

## ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УЛАВЛИВАНИЯ И ХРАНЕНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В ПРОЕКТАХ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ВОДОРОДА

Светлана Валерьевна РАТНЕР<sup>a,\*</sup>,

Анастасия Валерьевна СИНЕЛЬНИКОВА<sup>b</sup>

<sup>a</sup> доктор экономических наук, главный научный сотрудник  
лаборатории экономической динамики и управления инновациями,  
Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова Российской академии наук (ИПУ РАН),  
Москва, Российская Федерация  
lanaratner@ipu.ru  
<https://orcid.org/0000-0003-3485-5595>  
SPIN-код: 7840-4282

<sup>b</sup> аспирантка лаборатории управления инновациями в технических системах,  
Кубанский государственный университет (КубГУ),  
Краснодар, Российская Федерация  
sinelnikova\_nast@mail.ru  
ORCID: отсутствует  
SPIN-код: 5124-9024

\* Ответственный автор

### История статьи:

Reg. № 482/2023  
Получена 28.09.2023  
Получена в  
доработанном виде  
09.10.2023  
Одобрена 26.10.2023  
Доступна онлайн  
30.11.2023

Специальность: 5.2.3

УДК 338.2  
JEL: O32, Q20, Q42,  
Q55

### Аннотация

**Предмет.** В настоящее время одной из наиболее перспективных альтернатив развитию производства низкоуглеродного водорода на базе возобновляемых источников энергии методом электролиза воды является использование традиционных паровой конверсии метана и газификации угля, но с применением технологий улавливания и хранения CO<sub>2</sub>. Применение данных технологий способствует как непосредственному сокращению выбросов при производстве этанола и переработке природного газа, а также во многих других секторах промышленности, так и удалению CO<sub>2</sub> из уже произведенных выбросов, которых технологически невозможно избежать.

**Цели.** Обзор проектов по использованию технологий CCS, а также анализ коммерческих перспектив их промышленного применения в производстве низкоуглеродного водорода в России и мире.

**Методология.** Исследование проведено методами литературного обзора, контент-анализа нормативно-правовой документации, дескриптивной статистики и кейс-стади. Информационной базой исследования послужили аналитические обзоры Международного энергетического агентства и база данных проектов CCUS Миртового института CCUS.

**Результаты.** Коммерческие проекты по улавливанию и хранению водорода на разных стадиях разработки имеются в 31 стране. Наибольшее количество проектов реализуется в США и Великобритании, также заметное количество проектов реализуется в Канаде, Норвегии, Нидерландах, Австралии и Китае. Перспективы развития в России технологий CCS оцениваются международным экспертным сообществом достаточно высоко. Согласно индексу готовности к внедрению CCS, рассчитываемому по методологии Глобального института CCS, Россия входит в число стран с наиболее высокими показателями данного индекса за последние годы, хотя и уступает большинству партнеров по БРИКС.

**Ключевые слова:** производство водорода, энергетический переход, декарбонизация, улавливание и хранение диоксида углерода, низкоуглеродистый водород

**Выводы.** Широкое внедрение технологий улавливания и хранения углерода может существенно повлиять на будущее развитие мирового энергетического рынка и на долю РФ на этом рынке. Несмотря на растущую долю возобновляемой энергетики в мировом энергетическом балансе и в производстве инновационных энергетических продуктов, перспективы полного вытеснения углеводородного топлива с рынка в настоящее время представляются недостижимыми. Поэтому декарбонизация мировой экономики невозможна без развития CCS в ближайшие десятилетия.

© Издательский дом ФИНАНСЫ и КРЕДИТ, 2023

**Для цитирования:** Ратнер С.В., Синельникова А.В. Экономические аспекты использования технологий улавливания и хранения диоксида углерода в проектах по производству водорода // *Экономический анализ: теория и практика*. – 2023. – Т. 22, № 11. – С. 2112 – 2132. <https://doi.org/10.24891/ea.22.11.2112>

## Введение

С октября 2020 г. Правительство РФ предпринимает активные меры по формированию в стране высокопроизводительной экспортно ориентированной области водородной энергетики для удержания лидирующих позиций на мировом энергетическом рынке и обеспечения конкурентоспособности экономики страны в условиях глобального энергетического перехода. По оценкам Минэнерго России, потенциальные объемы экспорта водорода из Российской Федерации на мировой рынок могут составить до 0,2 млн т уже в следующем году, от 2 млн до 12 млн т – к 2035 г. и 15–50 млн т – к 2050 г. в зависимости от темпов развития мировой низкоуглеродной экономики и роста спроса на водород на мировом рынке<sup>1</sup> [1].

Однако сегодня мировое сообщество предъявляет высокие требования к условиям производства водорода; развитые страны ставят высокие барьеры входа на мировой рынок водорода, используя классификацию «коричневый» – «голубой» – «красный» – «зеленый» в зависимости от того, использовались ли при производстве водорода ископаемые топлива или возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Поэтому более половины из пятидесяти четырех анонсированных в 2020–2022 гг. российских новых проектов по производству водорода предполагают использование возобновляемых источников энергии [2].

Следует отметить, что в настоящее время технологии получения водорода электролизом на базе ВИЭ с коммерческой точки зрения неконкурентоспособны по сравнению с традиционным методом паровой конверсии метана. Экспертное сообщество полагает, что в будущем издержки на производство водорода методом паровой конверсии метана будут расти из-за введения различного типа углеродных налогов, а издержки на производство водорода электролизом, наоборот, сокращаться по мере развития технологии и проявления эффектов масштаба и

<sup>1</sup> Об утверждении Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации: распоряжение Правительства РФ от 05.08.2021 № 2162-р.

обучения в производстве (learning-by-doing) [3]. Тем не менее будущее технологического развития производства водорода пока не является однозначным. Одной из наиболее перспективных альтернатив развитию производства низкоуглеродного водорода на базе ВИЭ методом электролиза воды является использование традиционных паровой конверсии метана и газификации угля, но с применением технологий улавливания и хранения диоксида углерода<sup>2</sup>.

Перспективы широкого применения технологий улавливания и хранения углерода (Carbon capture and storage, CCS) сегодня не ограничиваются только сектором производства водорода. Данный кластер технологий активно используется для модернизации действующих объектов электроэнергетики в целях сокращения их выбросов, при производстве этанола и переработке природного газа, а также во многих других секторах промышленности (*рис. 1*). Кроме того, в перспективе улавливаемый CO<sub>2</sub> может быть использован в различных технологических процессах производства экологически чистых синтетических топлив, что в совокупности с перечисленными областями использования CCS может создать существенный спрос на их развитие и проявление эффектов масштаба<sup>3</sup> [4].

Целью нашего исследования является обзор проектов по использованию технологий CCS, а также анализ коммерческих перспектив их промышленного применения в производстве низкоуглеродного водорода в России и мире. Информационной базой исследования послужили аналитические обзоры Международного энергетического агентства (МЭА) и база данных проектов CCUS Мирового института CCUS. Исследование проведено методами литературного обзора, контент-анализа нормативно-правовой документации, дескриптивной статистики и кейс-стади.

### **География и динамика развития технологий улавливания и хранения водорода**

В настоящее время коммерческие проекты по улавливанию и хранению водорода на разной стадии разработки имеются в 31 стране. Наибольшее количество проектов реализуется в США и Великобритании, также заметное количество проектов реализуется в Канаде, Норвегии, Нидерландах, Австралии и Китае.

Соединенные Штаты Америки являются мировым лидером в продвижении технологии CCS и реализуют к настоящему времени более 100 проектов, из которых 14 являются действующими, а 54 находятся на заключительной стадии (*рис. 2*) и будут выведены в активную фазу в ближайшем будущем. Что касается Великобритании, то в стране пока нет действующих коммерческих проектов CCS, однако 10 проектов находятся уже на заключительной стадии разработки и еще 35 – на начальной (*рис. 3*).

<sup>2</sup> CCUS in Clean Energy Transitions. URL: <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>

<sup>3</sup> Clean Energy Innovation. URL: <https://www.iea.org/reports/clean-energyinnovation>

В мировом масштабе в ближайшие годы ожидается запуск более 150 проектов CCS (рис. 4), что позволяет говорить о создании необходимых условий для проявления эффектов масштаба и обучения и вероятном снижении удельной стоимости мощностей CCS в среднесрочной перспективе.

Помимо коммерческих проектов во многих странах реализуются пилотные демонстрационные проекты CCS, позволяющие устранить слабые места технологии и привлечь к ней внимание инвесторов. Больше всего таких проектов реализуется в США, Китае, Японии, Австралии и Великобритании (рис. 5). Таким образом, кластер стран – лидеров в развитии технологии CCS к настоящему времени хорошо очерчен. В основном это страны с развитой энергетической системой, основанной на использовании углеводородного топлива и с развитой промышленностью.

К сожалению, пока Россия не входит в число стран, активно развивающих технологии CCS. В РФ реализуется всего лишь один коммерческий проект Novatek Yamal LNG CCS, запуск которого запланирован на 2027 г. Компания «Новатэк» оценивает варианты закачки углекислого газа на месторождение Южный Тамбей на полуострове Ямал. Диоксид углерода может улавливаться на заводе по производству сжиженного природного газа АО «Ямал», который производит около 2,6 т CO<sub>2</sub> на тонну СПГ. Мощность завода «Ямал LNG» составляет 16,5 млн т СПГ в год. Демонстрационных и пилотных проектов в России нет.

Тем не менее перспективы развития в России технологий CCS оцениваются в международным экспертным сообществом достаточно высоко. Согласно индексу готовности к внедрению CCS, рассчитываемому по методологии Глобального института CCS, Россия входит в число стран с наиболее высокими показателями данного индекса за последние годы (рис. 6), хотя и уступает большинству партнеров по БРИКС.

Индекс готовности к внедрению CCS рассчитывается на основе показателей, которые отражают:

- объективную заинтересованность страны в развитии данного кластера технологий, определяемую структурой экономики (зависимость от углеводородного топлива или экспорта углеводородных ресурсов);
- наличие государственных политик в области развития CCS (стратегий развития и поддержки развития технологий CCS, включая как меры по прямой поддержке CCS (субсидии, гранты), так и неявную поддержку посредством таких мер, как ценообразование на выбросы углерода, финансирование исследований или инициативных проектов);
- готовность нормативно-правовой среды (в том числе экологического законодательства);

- наличие инфраструктуры для хранения углерода (геологические и технические аспекты).

Производство водорода с использованием технологий CCS в коммерческих целях в настоящее время осуществляется на трех промышленных объектах, два из которых расположены в США, а третий – в Канаде (*табл. 1*). В США уловленный углекислый газ используется в нефтегазовой промышленности для повышения нефтеотдачи пластов. В Канаде уловленный углекислый газ закачивается в геологические хранилища и просто содержится там.

В ближайшие годы (до 2030 г.) в мире планируется ввести в эксплуатацию еще 23 промышленных объекта по производству водорода с применением технологий CCS (*табл. 2*): 7 проектов – в Великобритании, 5 – в США, 4 – в Нидерландах, 3 – в Канаде, 2 – в Австралии и по одному проекту – в Новой Зеландии и Швеции. Большинство проектов планируют использовать природный газ в качестве источника получения водорода посредством паровой и автотермической конверсии.

Кроме того, на разных стадиях реализации находятся три демонстрационных проекта по применению CCS в производстве водорода: один проект – в Австралии и два – в Японии. К действующим относится одобренный Министерством экономики, торговли и промышленности Японии демонстрационный проект Tomakomai CCS, который улавливает CO<sub>2</sub> из установки по производству водорода на нефтеперерабатывающем заводе Idemitsu Kosan на острове Хоккайдо в порту Томакомай. Примерно 100 000 т CO<sub>2</sub> в год было закачено в два прибрежных хранилища в период с 2016 по 2018 финансовый год, мониторинг после закачки будет продолжаться еще в течение нескольких лет.

Еще один японский демонстрационный проект должен быть запущен в 2024 г. Компания INPEX ведет строительство завода по производству голубого водорода и аммиака на газовом месторождении Хигаси-Касивадзаки в префектуре Ниигата. Проект предполагает производство 700 т голубого водорода в год и закачку CO<sub>2</sub>, образующегося при производстве водорода и аммиака, в истощенные нефтяные и газовые месторождения.

Компания INPEX сотрудничает с японской организацией по обеспечению безопасности поставок металлов и энергоресурсов в рамках проведения работ по оценке подземных хранилищ CO<sub>2</sub>, а также с японской организацией по развитию новых энергетических и промышленных технологий в части обеспечения финансирования проекта. Пилотный австралийский проект Hydrogen Energy Supply Chain project ставит целью налаживание полномасштабных коммерческих поставок водорода с низким уровнем выбросов углекислого газа в Японию. Запуск пилотного этапа проекта планируется на 2028 г., после двух лет планируется переход к коммерческому этапу.

## Экономические аспекты использования технологий улавливания и хранения CO<sub>2</sub> при производстве водорода

Себестоимость производства водорода из ископаемого топлива в основном определяется двумя факторами: капитальными затратами (CAPEX) и операционными затратами (OPEX), в которых основную долю составляет стоимость сырья. Производственные объекты, работающие по технологии газификации угля имеют более высокие капитальные затраты (в среднем 2 670 долл./кВт), чем те, которые работают по технологии паровой конверсии метана (средние оценки CAPEX – 910 долл./кВт). Однако более низкие цены на уголь нивелируют данные преимущества и себестоимость водорода, произведенного по двум различными технологиям, становится практически одинаковой. Согласно данным источников<sup>4</sup>, в себестоимости водорода, произведенного при помощи газификации угля капитальные затраты составляют около 50%, а операционные затраты и топливо составляют 15–20% в зависимости от цены на уголь. Для процессов паровой конверсии метана затраты на топливо составляют 45–75%. По оценкам МЭА, оснащение производственного объекта газификации угля технологией CSS увеличит капитальные затраты на 5%, а OPEX – на 130%. Оснащение установки первой конверсии CCS увеличит CAPEX в среднем на 50%, а OPEX – только на 10%<sup>5</sup>.

Помимо стоимости оборудования для улавливания углерода, стоимость строительства мест хранения CO<sub>2</sub> также является важным фактором общей экономической эффективности применения CCS, хотя в целом считается, что затраты на хранение являются низкими по сравнению затратами на улавливание CO<sub>2</sub>. Имеющиеся в литературе оценки затрат на хранение CO<sub>2</sub> значительно варьируются в зависимости от скорости закачки CO<sub>2</sub> и характеристик резервуаров для хранения, а также расположения мест хранения CO<sub>2</sub>. Стоимость разработки новых участков, особенно там, где хранение CO<sub>2</sub> ранее не осуществлялось, весьма неопределенна, особенно в отношении влияния свойств и характеристик коллектора. Стоимость хранения CO<sub>2</sub> в более половины наземных хранилищ США составляет менее 10 долл. за тонну<sup>6</sup>. Ожидается, что истощенные месторождения нефти и газа с использованием существующих скважин будут самым дешевым вариантом хранения.

Для оценки стоимости водорода как конечного продукта в литературе, как правило, используется показатель LCOH по аналогии с показателем LCOE, используемым для расчета стоимости электроэнергии. Стандартная формула для расчета следующая [5, 6]:

<sup>4</sup> Global Status of CCS 2019: Targeting Climate Change.

URL: [https://ccsknowledge.com/pub/Publications/Global\\_Status%20of\\_CCS\\_2019%20\\_GCCSI.pdf](https://ccsknowledge.com/pub/Publications/Global_Status%20of_CCS_2019%20_GCCSI.pdf)

<sup>5</sup> The Future of Hydrogen. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

<sup>6</sup> Global Status of CCS 2022. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-of-ccs-2022/>

$$LCOH = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^T A_t F_t (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^T H_t (1+r)^{-t}},$$

где  $I_0$  – удельная стоимость производственного оборудования с учетом инсталляции (для производственных процессов с применением CCS складывается из стоимости оборудования для производства водорода, стоимости установки для улавливания  $CO_2$  и стоимости строительства хранилищ);

$A_t$  – стоимость обслуживания оборудования в году  $t$ ;

$F_t$  – стоимость топлива (природного газа, угля) в году  $t$ ;

$H_t$  – количество произведенного водорода в году  $t$ ;

$T$  – длительность периода эксплуатации производственного оборудования (лет);

$r$  – коэффициент дисконтирования.

Данные по различным водородным проектам существенно разнятся, поэтому для получения обоснованных оценок, как правило, используется методология мета-анализа данных.

В работе [7] в результате мета-анализа данных различных источников приведены медианные оценки стоимости производства водорода из углеводородных источников с применением технологий CCS в сравнении с медианными оценками стоимости «зеленого» водорода. Медианная оценка стоимости 1 кг водорода, произведенного по технологии паровой конверсии метана с применением CCS, составляет 2,09 долл. (по 33 источникам), тогда как медианная оценка стоимости водорода, полученного без CCS, составляет 1,66 долл. (по 18 источникам). Таким образом, применение CSS в процессе риформинга повышает стоимость продукции более, чем на четверть. Кроме того, следует отметить, что современные технологии позволяют улавливать не весь  $CO_2$ , а примерно 90% от всех выбросов, происходящих во время процесса парового риформинга.

Медианная оценка стоимости водорода, произведенного по технологии газификации угля составляет 1,84 долл. без применения CCS (получена по 11 источникам), а с применением CCS – 2,23 долл., то есть улавливание  $CO_2$  повышает стоимость конечного продукта более чем на 20%. При этом достигается улавливание более 85% выбросов  $CO_2$ . Для сравнения отметим, что медианная оценка стоимости водорода, произведенного посредством электролиза, составляет 3,64 долл. (получена по 40 источникам), что на 63–74% больше, чем стоимость водорода, произведенного из углеводородных источников с улавливанием около 90% от общего объема выбросов  $CO_2$ .

Таким образом, экономическая целесообразность развития технологий CCS в целях декарбонизации производства водорода является высокой. Даже с учетом того, что оставшиеся объемы выбросов CO<sub>2</sub> в будущем могут подвергнуться налогообложению (в случае масштабного внедрения углеродного налога), их экономическая привлекательность все равно остается выше, чем у технологий электролиза на современном уровне развития (2,24–2,7 долл. против 3,64 долл.).

Следует отметить, что в последние годы в научной литературе по экономике энергетики появилось много работ, которые прогнозируют снижение стоимости производства водорода посредством электролиза за счет проявления эффекта масштаба и эффекта обучения в производстве самих электролизеров, что в итоге должно привести к падению себестоимости «зеленого» водорода до значений, сопоставимых со стоимостью традиционного производства на основе углеводородного топлива [8, 9]. Однако те же самые процессы характерны для развития любых наукоемких технологий, в том числе технологий улавливания и хранения углерода. Основными потенциальными направлениями сокращения как капитальных, так и эксплуатационных затрат являются использование инновационных растворителей, стандартизация улавливающих устройств, модулизация, сокращение непредвиденных расходов и лучшая интеграция с технологической установкой, а также увеличение размеров улавливающих объектов. Кроме того, эксплуатационные расходы могут быть снижены за счет оптимизированных стратегий технического обслуживания, оптимизации использования тепловой энергии и воды, повышения эффективности сжатия и перехода на цифровые технологии. Эксперты ожидают, что внедрение новых цифровых технологий, таких как новые датчики, искусственный интеллект и интернет вещей могут внести значительный вклад в развитие прогнозируемого технического обслуживания и автоматизации оборудования для хранения углерода. Потенциал снижения стоимости технологий улавливания и хранения углерода оценивается в диапазоне от 25 до 70% [10, 11].

Поэтому с течением времени можно ожидать как снижения себестоимости водорода, произведенного с применением технологий CCS, так и повышения процента улавливания CO<sub>2</sub> за счет совершенствования данного кластера технологий. Кроме того, использование уловленного CO<sub>2</sub> также считается потенциально экономически привлекательным и может создать дополнительный поток доходов для проектов CCS.

## **Выводы**

Широкое внедрение технологий улавливания и хранения углерода может существенно повлиять на будущее развитие мирового энергетического рынка и на долю РФ на этом рынке. Несмотря на растущую долю возобновляемой энергетики в мировом энергетическом балансе и в производстве инновационных энергетических продуктов, перспективы полного вытеснения углеводородного топлива с рынка в

настоящее время представляются недостижимыми. Поэтому декарбонизация мировой экономики невозможна без развития CCS в ближайшие десятилетия. Вероятность снижения стоимости технологий CCS за счет проявления эффектов масштаба и обучения может быть фактором возрождения интереса к проектам производства водорода на основе углеводородных источников – природного газа и угля.

Даже с учетом потенциального повышения углеродного налога конечная себестоимость водорода, производного таким образом, существенно ниже, чем произведенного по технологии электролиза. Поэтому можно рекомендовать корректировку российской стратегии развития водородной энергетики в сторону расширения доли проектов производства водорода по традиционным технологиям газификации угля и паровой конверсии метана с применением технологий улавливания и хранения углерода.

С учетом высокого уровня развития газовой и угольной промышленности в России и действующей в настоящее время ценовой дискриминации традиционных российских экспортных энергетических продуктов на мировом рынке такая корректировка стратегии может позволить повысить конкурентоспособность российского водорода по стоимостным показателям.

**Таблица 1****Действующие коммерческие проекты по улавливанию и хранению CO<sub>2</sub> при производстве водорода****Table 1****Existing commercial projects for capture and storage of CO<sub>2</sub> in hydrogen production**

Проект	Страна	Год ввода в эксплуатацию	Описание
Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale	США	2000	Завод Great Plains Synfuels, расположенный в Северной Дакоте, производит водород высокой чистоты в рамках процесса газификации угля. Мощность установки по улавливанию углекислого газа составляет 3 млн т в год. Улавливаемый CO <sub>2</sub> транспортируется по трубопроводу на нефтяные установки Weyburn и Midale в Саскачеване (Канада) для использования в целях повышения нефтеотдачи пластов. За время эксплуатации было собрано и транспортировано более 39 млн т CO <sub>2</sub>
Valero Port Arthur Refinery	США	2013	Air Products модернизировала каждую из двух своих установок парового риформинга метана (SMR), расположенных на нефтеперерабатывающем заводе в Порт-Артуре (Техас), для отделения CO <sub>2</sub> от потока технологического газа. Мощность улавливания углекислого газа составляет около 1 млн т в год, когда обе установки работают в полную силу. Улавливаемый CO <sub>2</sub> транспортируется на нефтяные месторождения в Техасе для повышения нефтеотдачи пластов. С момента ввода объектов в эксплуатацию в 2013 г. было уловлено более 6 млн т CO <sub>2</sub>
Quest	Канада	2015	Компания Quest, расположенная в Альберте (Канада), модернизировала установки улавливания CO <sub>2</sub> до трех установок парового риформинга метана (SMR) на заводе Scotford Upgrade. Запущенный в ноябре 2015 г., Quest способен улавливать около 1 млн т CO <sub>2</sub> в год. Улавливаемый CO <sub>2</sub> транспортируется по трубопроводу к месту хранения для специального геологического хранения. В апреле 2021 г. Quest объявила, что улавливает и хранит более 6 млн т CO <sub>2</sub>

*Источник:* Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

*Source:* Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

**Таблица 2****Планируемые к вводу в эксплуатацию коммерческие проекты по улавливанию и хранению CO<sub>2</sub> при производстве водорода****Table 2****Planned for commissioning commercial projects for CO<sub>2</sub> capture and storage in hydrogen production**

Проект	Год ввода в эксплуатацию	Описание
Acorn (Великобритания)	2024	Acorn – это амбициозная программа, направленная на борьбу с изменением климата путем сокращения промышленных выбросов CO <sub>2</sub> и других трудно поддающихся декарбонизации секторов. Благодаря использованию уже существующих нефте- и газопроводов, геологии на шельфе, которая идеально подходит для постоянного хранения углекислого газа, и региону, который использует водород в качестве топлива будущего, этот проект является действительно важным катализатором следующего этапа декарбонизации Великобритании и Европы. В проекте Acorn есть два ключевых участника: Acorn CCS и Acorn Hydrogen
Air Liquide Refinery Rotterdam CCS (Нидерланды)	2024	Air Liquide оценивает свой нефтеперерабатывающий завод в Ботлек-Роттердаме (Нидерланды), как один из потенциальных заводов по производству голубого водорода в сочетании с улавливанием и хранением углерода. Подробная информация об этом объекте ожидает подтверждения со стороны инициатора
Air Products Net-Zero Hydrogen Energy Complex (Канада)	2024	Новый водородный энергетический комплекс Air Products с нулевым энергопотреблением, расположенный в Эдмонтоне, Альберта (Канада), будет введен в эксплуатацию в 2024 г. Водород будет производиться путем автотермического риформинга (ATR), который позволяет улавливать, транспортировать и хранить 95% углерода. Проект включает в себя установку для выработки электроэнергии на водородном топливе. Это снижает интенсивность выброса CO <sub>2</sub> до уровня, близкого к нулю. CO <sub>2</sub> будет храниться по магистральной линии Alberta Carbon, эксплуатируемой компанией Wolf Carbon Solutions
Blue But Better (Канада)	2024	Air Products строит завод по производству и сжижению голубого, но более совершенного водорода в Альберте (Канада), и является частью сети магистральных углеродных линий Альберты. Недавно построенный водородный завод будет производить 1 500 т водорода в день и улавливать 3 млн т CO <sub>2</sub> в год. CO <sub>2</sub> будет сжиматься и транспортироваться по магистральной линии Alberta Carbon на нефтяные месторождения Клайв для повышения нефтеотдачи пластов
ExxonMobil Benelux Refinery CCS (Нидерланды)	2024	ExxonMobil оценивает свой нефтеперерабатывающий завод ExxonMobil Benelux в Ботлек Роттердаме (Нидерланды), как один из потенциальных заводов по производству голубого водорода в сочетании с улавливанием и хранением углерода
Project Pouakai Hydrogen Production with CCS (Новая Зеландия)	2024	Проект Pouakai по строительству промышленного комплекса по производству чистого водорода, удобрений и электроэнергии в регионе Таранакки (Новая Зеландия), с почти нулевыми выбросами парниковых газов CO <sub>2</sub> с использованием CCS. Мощность по улавливанию и хранению CO <sub>2</sub> составит 1 млн т в год
Hydrogen to Humber Saltend (Великобритания)	2025	Компания Hydrogen to Humber (H2H) Saltend находится в стадии разработки для производства голубого водорода с помощью новой установки автотермического риформинга мощностью 600 МВт для обезуглероживания (замены) топлива на газовой электростанции Triton Power. В процессе эксплуатации он будет улавливать до 1,2 млн т CO <sub>2</sub> . Объект станет частью кластера Northern Endurance Partnership на Восточном побережье

Linde hydrogen plant for OCI fertilizer blue ammonia Beaumont (США)	2025	н/д
Lone Cypress Hydrogen Project (США)	2025	н/д
Louisiana Clean Energy Complex (США)	2025	Air Products and Chemicals, Inc завершила принятие окончательного инвестиционного решения по строительству комплекса по производству низкоуглеродистого водорода и низкоуглеродистого аммиака в приходе Вознесения, штат Луизиана, Соединенные Штаты. Ожидается, что в 2025–2026 гг. будет введена в эксплуатацию установка по улавливанию CO <sub>2</sub> мощностью более 5 млн т в год, обеспечивающая улавливание CO <sub>2</sub> на 95%
Polaris CCS Project (Канада)	2025	Shell разрабатывает проект Polaris CCS по улавливанию CO <sub>2</sub> со своего комплекса в Скотфорде недалеко от Эдмонта (Канада). На начальном этапе проекта Polaris CCS предполагалось улавливать и хранить около 750 тыс. т CO <sub>2</sub> в год. Улавливаемый CO <sub>2</sub> будет транспортироваться по трубопроводу в скважины-хранилища, расположенные недалеко от Джозефбурга, Альберта, в том же пласте, который использовался для хранения CO <sub>2</sub> с установки Quest CCS. Объект успешно прошел первый раунд запроса правительства Альберты на предоставление полных проектных предложений по декарбонизации промышленного центра Альберты, расположенного недалеко от Эдмонта
Preem Refinery CCS (Швеция)	2025	Проект Preem Refinery CCS направлен на использование технологии улавливания и хранения углерода (CCS) для сокращения выбросов CO <sub>2</sub> на 500 000 т в год на водородной установке Preem на нефтеперерабатывающем заводе в Лизекиле на западном побережье Швеции
Acorn Direct Air Capture Facility (Великобритания)	2026	Storegga и Carbon Engineering приступили к исследованиям предварительной загрузки установки прямого улавливания углерода в Шотландии. Ожидается, что объект будет введен в эксплуатацию в 2026 г. Проект Acorn является частью Шотландского кластера. Шотландский кластер включает в себя по меньшей мере девять британских источников излучения, в том числе водород и внедрение технологии прямого улавливания воздуха (DAC). Восемь из них будут введены в эксплуатацию к 2027 г. Первые два включают газовый комплекс Сент-Фергюс, SSE и электростанцию Equinor по улавливанию углерода в Питерхеде
L10 Carbon Capture and Storage (Нидерланды)	2026	Проект по улавливанию и хранению углерода L10 в голландском Северном море потенциально позволяет ежегодно накапливать 4–5 млн т CO <sub>2</sub> для промышленных потребителей на истощенных газовых месторождениях вокруг эксплуатируемых Neptune районов L10-A, B и E. Завершено технико-экономическое обоснование проекта L-10 CCS с целевым вводом в эксплуатацию к 2022 г., FID к концу 2023 г. и закачкой CO <sub>2</sub> к 2026 г.
Northern Gas Network H21 North of England (Великобритания)	2026	Проект H21 North of England направлен на обезуглероживание электроэнергии, тепла и транспорта на севере Англии. Его цель – перевести газовую сеть Великобритании с природного газа (метана) на водород с нулевым содержанием углерода. Реализация проекта может начаться в 2026–2028 гг. К 2035 г. этот проект потенциально может стать крупнейшим проектом CCUS в мире
Zeeland Refinery Azur (Нидерланды)	2026	Air Liquide Engineering & Construction построит водородный завод с установками улавливания и сжижения во Флиссингене, Нидерланды, для Зеландского нефтеперерабатывающего завода Azur. Водородная установка будет использовать технологию улавливания дымовых газов Сгуосар, которая позволит улавливать

		0,8 млн т CO <sub>2</sub> в год для хранения в голландском Северном море. Строительство объекта начнется в 2024 г. и будет введено в эксплуатацию к 2026 г.
Ascension Clean Energy (Louisiana) (США)	2027	Ascension Clean Energy (ACE), в партнерстве с Denbury Carbon Solutions и Hafnia, планирует построить предприятие по производству и экспорту аммиака и водорода совместно с CCS недалеко от Доналдсонвилля, штат Луизиана. Комплекс Ascension Clean Energy (ACE) будет перерабатывать 7,2 млн т аммиака в год на двух блоках. Каждый блок будет выделять 6 млн т CO <sub>2</sub> . Компания Denbury будет транспортировать улавливаемые выбросы CO <sub>2</sub> по своей существующей трубопроводной сети. Денбери будет хранить CO <sub>2</sub> в запланированном специальном геологическом хранилище. Никаких дополнительных подробностей о месте хранения неизвестно. Hafnia будет экспортировать аммиак на развивающиеся энергетические рынки за рубежом. Партнеры оценили капитальные затраты в 7,5 млрд долл. Окончательное инвестиционное решение и начало строительства ожидаются в 2024 г.
Baytown Low Carbon Hydrogen (США)	2027	ExxonMobil планирует построить крупнейший завод по производству низкоуглеродистого водорода на своей нефтеперерабатывающей и нефтехимической площадке в Бейтауне, штат Техас. Ежедневно будет производиться около 1 млрд кубических футов водорода, при этом 98%, или до 7 млн т CO <sub>2</sub> в год, будет улавливаться и храниться на водородной установке
H2NorthEast (Великобритания)	2027	H2NorthEast станет предприятием по производству водорода с низким уровнем выбросов в атмосферу в Тисайде (Великобритания). На первом этапе проекта к 2027 г. мощность составит 355 МВт, а к 2030 г. планируется увеличить до более чем 1 ГВт. H2NorthEast будет построен на месте нашего существующего терминала SATS в Тиссайде. Проект является частью кластера Восточного побережья
Net Zero Teesside – BP H2Teesside (Великобритания)	2027	BP проводит технико-экономическое обоснование проекта H2Teesside, первоначальная мощность которого по производству голубого водорода составит 500 МВт, улавливая и храня 1 млн т CO <sub>2</sub> в год к 2027 г, а дополнительные мощности будут введены к 2030 г. Объект является частью кластера Northern Endurance Partnership на Восточном побережье
Phillips 66 Humber Refinery CCS (Великобритания)	2027	Нефтеперерабатывающий завод Phillips 66 в Хамбере, расположенный в Северном Линкольншире (Великобритания), планирует построить установку по улавливанию углерода. Проект является частью сети Viking CCS, направленной на декарбонизацию энергоемкой промышленности в более широком регионе Хамбер, Соединенное Королевство
Mid West Modern Energy Hub (Австралия)	н/д	Центр современной энергетики Среднего Запада (MEPAU) изучает потенциал низкоуглеродистого аммиака, получаемого из водорода, получаемого из природного газа Среднего Запада, с попутным выбросом CO <sub>2</sub> для хранения на истощенных газовых месторождениях в прибрежном бассейне Перта
Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) project (Австралия)	н/д	Японская Suiso Energy выбрала совместное предприятие JPSC для поставок чистого водорода для своего проекта по цепочке поставок водородной энергии (HESC) в Виктории (Австралия). Проект нацелен на производство 30 000–40 000 т водорода в год, с планами расширения до 225 000 т в год в будущем. Проект получил 220 млрд иен (2,35 млрд австралийских долларов) от Фонда зеленых инноваций правительства Японии. Производство начнется в конце 2020-х гг. на пилотном заводе

Источник: Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

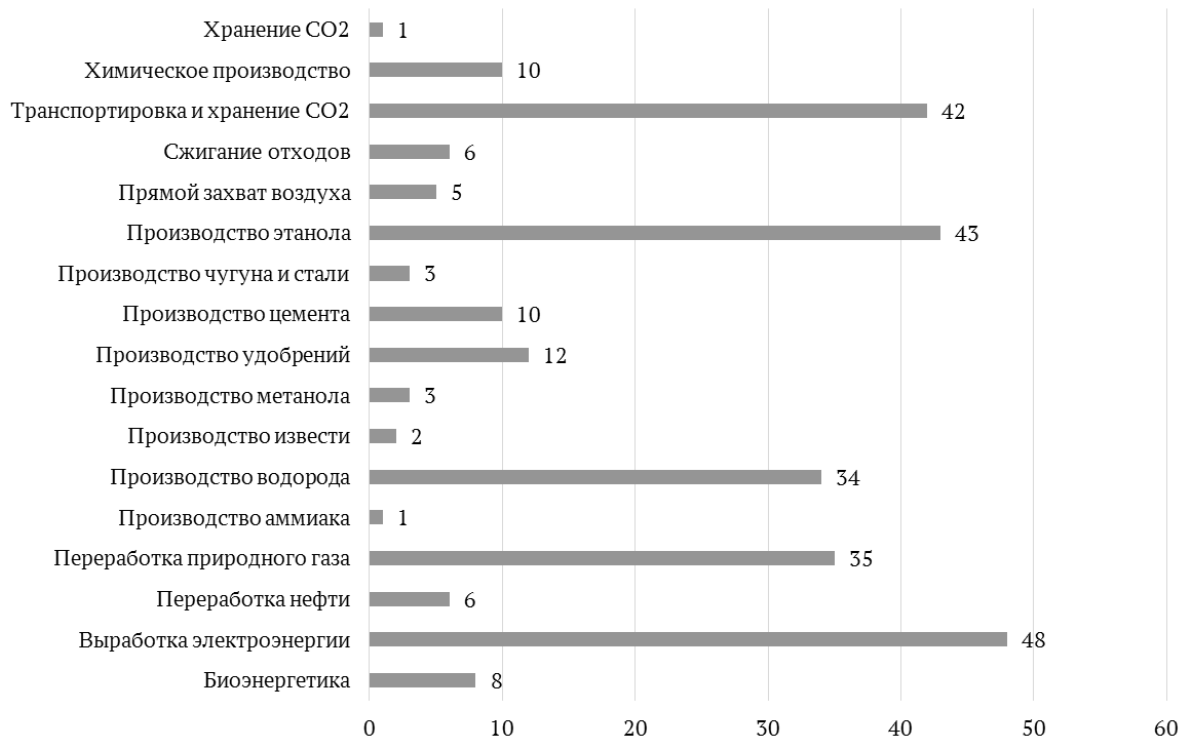
Source: Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

**Рисунок 1**

**Количество проектов по улавливанию и хранению CO<sub>2</sub> на разных стадиях реализации в разбивке по отраслям промышленности**

**Figure 1**

**Number of CO<sub>2</sub> capture and storage projects at different stages of implementation by industry**



*Источник:* Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

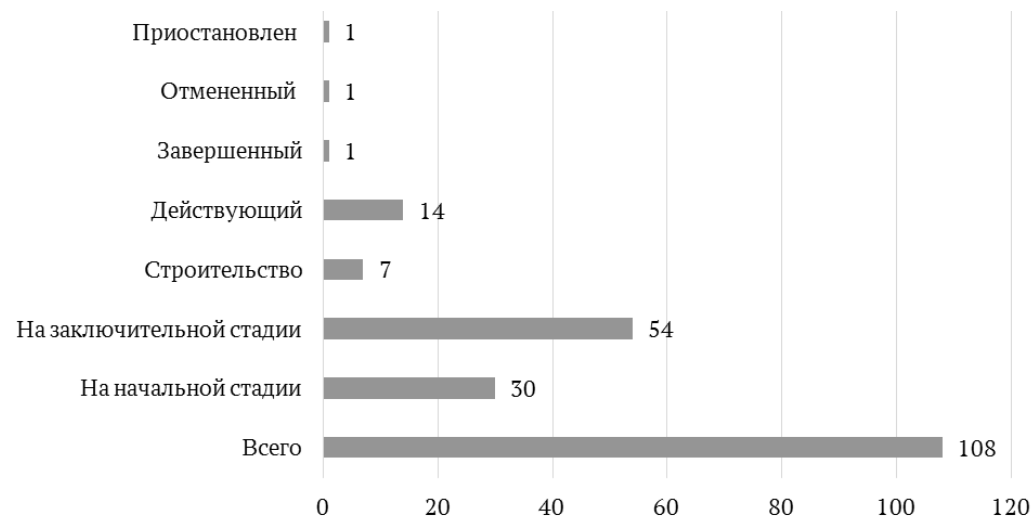
*Source:* Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

**Рисунок 2**

**Коммерческие проекты CCS в США в разбивке по стадиям реализации**

**Figure 2**

**Commercial CCS projects in the USA by stage of implementation**



*Источник:* Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

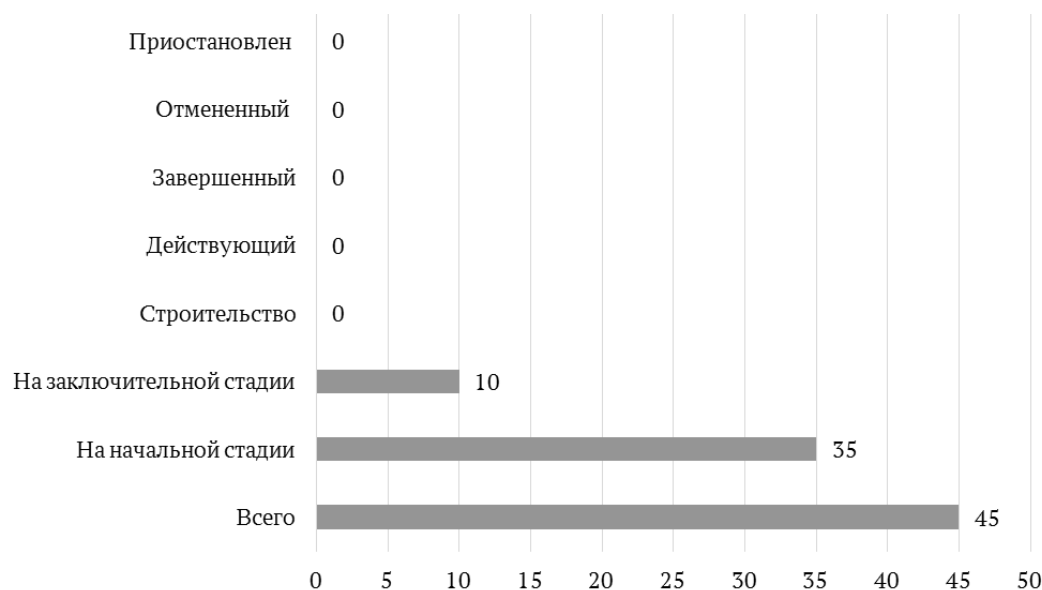
*Source:* Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

**Рисунок 3**

**Коммерческие проекты CCS в Великобритании в разбивке по стадиям реализации**

**Figure 3**

**Commercial CCS projects in the UK by stage of implementation**



*Источник:* Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

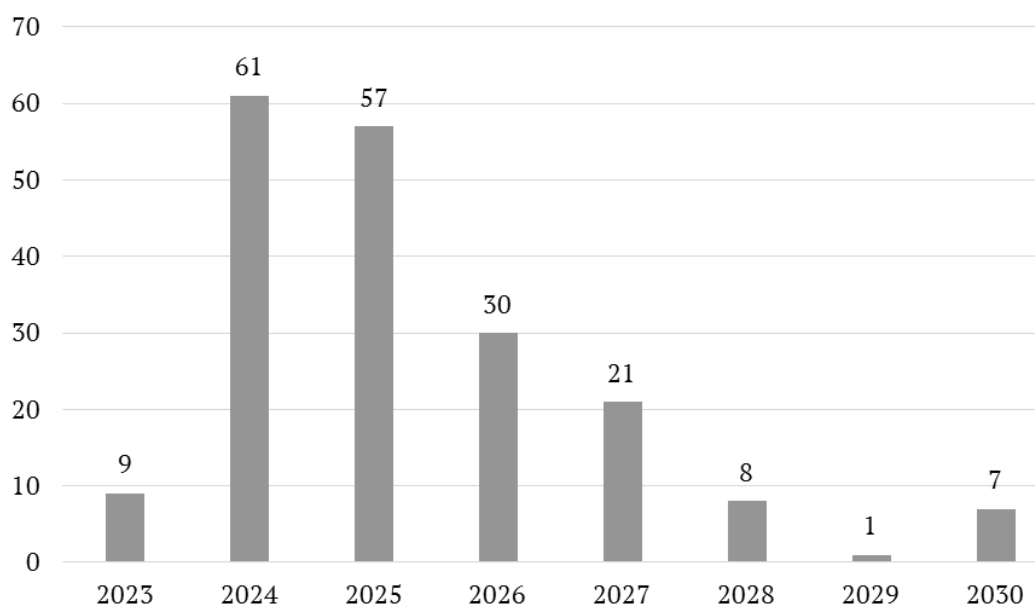
*Source:* Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

**Рисунок 4**

**Количество планируемых к реализации проектов по улавливанию и хранению CO<sub>2</sub> по году ожидаемого ввода в эксплуатацию**

**Figure 4**

**Number of CO<sub>2</sub> capture and storage projects planned for implementation by year of expected commissioning**



*Источник:* Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

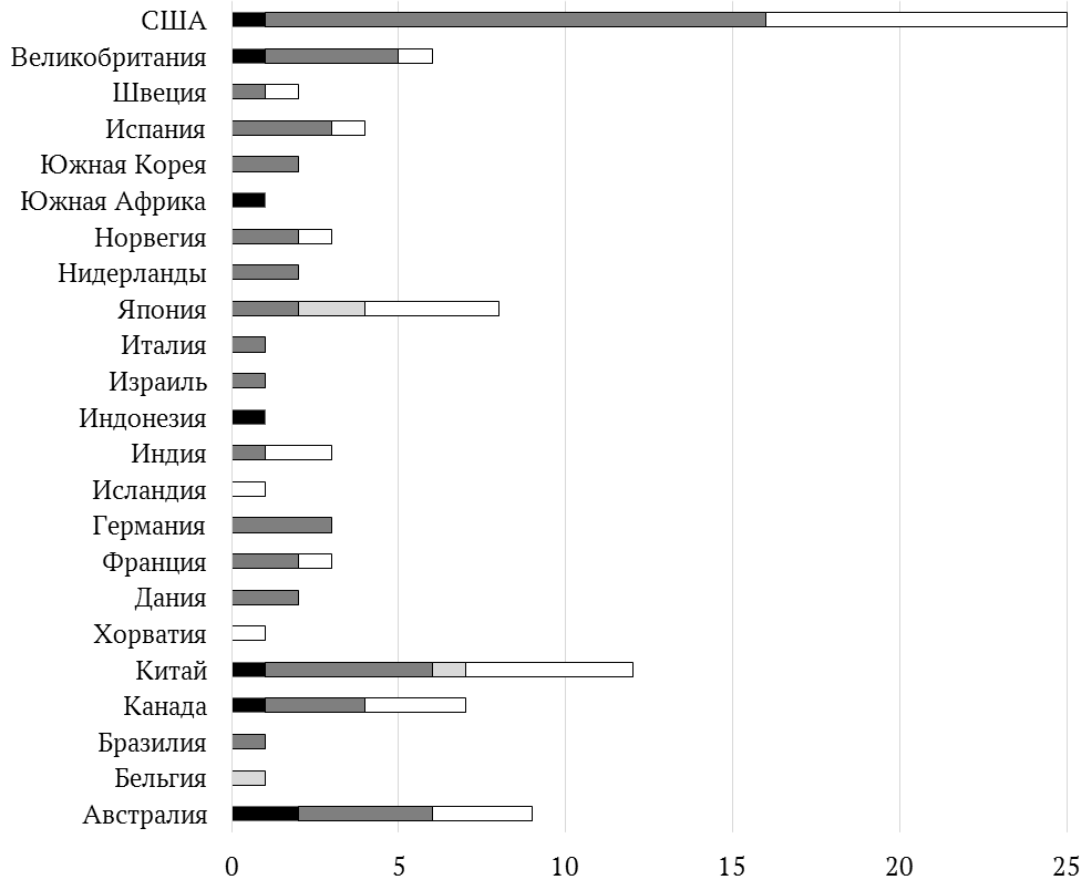
*Source:* Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

**Рисунок 5**

**Количество пилотных и демонстрационных проектов по улавливанию и хранению CO<sub>2</sub> в разбивке по странам и стадиям реализации**

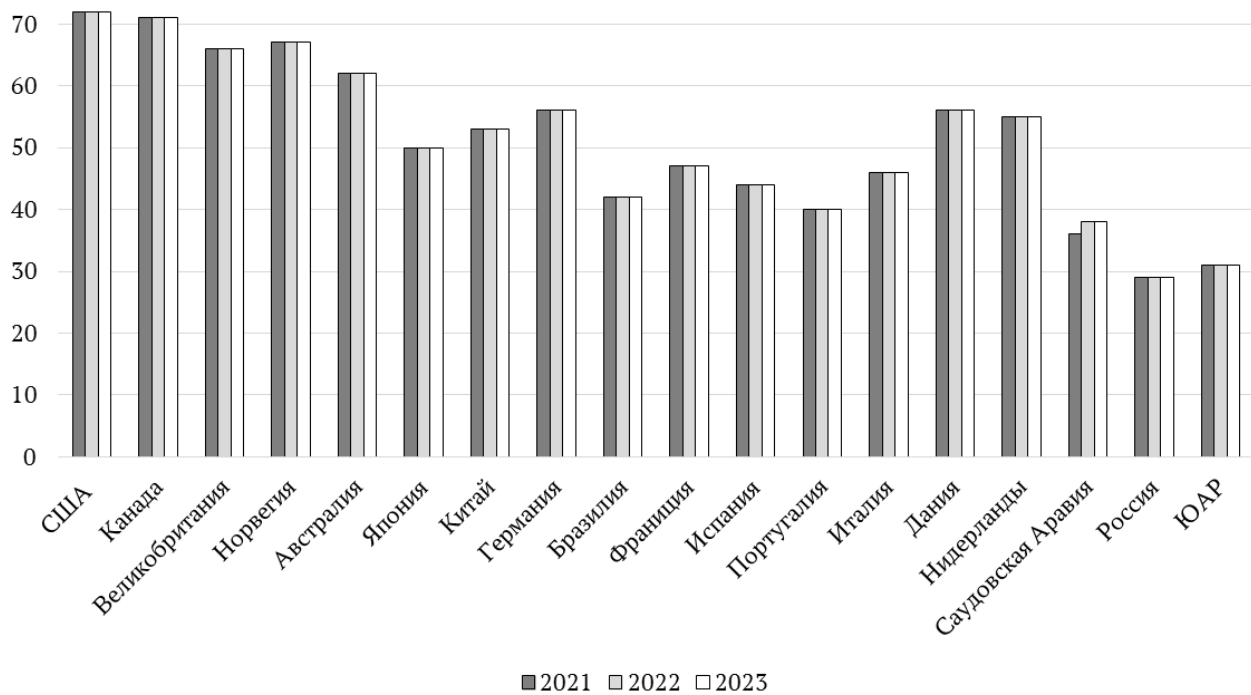
**Figure 5**

**Number of pilot and demonstration projects for CO<sub>2</sub> capture and storage by country and stage of implementation**



*Источник:* Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

*Source:* Global CCS Institute. Facilities Database. URL: <https://co2re.co/FacilityData>

**Рисунок 6****Индекс готовности CCS по выбранным странам в 2021–2023 гг.****Figure 6****CCS Readiness Index for selected countries in 2021–2023**

Источник: Global CCS Institute. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/>

Source: Global CCS Institute. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/>

**Список литературы**

1. Плеваков А.С. Водородная энергетика в рамках энергоперехода Европейского союза // *Энергетический вестник*. 2023. № 28. С. 69–80.  
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vodorodnaya-energetika-v-ramkakh-energoperehoda-evropeyskogo-soyuza?ysclid=lnbg3bx41z179390643>
2. Gomonov K., Reshetnikova M., Ratner S. Economic Analysis of Recently Announced Green Hydrogen Projects in Russia: A Multiple Case Study. *Energies*, 2023, vol. 16, iss. 10. URL: <https://doi.org/10.3390/en16104023>
3. Revinova S., Lazanyuk I., Ratner S., Gomonov K. Forecasting Development of Green Hydrogen Production Technologies Using Component-Based Learning Curves. *Energies*, 2023, vol. 16, iss. 11. URL: <https://doi.org/10.3390/en16114338>
4. Winskel M., Markusson N., Jeffrey H. et al. Learning pathways for energy supply technologies: Bridging between innovation studies and learning rates. *Technological Forecasting and Social Change*, 2014, vol. 81, pp. 96–114.  
URL: <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2012.10.015>

5. Li Y., Chen D.W., Liu M., Wang R.Z. Life Cycle Cost and Sensitivity Analysis of a Hydrogen System Using Low-Price Electricity in China. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, vol. 42, iss. 4, pp. 1899–1911.  
URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.12.149>
6. Bowen Yang, Ruofan Zhang, Zhifang Shao, Cunman Zhang. The Economic Analysis for Hydrogen Production Cost towards Electrolyzer Technologies: Current and Future Competitiveness. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, vol. 48, iss. 37, pp. 13767–13779. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.204>
7. Kaplan R., Kopacz M. Economic Conditions for Developing Hydrogen Production Based on Coal Gasification with Carbon Capture and Storage in Poland. *Energies*, 2020, vol. 13, iss. 19. URL: <https://doi.org/10.3390/en13195074>
8. Ceran B. Multi-Criteria Comparative Analysis of Clean Hydrogen Production Scenarios. *Energies*, 2020, vol. 13, iss. 16. URL: <https://doi.org/10.3390/en13164180>
9. Rubin E.S., Azevedo I.M.L., Jaramillo P., Yeh S. A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*, 2015, vol. 86, pp. 198–218.  
URL: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011>
10. Bui M., Adjiman C.S., Bardow A. et al. Carbon capture and storage (CCS): The way forward. *Energy & Environmental Science*, 2018, vol. 11, iss. 5, pp. 1062–1176.  
URL: <https://doi.org/10.1039/C7EE02342A>
11. Lau H.C., Ramakrishna S., Zhang K., Radhamani A.V. The role of carbon capture and storage in the energy transition. *Energy & Fuels*, 2021, vol. 35, iss. 9, pp. 7364–7386.  
URL: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c00032>

### **Информация о конфликте интересов**

Мы, авторы данной статьи, со всей ответственностью заявляем о частичном и полном отсутствии фактического или потенциального конфликта интересов с какой бы то ни было третьей стороной, который может возникнуть вследствие публикации данной статьи. Настоящее заявление относится к проведению научной работы, сбору и обработке данных, написанию и подготовке статьи, принятию решения о публикации рукописи.

## ECONOMIC ASPECTS OF USING THE TECHNOLOGIES FOR CARBON DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE IN HYDROGEN PRODUCTION PROJECTS

Svetlana V. RATNER <sup>a,\*</sup>;

Anastasiya V. SINEL'NIKOVA <sup>b</sup>

<sup>a</sup> V.A. Trapeznikov Institute of Control Sciences of Russian Academy of Sciences,  
Moscow, Russian Federation  
lanaratner@ipu.ru  
<https://orcid.org/0000-0003-3485-5595>

<sup>b</sup> Kuban State University (KubSU),  
Krasnodar, Russian Federation  
sinelnikova\_nast@mail.ru  
ORCID: not available

\* Corresponding author

### Article history:

Article No. 482/2023  
Received 28 Sept 2023  
Received in revised form  
9 October 2023  
Accepted 26 October 2023  
Available online  
30 November 2023

**JEL classification:** O32,  
Q20, Q42, Q55

**Keywords:** hydrogen  
production, energy  
transition,  
decarbonization, carbon  
dioxide capture and  
storage, low-carbon  
hydrogen

### Abstract

**Subject.** The article addresses one of the most promising alternatives to the development of low-carbon hydrogen production based on renewable energy sources by water electrolysis, i.e. traditional steam conversion of methane and coal gasification, but with the use of CO<sub>2</sub> capture and storage technologies (CCS).

**Objectives.** The aim is to review CCS technologies projects, analyze commercial prospects for their industrial application in the production of low-carbon hydrogen in Russia and internationally.

**Methods.** The study draws on methods of literature review, content analysis of regulatory documentation, descriptive statistics, and case study. Analytical reviews of the International Energy Agency and the CCUS project database of the Global CCS Institute served as the information base of the research.

**Results.** Commercial projects for capture and storage of hydrogen at various stages of development are implemented in 31 countries. Prospects for CCS technologies development in Russia are assessed quite highly in the international expert community. According to the CCS Readiness Index calculated under the methodology of the Global CCS Institute, recently, Russia is among the countries with the highest index figures, although it is inferior to the most BRICS partners.

**Conclusions.** Widespread adoption of CCS technologies can significantly affect the future development of the global energy market and the share of Russia in it. Despite the growing share of renewable energy in the global energy balance and in the production of innovative energy products, the prospects for complete displacement of hydrocarbon fuels from the market currently seem unattainable. Therefore, the decarbonization of the global economy is impossible without CCS technologies development in the coming decades.

© Publishing house FINANCE and CREDIT, 2023

**Please cite this article as:** Ratner S.V., Sinel'nikova A.V. Economic Aspects of Using the Technologies for Carbon Dioxide Capture and Storage in Hydrogen Production Projects. *Economic Analysis: Theory and Practice*, 2023, vol. 22, iss. 11, pp. 2112–2132.  
<https://doi.org/10.24891/ea.22.11.2112>

---

## References

1. Pleshakov A.S. [Hydrogen energy in the framework of the European Union energy transit]. *Energeticheskii vestnik = Energy Bulletin*, 2023, no. 28, pp. 69–80.  
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vodorodnaya-energetika-v-ramkah-energoperehoda-evropeyskogo-soyuza?ysclid=lnbg3bx41z179390643> (In Russ.)
2. Gomonov K., Reshetnikova M., Ratner S. Economic Analysis of Recently Announced Green Hydrogen Projects in Russia: A Multiple Case Study. *Energies*, 2023, vol. 16, iss. 10. URL: <https://doi.org/10.3390/en16104023>
3. Revinova S., Lazanyuk I., Ratner S., Gomonov K. Forecasting Development of Green Hydrogen Production Technologies Using Component-Based Learning Curves. *Energies*, 2023, vol. 16, iss. 11. URL: <https://doi.org/10.3390/en16114338>
4. Winkler M., Markusson N., Jeffrey H. et al. Learning pathways for energy supply technologies: Bridging between innovation studies and learning rates. *Technological Forecasting and Social Change*, 2014, vol. 81, pp. 96–114.  
URL: <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2012.10.015>
5. Li Y., Chen D.W., Liu M., Wang R.Z. Life Cycle Cost and Sensitivity Analysis of a Hydrogen System Using Low-Price Electricity in China. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, vol. 42, iss. 4, pp. 1899–1911.  
URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.12.149>
6. Bowen Yang, Ruofan Zhang, Zhifang Shao, Cunman Zhang. The Economic Analysis for Hydrogen Production Cost towards Electrolyzer Technologies: Current and Future Competitiveness. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, vol. 48, iss. 37, pp. 13767–13779. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.204>
7. Kaplan R., Kopacz M. Economic Conditions for Developing Hydrogen Production Based on Coal Gasification with Carbon Capture and Storage in Poland. *Energies*, 2020, vol. 13, iss. 19. URL: <https://doi.org/10.3390/en13195074>
8. Ceran B. Multi-Criteria Comparative Analysis of Clean Hydrogen Production Scenarios. *Energies*, 2020, vol. 13, iss. 16. URL: <https://doi.org/10.3390/en13164180>
9. Rubin E.S., Azevedo I.M.L., Jaramillo P., Yeh S. A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*, 2015, vol. 86, pp. 198–218.  
URL: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011>

10. Bui M., Adjiman C.S., Bardow A. et al. Carbon capture and storage (CCS): The way forward. *Energy & Environmental Science*, 2018, vol. 11, iss. 5, pp. 1062–1176.  
URL: <https://doi.org/10.1039/C7EE02342A>
11. Lau H.C., Ramakrishna S., Zhang K., Radhamani A.V. The role of carbon capture and storage in the energy transition. *Energy & Fuels*, 2021, vol. 35, iss. 9, pp. 7364–7386.  
URL: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c00032>

### **Conflict-of-interest notification**

We, the authors of this article, bindingly and explicitly declare of the partial and total lack of actual or potential conflict of interest with any other third party whatsoever, which may arise as a result of the publication of this article. This statement relates to the study, data collection and interpretation, writing and preparation of the article, and the decision to submit the manuscript for publication.