» с включением в список объектов, инвестиции в которые не вредят климату, но приносят большие доходы в виде налогов.

В настоящее время в мире общая мощность АЭС составляет 394 ГВт, при этом в стадии строительства 58 ГВт, а планируется к строительству 102 ГВт. Учитывая высокую долю угольной генерации в структуре производства электроэнергии в Казахстане, а также современный (*пост-Фукусимский*) высокий уровень требований к безопасности АЭС, атомная энергетика может стать основой для поэтапного замещения угольных электростанций и перехода к углеродной нейтральности. В Казахстане до 1999 года находился в эксплуатации уникальный реактор-опреснитель на быстрых нейтронах.

Для строительства АЭС в Казахстане имеются необходимые предпосылки: страна является лидером по добыче и экспорту урана (23% от мировой добычи) и 2021 году запущен завод (ТОО «Ульба ТВС») по производству ядерного топлива – тепловыделяющих сборок (ТВС) и их компонентов. Казахстан обладает достаточно уникальной научной и технической базой представленной Национальным ядерным центр (НЯЦ). В научно-исследовательском комплексе НЯЦ имеются три исследовательских реактора (*в том числе термоядерный энергетический реактор Токамак*) и три уникальных экспериментальных стенда для проведения испытаний широкого спектра конструкционных материалов и компонентов реактора при различных реакторных технологиях и условиях эксплуатации. Строительство АЭС в Казахстане позволит задействовать научно-технический потенциал и обширную кадровую базу ученых. Возможности промышленности страны позволяют при

участии казахстанских ученых увеличить долю казахстанской продукции при строительстве АЭС.

В перспективе, учитывая структуру энергетической системы Казахстана целесообразно рассмотреть строительство трех АЭС – в южной зоне, в восточном регионе, а также на западе страны. Это позволит обеспечить регионы базовым источником электроэнергии, снизить необходимость межрегиональных перетоков, и в целом позволит усилить энергетическую безопасность страны.

Водородная энергетика

По данным Международного энергетического агентства, в 2021 по всему миру насчитывалось 14 действующих заводов по производству низкоуглеродного водорода из углеводородов и запланировано 40 подобных проектов, из которых четыре – в стадии строительства (*в Китае и США*). В 35 из них запланировано использовать природный газ для производства водорода.

На данном этапе «водородная энергетика» в Фонде находится на стадии интенсивных научно-технологических исследований, потенциал которой рассматривается в долгосрочной перспективе.

В компаниях группы Фонда, водород уже производится в промышленных масштабах из метана – наиболее рентабельного способа производства, и используется исключительно в нефтепереработке.

В долгосрочной перспективе Фонд видит роль низкоуглеродного водорода в декарбонизации отдельных секторов экономики, например, транспортного сектора, а также в качестве системы аккумулирования электроэнергии. Для производства водорода рассматривается применение произведенной ВИЭ электроэнергии или пиролиза метана. В качестве основных потребителей водорода, рассматриваются химическая и металлургическая промышленности.

Создание производств водорода из попутного газа методом пиролиза (*без выбросов углекислого газа*) позволит использовать водород непосредственно в местах потребления, например, для металлургических заводов по технологии прямого восстановления железа. Тем самым расширяется возможность для экономически рентабельного потребления газа внутри страны.

Планируется изучение и внедрение проектов по производству «зеленого» водорода для применения в собственных производственных процессах создания «зеленой» продукции, а также возможного дальнейшего экспорта продукции на международные рынки. Кроме того, планируется изучение применения и внедрения «голубого» и «оранжевого» водорода, при которых процедура производства будет сопровождаться процедурой улавливания углерода (*например, автотермический реформинг позволяет улавливать до 95% выбросов*).

По оценкам экспертов, в энергетике при определенных уровнях удельных капиталовложений, гибридная электростанция АЭС с водородом уже сейчас – один из самых надежных и дешевых способов безуглеродного энергоснабжения.

На сегодня Фондом изучается опыт мировых лидеров водородной энергетики для проведения пилотных проектов по производству и использованию водорода.

Перевод с угля на газ

Международным сообществом газ принимается в качестве транзитного топлива для достижения углеродной нейтральности. Именно замещение природным газом угольных электростанций позволило США добиться существенного сокращения темпов роста выбросов ПГ в течение последнего десятилетия.

Перевод угольных станций на газ также позволит увеличить маневренные мощности, необходимые для покрытия пиковых нагрузок. Ввиду нехватки газа, целесообразно сфокусироваться на перевод угольных ТЭЦ на высокоэффективную газовую генерацию (ПГУ) когенерационного типа, в том числе для теплоснабжения города Алматы. Производство тепла на когенерационных установках напрямую относится к низкоуглеродным проектам.

На сегодняшний день, в целях снижения негативного воздействия на окружающую среду, АО «Самрук-Энерго» инициирует перевод Алматинских ТЭЦ на газ. В ноябре 2021 года в присутствии Главы Государства был дан старт проекту по переводу Алматинской ТЭЦ-2. В последующем планируется перевод Алматинской ТЭЦ-3 и расширение мощности Алматинской ТЭЦ-1, уже переведенной на газ в 2017 году. При этом, также следует предусмотреть мероприятия по модернизации и ремонту газотранспортной инфраструктуры.

Реализация вышеуказанных проектов по газификации позволит обеспечить снижение выбросов вредных веществ (*пыли, оксидов серы и азота*) в атмосферу в Алматинском регионе, увеличит мощность и надежность тепло- и электроснабжения. Перевод Алматинской ТЭЦ-2 на газ позволит сократить выбросы парниковых газов на станции практически на 32% – с 3,7 млн тонн в 2020 году до 2,5 млн тонн в год к 2026 году.

Прочая низкоуглеродная генерация

В рамках альтернативных источников низкоуглеродной генерации будут рассматриваться различные новейшие технологии. Одним из перспективных направлений для Фонда является развитие геотермальной энергетики.

Основным воздействием геотермальных станций на атмосферный воздух является выброс сероводорода, содержащегося в геотермальном паре. Преимуществами геотермальной энергетики

являются полная безопасность для окружающей среды, минимальные выбросы CO₂ в атмосферу, неисчерпаемость ресурсов, независимость от внешних условий и времени суток.

На сегодняшний день ГеоТЭС широко развиты и используются для нужд потребителей в США, Японии, Исландии, Китае и др. странах. Безусловными лидерами в данном направлении являются США с производством электроэнергии более 18 млрд. кВт*ч от ГеоТЭС в год.

Исследования, проведенные в Казахстане, показали, что страна обладает значительными ресурсами геотермальной воды со средней и низкой температурой (*от 80°C до 170°C*). Основные геотермальные резервуары обнаружены на юге и юго-западе Казахстана. В этих районах средняя температура выше 120°C.

Фонд рассматривает в долгосрочной перспективе реализацию пилотного проекта и строительство ГеоТЭС.

4.2. Ресурсоэффективность и технологии управления выбросами

Чистые угольные технологии

Наряду с развитием низкоуглеродных источников энергии, работа Фонда будет сфокусирована на совершенствовании технологий, внедрении прорывных решений, способствующих повышению экологичности существующих традиционных объектов ТЭК.

С точки зрения энергетической безопасности, Фонд в ближайшие годы продолжит реализацию проектов по строительству объектов угольной генерации, что является необходимой мерой до ввода новых базовых мощностей, основанных на альтернативных источниках энергии. В последствии, при полном и надежном обеспечении энергетической безопасности, основанной на «чистых» источниках энергии, угольная генерация может быть поэтапно «законсервирована».

Учитывая имеющиеся обширные угольные ресурсы, а также необходимость применения прагматичных подходов ввиду текущей структуры экономики и генерации электроэнергии, предлагается рассмотреть чистые угольные технологии, основанные на обогащении и газификации угля – применении систем газификации угля с получением горючего синтез-газа для производственных нужд и для замены угля, мазута и дизтоплива. Газификация угля позволит использовать его в переходный период декарбонизации и снижать выбросы в атмосферу.

В настоящее время Фонд рассматривает технологии подземной газификации угля, которые обладают целым рядом преимуществ как перед шахтным способом добычи угля, так и перед традиционным сжиганием угля. Подземная газификация угля открывает новые возможности использования и обработки угольных пластов с высоким

содержанием золы (*более 60%*) со сложными горно-геологическими условиями залегания без выемки угля из пласта.

Ресурсосбережение и энергосбережение

Казахстан относится к странам с высокой энергоемкостью ВВП, что связано не только с высокой долей энергоемкой промышленности в структуре ВВП, что указывает на значительный потенциал энергосбережения. Сведение к минимуму потребления энергии и ресурсов за счет повышения энергоэффективности и перехода на эффективные, ресурсосберегающие и экологичные технологии, является одним из ключевых инструментов в достижении целей углеродной нейтральности. Реализация мероприятий по энергосбережению позволит снизить расход топливно-энергетических ресурсов и предотвратить выбросы, связанные с их сжиганием.

Фондом ведется постоянная работа по повышению энергоэффективности и снижению энергоемкости своих производств. Так, с 2014 по 2020 годы реализована комплексная Программа повышения энергоэффективности, реализация которой уже позволила сократить индекс энергоемкости валового объема товарной продукции по сравнению с 2014 годом на 27% (*до 3,57 т у.т./млн. тенге*). В рамках модернизации и энергосбережения выполняется замена старого (*менее эффективного*) оборудования на новое, переход с мазута на природный газ (*в качестве топлива на добывающих объектах*) и использование присадок нового поколения для увеличения дебита. В сегменте добычи угля необходимо отметить проекты модернизации, проводимые на разрезе «Богатырь» с переходом на циклично-поточную технологию добычи, транспортировки, усреднения и погрузки угля, что позволит заменить изношенное оборудование на современные дробилки, конвейеры, повысить энергоэффективность добычи и усреднения угля. В сегменте нефтепереработки необходимо отметить завершение этапа модернизации принадлежащих Фонду трех основных крупнейших НПЗ. В результате модернизации увеличилась глубина переработки нефти, существенно снизился объем факельного сжигания нефтезаводского газа, повысилась энергоэффективность.

Одним из основных направлений по сокращению прямых выбросов парниковых газов в нефтегазовой отрасли должен стать отказ от факельного сжигания газа (*кроме технологически неизбежного*) к 2030 году и сокращение эмиссий летучих выбросов (*утечек*), связанных с функционированием любых производственных объектов и осуществляемых производственных процессов. Объем утилизации ПНГ в компаниях Фонда в 2020 году составил 98%, а объем выбросов от факельного сжигания – лишь около 2,2 т. CO₂-экв. на тыс. т. добычи углеводородов (*на 24% ниже, чем в 2019 году, и на 79% ниже среднемирового показателя по отрасли согласно данным Международной ассоциации производителей нефти и газа*). Дочерним предприятиям Фонда удалось

значительно сократить факельное сжигание за счет реализации различных проектов. В частности, после внедрения системы удаления сероводорода на АО «ЭмбаМунайГаз» объем утилизации составляет 93%, АО «МангистауМунайГаз» утилизирует 99% газа на месторождении Каламкас в качестве топлива для собственных нужд, в том числе на ГТЭС Каламкас.

В части эффективного использования ресурсов ключевым направлением является сокращение выбросов метана. Доля Казахстана в мировых выбросах метана составляет 0,9% (по данным МЭА за 2021 год), при этом 75% выбросов метана в этот показатель приносят нефтегазовый сектор и добыча угля. Сокращение выбросов метана при добыче нефти и газа особенно перспективно, поскольку более 70% выбросов можно сократить с помощью существующих технологий. Фонд планирует внедрить программы обнаружения и устранения утечек (LDAR) с целью выявления, количественной оценки и сведения к минимуму неконтролируемых выбросов. Инструмент, наиболее часто используемый для программ LDAR, – камера OGI (*Optical Gas Imaging*), узкоспециализированная версия инфракрасной камеры, которая может обнаруживать газообразное соединение на основе длины волны.

АО «НК «КазМунайГаз» уже реализовал пилотную кампанию по обнаружению и количественному измерению выбросов метана и летучих не метановых органических соединений на территории нескольких производственных объектов. По итогам проведенных пилотных проектов будут рассмотрены мероприятия по широкомасштабному внедрению программы LDAR и установка системы улавливания паров для сбора сухого газа и летучих выбросов в долгосрочной перспективе.

Наиболее значительным источником выбросов метана является сегмент добычи угля. С учетом коэффициента глобального потепления, выбросы в атмосферу составляют 346 тыс. т. метана на разрезе «Богатырь» (по итогам 2021 года) эквивалентны 8,65 млн. т. CO₂-экв, что соизмеримо с общими выбросами углекислого газа в нефтегазовом сегменте (8,6 млн. т. CO₂-экв. суммарно АО «НК «КазМунайГаз» и АО «НК «QazaqGaz»). Постепенное замещение угольной генерации приведет к снижению потребления угля на внутреннем рынке и, как следствие, снижению объемов выбросов метана.

Улавливание и хранение углекислого газа

Переход к углеродной нейтральности возможен за счет возобновляемых источников энергии, а также благодаря модернизации промышленных объектов. Однако, в фокусе внимания не только широкая переориентация промышленности, но и показатель поглощения парниковых газов, а также климатические проекты в качестве инструмента на промежуточном этапе.

Технология улавливания и хранения CO₂ (УХУ) предусматривает улавливание до 90% CO₂, который, в противном случае, был бы выпущен в атмосферу в результате сжигания ископаемого топлива при производстве электроэнергии и в промышленных процессах. Технология является одной из немногих, которая позволяет произвести декарбонизацию секторов, не использующих возобновляемые источники энергии.

Использование углекислого газа – это применение уловленного CO₂ для производства продуктов, пригодных для коммерческого использования. Ключевыми являются три основные области – минерализация, химическое и биологическое использование.

Наиболее хорошо зарекомендовавшей себя формой утилизации CO₂ является повышение нефтеотдачи (EOR), когда CO₂ закачивается в нефтяные или газовые резервуары для увеличения их извлечения. Другие изучаемые формы утилизации CO₂ включают использование CO₂ в производстве бетона или пластиковых материалов, или преобразование его в биомассу путем подачи CO₂ водорослям, которые затем собираются и перерабатываются в биотопливо для транспорта. CO₂ также может быть использовано для стимулирования роста растений и может улавливаться в почве с помощью биоугля для повышения качества почвы.

Портфельными компаниями Фонда рассматриваются возможности применения технологий УХУ. В настоящее время определяется площадка для пилотного проекта по улавливанию CO₂. Рассматривается ряд технологий по улавливанию ведущих мировых компаний. В качестве НИОКР рассматривается проект, разработка которого позволит решить проблему увеличения нефтеотдачи путем применения композитных пен при CO₂ заводнении. Технология является самым эффективным способом уменьшения выбросов CO₂ в атмосферу (34% улавливаемого CO₂ в мире улавливается по данной технологии).

Ввиду ограниченного химического использования CO₂ (спрос и технологии) анализируется вариант закачки для увеличения пластового давления при добыче нефти или газа. Так, закачка CO₂ может увеличить добычу нефти более чем на 10%. В 2021 году АО «НК «КазМунайГаз» подписан меморандум о сотрудничестве с компанией Shell в сфере развития технологий улавливания, утилизации и хранения углерода.

Также Фондом проводится анализ возможности строительства экспериментальной чистой угольной электростанции с технологией улавливания и хранения углекислого газа.

Компенсация (карбоновые фермы и офсеты)

Биологическое секвестрирование углерода представляет собой процесс поглощения углекислого газа из атмосферы и переход в

биомассу путем посадки леса, либо увеличение углеродного слоя почвы (*зумуса*) сельскохозяйственными методами.

Одной из мер является создание так называемых «карбоновых ферм» в целях поглощения углеродных выбросов. Подобные климатические проекты требуют обоснований и расчетов (*сколько та или иная территория, тот или иной объект поглощает углерода и сколько парникового газа производит*) в соответствии с международными практиками.

Поглощение углекислого газа путем посадки леса, либо увеличение углеродного слоя почвы (*зумуса*) сельскохозяйственными методами, а также проекты по улавливанию и удалению углерода с долгосрочным хранением являются самыми распространенными офсетными проектами в настоящее время.

Восстановление и создание новых лесонасаждений – это работа, которая сейчас ведется по всему миру, в том числе в Казахстане. Президент РК в своем очередном Послании 1 сентября 2021 года поручил в течение пяти лет посадить более 2 млрд. деревьев в лесном фонде и 15 млн. в населенных пунктах.

Инициативы Фонда в этом направлении включают проекты, направленные на поглощение парниковых газов путем лесоразведения, лесовосстановления, озеленения территорий.

С учетом наличия в Казахстане горнодобывающей отрасли и значительных запасов силикатных пород (*особенно диатомита*) перспективной представляется изучение возможности применения технологии выветривания силикатных пород ERW (*Enhanced silicate rock weathering*) для поглощения углекислого газа. Проводя обработку пахотных земель силикатными породами наблюдается долгосрочное удаление CO₂ из атмосферы посредством образования карбоната кальция (*мела*). Преимуществом подхода ERW является окончательная утилизация углекислого газа, тогда как при УХУ существует риск утечки и возврата углекислого газа в атмосферу.

4.3. Инфраструктура и регулирование

Модернизация НЭС и внедрение Smart Grid

Развитие низкоуглеродной энергетики с соответствующим развитием электросетевой инфраструктуры и систем аккумулирования и хранения электроэнергии – важный фактор, необходимый для достижения целей по переходу к углеродной нейтральности.

Увеличение вовлеченности доли ВИЭ в энергосистему, модернизация, децентрализация и цифровизация энергетической инфраструктуры значительно увеличивают потребность в умных измерительных системах. Smart Grid (*умная энергосеть*) – базовый технологический элемент, фундамент «умной» или цифровой сети – интеллектуальная система учета электроэнергии, предназначенная

для оперативного формирования достоверного объема услуг, многотарифного учета, мониторинга качества электроэнергии и других функций.

Фонд уже начал реализовывать некоторые элементы технологии Smart Grid, например, в АО «KEGOC» внедряется система мониторинга и контроля на основе синхрофазорных технологий WAMS/WACS, что позволит максимально использовать пропускную способность сети за счет управления в режиме реального времени.

В планах Фонда реализация комплексного плана по развитию интеллектуальных сетей, который включает в себя развитие комплексной системы учета энергоресурсов, через разработку и внедрение концепции Smart Metering (*интеллектуальный счетчик*), что позволит в режиме реального времени контролировать и удаленно управлять потреблением энергоресурсов, развитие аналитики и управления большими данными и проведение исследовательских работ по возможности применения систем накопления энергии для интеграции ВИЭ.

В перспективе, с учетом развития цифровых решений, возможно развитие Smart Grid до уровня обмена данными между устройствами и приборами, подключенными к сети, с целью регулирования пиковых нагрузок и использования маневренного потенциала. В настоящее время Министерством энергетики Республики Казахстан совместно с Азиатским банком развития разрабатывается проект Концепции цифровизации электроэнергетической системы Республики Казахстан (*Smart Grid*).

Системы аккумулирования и хранения энергии

С учетом нестабильности ВИЭ, важную роль в их развитии играют системы накопления энергии. Они позволяют снизить уровень дисбалансов в системе, служат для системного регулирования сети и в целом являются маневренным источником сети с коротким временем, необходимым для реагирования. Существуют различные типы аккумуляторов для хранения энергии – свинцовые, литий-ионные, натрий-серный, проточные и т.д. Наиболее распространенными являются литий-ионные батареи.

В целом возможны два ключевых варианта применения систем аккумулирования – на уровне объектов ВИЭ или на уровне сетевой инфраструктуры. В случае реализации систем аккумулирования на уровне сети АО «KEGOC» предстоит определить оптимальные локации для установки систем. Ключевой ограничивающий фактор на сегодня – стоимость технологий.

АО «KEGOC» при содействии Региональной программы USAID «Энергия будущего» (*Power the Future*) завершил разработку предварительного технико-экономического исследования о внедрении в Казахстане систем накопления энергии на основе батарей (*BESS*). В

результате исследования определены тип, параметры, функция и экономическая целесообразность технологий BESS для Казахстана.

По итогам проведенной работы планируется основать в Казахстане центр передовых технологий для проведения пилотного внедрения BESS. В настоящее время в группе Фонда уже рассматривается возможность строительства объектов ВИЭ с применением технологий аккумулирования электроэнергии.

Маневренная генерация

Проблема пиковых нагрузок и необходимости маневренных мощностей для их покрытия связана с особенностями функционирования системы электроэнергетики. В любых сетях, в том числе в единой энергосистеме (ЕЭС) Казахстана, потребление в течение суток неравномерное: падает ночью, возрастает к началу рабочего дня и достигает пика в вечерние часы. Решают проблему пиковых нагрузок как раз определенные виды генерации электроэнергии, которые принято называть маневренными мощностями.

Планируется реализация ряда проектов по развитию маневренных мощностей в ЕЭС РК. Одним из ключевых направлений будет строительство гидроэлектростанций.

Например, в АО «Самрук-Энерго» на стадии реализации находятся проекты строительства контррегулирующей Кербулакской ГЭС мощностью 36 МВт, реконструкция и модернизация Каскада ГЭС АО «Алматинские электрические станции». Потенциальные проекты группы Фонда по строительству ГЭС могут обеспечить энергосистему порядка 500 МВт маневренных мощностей.

«Зеленый» транспорт

Фонд определил следующие направления для развития в области низкоуглеродных технологий в транспортном секторе: электрификация железнодорожных линий, внедрение автомобилей, локомотивов и тепловозов на аккумуляторных батареях и сжиженном природном газе (СПГ), проведение исследований и анализа водородных технологий с целью применения на железных дорогах Казахстана.

Устойчивые альтернативные виды топлива – биотопливо и водород имеют потенциал в авиации, судоходстве и большегрузном автомобильном транспорте, где электрификация в настоящее время невозможна.

В целях снижения общего объема потребления авиатоплива в последние годы АО «Эйр Астана» добавила к своему парку новые, более топливно-эффективные самолеты, включая Airbus A320neo, Airbus A321neo и Airbus A321LR (с новым вариантом двигателя). Кроме того, некоторые программы подготовки пилотов Компании включают обучение навыкам обеспечения топливной эффективности. Учитывая

внедрение в странах ЕС, Великобритании и США устойчивого авиационного топлива (*Sustainable Aviation Fuel – SAF*), АО «Эйр Астана» рассматривает возможность изучения применения SAF в рамках пилотных проектов.

Фонд рассматривает такие меры по уменьшению выбросов парниковых газов от автотранспорта, как перевод транспорта на газомоторное топливо (*сжиженный углеводородный газ - СУГ*) и в долгосрочной перспективе постепенное замещение бензинового транспорта на электрический и замена дизельного топлива на биодизель.

Например, в АО «НК «КазМунайГаз» осуществляет перевод автотранспортных средств на газомоторное топливо, в том числе, на компримированный природный газ. В АО «Казакхтелеком» на сегодняшний день количество переведенных на газ автомобилей составляет более 30% автопарка.

Сокращение потребления дизельного топлива может быть достигнуто, прежде всего, за счет электрификации железнодорожных путей и внедрения электровозов с аккумуляторными батареями, проекты которых уже реализуются в США. В целях снижения воздействия на окружающую среду АО «НК «Қазақстан Темір Жолы» планирует реализацию двух пилотных проектов: «Внедрение локомотивов на сжиженном природном газе (*СПГ*)» и «Внедрение маневровых локомотивов на аккумуляторных батареях». Проекты предусматривают постепенный перевод тягового подвижного состава на альтернативные источники энергии. Более того, АО «НК «Қазақстан Темір Жолы» планирует создание системы расчета углеродного следа для грузоотправителей.

4.4. Эффективное управление углеродным следом Учет углеродного следа и отчетность

Достоверное и эффективное измерение выбросов парниковых газов и поглощения углекислого газа является ключевым требованием для интеграции в международно-признанные системы торговли выбросами и углеродными единицами. Расчет углеродного следа – первый и необходимый шаг, который делают компании на пути к решению проблем, связанных с изменением климата. Кроме того, только на основе анализа достоверных и качественных данных будет возможно дальнейшее определение целевых показателей по снижению углеродного следа.

В настоящее время только одна из портфельных компаний Фонда раскрывает информацию по Климатической программе Carbon Disclosure Project CDP. Верифицируют свои показатели всего 2 компании. Остальные компании осуществляют отчетность и верификацию прямых выбросов в рамках национальной Системы

торговли выбросами (СТВ) в соответствии с требованиями законодательства.

Наличие отчетности CDP напрямую влияет на ESG рейтинг компаний Фонда. Это позволяет инвесторам и акционерам оценивать все виды рисков, а также возможности и долгосрочные перспективы инвестиций в компании.

В этой связи, для проведения комплексного анализа и оценки текущей ситуации по прямым (*Охват 1*) и косвенным (*Охват 2*) выбросам парниковых газов на предприятиях группы Фонда, с применением унифицированного методологического подхода к расчету выбросов парниковых газов, в Фонде будет развиваться практика верифицированной отчетности по климатической программе CDP.

В более долгосрочной перспективе стоит задача по расширению отчетности в рамках климатической программы CDP и обеспечению учета косвенных выбросов парниковых газов уровня *Охват 3* (*учет косвенных выбросов парниковых газов в закупаемых товарах и услугах*).

Это позволит не только обеспечить возможность сопоставления данных между компаниями, но и подготовить к отчетности в соответствии с национальными и международными нормами и стандартами, а также верифицировать данные сторонними организациями, например, для расчета углеродного следа продукции в рамках трансграничного углеродного регулирования ЕС (*CBAM*).

Начиная с 2021 года компании Великобритании с премиальным листингом обязаны раскрывать информацию, связанную с изменением климата в соответствии с рекомендациями TCFD, а с 2023 года данное требование станет обязательным к раскрытию для всех субъектов экономики. Рекомендации TCFD формируют целевую модель управления климатической повесткой на уровне организации. Ключевые элементы рекомендаций TCFD уже интегрированы в существующие распространенные стандарты и практики нефинансовой отчетности.

Фонд будет проводить работу по внедрению рекомендаций TCFD в практики корпоративного управления, стратегического планирования, оценки рисков, контроля, а также раскрытия информации в отчетности. Внедрение рекомендаций TCFD способствует укреплению и развитию корпоративных практик управления рисками, которые подготовят Фонд к ожидаемому ужесточению регулирования на финансовых рынках. Ранняя адаптация позволит Фонду и портфельным компаниям органично внедрить управленческие процессы, снижая издержки новой административной нагрузки.

Фонд намерен также активно внедрять в практику портфельных компаний в практике такой инструмент, как ESG рейтинги. В 2020 году АО «НК «КазМунайГаз» прошел оценку ESG-рейтинга международного рейтингового агентства «Sustainalytics» (*Амстердам, Нидерланды*), а также

получил рейтинг ESG-рисков Sustainalytics. С 2023 года остальные портфельные компании пройдут оценку рейтинговых агентств.

Цифровизация

В целях международного признания сведений о выбросах парниковых газов Фонда и прогнозирования их влияния на окружающую среду, необходима качественная система верификации на основе цифровых решений. От качества и достоверности данных зависит принятие сведений международными климатическими торговыми системами, влияющими на ценообразование на рынке квот на выбросы парниковых газов и углеродных единиц в Казахстане.

В планах Фонда – создать единую цифровую систему, которая будет отвечать требованиям мировых стандартов по учету выбросов CO₂, что даст возможность интеграции в механизмы трансграничного углеродного регулирования. Фонд планирует разработать единые корпоративные требования к процедурам верификации прямых и косвенных выбросов, а также осуществлять верификацию и валидацию данных по международно-признанной методологии.

Внедрение инновационных, в том числе цифровых технологий в производстве играет решающую роль в обеспечении эффективности освоения ресурсов. В реализуемых Фондом нефтегазохимических проектах применяются технологии от ведущих мировых лидеров, в том числе в сфере цифровых технологий.

ESG во взаимоотношениях с партнерами и поставщиками

Неотъемлемым звеном в стремлении к сокращению углеродного следа своей продукции по всей цепочке поставок – от добычи сырья до утилизации товара в конце его жизненного цикла являются поставщики и подрядчики. Фондом планируется внедрение ESG критериев в процессы закупочной и инвестиционной деятельности для оценки поставщиков, подрядчиков и партнеров.

В международной практике особое внимание уделяется экологическим критериям и предоставлению стимулов для экологически чистых товаров, как например, отечественным товаропроизводителям. В области развития энергоэффективности целесообразно рассмотреть применение требований по сертификации (например, *Energy Star*), установив нормативы энергопотребления оборудования и техники. Дополнительно, по аналогии с условными скидками для отечественных товаропроизводителей возможно рассмотреть подобный инструмент для поставщиков, которые соответствуют критериям устойчивых закупок. Среди экологических аспектов в критерии устойчивости можно внести вопросы производства товаров из вторичных материалов, с меньшим углеродным следом, с низкими выбросами и сбросами загрязняющих веществ и т.д.

В процесс принятия инвестиционных решений Фонда будет интегрирована практика анализа ESG факторов: анализ существенных ESG факторов и оценка ESG рисков для выявления инвестиционных рисков и возможностей, которые с высокой вероятностью могут повлиять на результаты деятельности Фонда и эффективность инвестиций.

«Зеленое» финансирование

Для реализации Концепции Фонд рассматривает возможность использования инструментов зеленого финансирования для реализации экологически чистых, энергоэффективных и низкоуглеродных проектов.

Большинство международных финансовых институтов провозгласили приоритетом своей стратегии инвестиции в «зеленые» проекты. Преимуществом использования «зеленого» финансирования является субсидирование кредитной ставки, в случае соответствия проекта «зеленой» таксономии.

Одним из наиболее распространенных инструментов «зеленого» финансирования является выпуск «зеленых» облигаций. Зеленые облигации – любой тип облигаций, поступления от которого будут использованы исключительно для финансирования или рефинансирования проектов, направленных на снижение негативного влияния на окружающую среду.

Сегодня «зеленые» облигации получают большую популярность в качестве как репутационного продукта, так и более дешевого источника финансирования климатических и экологических проектов. Ключевым аспектом зеленых облигаций является возможное снижение купонной ставки при достижении эмитентом поставленных целей по снижению влияния на окружающую среду.

Одним из новых способов финансирования будущих проектов и решения проблем экономного расходования ископаемых ресурсов, а также загрязнения городов являются облигации устойчивого развития. Облигации устойчивого развития – облигации, поступления от которых будут направлены исключительно на финансирование или рефинансирование комбинации «зеленых» и социальных проектов в соответствии с определенными принципами, установленными Международной ассоциацией рынков капитала (ICMA). Выпуская облигации устойчивого развития, Фонд может получить ряд значительных преимуществ: улучшение имиджа, приток новых инвесторов и привлечение ресурсов для экопроектов на выгодных условиях.

25 ноября 2021 года АО «Самрук-Энерго» осуществило дебютное размещение зеленых облигаций путем публичной подписки на фондовой бирже Международного финансового центра «Астана» –

Astana International Exchange в размере 18,4 млрд тенге с купонной ставкой 11,4% годовых и сроком обращения 6,5 лет.

Одним из дополнительных механизмов финансирования низкоуглеродного развития, планируемыми к реализации Фондом, является создание карбонового фонда группы Фонда.

Деятельность карбонового фонда планируется обеспечить за счет финансирования со стороны компаний Фонда с привлечением институтов развития и финансовых институтов. Реализация карбонового предоставит доступ к целевым источникам финансирования низкоуглеродных проектов, позволит обеспечить необходимые компетенции, стабильную реализацию как офсетных проектов, так и проектов модернизации предприятий в части снижения выбросов.

Экологическая культура компании

В целях реализации Концепции низкоуглеродного развития недостаточно внедрения только технических мер по декарбонизации. Согласно оценкам МЭА, менее 40% сокращения выбросов будут являться результатом внедрения низкоуглеродных технологий, требующих массивной политической поддержки и инвестиций. Еще 55% сокращения выбросов требуют сочетания развертывания низкоуглеродных технологий и активного вовлечения потребителей. Оставшиеся 5% сокращений выбросов будут связаны с изменениями в поведении и мероприятиях, которые приведет к сокращению потребления энергетических ресурсов.

Поэтому, основополагающее значение в реализации концепции занимают сотрудники группы Фонда. Только изменение парадигмы мышления каждого сотрудника и понимание важности собственного вклада в декарбонизацию может привести к успешному достижению целей углеродной нейтральности.

Экологическая ответственность каждого сотрудника Фонда заключается в реализации на ежедневной основе собственного осознанного потребления ресурсов и учете экологических аспектов при принятии решений. Каждый сотрудник компании должен вносить свой вклад в формирование имиджа компании как ответственного игрока международного рынка, работа которого строится на принципах устойчивого развития. Необходимо внедрение и поощрение принципов «green» mindset на всех уровнях.

В целях реализации концепции будет усовершенствована практика корпоративного управления с внедрением ESG принципов, внедрение корпоративных программ, запуск проекта «Зеленый офис». Сотрудники будут вовлекаться в деятельность по уменьшению рисков, совершенствованию системы экологического менеджмента, что позволит портфельным компаниям не только улучшить свои нефинансовые показатели, но и поддерживать экологическое

просвещение, а также информированность сотрудников. Фонд планирует создать корпоративную систему мотивации для поощрения сотрудников и прилагать усилия к развитию социально и экологически ориентированного бизнеса.

Повышение компетентности и осознанности роли работников компании в управлении вопросами охраны окружающей среды и снижения углеродного следа всей группы Фонда будут проводиться, в том числе, в рамках Комитета по Устойчивому развитию при исполнительном органе Фонда для управления развитием в области ESG для реализации вышеуказанных инициатив во всех портфельных компаниях Фонда.

5. Необходимые ресурсы для реализации направлений Концепции

Для выполнения мероприятий, направленных на снижение углеродного следа к 2032 году и достижение углеродной нейтральности к 2060 году в долгосрочной перспективе, подготовлен План по переходу Фонда к низкоуглеродной бизнес-модели по вышеуказанным ключевым направлениям (*Приложение 1*).

Определены более 50 мероприятий по четырем ключевым направлениям с оценочной стоимостью реализации порядка 20-25 млрд. долл. США*. Из них, порядка 85% средств будут направлены на реализацию более 20 крупных инвестиционных проектов по переходу на альтернативную энергетику (*строительство и расширение объектов ВИЭ, строительство АЭС, перевод ТЭЦ с угля на газ*) и увеличение маневренной генерации (*строительство ГЭС и ПГУ*).

По данным проектам планируется привлечение собственных и заемных средств, а также средств инвесторов с перспективой возврата через тарифы на электроэнергию.

Источниками финансирования проектов НИОКР будут средства в рамках отчисления средств от недропользователей группы Фонда.

В целях эффективной и своевременной реализации Концепции, важна государственная поддержка в части улучшения нормативной базы. Более того, учитывая важность ввода АЭС для целей низкоуглеродного развития, необходимо своевременное принятие решений по реализации данного проекта.

6. Заключение

Концепция определяет единую основу низкоуглеродного развития как неотъемлемую составляющую долгосрочного развития Фонда и является стратегическим документом Фонда для достижения углеродной нейтральности. Учитывая значительную долю группы компаний Фонда в экономике страны, реализация мероприятий Концепции является крайне важной в целях достижения углеродной нейтральности Республикой Казахстан к 2060 году.

Настоящая Концепция предусматривает основные три сценария развития Фонда в среднесрочной (до 2032 года) и долгосрочной перспективе (до 2060 года): “бизнес-как-обычно” (BAU), сценарий удержания (D) и сценарий глубокой декарбонизации (DD).

При этом для снижения углеродного следа необходимо следовать сценарию глубокой декарбонизации (DD). Данный сценарий подразумевает значительные изменения в структуре генерации электроэнергии за счет ускоренного ввода АЭС и более ранней консервации блоков угольных электростанции, а также увеличение мощностей ВИЭ и ГЭС, покупку электроэнергии от ВИЭ и мероприятий энергосбережения.

Ключевыми направлениями низкоуглеродного развития являются мероприятия в области альтернативной энергетики, повышения ресурсо- и энергоэффективности, улучшения инфраструктуры, а также эффективного управления углеродным следом и бизнес-процессами.

Реализация направлений Концепции обеспечит долгосрочную устойчивость и инвестиционную привлекательность группы компаний Фонда.

Для эффективного внедрения Концепции, отвечающей целям Казахстана по устойчивому развитию, необходимо:

- регулярные пересмотры и обновление Концепции и сопутствующего Плана по переходу Фонда к низкоуглеродной бизнес-модели, принимая во внимание новые технологические достижения, а также социально-экономическое развитие;
- активное участие заинтересованных сторон на всех этапах разработки, внедрения, мониторинга и обновления Концепции;
- постоянный мониторинг и прозрачное осуществление разработанных мер.

7. Глоссарий

Термины и определения

Углеродный след: Сумма выбросов и удалений парниковых газов в продукционной системе, выраженная как эквиваленты и основанная на оценке жизненного цикла продукции с использованием одной категории воздействия - изменения климата. Эквивалент конкретного количества парникового газа вычисляется как масса данного парникового газа, умноженная на его потенциал глобального потепления. Для целей настоящей Концепции в углеродный след включены прямые (*диоксид углерода, CO₂*) и метан (*CH₄*) и энергетические косвенные выбросы парниковых газов.

Углеродная нейтральность: нулевой уровень выбросов парниковых газов, достигаемый за счет баланса между выбросами и поглощениями углекислого газа.

Квотируемая установка: установка, объем квотируемых выбросов парниковых газов которой превышает двадцать тысяч тонн диоксида углерода в год в регулируемых секторах экономики.

Прямые выбросы парниковых газов (Охват 1): Выбросы парниковых газов из источников парниковых газов, являющихся собственностью организации или контролируемых ею.

Энергетические косвенные выбросы парниковых газов (Охват 2): Выбросы парниковых газов при производстве электрической энергии, тепла или пара, потребленных организацией.

Другие косвенные выбросы парниковых газов (Охват 3): Выбросы парниковых газов, отличающиеся от энергетических косвенных выбросов парниковых газов, которые являются следствием деятельности организации, но возникают из источников парниковых газов, принадлежащих другим организациям или контролируемых ими.

Сокращения и аббревиатуры

АЭС	Атомная электростанция
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ВЭС	Ветряная электростанция
ГеоТЭС	Геотермальная электростанция
ГТЭС	Газотурбинная электростанция
ГРЭС	Гидрорециркуляционная станция

ГЭС	Гидроэлектростанция
ЕС	Европейский союз
ЛЭП	Линия электропередачи
МГ	Магистральные газопроводы
МЭА	Международное энергетическое агентство (International Energy Agency, IEA)
НИОКР	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
ОНУВ	Определяемые на национальном уровне вклады
ПГ	Парниковые газы
ПГУ	Парогазовая установка
ПНГ	Попутный нефтяной газ
ОЭСР	Организация экономического сотрудничества и развития
СПГ	Сжиженный природный газ
СУГ	Сжиженный углеводородный газ
США	Соединенные Штаты Америки
СЭС	Солнечная электростанция
т.у.т.	Тонна условного топлива
ТЭК	Топливо-энергетический комплекс
ТЭР	Топливо-энергетические ресурсы
ТЭС	Тепловая электростанция (ТЭЦ, ГРЭС, ГТЭС и т.д.)
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
УХУ	Улавливание и хранение углекислого газа (carbon capture, use and storage, CCUS)
AIX	Astana International Exchange
BAU	Business as usual
CBAM	Механизм трансграничного углеродного регулирования (Carbon Border Adjustment Mechanism)
CO ₂	Диоксид углерода
D	Decarbonization

DD	Deep Decarbonization
EOR	Третичный метод нефтедобычи (Enhanced oil recovery)
ESG	Экологическое, социальное и корпоративное управление (Environmental, Social, and Corporate Governance)
GBP	Принципы Зеленых Облигаций (Green Bond Principles)
KASE	Казахстанская фондовая биржа
ICMA	Международная ассоциация рынков капитала (The International Capital Market Association)
ISO	Международная организация по стандартизации (International Organization for Standardization)
LDAR	Программа обнаружения и устранения утечек (Leak detection and repair)
SAF	Устойчивое авиационное топливо (Sustainable aviation fuel)
TBC	Тепловыделяющие сборки
TCFD	Целевая группа по раскрытию финансовой информации, связанной с климатом (Task Force on Climate-Related Financial Disclosures)

Приложение №1

План по переходу Фонда к низкоуглеродной бизнес-модели*

№ п.п.	Направления	Портфельные компании	Мероприятие	Эффект	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Индикативная стоимость (в млрд тг.)	Источник возврата средств	
Направление 1. Альтернативная энергетика и низкоуглеродные технологии																			
1	Возобновляемые источники энергии	АО «Самрук-Энерго»	Строительство ВЭС в районе пос. Шелек (ТОО "Энергия Семиречья")	Замещение углеродной генерации	МВт	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	37,4	Возврат средств за счет тарифа на э/э	
2	Возобновляемые источники энергии	АО «Самрук-Энерго»	Строительство ВЭС в районе г. Ерейментау (ТОО "EWP")		МВт		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		29,5
3	Возобновляемые источники энергии	АО «Самрук-Энерго»	Расширение ВЭС Ерейментау (ТОО "ПВЭС")		МВт		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5		2,9
4	Возобновляемые источники энергии	АО «Самрук-Энерго»	Расширение ВЭС районе пос. Шелек до 300 МВт		МВт									240	240	240	240		150
5	Возобновляемые источники энергии	АО «Самрук-Энерго»	Расширение ВЭС Ерейментау (ТОО "ПВЭС") до 300 МВт		МВт											200	200		147
6	Возобновляемые источники энергии	АО «НК «ҚазМұнайГаз»	Строительство ВЭС в г. Нур-Султан с Eni		МВт				50	50	50	50	50	50	50	50	50		37,4
7	Возобновляемые источники энергии	Фонд, АО «НК «ҚазМұнайГаз»	Строительство ВЭС «Мирный» совместно с Total Eren		МВт							1000	1000	1000	1000	1000	1000		793,7
8	Возобновляемые источники энергии	АО «НК «ҚазМұнайГаз», АО «НК «Казатомпром» АО «НГК «Тау-Кен Самрук», АО «Казателеком»	Строительство маломощных ВИЭ на ДЗО		Замещение углеродной генерации, Предотвращение косвенных выбросов CO ₂	МВт			0,5	1	1,5	2	2	2	2	2	2		1

№ п.п.	Направления	Портфельные компании	Мероприятие	Эффект	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Индикативная стоимость (в млрд тт.)	Источник возврата средств	
9	Возобновляемые источники энергии	АО «НК «ҚазМұнайГаз»	Строительство ВЭС и СЭС в Мангистауской области с Епі (ВЭС/СЭС и ГТЭС для балансирования)	Замещение углеродной генерации	МВт				180	180	180	180	180	180	180	180	107		
10	Возобновляемые источники энергии	АО «НК «ҚазМұнайГаз»	Строительство ВЭС в Атырауской области		МВт			135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	130	
11	Возобновляемые источники энергии	Все ПК	Увеличение доли низкоуглеродной генерации в покупке электроэнергии	Сокращение косвенных выбросов CO ₂	Доля покупной э/э от низкоуглеродных источников, %	4	6	9	13	17	21	25	30	35	40	45	100	-	
12	Возобновляемые источники энергии	АО «НК «Қазақстан темір жолы» (КТЖ), АО «НК «Қазатомпром» (КАП)	Замена дизельных котлов на комбинированную систему с тепловыми насосами (13 котельных КАП, 25 котлов в КТЖ)	Снижение потребления дизельного топлива, сокращение прямых выбросов CO ₂	% замены			20	40	60	80	100	100	100	100	100	100	4,3	-
13	Возобновляемые источники энергии	АО «НК «Қазақстан темір жолы»	Дополнение электронагревателей (976 ед.) тепловыми насосами		% дополнения				20	40	60	80	100	100	100	100	100	100	1
14	Атомная энергетика	ТОО «Казахстанские атомные электрические станции»	Строительство АЭС	Замещение углеродной генерации			Подготовка и согласование ТЭО и ПСД и другой документации					Строительство					Ввод 1 блока	5000	Возврат средств за счет тарифа на э/э
15	Перевод с угля на газ	АО «Самрук-Энерго»	Расширение мощности газовой генерации ТЭЦ-1 АО «Алматинские Электрические Станции» до 240 МВт (ПГУ)	Расширение мощностей газовой генерации, МВт	МВт										95	95	95	140	
16	Перевод с угля на газ	АО «Самрук-Энерго»	Перевод ТЭЦ-2 АО «Алматинские Электрические Станции» с угля (430 МВт) на газ (ПГУ и КоГТЭС 557 МВт)		МВт				200	200	379	557	557	557	557	557	557	557	373

№ п.п.	Направления	Портфельные компании	Мероприятие	Эффект	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Индикативная стоимость (в млрд тг.)	Источник возврата средств
17	Перевод с угля на газ	АО «Самрук-Энерго»	Перевод Алматинской ТЭЦ-3 АО «Алматинские Электрические Станции» с угля (173 МВт) на газ (ПГУ 450 МВт)		МВт				450	450	450	450	450	450	450	450	286	
18	Прочая низкоуглеродная генерация	АО «Самрук-Энерго»	Консервация одного блока ТОО «ЭГРЭС-1»	Снижение доли угольной генерации												Консервация	5	-
Направление 2. Ресурсоэффективность и технологии управления выбросами																		
19	Чистые угольные технологии	АО «Самрук-Энерго»	Обогащение и газификация угля	НИОКР			НИОКР										1	-
20	Ресурсосбережение и энергосбережение	Фонд и все ПК	Разработка и реализация Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности			разр абот ка	Реализация										1	-
20.1	Ресурсосбережение и энергосбережение	Все ПК	Реализация мероприятий, направленных на снижение потребления топливных ресурсов	Сбережение ТЭР, сокращение прямых выбросов CO ₂	тыс. т у.т.		210	305	357	385	407	440	472	504	525	525	610	-
20.2	Ресурсосбережение и энергосбережение	Все ПК	Реализация мероприятий, направленных на снижение потребления электрической и тепловой энергии	Сокращение косвенных выбросов CO ₂	тыс. т у.т.		32	49	63	77	82	88	92	95	98	98	100	-
21	Ресурсосбережение и энергосбережение	АО «НК «QazaqGaz»	Капитальный ремонт ГПА на компрессорных станциях	Снижение потребления природного газа, сокращение прямых выбросов CO ₂	тыс. тонн CO ₂			38	38	38	38	38	38	38	38	38	18	-
22	Ресурсосбережение и энергосбережение	АО «НК «QazaqGaz»	Использование мобильных компрессорных станций (МКС) при ремонте	Сокращение прямых выбросов метана	тыс. тонн CO ₂ -экв			71	71	71	71	71	71	71	71	71	20	-

№ п.п.	Направления	Портфельные компании	Мероприятие	Эффект	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Индикативная стоимость (в млрд тт.)	Источник возврата средств	
			магистральных газопроводов																
23	Улавливание, хранение углекислого газа	Фонд	Анализ возможности реализации технологий по улавливанию и хранению углерода (CCUS) (потенциала резервуаров для хранения углерода)	НИОКР	кол-во	НИОКР											2	-	
24	Улавливание, хранение углекислого газа	Фонд	Исследование возможности использования технологии измельчения силикатных пород для поглощения углекислого газа (enhanced rock weathering)	НИОКР		НИОКР											0,03	-	
25	Улавливание, хранение углекислого газа	АО «НК «ҚазМұнайГаз»	Пилотный проект CCUS по оценке потенциала закачки CO ₂ для увеличения нефтеотдачи выработанных нефтяных пластов.	Пилотный проект	кол-во	Этап 1 Проведение скрининга источников выбросов CO ₂ и резервуаров для закачки на активах КМГ	Этап 2 Проектирование в рамках первого этапа пилотного проекта CCS/CCUS на активах КМГ	Этап 3 Реализация пилотного проекта по использованию технологии CCS/CCUS									1,5	-	
26	Компенсация (карбоновые фермы и офсетсы)	Все ПК	Формирование портфеля офсетных проектов	Компенсация роста углеродного следа	тыс. тонн CO ₂ -экв		334	499	866	1397	1398	4420	4480	5215	5215	5815			
26.1	Компенсация (карбоновые фермы и офсетсы)	АО «Самрук-Энерго»	Реализация офсетного проекта для действующей ВЭС Ерейментау 45 МВт		тыс. тонн CO ₂ -экв		150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150		
26.2	Компенсация (карбоновые фермы и офсетсы)	АО «Самрук-Энерго»	Реализация офсетного проекта для действующей СЭС Капчагай 2,4 МВт		тыс. тонн CO ₂ -экв		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4		

№ п.п.	Направления	Портфельные компании	Мероприятие	Эффект	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Индикативная стоимость (в млрд тг.)	Источник возврата средств
26.3	Компенсация (карбоновые фермы и офсетсы)	АО «Самрук-Энерго»	Реализация офсетного проекта для ВЭС в районе пос. Шелек 60 МВт (ТОО «Энергия Семиречья»)		тыс. тонн CO ₂ -экв		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	1,5	Возврат средств за счет тарифа на э/э
26.4	Компенсация (карбоновые фермы и офсетсы)	АО «Самрук-Энерго»	Реализация офсетного проекта для ВЭС в районе г. Ерейментау (ТОО "EWP")		тыс. тонн CO ₂ -экв			150	150	150	150	150	150	150	150	150		
26.5	Компенсация (карбоновые фермы и офсетсы)	АО «Самрук-Энерго»	Реализация офсетного проекта для расширения ВЭС Ерейментау (ПВЭС)		тыс. тонн CO ₂ -экв			15	15	15	15	15	15	15	15	15		
26.6	Компенсация (карбоновые фермы и офсетсы)	АО «Самрук-Энерго»	Реализация офсетного проекта для расширения ВЭС районе пос. Шелек до 300 МВт		тыс. тонн CO ₂ -экв									735	735	735		
26.7	Компенсация (карбоновые фермы и офсетсы)	АО «Самрук-Энерго»	Реализация офсетного проекта для расширения ВЭС Ерейментау (ТОО «ПВЭС») до 300 МВт		тыс. тонн CO ₂ -экв											600		
26.8	Компенсация (карбоновые фермы и офсетсы)	АО «НК «ҚазМұнайГаз»	Реализация офсетного проекта от ВЭС «Мирный» (1000 МВт) совместно с Total Eren		тыс. тонн CO ₂ -экв							3020	3020	3020	3020	3020		
26.9	Компенсация (карбоновые фермы и офсетсы)	АО «НК ҚазМұнайГаз»	Реализация офсетного проекта от ВЭС в г.Нур-Султан (50 МВт) совместно с Eni (участие 50/50)		тыс. тонн CO ₂ -экв					150	150	150	150	150	150	150		
26.10	Компенсация (карбоновые фермы и офсетсы)	АО «НК ҚазМұнайГаз»	Реализация офсетного проекта от ВЭС и СЭС в Мангистауской области совместно с Eni		тыс. тонн CO ₂ -экв					380	380	380	380	380	380	380		
26.11	Компенсация (карбоновые фермы и офсетсы)	АО «НК ҚазМұнайГаз»	Реализация офсетного проекта от ВЭС в		тыс. тонн CO ₂ -экв				365	365	365	365	365	365	365	365		

№ п.п.	Направления	Портфельные компании	Мероприятие	Эффект	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Индикативная стоимость (в млрд тг.)	Источник возврата средств
			Атырауской области (134,6 МВт) совместно с Renovatio															
26.12	Компенсация (карбоновые фермы и офсеты)	АО «НК ҚазМұнайГаз»	Реализация офсетного проекта по производству биотоплива (для потребления внутри Казахстана). Совместно с Eni		тыс. тонн CO ₂ -экв								60	60	60	60		
26.13	Компенсация (карбоновые фермы и офсеты)	АО «НК ҚазМұнайГаз»	Реализация офсетного проекта от проекта строительства маломощных ВИЭ на ДЗО		тыс. тонн CO ₂ -экв				1,5	3	4,5	6	6	6	6	6		
27	Компенсация (карбоновые фермы и офсеты)	Все ПК	Поглощение углекислого газа из атмосферы и переход в биомассу путем посадки леса, либо увеличения углеродного слоя почвы (гумуса) На 2000 га	Сокращение нетто углеродного следа	тыс. тонн CO ₂				10	11	12	13	14	15	16	16	15	-
Направление 3: Инфраструктура и регулирование																		
28	Маневренная генерация	ТОО «ПГУ Туркестан»	Строительство маневренной парогазовой установки (ПГУ) в г. Туркестан	Строительство маневренных мощностей для интеграции ВИЭ	МВт					До 1000 МВт	До 1000 МВт	До 1000 МВт	До 1000 МВт	До 1000 МВт	До 1000 МВт	До 1000 МВт	613	Возврат средств за счет
29	Маневренная генерация	АО «Самрук-Энерго»	Строительство ГЭС-29		МВт								71	71	71	71	85	
30	Маневренная генерация	АО «Самрук-Энерго»	Строительство каскада ГЭС на р. Угам		МВт						100	100	100	100	100	100	120	

№ п.п.	Направления	Портфельные компании	Мероприятие	Эффект	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Индикативная стоимость (в млрд тт.)	Источник возврата средств
31	Маневренная генерация	АО «Самрук-Энерго»	Строительство каскада ГЭС на р. Тентек		МВт								500	500	500	500	600	тарифа на э/э
32	Маневренная генерация	АО «Самрук-Энерго»	Строительство каскада ГЭС на р. Коксу		МВт							376	376	376	376	376	451	
33	Маневренная генерация	АО «Самрук-Энерго»	Строительство Кербулакской ГЭС	Ввод ГЭС 40,6 МВт и увеличение P _{расп} КапГЭС (на 100 МВт)	МВт				140,6	140,6	140,6	140,6	140,6	140,6	140,6	140,6	65	
34	Маневренная генерация	АО «Самрук-Энерго»	Строительство Булакской ГЭС	Ввод ГЭС 80 МВт и увеличение P _{расп} ШГЭС (на 450 МВт)	МВт									530	530	530	636	
35	Маневренная генерация	АО «НК «QazaqGaz»	Строительство газовой инфраструктуры для проектов Алматинских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3	Увеличение газовой генерации	Ввод в эксплуатацию		Ввод										100	-
36	Модернизация НЭС и внедрение Smart Grid	АО «KEGOC»	Усиление электрической сети Западной зоны ЕЭС Казахстана. Реконструкция 5 ВЛ 220 кВ и ПС 220 кВ «Уральская», «Правобережная», «Индер», «Кульсары», «Тенгиз», РП «Карабатан	Повышение надежности НЭС и возможности для интегрирования ВИЭ	Ввод в эксплуатацию			Ввод									57	-
37	Модернизация НЭС и внедрение Smart Grid	АО «KEGOC»	Реконструкция электрической сети Южной зоны ЕЭС Казахстана								Ввод						93,5	-

№ п.п.	Направления	Портфельные компании	Мероприятие	Эффект	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Индикативная стоимость (в млрд тт.)	Источник возврата средств	
38	Модернизация НЭС и внедрение Smart Grid	АО «KEGOC»	Объединение энергосистемы Западного Казахстана с ЕЭС Казахстана. Строительство электросетевых объектов									Ввод					92	-	
39	Системы аккумулирования и хранения энергии	АО «KEGOC»	Реализация пилотного проекта СНЭ мощностью 5 МВт и емкостью 4 часа в Кызылординской области	Пилотный проект	Кол-во		Запуск										5,2	-	
40	«Зеленый» транспорт	АО «Эйр Астана»	Исследование возможности реализации проекта «Биотопливо и в том числе устойчивое авиационное топливо»	НИОКР				НИОКР										1	-
41	«Зеленый» транспорт	АО «НК «Қазақстан темір жолы»	Исследование возможности внедрения СПГ в качестве топлива для тягового состава	Пилотный проект				Пилотный проект										1	-
42	«Зеленый» транспорт	АО «НК «Қазақстан темір жолы»	Увеличение доли электрификации железных дорог (текущий уровень электрификации 40%)	Снижение выбросов CO ₂ от сжигания дизельного топлива	% доля электрификации	40	40	40	40	44	44	44	44	44	45	45		403	-
43	«Зеленый» транспорт	Все ПК	Частичный перевод автотранспорта (бензиновый двигатель) на электричество или альтернативное топливо	Снижение потребления бензина, сокращение прямых выбросов CO ₂	Доля а/т на альтернативном топливе, %	0	0	0	5	6	7	8	9	15	17	19		75	-
Направление 4. Эффективное управление углеродным следом																			
44	Учет углеродного следа и отчетность	Все ПК	Получение ESG рейтинга	Совершенствование системы	Кол-во ПК (суммарно),	1	4	7	8	8	8	8	8	8	8	8		2,2	-

№ п.п.	Направления	Портфельные компании	Мероприятие	Эффект	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Индикативная стоимость (в млрд тг.)	Источник возврата средств	
45	Учет углеродного следа и отчетность	Все ПК, кроме АО «НК «ҚазМұнайГаз»	Получение климатического рейтинга CDP	управление ESG, повышение ESG рейтинга	получивших рейтинг	1	4	7	8	8	8	8	8	8	8	8	3,3	-	
46	Учет углеродного следа и отчетность	Все ПК	Внедрение рекомендаций Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD)		Кол-во ПК, внедривших рекомендации		2	5	8	9	9	9	9	9	9	9	9	0,3	-
47	Учет углеродного следа и отчетность, цифровизация	Все ПК	Внедрение цифровых решений для сбора данных по устойчивому развитию, в том числе по углеродному следу		Ввод в эксплуатацию			Внедрение										0,5	-
48	Учет углеродного следа и отчетность	АО «НК «Қазақстан темір жолы»	Внедрение системы расчета углеродного следа при железнодорожной перевозке грузов		Повышение ESG рейтинга				Внедрение									3	-
49	Экологическая культура компании	Все ПК	Запуск проекта «Зеленый офис»		Кол-во ПК		4	7	9	11	11	11	11	11	11	11	11	0,5	-
50	ESG во взаимоотношениях с партнерами и поставщиками	Фонд, все ПК	Разработка ESG критериев для партнеров и поставщиков		Внесение изменений в ВНД		Внедрение											0,6	-
51	«Зеленое» финансирование	Фонд	Разработка предложений по созданию механизма покупки зеленых сертификатов		Пилотный проект			Разработка										-	-
52	«Зеленое» финансирование	Фонд	Выпуск «зеленых» облигаций (при необходимости)		Выпуск облигаций													-	-
53	«Зеленое» финансирование	Фонд	Создание карбонового фонда группы Фонда		Создание Фонда													-	-

№ п.п.	Направления	Портфельные компании	Мероприятие	Эффект	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Индикативная стоимость (в млрд тг.)	Источник возврата средств
Итого			Программа энергосбережения и повышения энергоэффективности, в том числе потенциал		тыс. т.у.т.		242	354	419	462	490	527	563	599	624	624		
			Потенциал снижения прямых выбросов ПГ за счет снижения потребления топливных ресурсов (Score 1)		тыс. тонн CO ₂		400	600	680	720	750	800	860	900	940	940		
			Потенциал снижения косвенных выбросов ПГ за счет снижения потребления электроэнергии и тепла (Score 2)		тыс. тонн CO ₂ -экв		181	1067	1070	1448	470	510	540	560	580	580		
			Офсетные проекты		тыс. тонн CO ₂ -экв		181	1396	1406	1407	1408	4429	4490	5226	5231	5831		
			Замещение углеродной генерации (ВИЭ) для предотвращения косвенных выбросов CO ₂		МВт	60	115	250	481	482	1482	1482	1722	1722	1722	1922		
			Строительство маневренных мощностей (ПГУ и ГЭС)		МВт				41	1041	1141	1517	2088	2168	2168	2168		
			Расширение мощностей газовой генерации, МВт		МВт			200	650	829	1007	1007	1007	1102	1102	1102		
Общий итог (в млрд. тг)																	11 525	
Общий итог (в млрд. долл. США)**																	24	

*План подлежит корректировке в случае:

- Поручений Президента Республики Казахстан в рамках ежегодных посланий Главы государства народу Казахстана о положении в стране и основных направлениях внутренней и внешней политики Республики
- Изменении положений международных соглашений в области изменения климата и определяемых на национальном уровне вкладов Республики Казахстан в достижение температурной цели Парижского соглашения
- изменений в стратегических направлениях;
- изменений методик расчёта и/или верификации выбросов;
- изменений в необходимых инвестициях, в т.ч. в результате внедрения новых техник;
- результатов новых научных исследований.

**По курсу: 1 доллар США = 480 тенге

Приложение №2

Таблица 1. Потребление ТЭР по видам энергоресурсов по группе компаний Фонда в разрезе ПК за 2021 (в тыс. т у.т.)

ПК	Уголь	Газ	ПНГ	Котельное топливо	Жидкое топливо	Первичные (итого)	Вторичные (электроэнергия и тепло)	Всего
АО «Самрук-Энерго»	12 381	136	0	0	66	12 583	7	12 590
АО «НК «КазМунайГаз»	0	915	900	697	715	3 230	593	3 821
АО «НК «QazaqGaz»	0	1 519	0	0	11	1 530	10	1 540
АО «НК «Қазақстан темір жолы»	19	54	0	0	876	950	409	1 359
ТОО «Samruk-Kazyna Ondeu»	0	517	0	0	0,6	517	2,7	520
АО «KEGOC»	0	0	0	0	5	5	407	412
АО «Эйр Астана»	0	0	0	0	305	305	0,4	306
АО «Казатомпром»	0,3	0	0	5	41	46	100	146
АО «Казактелеком»	0,5	5	0	0	8	14	35	49
АО «Казпочта»	2	1	0	0	11	14	6	20
АО «НГК «ТКС»	0	0	0	0	0,7	1	3	4
Доля по ресурсу (%)	59,7%	15,2%	4,3%	3,4%	9,8%	92,4%	7,6%	100%
Всего по группе Фонда	12 403	3 149	900	702	2 039	19 194	1 574	20 769

Таблица 2. Прямые выбросы CO₂ по группе Фонда за 2021 год

ПК	Выбросы CO ₂ (в тыс. тонн.)	Доля, %
АО «Самрук-Энерго»	33 032	70,29%
АО «НК «КазМунайГаз»	7 904	16,82%
АО «НК «QazaqGaz»	2 514	5,35%
АО «НК «Қазақстан темір жолы»	1 919	4,08%
ТОО «Samruk-Kazyna Ondeu»	848	1,81%
АО «Эйр Астана»	611	1,30%
АО «НАК «Казатомпром»	94	0,20%
АО «Казпочта»	31	0,07%
АО «Казактелеком»	28	0,06%
АО «KEGOC»	11	0,02%
АО «НГК «Тау-Кен Самрук»	1	0%
Всего	46 992	100%

Технологические процессы	Выбросы CO ₂ , (в тыс. тонн)	Доля, %
Сжигание топлива, всего	44 824	96%
Производство электрической и тепловой энергии	33 296	71%
Транспорт, в том числе	2 898	6%
Авиа	609	1%
Железнодорожный	2 203	5%
Автотранспорт	84	0%
Транспорт нефти и газа	2 690	6%
Добыча и переработка полезных ископаемых	5 915	13%
Прочие	17	0%
Промышленные процессы	1 694	4%
Итого	46 992	100%

Таблица 3. Выбросы CO₂ группы Фонда по технологическим процессам

Таблица 4. Общее потребление ТЭР по группе компаний Фонда в разрезе ПК за 2021

ПК	Потребление ТЭР (в т у.т.)	Доля (%)
АО «Самрук-Энерго»	12 590 768	61%
АО «НК «КазМунайГаз»	3 821 301	18%
АО «НК «QazaqGaz»	1 540 399	7%
АО «НК «Қазақстан темір жолы»	1 358 664	6%
ТОО «Samruk-Kazyna Ondeu»	520 205	3%
АО «КЕГОС»	412 140	2%
АО «Эйр Астана»	306 092	1%
АО «НАК «Казатомпром»	145 741	1%
АО «Казактелеком»	48 860	
АО «Казпочта»	20 588	1%
АО «НГК «Тау-Кен Самрук»	4 140	

Всего по группе Фонда **20 768 898** **100%**

Таблица 5. Количество транспорта по видам топлива и выбросы CO₂

Тип топлива	Тип транспорта		Общее количество	Выбросы CO ₂ (тыс. тонн)
	Легковой	Специальный		
Бензин	6 489	961	7 450	74
Дизель	3 873	3 541	7 414	2 061
Газ (ПГ, СУГ)	679	815	1 494	100
Авиакеросин	-	41	41	609
Уголь	-	34	34	52
Мазут	-	19	19	2
Всего	11 041	5 411	16 452	2 898

Таблица 6. Косвенные выбросы CO₂ по группе Фонда за 2021 год

ПК	Выбросы CO ₂ тыс. тонн	Доля (%)
АО «НК «КазМунайГаз»	3 329	31,1%
АО «НК «Қазақстан темір жолы»	3 230	30,1%
АО «KEGOC»	3 101	28,9%
АО «НАК «Казатомпром»	694	6,5%
АО «Казактелеком»	224	2,1%
АО «НК «QazaqGaz»	79	0,7%
АО «Казпочта»	32	0,3%
АО «НГК «Тау-Кен Самрук»	27	0,3%
АО «Самрук-Энерго»	24	0,2%
ТОО «Samruk-Kazyna Ondeu»	22	0,2%
АО «Эйр Астана»	3	0,0%
Всего	10 764	100%

Таблица 7. Ключевые показатели по сценарию «Бизнес как обычно» - «Business as usual» (BAU).

1. Бизнес, как обычно (BAU)					
	2021	2032	2040	2050	2060
Установленная мощность, МВт					
Общая установленная мощность	6 624	13 558	14 558	15 058	16 078
ВЭС и СЭС	53	409	909	1409	2409
ГЭС	834	3768	4268	4268	4268
АЭС	0	0	0	0	0
КЭС уголь	4500	6681	6681	6681	6681
ТЭС газ	530	2677	2677	2677	2677
Ключевые производственные показатели					
Производство электроэнергии, млрд. кВт*ч	38	76	80	82	92
Доля ВИЭ и ГЭС	6%	26%	29%	30%	30%
Доля АЭС	0%	0%	0%	0%	0%
Доля угольной генерации	87%	55%	52%	52%	53%
Доля ТЭС с CCUS	0%	0%	0%	0%	0%
Потребление энергоресурсов					
Доля чистой электроэнергии (покупка)	2%	26%	40%	57%	78%
Запрет покупки электроэнергии от угольной генерации	отсутствует				
Уровень электрификации АТС (авто бензин)	0%	0%	0%	0%	0%
Замена дизельного топлива биодизелем	0%	0%	0%	0%	0%
Доля потребления устойчивого авиационного топлива (SAF)	0%	0%	0%	0%	0%
Электрификация ж/д транспорта (тепловозы)	текущий уровень	0%	0%	0%	0%
Энергосбережение и повышение энергоэффективности (от базового), тыс. т.у.т.	0	0	0	0	0
Снижение углеродного следа, млн. тонн CO2					
Динамика углеродного следа от уровня 2021 года (+ рост) (- снижение)		+19%	+15%	+13%	+16%
Углеродный след, млн. тонн CO2 (SCOPE1 и SCOPE2)	57,8	68,5	66	65	67
Углеродный след, млн. тонн CO2-эквивалент (SCOPE1 и SCOPE2 + CH4)	75,0	84	80	78	79
CCUS от угольной и газовой генерации	0,0	0	0	0	0
Офсеты и ERW	0,0	0	0	0	0
Итого выбросы с учетом поглощений	57,8	68	66	65	67

Таблица 8. Ключевые показатели по сценарию «Декарбонизация» - Decarbonization (D)

2. Сценарий декарбонизации (D - decarbonization)					
	2021	2032	2040	2050	2060
Установленная мощность, МВт					
Общая установленная мощность	6 624	13 558	14 758	15 958	16 978
ВЭС и СЭС	53	409	909	1409	2409
ГЭС	834	3768	4268	4268	4268
АЭС	0	0	1200	2400	2400
КЭС уголь	4500	6681	5681	5181	5181
ТЭЦ газ	530	2677	2677	2677	2677
Ключевые производственные показатели					
Производство электроэнергии, млрд. кВт*ч	38	76	80	82	92
Доля ВИЭ и ГЭС	6%	26%	29%	30%	30%
Доля АЭС	0%	0%	11%	22%	19%
Доля угольной генерации	87%	55%	41%	31%	34%
Доля ТЭС с CCUS	0	13%	13%	-18%	-46%
Потребление энергоресурсов					
Доля чистой электроэнергии (покупка)	2%	45%	59%	79%	100%
Запрет покупки электроэнергии от угольной генерации		с 2040 года			
Уровень электрификации АТС (авто бензин)	0%	15%	25%	63%	100%
Замена дизельного топлива биодизелем	0%	0%	10%	55%	100%
Доля потребления устойчивого авиационного топлива (SAF)	0%	0%	5%	15%	25%
Электрификация ж/д транспорта (тепловозы)	текущий	0%	15%	38%	75%
Энергосбережение и повышение энергоэффективности (от базового), тыс. т.у.т.	0	624	624	624	624
Снижение углеродного следа, млн. тонн CO2					
Динамика углеродного следа от уровня 2021 года (+ рост) (- снижение)		0%	-22%	-45%	-66%
Углеродный след, млн. тонн CO2 (SCOPE1 и SCOPE2)	57,8	64,6	53	42	44
Углеродный след, млн. тонн CO2-эквивалент (SCOPE1 и SCOPE2 + CH4)	75,0	79,8	67	55	56
CCUS от угольной и газовой генерации	0	-5,7	-6	-7	-20
Офсеты и ERW	0	-1	-2	-3	-4
Итого выбросы с учетом поглощений, млн.тонн CO2	57,8	58	45	32	20
Итого выбросы с учетом поглощений, млн.тонн CO2-эkv	75,0	73,3	59	45	32

Таблица 9. Ключевые показатели по сценарию «Глубокая декарбонизация» - Deep Decarbonization (DD)

3. Сценарий глубокой декарбонизации (DD - deep decarbonization)					
	2021	2032	2040	2050	2060
Установленная мощность, МВт					
					17
Общая установленная мощность	6 624	15 467	15 508	16 708	898
ВЭС и СЭС	53	1618	2459	3459	3959
ГЭС	834	3768	4268	4268	4268
АЭС	0	1200	2400	3600	4800
КЭС уголь	4500	6181	3681	3181	2151
ТЭЦ газ	530	2677	2677	2677	2677
Ключевые производственные показатели					
Производство электроэнергии, млрд. кВт*ч	38	76	80	82	92
Доля ВИЭ и ГЭС	0	30%	34%	35%	35%
Доля АЭС	0	12%	22%	32%	39%
Доля угольной генерации	1	39%	25%	15%	10%
Доля ТЭС с CCUS	0	0%	7%	23%	90%
Потребление энергоресурсов					
Доля чистой электроэнергии (покупка)	0	45%	59%	79%	100%
Запрет покупки электроэнергии от угольной генерации		с 2040 года			
Уровень электрификации АТС (авто бензин)	0	19%	25%	63%	66%
Замена дизельного топлива биодизелем	0	0%	10%	55%	100%
Доля потребления устойчивого авиационного топлива (SAF)	0	0%	5%	15%	25%
Электрификация ж/д транспорта (тепловозы)	текущий уровень	0%	19%	38%	75%
Энергосбережение и повышение энергоэффективности (от базового), тыс. т.у.т.	0	624	624	624	624
Снижение углеродного следа, млн. тонн CO2					
Динамика углеродного следа от уровня 2021 года (+ рост) (- снижение)		-10%	-38%	-65%	- 100%
Углеродный след, млн. тонн CO2 (SCOPE1 и SCOPE2)	57,8	53,0	40	30	25
Углеродный след, млн. тонн CO2-эквивалент (SCOPE1 и SCOPE2 + CH4)	75,0	67	52	38	32
CCUS от угольной и газовой генерации	0	0	-2	-7	-20
Офсеты и ERW	0	-1	-2	-3	-4
Итого выбросы с учетом поглощений, млн.тонн CO2	57,8	52,3	36	20	0
Итого выбросы с учетом поглощений, млн.тонн CO2-экв	75,0	66	48	28	8

Приложение №3

У ключевых партнеров Казахстана развиваются внутренние системы углеродного регулирования:

Европейский союз (41,8% от общего объема экспорта), один из ключевых торговых партнеров Казахстана, с 2020 года ведет работу по фундаментальному пересмотру климатического законодательства, в рамках которого планирует к 2050 году стать первой в мире климатически нейтральной частью света. Для удовлетворения климатических амбиций в рамках European Green Deal, Европейская комиссия установила промежуточную цель по сокращению выбросов на 55% к 2030 году. В июле 2021 года ЕС представил 15 новых и пересмотренных законодательных предложений (*пакет «Fit for 55»*). Меры включают дополнительную поддержку экологически чистого транспорта, возобновляемых источников энергии, расширение охвата регулирования (*строительства, дорог, внутреннего морского транспорта, сельского хозяйства, отходов и малых промышленных предприятий*), механизма справедливого перехода (*Социальный климатический фонд*), а также механизма трансграничного углеродного регулирования (*Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM*).

CBAM подразумевает применение на границе ЕС трансграничного косвенного налога для импортеров продукции с высоким содержанием углерода из стран, не имеющих соизмеримой с ЕС системы регулирования выбросов парниковых газов. Данный налог будет уплачиваться покупателем импортируемых товаров в ЕС, исходя из предоставленных и подтвержденных данных по углеродоёмкости товара. Переходным периодом определен период с 2023 - 2025 гг., когда должна будет сдаваться только отчетность по углеродоемкости продукции, в 2026 году планируется ввод в действие с непосредственно уплатой налога.

Российская Федерация (23,9% от объемов товарооборота) заявила о намерении достичь углеродной нейтральности к 2060 году. Изменения в нормативно-правовой основе включают принятие Закона «Об ограничении выбросов парниковых газов» от 02.07.2021 года и Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года от 29 октября 2021 года. Основным направлением низкоуглеродного развития России является установление баланса между выбросами парниковых газов и их поглощением, что способствует расширению проектов поглощения выбросов парниковых газов.

Китай (17,9% от объемов товарооборота), как самая крупная развивающаяся страна, также включила достижение климатических целей в государственную повестку. Китай намерен снизить углеродоемкость экономики более чем на 65% к 2030 году (от уровня

2005 года). Китай ожидает пиковые выбросы к 2030 году и планирует достичь углеродной нейтральности до 2060 года. Доля альтернативных видов топлива в потреблении первичной энергии увеличится до 25% к 2030 году. Также планируется наращивание лесного фонда на 6 млрд. м³ к 2030 году (от уровня 2005 года).

Турция (4% от объемов товарооборота) определила цель по сокращению выбросов парниковых газов на 21% к 2030 году по сравнению с обычным сценарием развития экономики. В стране действует добровольный углеродный рынок. Компании и организации придерживаются добровольных стратегий декарбонизации для достижения целей Парижского соглашения.

В результате климатическая политика ключевых торговых партнеров Казахстана может оказывать существенное влияние на экономику Казахстана и развитие Фонда.