

УДК 338.1

Проекты улавливания углекислого газа: специфика реализации и оценка затрат (на примере угольных электростанций в России)

Е. А. Кузнецова¹, А. А. Череповицына^{1,2}

¹Институт экономических проблем им. Г. П. Лузина Кольского
научного центра РАН, Россия, 184209, Апатиты, ул. Ферсмана, 24а.

²НИИ «Центр экологической промышленной политики»,
Россия, 141006, г. Мытищи, Олимпийский просп., 42.

Аннотация

В статье исследуются особенности проектов, предполагающих улавливание углекислого газа, и экономические стимулы для их реализации. Выполнен анализ стоимости и оценка внедрения таких технологий улавливания применительно к угольным электростанциям в России. Определена особая роль внедрения таких технологий улавливания на угольных электростанциях. Полученная расчетная стоимость улавливания для двух российских электростанций показала высокий уровень затрат. Сравнительный анализ стоимости улавливания на двух различных по мощности и территориальному расположению объектах позволило выделить основные факторы затрат: стоимость установки и объем улавливания.

Ключевые слова: улавливание; углекислый газ; оценка затрат; стоимость улавливания; улавливание и хранение углерода; угольные электростанции; сокращение выбросов.

Получение: 25 сентября 2024 г. / Исправление: 25 октября 2024 г. /
Принятие: 24 ноября 2024 г. / Публикация онлайн: 28 января 2025 г.

Региональная и отраслевая экономика (научная статья)

© Коллектив авторов, 2024

© Самарский университет, 2024 (составление, дизайн, макет)

⌚ © Контент публикуется на условиях лицензии Creative Commons Attribution 4.0 International
(<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.ru>)

Образец для цитирования:

Кузнецова Е. А., Череповицына А. А. Проекты улавливания углекислого газа: специфика реализации и оценка затрат (на примере угольных электростанций в России) // *Вестник Самарского университета. Экономика и управление*, 2024. Т. 15, № 4. С. 114–127. doi:<http://doi.org/10.18287/2542-0461-2024-15-4-114-127>.

Сведения об авторах:

Екатерина Александровна Кузнецова  <http://orcid.org/0000-0002-1435-3021>
стажер-исследователь; e-mail: katia11911@gmail.com

Алина Александровна Череповицына  <http://orcid.org/0000-0001-5168-0518>
кандидат экономических наук, заведующая лабораторией, старший научный сотрудник;
e-mail: iljinovaaa@mail.ru

Введение

Климатическая повестка носит глобальный характер и является актуальной для всех стран, в том числе и России. В соответствии с установленными международными целями по сокращению выбросов парниковых газов (ПГ), в России в 2021 г. была утверждена «Стратегия социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года», предполагающая в качестве основных мер снижения выбросов ПГ технологическое развитие по таким направлениям как возобновляемые источники энергии (ВИЭ), утилизация отходов, электрификация, а также развитие технологий улавливания, использования и хранения углекислого газа (carbon dioxide capture, use and storage, далее – *CCS*) [1].

При этом, последние занимают особое место в общем наборе доступных мер декарбонизации за счет того, что при внедрении на точечный источник позволяют предотвращать эмиссию уже образовавшегося CO_2 в атмосферу, не требуя серьезной перестройки технологических цепочек существующих производств [2].

Данный факт, а также относительно высокий уровень технологической готовности по сравнению с другими реализуемыми на сегодняшний день в мире направлениями декарбонизации делает данную опцию одной из наиболее перспективных к внедрению на промышленных и энергетических предприятиях России.

Несмотря на вышеприведенные аргументы, распространению технологий *CCS* в настоящее время сопутствует целый ряд сдерживающих факторов, главным из которых является высокий уровень затрат на реализацию проектов. Критическими в вопросе экономической жизнеспособности проектов *CCS* становятся действующие в регионах реализации меры государственного регулирования и поддержки, формирующие соответствующую институциональную среду.

Реализация подобных мер во многих странах привела к тому, что мировые мощности *CCS* продолжают увеличиваться каждый год. В России также разрабатываются нормативные правовые документы, развивающие вопросы низкоуглеродного развития, начат эксперимент по ограничению выбросов ПГ на территории Сахалина [3]. Несмотря на это, специфические механизмы и меры поддержки *CCS* отсутствуют, как и действующие в России проекты.

Комплекс технологий *CCS* – это совокупность различных этапов технологического процесса – от улавливания углекислого газа до его транспортировки и дальнейшего захоронения / использования.

При этом этап улавливания CO_2 на источнике выбросов является ключевым и самым дорогостоящим. Стоимость его реализации оказывает критическое влияние на экономическую жизнеспособность проектов *CCS* в целом, что определяет актуальность исследования особенностей и экономических стимулов к реализации таких инициатив, а также определения и анализа основных стоимостных характеристик таких проектов.

Цель данной работы – исследовать специфику реализации и провести оценку стоимости внедрения технологии улавливания CO_2 на объектах энергетики России (на примере угольных электростанций) с выявлением ключевых факторов, определяющих уровень затрат.

Задачи исследования:

- проанализировать мировой опыт и специфику реализации проектов улавливания CO_2 ;
- определить основные меры по обеспечению экономической жизнеспособности проектов;

- провести стоимостную оценку и сравнить уровень затрат на реализацию двух проектов улавливания CO_2 на угольных электростанциях в разных регионах России;
- определить факторы, оказывающие влияние на стоимость проектов улавливания и формирующие базу для оптимизации затрат.

Данное исследование вносит вклад в развитие представлений о возможностях и ограничениях внедрения технологий улавливания CO_2 как важнейшего этапа проектов *CCS* и необходимой опции декарбонизации производств России, а также впервые дает оценку и сравнение стоимости внедрения технологий улавливания на угольных электростанциях в России, развивая концептуальные и методические основы планирования и реализации таких проектов.

1. Материалы и методы

В основе исследования лежит метод контент-анализа публикаций российских и иностранных ученых по теме, аналитических отчетов различных организаций, а также методы концептуального моделирования и стоимостной оценки, релевантные к специфике проектов *CCS*. На разных этапах исследования применяются методы анализа и синтеза, декомпозиции, методы анализа рисков и составления аналитических таблиц.

Информационную и статистическую базу исследования составляют база данных Глобального института *GCS* (Global CCS Institute), официальные сайты действующих мировых проектов *CCS*, данные по объектам электрогенерации России.

В работе выполнена оценка затрат по проектам улавливания CO_2 . Учитывая отсутствие действующих проектов в России, расчет проводился для двух модельных объектов – угольных электростанций, расположенных в удалённых друг от друга регионах (Мурманская область и Якутия).

Стоимостная оценка была основана на таких показателях как «Нормированная стоимость электроэнергии» *LCOE* (Levelized Cost of Electricity) и «Стоимость предотвращения выбросов» (Cost of CO_2 avoided).

Показатель *LCOE* представляет собой величину, на которую увеличится средняя стоимость производства единицы продукции после реализации проекта улавливания, и рассчитывается как отношение всех затрат на строительство и поддержание работы мощностей улавливания CO_2 к производственной мощности объекта после внедрения технологии

$$LCOE = \frac{\sum_i \frac{I_i + O_i}{(1+r)^i}}{\sum_i \frac{V_i}{(1+r)^i}},$$

V_i – годовой объем произведенной продукции, (МВтч);

I_i – годовые инвестиции в улавливание, (руб.);

O_i – годовые операционные расходы на улавливание, (руб.);

i – расчётный срок проекта, (лет);

r – ставка дисконтирования, (%).

Суть показателя «Стоимость предотвращения выбросов» заключается в нормировании на тонну выбросов разницы между стоимостью производства продукции «До» и «По»

сле» проекта

$$CCA = \frac{LCOE_{CCS} - LCOE_{REF}}{TU_{REF} - TU_{CCS}}.$$

Здесь

CCA – стоимость предотвращения выбросов (Cost of CO_2 avoided), (руб./т.);

$LCOE_{CCS} - LCOE$ с учетом CCS ,

$LCOE_{REF} - LCOE$ без учета CCS , (руб.);

TU_{CCS} – количество выбросов CO_2 на единицу производства с учетом CCS , (т.)

TU_{REF} – количество выбросов CO_2 на единицу производства без учета CCS , (т.).

Для определения капитальных затрат в работе была использована формула Ленца, отражающая нелинейную связь между изменением масштаба и стоимости производства [2, 4].

$$I_A = I_B \left(\frac{C_A}{C_B} \right)^n.$$

Здесь

I_A – капитальные вложения проекта A , (руб.);

I_B – капитальные вложения проекта B , (руб.);

C_A – мощность установки улавливания проекта A , (т);

C_B – мощность установки улавливания проекта B , (т);

n – варьируется от 0.6 до 0.8.

2. Анализ мирового опыта реализации проектов улавливания CO_2

Технологии улавливания CO_2 могут быть внедрены в различных отраслях производства. В таблице 1 приведены данные по мощностям улавливания, задействованным в реализуемых коммерческих проектах CCS в мире, а также ориентировочная стоимость улавливания в разных секторах.

Лидером по внедрению технологий улавливания является нефтегазовая отрасль. В семнадцати действующих проектах CCS улавливание CO_2 осуществляется на объектах по очистке природного газа от примесей перед его транспортировкой, в том числе в сжиженном виде.

Данное направление внедрения технологий признано самым дешевым [5], что объясняется относительной простотой процесса выделения CO_2 . В нефтегазовой отрасли также реализуется улавливание на нефтеперерабатывающих заводах – два проекта.

Данный процесс является более дорогостоящим ввиду сложного процесса отделения CO_2 от потока отходящих газов и распределения разнообразных источников выбросов по производству [6].

Активно развивающимися являются технологии, позволяющие улавливать CO_2 напрямую из атмосферы. Первый подобный проект был реализован в 2021 г., а за последний год было запущено еще три объекта. Данные технологии в несколько раз дороже улавливания на точечных источниках выбросов, в связи с чем действующие мощности на сегодня не превышают нескольких тыс. тонн CO_2 в год.

Исторически технологии улавливания были ориентированы на их использование на энергических объектах – угольных и газовых электростанциях. Глобальное обновление

Таблица 1: Распределение мировых мощностей улавливания CO₂ по секторам в действующих проектах CCS (по состоянию на 2024 г.).

Table 1. Distribution of global CO₂ capture capacity in operating CCS projects (as of 2024).

Сектор объекта улавливания	Количество проектов, шт.	Мощность, млн. т в год	Стоимость улавливания, долл./т
Подготовка/сжижение природного газа	17	34.5	15–35
Химическое производство	16	9.2	24–132
Производство энергии	5	3.1	50–290
Производство удобрений	4	1.7	21–35
Переработка нефти	2	1.9	н/д
Сталелитейное производство	1	0.8	8–129
Производство цемента и бетона	1	0.2	18–199
Улавливание из атмосферы	4	0.1	230–1 300
Всего	50	51.5	–

Источник: составлено авторами на основе [5, 7].

энергетических мощностей и переход на ВИЭ невозможны в тех масштабах, которые требуются для достижения климатических целей.

Внедрение технологий улавливания способно снизить выбросы электростанций, которые зачастую являются единственным существующим источником электроснабжения в ряде регионов. При этом парциальное давление газа на точечных объектах выбросов на электростанциях достигает существенно более низких значений, чем на многих других промышленных источниках.

Это напрямую влияет на то, что стоимость улавливания в этой отрасли выше, чем, например, в вышеупомянутой нефтегазовой, и определяет меньший масштаб существующих мировых мощностей. Из текущих проектов в энергетике четыре реализованы на наиболее «грязных» угольных электростанциях и один в 2023 г. – на газовой [8].

Из проектов улавливания на угольных электростанциях наиболее известны «Boundary Dam» в Канаде, «Petra Nova» в США, действующие с 2014 и 2017 гг. соответственно. Перспективность данного направления с точки зрения его роли в развитии глобальной энергетики с учетом необходимости декарбонизации определяет важность увеличения масштабов внедрения технологий улавливания на электростанциях.

Это также подтверждается высокой суммарной мощностью проектов улавливания на электростанциях, находящихся сегодня в стадиях планирования и разработки по миру (порядка 70 млн т CO₂ в год) [8].

Угольная генерация играет одну из основных ролей в энергобалансе России. При этом электростанции на угле выбрасывают в атмосферу больше загрязняющих веществ, чем другие тепловые электростанции [9].

Можно предположить, что внедрение технологий улавливания именно на этих объектах будет одним из перспективных и необходимых вариантов адаптации таких решений в России.

3. Экономические стимулы реализации проектов улавливания CO₂

Чаще всего проекты улавливания рассматривают как один из этапов общей технологической цепи проекта *CCS*. Традиционно такая технологическая цепь представляет собой один из следующих вариантов:

1. Улавливание CO₂, его транспортировка и закачка в подземный резервуар для перманентного геологического хранения.
2. Улавливание CO₂, его транспортировка и закачка в нефтегазовые пласты для повышения нефтеотдачи (Enhanced Oil Recovery: CO₂ – *EOR*) и последующего хранения.
3. Улавливание CO₂, его транспортировка и использование в качестве сырья для производства продуктов с добавленной стоимостью.

Выбор определенной технологической цепи напрямую связан с экономическими стимулами, лежащими в основе реализации таких проектов, особенно в части возможного получения дохода и использования мер государственной поддержки, что, в конечном счете, служит основой для обеспечения экономической жизнеспособности таких инициатив.

В таблице 2 представлены основные экономические стимулы при реализации проектов *CCS* в целом и проектов улавливания CO₂, в частности.

Таблица 2: Основные меры по обеспечению экономической жизнеспособности проектов *CCS*.

Table 2. Key measures for ensuring the economic viability of CCS projects.

Направление	Пример
Полезное использование CO ₂	CO ₂ – <i>EOR</i> , производство продуктов
Поиск покупателей	Продажа низкоуглеродной продукции с надбавкой; продажа CO ₂ как сырья
Соответствие требованиям государственного регулирования	Налоговые вычеты или экономия по налогу на выбросы
Участие в углеродном рынке	Реализация углеродных единиц

Источник: составлено авторами на основе [7].

Традиционно проекты улавливания CO₂ реализовывались крупными компаниями, способными обеспечить реализацию всех технологических этапов, например, нефтегазовыми. В тридцати из пятидесяти проанализированных выше действующих проектах *CCS* доход обеспечивается, в первую очередь, за счет выручки от реализации дополнительно добытой нефти, полученной за счет CO₂ – *EOR*.

Другим менее развитым направлением полезного использования является производство продукции из CO₂, например, строительных материалов, химикатов или топлив [10].

Появление спроса на CO₂ как сырье и готовность покупателей доплачивать за низкоуглеродные продукты создает новые возможности для получения дохода по проектам, предполагающим полезное использование углекислого газа.

Система государственного регулирования и поддержки проектов *CCS*, активно формирующаяся в рамках общей климатической политики, остается критически значимой для реализации таких инициатив. В действующих проектах экономическими стимулами

становятся грантовая поддержка, экономия по налогу на выбросы ПГ и существенные налоговые вычеты за реализацию климатических проектов, в том числе *CCS*.

Так, действующая в США программа 45 *Q* обеспечивает налоговые кредиты в размере 60 долл. за каждую тонну CO_2 , используемую для $\text{CO}_2 - \text{EOR}$, и 80 долл. за тонну CO_2 , закачанную для перманентного хранения под землей [11].

Кредиты могут быть использованы как налоговые вычеты или проданы компанией, реализующей проект *CCS*. Данная мера, наряду с доходом от $\text{CO}_2 - \text{EOR}$ и прямой грантовой поддержкой, обеспечивает экономическую жизнеспособность крупнейших проектов *CCS* в США и вывела страну в лидеры по количеству действующих проектов (двадцать из пятидесяти по миру) [8].

Налог на выбросы ПГ, введенный впервые в Норвегии, стал главным стимулом к реализации одних из первых проектов *CCS* в мире – «Sleipner» и «Snøhvit», и сейчас его размер достигает порядка 90 долл. за тонну CO_2 -экв. [12].

Также по всему миру развивается система углеродного регулирования, включающая, в том числе, санкционный и рыночный компоненты. Например, реализация климатических проектов позволяет компаниям участвовать в углеродном рынке и получать доход от продажи углеродных единиц.

В России углеродный рынок находится на начальной стадии формирования. Сорок инициатив зарегистрированы в Реестре климатических проектов на текущий момент, однако, стоит отметить, что инициатив по улавливанию CO_2 среди зарегистрированных проектов нет [13].

В процессе усиления климатической повестки в целом и распространения технологий *CCS*, в частности, для компаний открывается все больше возможностей по реализации отдельных этапов технологической цепи *CCS*.

Формирование хабов, предоставляющих услуги транспортировки и захоронения углекислого газа, позволяет компаниям реализовывать проекты улавливания без необходимости привлечения значительных инвестиций на строительство дополнительной инфраструктуры.

С другой стороны, для операторов проектов транспортировки и хранения CO_2 возникают возможности по предоставлению данных видов работ в качестве услуги на основе коммерческой логики.

Так, компания Yara заключила соглашение о транспортировке и захоронении уловленных на своем заводе по производству удобрений выбросов CO_2 через мощности транспортного хаба «Northern Light» (Норвегия) [14].

4. Расчет затрат на внедрение технологий улавливания CO_2 на угольных электростанциях в России

Сравнение затрат на внедрение технологий улавливания проводилось применительно к двум объектам угольной энергетики России – Апатитская ТЭЦ (Мурманская область) и Нерюнгринская ТЭЦ (Республика Саха – Якутия).

Способ улавливания, реализуемый на подобных объектах, — это преимущественно улавливание «После сжигания» [2].

Данный процесс признается наиболее удобным для внедрения на действующие производственные объекты по сравнению с другими («До сжигания» и «Кислородно-топливное сжигание») ввиду меньшей потребности в изменении существующих процессов [15].

Расчет затрат проводился на основе формул, описанных в разделе Материалы и методы. В качестве аналога для оценки капитальных затрат был выбран проект улавливания

CO₂ на угольной электростанции «Boundary Dam» в Канаде, использующий ту же технологию, как и в моделируемом проекте – «После сжигания» [16].

Мощность установки улавливания на объекте аналоге – 1.4 млн. т CO₂ в год, капитальные вложения по проекту составили 1 000 млн. долл. Прочие исходные данные, используемые для расчета моделируемых проектов, представлены в таблице 3

Таблица 3: Исходные данные для оценки затрат на улавливание CO₂ на Апатитской и Нерюнгринской ТЭЦ.

Table 3. Input data for estimating the costs of CO₂ capture at Apatitskaya and Neryungrinskaya stations.

Показатель	Ед. изм.	Апатитская ТЭЦ	Нерюнгринская ТЭЦ
Установленная мощность по электроэнергии	МВт	230	570
Установленная мощность по теплу	Гкал/час	535	820
Годовая выработка электроэнергии	млн кВтч	449.6	3705
Годовая выработка тепла	тыс. Гкал	1515.43	1649.8
Стоимость угля	руб./т	4294	1476
Стоимость электроэнергии	руб./МВтч	867.34	1241.62
Средний выброс CO ₂ по ТЭЦ	кг/кВтч	1.28	
Уровень улавливания	%	90	
Энергоемкость процесса	кВтч/кг CO ₂	0.31	
Переводной коэффициент	кВтч / кал	1163	
Курс доллара	руб./долл. США	90.0	
Срок реализации проекта	лет	20	

Источник: составлено авторами, в том числе на основе [17–19].

В таблице 4 показан расчет значений по исследуемым экономическим параметрам. Показатель *LCOE* на единицу продукции рассчитывался с учетом производства станциями как электрической, так и тепловой энергии при помощи переводного коэффициента.

На рис. 1 приведено сравнение полученных результатов с показателями зарубежных проектов-аналогов.

На рис. 2 и рис. 3 показан проведенный анализ чувствительности стоимости улавливания к ключевым факторам для каждого из объектов и определены факторы, оказывающие наибольшее влияние на полученный показатель.

Наибольшее влияние на стоимость улавливания оказывает величина капитальных вложений по проекту, которая ввиду выбора зарубежного аналога напрямую связана с текущим курсом доллара к рублю.

Прочие факторы, на которые инициатор проекта может влиять при планировании проекта, можно определить в следующем порядке:

1. мощность станции;
2. объем улавливания углекислого газа;
3. стоимость угля и электроэнергии в выбранном регионе.

Таблица 4: Оценка затрат по проектам улавливания CO₂ на Апатитской и Нерюнгринской ТЭЦ.Table 4. Cost estimation of CO₂ capture projects at Apatitskaya and Neryungrinskaya stations.

Показатель	Значение
<i>LCOE</i> Апатит, руб./кВтч	4.42
<i>LCOE</i> Нерюнгри, руб./кВтч	3.68
Стоимость предотвращения выбросов Апатит, руб./т	19 035
Стоимость предотвращения выбросов Нерюнгри, руб./т	17 144

Источник: составлено авторами.

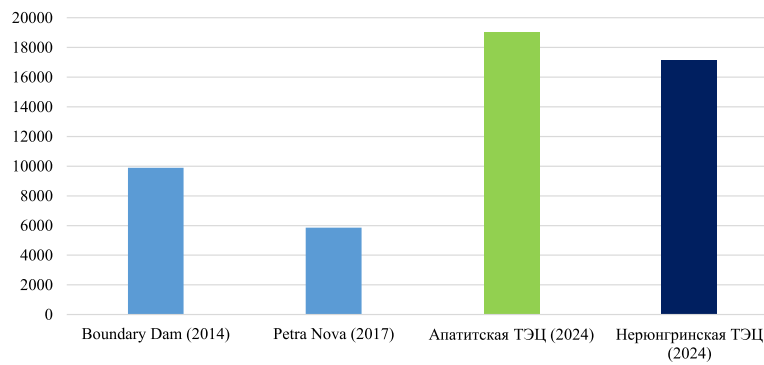
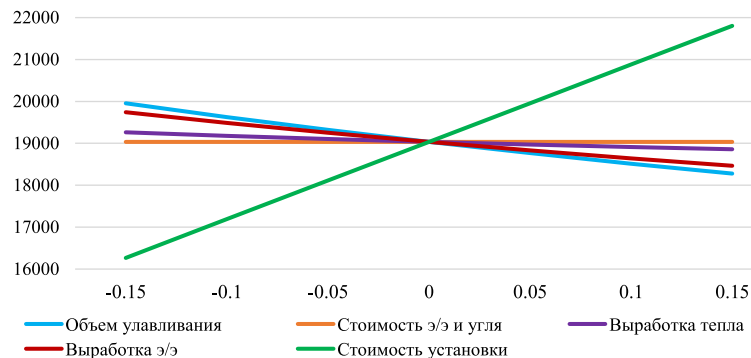


Рис. 1: Сравнение расчетных стоимостей улавливания на угольных электростанциях в России с мировыми аналогами, руб./т. Составлено авторами по результатам расчетов и на основе источника [16].

Fig.1: Comparison of estimated costs of capture at coal-fired power plants in Russia with world analogs, rubles/t. Compiled by the authors on the basis of calculations and [16].

Рис. 2: Результаты анализа чувствительности стоимости улавливания CO₂ на Апатитской ТЭЦ, руб./т.Fig.2: Sensitivity analysis results for the cost of CO₂ capture at Apatitskaya station, rubles/t.

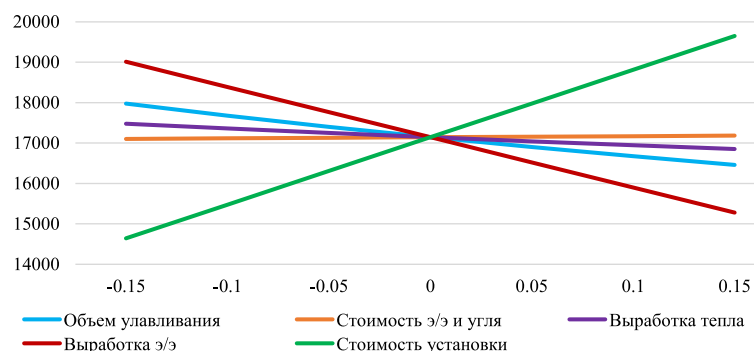


Рис. 3: Результаты анализа чувствительности стоимости улавливания CO₂ на Нерюнгринской ТЭЦ, руб./т.

Fig.3: Sensitivity analysis results for the cost of CO₂ capture at Neryungrinskaya station, rubles/t.

Все это формирует базу для оптимизации уровня затрат на реализацию проектов улавливания, в том числе в части выбора объекта и региона реализации.

Заключение

1. Традиционно реализация проектов *CCS* предполагает организацию всей технологической цепи от улавливания CO₂ до его использования/ захоронения. В то же время, опыт новых действующих проектов показывает, что сегодня подходы меняются, и для компаний открываются новые возможности участия в таких инициативах, в том числе посредством реализации отдельных проектов улавливания CO₂.
2. Однако, это верно для регионов с высокими требованиями углеродного регулирования и развивающимися новыми формами реализации проектов, например, кластеры и хабы транспортировки и хранения углекислого газа. Применительно же к России наиболее вероятным сценарием остается развитие *CCS* через проекты, включающие CO₂ – *EOR* с внедрением технологий улавливания на традиционных объектах, в том числе на угольных электростанциях. Это означает, что важным критерием при планировании проекта улавливания становится близость к нефтегазовым месторождениям.
3. Доходы от дополнительно добытой нефти остаются основной мерой обеспечения экономической жизнеспособности при реализации большинства действующих проектов *CCS*. При этом в проектах, которые только планируются к запуску, главным экономическим стимулом становятся соответствие требованиям государственного регулирования и возможность участия в углеродном рынке [8].
4. В то же время, исследовательские оценки показывают, что применительно к России текущих и потенциально реалистичных государственных мер регулирования и поддержки будет недостаточно для влияния на экономику проектов [20]. Необходимо существенное снижение затрат, особенно на этапе улавливания газа, и достижение этой цели следует осуществлять с использованием комплексного подхода.
5. Сравнение величины затрат на улавливание по двум рассмотренным угольным электростанциям показывает, что важным фактором снижения затрат является использование эффекта масштаба. Существенное различие в показателях Апатит-

ской и Нерюнгринской ТЭЦ в первую очередь вызвано относительно малым объемом выбросов и улавливания соответственно на первой ТЭЦ, за счет того, что основным продуктом является тепловая энергия, выработка которой не приводит к дополнительным выбросам ПГ.

6. В сравнении с зарубежными аналогичными проектами расчетная стоимость улавливания в России оказывается выше. Однако, на примере проекта «Boundary Dam» стоит отметить, что на практике реальная стоимость улавливания превысила оценочные и использованные в сравнении 110 долл./т. «Petra Nova», в свою очередь, была вынуждена приостановить реализацию проекта на несколько лет в связи со снижением дохода после падения цен на нефть.

Конкурирующие интересы: Конкурирующих интересов нет.

Библиографический список

1. Распоряжение Правительства РФ «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года» от 29.10.2021 № 3052-р. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/ADKkCzp3fW032e2yA0BhtIpyzWfHaiUa.pdf> (дата обращения: 01.11.2024).
2. Hong W.Y. A techno-economic review on carbon capture, utilisation and storagesystems for achieving a net-zero CO2 emissions future // Carbon Capture Science & Technology. – 2022. – Vol. 3. – pp. 29. DOI: 10.1016/j.ccst.2022.100044.
3. Постановление Правительства Сахалинской области «Об утверждении программы проведения эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов на территории Сахалинской области» от 28.11.2022 № 551. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://government.ru/docs/all/142496/> (дата обращения: 01.11.2024).
4. Tribe M.A., Alpine R.L.W. Scale economies and the «0.6 rule» // Engineering Costs and Production Economics. – 1986. – Vol. 10 (4). – pp. 271–278. DOI: 10.1016/0167-188X(86)80025-8.
5. CCS Facilities Database // Global CSS Institute. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://co2re.co/FacilityData> (дата обращения: 01.11.2024).
6. Скобелев Д.О., Череповицына А.А., Гусева Т.В. Технологии секвестрации углекислого газа: роль в достижении углеродной нейтральности и подходы к оценке затрат // Записки Горного института. – 2023. – Т. 259. – С. 125–140. EDN: UHRPUF.
7. Van Straelen J. [et al.]. CO2 capture for refineries, a practical approach // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2010. – Vol. 4 (2). – pp. 316–320. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.01.026.
8. Global Status of CCS 2023 // Global CCS Institute. – 2023. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://status23.globalccsinstitute.com/> (дата обращения: 01.11.2024).
9. Putting CO2 to Use // International Energy Agency. – 2019. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/putting-co2-to-use> (дата обращения: 01.11.2024).
10. The Section 45Q Tax Credit for Carbon Sequestration // Congressional Research Service. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/IF/IF11455> (дата обращения: 01.11.2024).
11. Mendgen A. Carbon Taxes in Europe. – 2023 // Tax Foundation Europe. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://taxfoundation.org/data/all/eu/carbon-taxes-in-europe-2023/> (дата обращения: 01.11.2024).

12. Реестр углеродных единиц. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://carbonreg.ru/ru/projects/> (дата обращения: 01.11.2024).
13. The Northern Lights project // Equinor. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.equinor.com/energy/northern-lights> (дата обращения: 01.11.2024).
14. Madejski P. [et al.]. Methods and techniques for CO₂ capture: Review of potential solutions and applications in modern energy technologies // *Energies*. – 2022. – Vol. 15 (3). – pp. 21. DOI: 10.3390/en15030887.
15. Kheirini M., Ahmed S., Rahmanian N. Comparative techno-economic analysis of carbon capture processes: Pre-combustion, post-combustion, and oxy-fuel combustion operations // *Sustainability*. – 2021. – no. 13 (24). DOI: 10.3390/su132413567
16. Meeting the Dual Challenge // National Petroleum Council. – 2019. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://dualchallenge.npc.org/> (дата обращения: 01.11.2024).
17. Samaras C. [et al.]. Coal-Fired Power Plant Designs, Systems, and Components // *Characterizing the U.S. Industrial Base for Coal-Powered Electricity*. – RAND Corporation. – 2011. – pp. 23–34. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.jstor.org/stable/10.7249/mg1147net1.11> (дата обращения: 01.11.2024).
18. Приказ ФАС России «Об утверждении цен (тарифов) на электрическую энергию на 2024 год, поставляемую в условиях ограничения или отсутствия конкуренции при введении государственного регулирования» от 11.12.2023 № 965/23 // Гарант.ру. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/408155055/> (дата обращения: 01.11.2024).
19. Приказ Федеральной антимонопольной службы «Об утверждении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) ... на 2021–2025 годы» от 25.12.2020 № 1273/20 // Гарант.ру. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://base.garant.ru/400152040/> (дата обращения: 01.11.2024).
20. Череповицына А.А. Улавливание и хранение углерода: меры государственного регулирования, мировой опыт и ситуация в России // *Экономика устойчивого развития*. – 2024. – № 1(57). – С. 178–183. EDN: ZVCCUB.

Carbon dioxide capture projects: specifics of implementation and cost estimation (on the example of coal-fired power plants in Russia)

E. A. Kuznetsova¹, A. A. Cherepovitsyna^{1,2}

¹ Luzin Institute for Economic Studies, Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences, 24a, Fersman st., Apatity, 184209, Russia.

² IEIP Center, 42, Olympiysky avenue., Mytishchi, 141006, Russia.

Abstract

The article examines the features of projects involving carbon dioxide capture and economic incentives for their implementation. The cost analysis and assessment of the implementation of such capture technologies for coal-fired power plants in Russia are performed. The special role of the implementation of such capture technologies at coal-fired power plants is determined. The resulting estimated capture cost for two Russian power plants showed a high level of costs. A comparative analysis of the capture cost at two facilities with different capacity and territorial location made it possible to identify the main cost factors: the cost of installation and the volume of capture.

Keywords: capture; carbon dioxide; cost estimation; cost of capture; carbon capture and storage, coal-fired power plants; emission reduction.

Received: Wednesday 25th September, 2024 / Revised: Friday 25th October, 2024 /

Accepted: Sunday 24th November, 2024 / First online: Tuesday 28th January, 2025

Competing interests: No competing interests.

References

1. Order of the Government of the Russian Federation "On approval of the strategy for the socio-economic development of the Russian Federation with low greenhouse gas emissions until 2050" dated October 29, 2021 No. 3052-r. [Electronic resource]. Access mode: <http://static.government.ru/media/files/ADKkCzp3fW032e2yA0BhtIpyzWfHaiUa.pdf> (accessed: 1.11.2024). (In Russ.)

Regional and Sectoral Economics (Research Article)

© Authors, 2024

© Samara University, 2024 (Compilation, Design, and Layout)

Ⓐ The content is published under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 International License (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Please cite this article in press as:

Kuznetsova E. A., Cherepovitsyna A. A. Carbon dioxide capture projects: specifics of implementation and cost estimation (on the example of coal-fired power plants in Russia), *Vestnik Samarskogo Universiteta. Ekonomika i Upravlenie = Vestnik of Samara University. Economics and Management*, 2024, vol. 15, no. 4, pp. 114–127. doi:<http://doi.org/10.18287/2542-0461-2024-15-4-114-127> (In Russian).

Authors' Details:

Ekaterina A. Kuznetsova  <http://orcid.org/0000-0002-1435-3021>

Junior Researcher; e-mail: katia11911@gmail.com

Alina A. Cherepovitsyna  <http://orcid.org/0000-0001-5168-0518>

Candidate of Economics, Head of the Laboratory, Senior researcher; e-mail: iljinovaaa@mail.ru

2. Hong W.Y. A techno-economic review on carbon capture, utilisation and storage systems for achieving a net-zero CO₂ emissions future // Carbon Capture Science & Technology. – 2022. – Vol. 3. – pp. 29. DOI: 10.1016/j.ccst.2022.100044.
3. Resolution of the Government of the Sakhalin Region "On approval of the program for conducting an experiment to limit greenhouse gas emissions in the Sakhalin Region" dated November 28, 2022 No. 551. [Electronic resource]. Access mode: <http://government.ru/docs/all/142496/> (accessed: 1.11.2024). (In Russ.)
4. Tribe M.A., Alpine R.L.W. Scale economies and the «0.6 rule» // Engineering Costs and Production Economics. – 1986. – Vol. 10 (4). – pp. 271–278. DOI: 10.1016/0167-188X(86)80025-8.
5. CCS Facilities Database // Global CCS Institute. [Electronic resource]. Access mode: <https://co2re.co/FacilityData> (accessed: 01.11.2024).
6. Skobelev D.O., Cherepovitsyna A.A., Guseva T.V. Carbon dioxide sequestration technologies: role in achieving carbon neutrality and approaches to cost assessment // Zapiski Gornogo Instituta. – 2023. – Vol. 259. – pp. 125–140. EDN: UHRPUF. (In Russ.)
7. Van Straelen J. [et al.]. CO₂ capture for refineries, a practical approach // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2010. – Vol. 4(2). – pp. 316–320. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.01.026.
8. Global Status of CCS 2023 // Global CCS Institute. – 2023. [Electronic resource]. Access mode: <https://status23.globalccsinstitute.com/> (accessed: 01.11.2024).
9. Putting CO₂ to Use // International Energy Agency. – 2019. [Electronic resource]. Access mode: <https://www.iea.org/reports/putting-co2-to-use> (accessed: 01.11.2024).
10. The Section 45Q Tax Credit for Carbon Sequestration // Congressional Research Service. [Electronic resource]. Access mode: <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/IF/IF11455> (accessed: 01.11.2024).
11. Mendgen A. Carbon Taxes in Europe. – 2023 // Tax Foundation Europe. [Electronic resource]. Access mode: <https://taxfoundation.org/data/all/eu/carbon-taxes-in-europe-2023/> (accessed: 01.11.2024).
12. Carbon Units Register. [Electronic resource]. Access mode: <https://carbonreg.ru/ru/projects/> (accessed: 01.11.2024). (In Russ.)
13. The Northern Lights project // Equinor. [Electronic resource]. Access mode: <https://www.equinor.com/energy/northern-lights> (accessed: 01.11.2024).
14. Madejski P. [et al.]. Methods and techniques for CO₂ capture: Review of potential solutions and applications in modern energy technologies // Energies. – 2022. – Vol. 15(3). – pp. 21. DOI: 10.3390/en15030887.
15. Kheirini M., Ahmed S., Rahmanian N. Comparative techno-economic analysis of carbon capture processes: Pre-combustion, post-combustion, and oxy-fuel combustion operations // Sustainability. – 2021. – no. 13(24). DOI: 10.3390/su132413567.
16. Meeting the Dual Challenge // National Petroleum Council. – 2019. [Electronic resource]. Access mode: <https://dualchallenge.npc.org/> (accessed: 01.11.2024).
17. Samaras C. [et al.]. Coal-Fired Power Plant Designs, Systems, and Components // Characterizing the U.S. Industrial Base for Coal-Powered Electricity. – RAND Corporation. – 2011. – pp. 23–34. [Electronic resource]. Access mode: <http://www.jstor.org/stable/10.7249/mg1147net1.11> (accessed: 01.11.2024).
18. Order of the FAS Russia "On approval of prices (tariffs) for electric energy for 2024, supplied under conditions of restriction or absence of competition upon introduction of state regulation" dated 11.12.2023 No. 965/23 // Garant.ru. [Electronic resource]. Access mode: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/408155055/> (accessed: 01.11.2024). (In Russ.)
19. Order of the Federal Antimonopoly Service "On approval of prices (tariffs) for electric energy (capacity) ... for 2021–2025" dated 25.12.2020 No. 1273/20 // Garant.ru. [Electronic resource]. Access mode: <https://base.garant.ru/400152040/> (accessed: 01.11.2024). (In Russ.)
20. Cherepovitsyna A.A. Carbon capture and storage: government regulation measures, global experience and the situation in Russia // Economics of Sustainable Development. – 2024. – No. 1 (57). – pp. 178–183. EDN: ZVCCUB. (In Russ.)