



Евразийский Банк Развития



ГЛОБАЛЬНАЯ
ЭНЕРГИЯ

Մաքուր տեխնոլոգիաներ եվրասիայի
կայուն ապագայի համար

Чистые технологии
для устойчивой
будущини Евразии

Евразияның тұрақты
болашағы үшін таза
технологиялар

ЧИСТЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО БУДУЩЕГО ЕВРАЗИИ

Евразиянын туруктуу
келечеги үчүн таза
технологиялар

Технологияҳои тоза барои
ояндаи устувори Авруосиё

ЧИСТЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО БУДУЩЕГО ЕВРАЗИИ

СОВМЕСТНЫЙ ДОКЛАД ЕВРАЗИЙСКОГО
БАНКА РАЗВИТИЯ И АССОЦИАЦИИ
«ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ»



Евразийский Банк Развития



ГЛОБАЛЬНАЯ
ЭНЕРГИЯ

Москва
2021

Чистые технологии для устойчивого будущего Евразии / Под ред. Е. Винокурова. Москва: Евразийский банк развития, Ассоциация «Глобальная энергия», 2021.

Совместный доклад ЕАБР и Ассоциации «Глобальная энергия», подготовленный при участии ключевых международных отраслевых экспертов и молодых ученых, содержит результаты технических исследований, направленных на решение современных вызовов в энергетике и содействующих снижению углеродного следа в Евразии. В фокусе внимания – водородная энергетика и накопители, в том числе в применении к водно-энергетическому комплексу Центральной Азии, офшорная ветроэнергетика, гибридные материалы для альтернативной энергетики, а также технология улавливания, хранения и транспортировки CO₂. Доклад направлен на популяризацию и поддержку исследований и разработок чистых технологий в области энергетики, а также содействие расширению энергетического сотрудничества на пространстве ЕАЭС.

Ключевые слова: энергетика, альтернативные/возобновляемые источники энергии, климат, углеродная нейтральность, гибридные материалы, накопители энергии, ЕАЭС.

JEL: F15, O44, Q40, Q42, Q55, Q56.

Перепечатка и другие формы копирования текста целиком или по частям, включая крупные фрагменты, а также размещение его на внешних электронных ресурсах разрешены при обязательной ссылке на оригинальный текст.

Электронная версия доклада доступна на сайтах Евразийского банка развития и Ассоциации «Глобальная энергия»: <https://eabr.org/analytics/special-reports/> и <https://globalenergyprize.org/ru/>

© Евразийский банк развития, 2021

© Ассоциация «Глобальная энергия», 2021

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИВЕТСТВИЕ
НИКОЛАЯ
ПОДГУЗОВА

4

ПРИВЕТСТВИЕ
СЕРГЕЯ
БРИЛЁВА

5

ПРИВЕТСТВИЕ
УИЛЬЯМА
БЬЮНА

6

ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

8

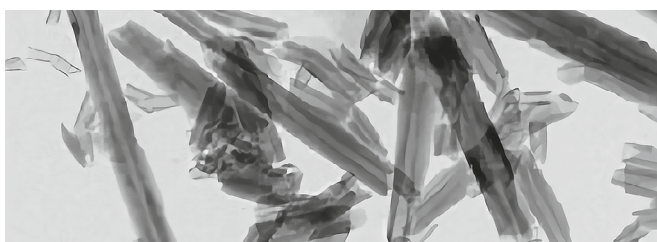


ТЕХНОЛОГИИ УЛАВЛИВАНИЯ,
ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ CO₂

19

ОФШОРНАЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА:
ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

31



ГИБРИДНЫЕ
МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ
АЛЬТЕРНАТИВНОЙ
ЭНЕРГЕТИКИ

41

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДОРОДА
В КАЧЕСТВЕ НАКОПИТЕЛЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ
ВЫЗОВОВ ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
КОМПЛЕКСА ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

47



ПОСЛЕСЛОВИЕ.
ВПЕРЕДИ — МАСШТАБНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ПЕРЕХОД

60

ПРИВЕТСТВИЕ НИКОЛАЯ ПОДГУЗОВА,

председателя Правления Евразийского банка развития



Глобальная энергетическая система стоит перед структурными вызовами, в решении которых ключевую роль приобретают новые виды чистой энергии. В условиях стремительного изменения климата и усиления мирового тренда на декарбонизацию роль традиционных источников энергии будет существенным образом пересматриваться. Развитие чистых технологий в энергетике окажет существенное влияние на структуру экономик Евразии.

Однако применение новых технологий в энергетике сталкивается с рядом сложных проблем как на уровне технологий, так и на уровне их рентабельности. Стратегическим элементом их решения является проведение прикладных исследований, направленных на совершенствование и развитие технологий в энергетике. Необходимо раскрыть потенциал зеленых технологий, которые смогут оказать содействие переходу евразийских стран в новую эпоху. В этом контексте ЕАБР как ключевой институт развития ЕАЭС заинтересован в разностороннем сотрудничестве с интеллектуальным ядром новой энергетики — фондом «Глобальная энергия».

ЕАБР призван сыграть ключевую роль в трансформации данного сектора. Наш Банк как многосторонний банк развития активно содействует формированию зеленой повестки и принимает активное участие в противодействии изменению климата и создании низкоуглеродной энергетики в евразийском регионе. В 2019 г. Советом ЕАБР утверждена Программа финансирования проектов в области ВИЭ на 2020–2024 гг. Доля ВИЭ-проектов в энергетическом портфеле ЕАБР составляет 67%. Согласно утвержденной Советом Банка Стратегии ЕАБР на 2022–2026 гг., ЕАБР будет существенно расширять свое присутствие в области зеленого финансирования. Комплексная тематика водно-энергетического баланса Центральной Азии является стратегическим приоритетом Банка на ближайшие пять лет. Для его реализации ЕАБР намерен идти по пути от прикладных исследований в области экономики, регуляторики и технологий через проекты технического содействия к крупным инвестиционным проектам в центральноазиатском регионе.

В свете нарастающего глобального тренда в зеленой энергетике для стран Евразии открывается много возможностей для ускоренного технологического развития в перспективных отраслях. Например, в водородной энергетике это функциональные возможности применения водорода — от накопителя энергии до технического газа для гидроочистки нефтепродуктов и производства низкоуглеродистой стали. В условиях жесткой конкуренции между энергетическими державами странам Евразии потребуются сотрудничество и координация усилий для совместного использования имеющегося научно-технического потенциала. В конечном итоге это обеспечит большой синергический эффект для развития зеленой энергетики всего региона.

ПРИВЕТСТВИЕ СЕРГЕЯ БРИЛЁВА,

президента Ассоциации «Глобальная энергия»



Дорогие друзья!

Вы держите в руках или читаете онлайн первый в своем роде совместный обзор от Ассоциации «Глобальная энергия» и Евразийского банка развития.

Несмотря на то, что в ближайшие десятилетия мировая энергетика останется в значительной степени углеводородной, с каждым годом в структуре спроса на первичные источники существенно растет роль возобновляемой энергии. Основа этого интереса в первую очередь экологическая. Изменение климата, истощение природных ресурсов и загрязнение окружающей среды беспокоят не только ученых, политиков и экономистов, но и всех небезразличных людей: достаточно вспомнить природные катаклизмы по всему миру летом 2021 г. Из этого

следует и особое внимание, которое уделяется смещению энергетического баланса в сторону чистых источников энергии или экологической модернизации традиционной энергетики.

Крупномасштабные проекты и исследовательские программы разворачиваются сейчас на территории Евразийского экономического сообщества. Поскольку геополитические и территориальные свойства этой зоны, особенно наличие изолированных и труднодоступных территорий, делают развитие и внедрение технологий возобновляемой энергетики привлекательными, ее можно называть зоной перспективного развития.

В докладе речь пойдет о привлекательности гидроэнергетики, о вызовах для плавучих ветроэнергетических платформ и систем производства водорода и многом другом.

Заглядывая в будущее энергетики, мы думаем о тех, кто будет заниматься разработками, экспериментами и широким внедрением новых энергетических инструментов. Развивая нашу инициативу по поддержке талантливых специалистов, мы даем лучшим из претендентов возможность высказаться. Поэтому особое место в докладе занимает глава международного коллектива молодых исследователей, посвященная гибридным материалам, состоящим из природных и синтетических компонентов, незаменимых при разработке высокоэффективных систем хранения и транспортировки энергии, в частности водорода. Создание эффективных и чистых способов использования энергии невозможно без поиска и разработки новых материалов для альтернативных источников энергии.

Эти вопросы волнуют высококвалифицированных специалистов из мира науки и, надеемся, не оставят равнодушной и широкую общественность, стремящуюся быть «в тренде» и получать новейшую информацию о современных веяниях в области чистых технологий и устойчивого развития.

Желаю вам интересного и полезного чтения!

ПРИВЕТСТВИЕ УИЛЬЯМА БЬЮНА,

старшего партнера Oxford GAV Conservation Management LLC,
независимого директора НАО «Международный центр зеленых технологий
и инвестиционных проектов»



Общество, политика, бизнес, каждое предприятие и институт — всем нам необходимо определиться с собственным стратегическим позиционированием и ожидаемыми показателями на фоне вопроса устойчивого развития (возобновляемая энергетика, изменение климата и необходимые инвестиции). Пока весь мир наблюдает за энергетическим переходом, страны Евразии уже давно строят планы по адаптации к новой реальности.

НЕРЕАЛИЗОВАННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

Без сомнения, Евразия обладает большим потенциалом использования как чистых и зеленых технологий, будь то гидроэнергетика, солнечная или ветровая энергетика, так и технологий, основанных на развитой нефтехимической инфраструктуре, например, производства водорода. К тому же, в отличие от так называемых традиционных развивающихся стран, государства ЕАЭС исторически обладают развитой научно-образовательной базой, что позволяет без труда внедрять ведущие технологические разработки. Учитывая небывалый потенциал возобновляемой энергетики и удобное местоположение ЕАЭС — на стыке Европы и Азии, такие энергозатратные сферы, как центры обработки данных, станут весьма привлекательными для реализации в странах ЕАЭС.

И все же внедрение возобновляемых источников не удастся осуществить быстро, равно как и в других странах. В рассматриваемом регионе причиной тому — два важных фактора. Первый связан с проблемами, возникшими на фоне смены экономико-политических систем, которую регион переживает в последние несколько десятилетий. Интересно, что второй фактор связан с экономическим преимуществом, а именно — с жизнеспособным и технически развитым сектором ископаемого топлива, который оттянул на себя внимание политиков, финансирование и человеческий капитал, оставив местное внедрение чистой энергетики ни с чем. В результате реальное развертывание возобновляемых источников и инвестиции в новые энергетические технологии оказались обрывочными, беспорядочными и маломасштабными.

ТИХАЯ ЭВОЛЮЦИЯ

В то время как недавняя дестабилизация климатической ситуации в этом году привлекла внимание к проблемам изменения климата и энергоперехода, страны ЕАЭС спокойно готовили основу для перехода к устойчивым новым энергетическим технологиям с середины 2010-х гг. Все они — от Узбекистана до Кыргызстана — со своими различными заявленными национальными целями в области энергетического баланса и углеродной нейтральности, несмотря на центральное место традиционной энергетики, заняли перспективную позицию, которая проявляется в нескольких отношениях с помощью многоуровневого подхода «сверху вниз».

Особенно легко заметить обновление и корректировку национального законодательства и нормативных актов в области охраны окружающей среды и других секторов устойчивого развития, включая акцент на возобновляемых источниках энергии, «чистой» энергии и регулировании выбросов углерода. Следующим уровнем стало создание рамок трансграничного сотрудничества между странами региона. Наиболее фундаментально ЕАЭС укрепляет различные экологические и общественно-гражданские организации и регулярно проводит информационно-пропагандистские программы по наращиванию потенциала для бизнеса и местных сообществ не только в плане технологий, но и в контексте общей структуры новой энергетической экосистемы.

Мы можем видеть это на примере Казахстана: страна значительно модернизировала и выделила такие рамочные организации, охватывающие описанные выше экосистемы, как Международный центр зеленых технологий и инвестиций (IGTIC), Центр зеленых финансов Международного финансового центра «Астана» и частная Ассоциация экологических организаций Казахстана. Эти организации развиваются с упором не только на краткосрочные проекты или конкретные программы, но и на углубление мобилизации управления и финансирования зеленых технологий.

Примером такого структурного подхода является целенаправленное сотрудничество IGTIC с Министерством экологии Республики Казахстан по разработке национальной рамочной программы «Наилучшие доступные технологии». В рамках этой программы предприятия и компании получают рекомендации по эталонным международным стандартам и практикам, ориентируясь на которые они могли бы оценивать и разрабатывать свои собственные индивидуальные стратегии в области технологий устойчивого развития. Благодаря такому «поступательному» построению и оценке практических технологий, подходящих для региона, освоение возобновляемых источников энергии может быть более масштабным — не проект за проектом, а в целом по всему региону.

Именно в таком контексте в настоящем докладе рассматриваются различные технологические инновации, их возможности и потенциал возобновляемых технологий для ЕАЭС. Подобно «поступательному» подходу к промышленной политике, который сейчас применяется в регионе, мы также должны рассматривать этот доклад как один из многих шагов, на основе которых проводится множество исследований и инноваций.

ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Валерий Бессель, профессор кафедры термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Водородная энергетика, основанная на использовании водорода в качестве энергоносителя, в последние годы приобрела большую популярность — прежде всего в связи с растущими эколого-климатическими проблемами современной глобальной энергетики, истощением доказанных извлекаемых запасов органического топлива и низкой эффективностью тепловой энергетики (Бессель, 2021). Само понятие водородной энергетики возникло как ответ на проблемы загрязнения окружающей среды и энергетического кризиса (Полякова, 2012). К 2050 г., согласно прогнозам (Hydrogen Council, 2017), на водород придется около 18% от всего мирового энергопотребления — потребление водорода к этому времени увеличится до 370 млн тонн в год, а к 2100 г. — до 800 млн тонн. Благодаря переходу на водородную энергетику к 2050 г. эмиссия CO_2 снизится на 60%, при этом спрос на водород может вырасти в 10 раз (Макарян и др., 2020).

В связи с этим требуют уточнения часто употребляемые в экспертных дискуссиях понятия «возобновляемая», «безуглеродная» и «экологически чистая зеленая» энергетика:

- Возобновляемая энергетика в качестве источников энергии использует существующие в природе постоянные или периодически возникающие потоки энергии, к которым относятся прежде всего солнечная, ветровая, геотермальная энергия, энергия потоков воды, энергия сжигания биомассы и твердых бытовых отходов (ТБО), а в перспективе, как ожидается, будет также использовать энергию изотопов водорода — протия, дейтерия и трития, что приведет к промышленному развитию водородной и термоядерной энергетики.
- Безуглеродная энергетика — в результате выработки энергии не образуется так называемого углеродного следа, то есть в окружающую среду не выбрасываются парниковые газы в виде оксидов углерода. К безуглеродной энергетике относятся атомная энергетика и энергия, вырабатываемая из таких ВИЭ, как вода, солнце и ветер.
- Зеленая (экологически чистая) энергетика — энергия ВИЭ, но без геотермальной энергетики, энергии биомассы и энергии сжигания ТБО.

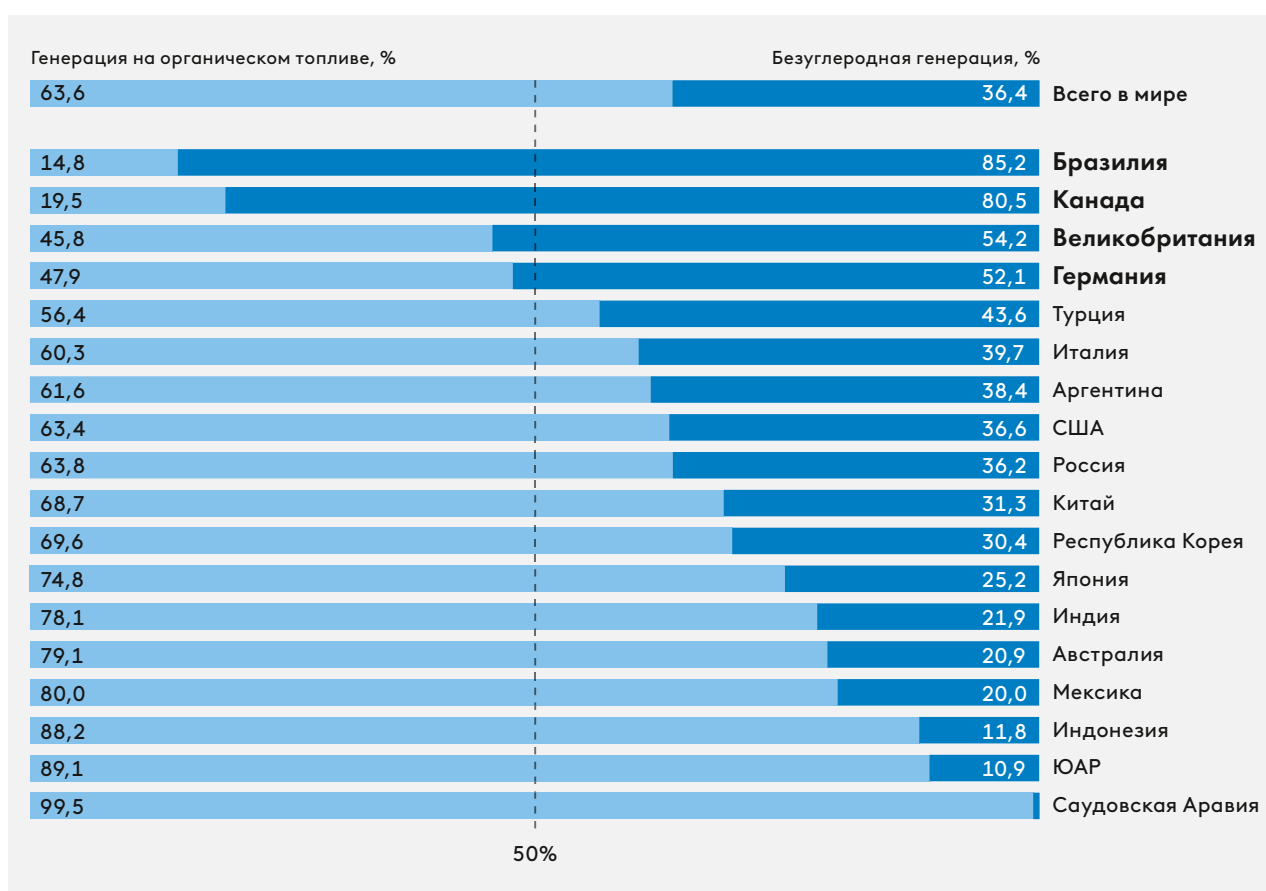
Безуглеродная энергетика и зеленая энергетика могут быть использованы только для генерации электрической энергии и выработки тепла, в то время как органическое топливо может быть использовано также для получения горюче-смазочных материалов для двигателей внутреннего сгорания и продуктов нефте-, газо- и углехимии.

В структуре глобальной генерации электроэнергии органическое топливо и другие виды энергии распределяются следующим образом: уголь — 36,4%, природный газ — 23,3%, гидроэнергетика — 15,6%, атомная энергия и ВИЭ — по 10,4%, нефть и нефтепродукты — 3,1%, биомасса, ТБО и др. — 0,9% (BP, 2020). Тепловая генерация электроэнергии, основанная на сжигании органического топлива, биомассы и твердых бытовых отходов, а также на геотермальной энергетике с выбросами в атмосферу оксидов углерода, на сегодняшний момент доминирует — 63,7%, в то время как доля безуглеродной энергетики с использованием АЭС и ВИЭ (гидро, солнце, ветер) в генерации электроэнергии составляет только 36,3%.

Страны Большой двадцатки G-20, оказывающие определяющее влияние на мировое экономическое развитие, задают современные тренды развития глобальной энергетики. На диаграмме, приведенной на [рис. 1](#), показана структура выработки электроэнергии на тепловых станциях, работающих на сжигании органического топлива, твердых бытовых отходов, и на геотермальных электростанциях и безуглеродных источниках энергии, основанных на АЭС и ВИЭ в странах G-20 (ранжированы сверху вниз по уровню энергопотребления) в 2019 г. ([BP, 2020](#)).

Только в четырех странах G-20 доля безуглеродной генерации превышает долю тепловой генерации — в Бразилии (85,2%), Канаде (80,5%), Великобритании (54,2%) и Германии (52,1%).

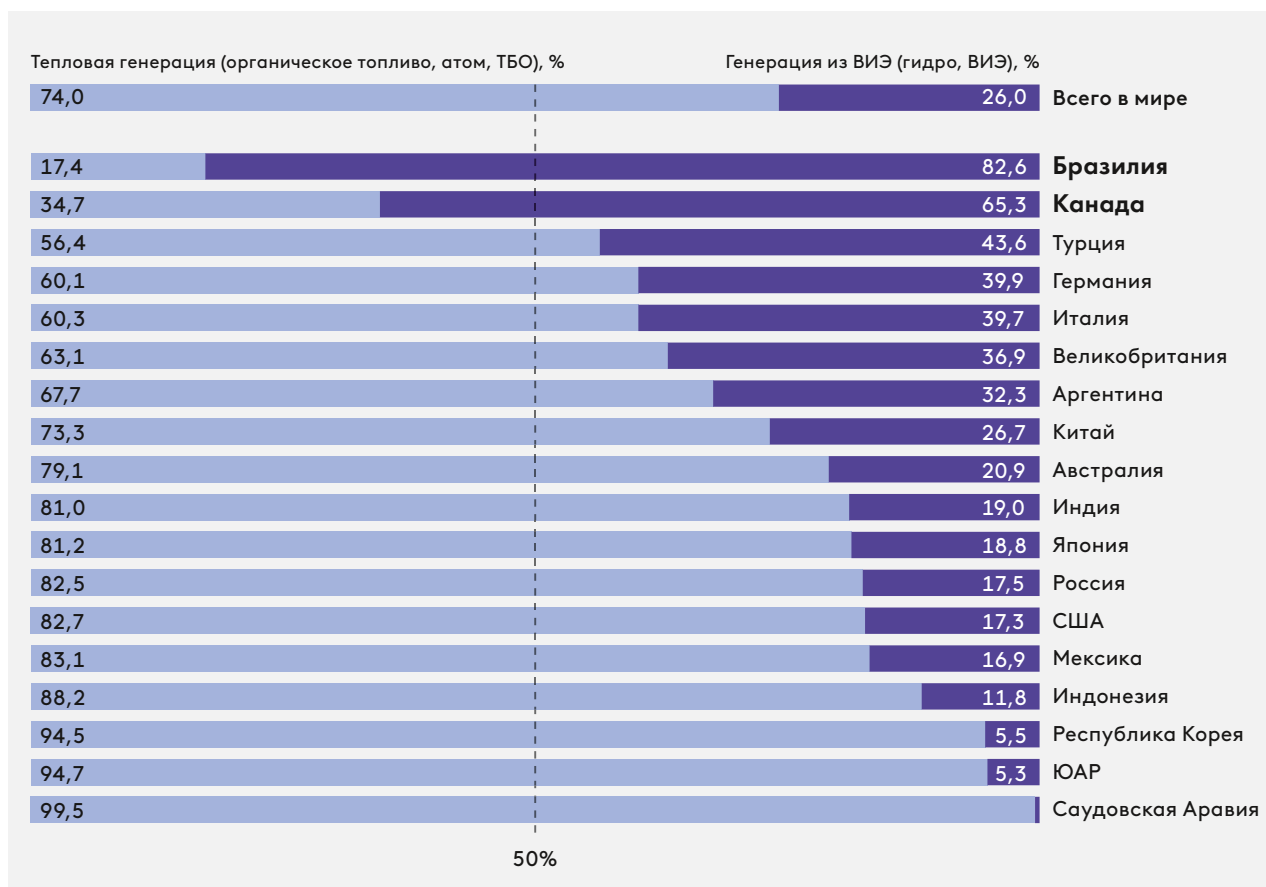
Рис. 1. Доля тепловой и безуглеродной генерации в странах G-20 и в мире в 2019 г., %



Источник: [BP, 2020](#).

Тенденции опережающего роста выработки энергии из ВИЭ объяснимы с точки зрения потенциала и технической доступности этих видов энергии ([Бессель, Лопатин, Кучеров, 2014](#)), а также поддерживаются политическими и эколого-климатическими мотивами, инвестиционными решениями на государственном уровне и связанным с этим существенным технико-технологическим развитием, снижением себестоимости производства электрической энергии из возобновляемых источников, которая стала сопоставимой или ниже себестоимости производства энергии из органического топлива во многих странах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) ([IRENA, 2020](#)).

Рис. 2. Доля тепловой генерации с использованием органического топлива, ТБО, атомной и геотермальной энергии и зеленой генерации из ВИЭ в странах G-20 и в мире в 2019 г., %



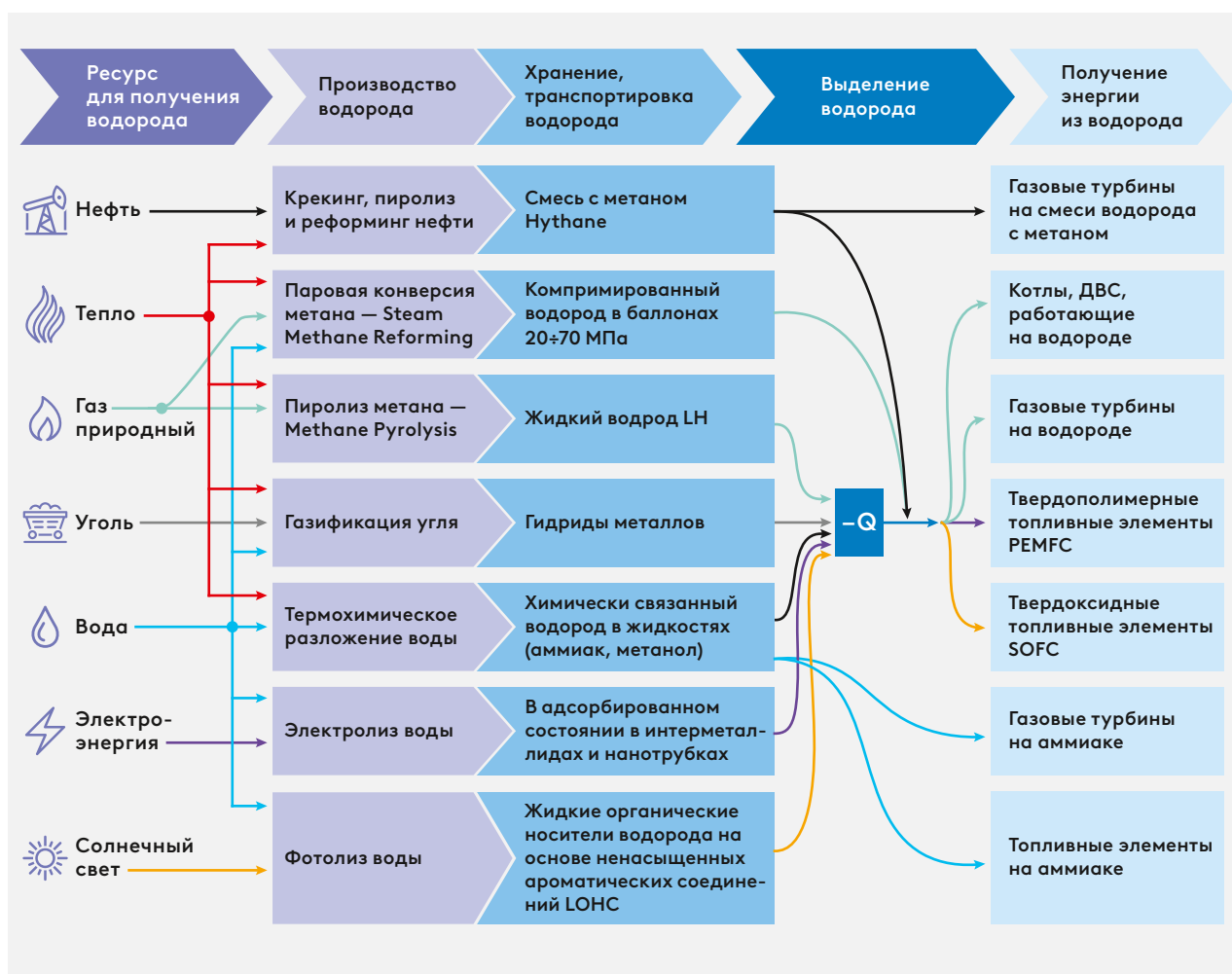
Источник: BP, 2020.

Анализ доли тепловой генерации с использованием органического топлива, ТБО, атомной и геотермальной энергии и зеленой (экологически чистой) энергии из ВИЭ в странах G-20 (ранжированы сверху вниз по уровню энергопотребления) в 2019 г. (BP, 2020) приведен на диаграмме на рис. 2.

Доля зеленой энергии из ВИЭ в общем объеме генерируемой электроэнергии в мире постоянно растет — в 2019 г. составила 26,0%, в то время как в 2000 г. было только 18,5% (BP, 2020). Лидерами G-20 по доле зеленой энергии являются Бразилия (82,6%) и Канада (65,3%) — среди стран G-20 только в них зеленая энергетика в генерации электроэнергии превалирует над тепловой энергетикой.

В качестве быстрее пути решения задачи превалирования зеленой энергетике в генерации электроэнергии в странах G-20 рассматривается промышленное применение в среднесрочной перспективе водородной энергетике как оптимального способа удовлетворения устойчиво растущих потребностей человечества в возобновляемой и экологически чистой энергии наряду с использованием других видов энергии (Полякова, 2012). США, страны ЕС, Великобритания, Япония, Китай, Южная Корея и Австралия уже имеют свои национальные стратегии и программы создания и развития водородной энергетике. В США объем бюджетных ассигнований на водородные проекты в настоящее время составляет 1,7 млрд долл. на пять лет (в несколько раз больше средств поступает от частных компаний), в Европейском союзе — 2 млрд евро, в Японии — 4 млрд долл. на 20 лет (Макарян и др., 2020).

Рис. 3. Основные технологические цепочки водородной энергетики



Источник: составлено автором.

Концепция водородной энергетики включает в себя решение целого комплекса проблем (Козлов, Фатеев, 2009):

- производство водорода с использованием невозобновляемых и возобновляемых источников энергии (органическое топливо, энергия АЭС, гидроэнергетика, энергия солнца, ветра, биомассы);
- хранение и транспортировка водорода;
- использование водорода в энергетике, промышленности, на транспорте и в быту;
- обеспечение надежности и безопасности водородных энергетических систем.

Основные технологические цепочки водородной энергетики от получения до применения водорода в качестве энергоносителя приведены на рис. 3.

Ресурсами для получения водорода сейчас в основном являются органическое топливо (нефть, газ и уголь), вода, солнечный свет, электроэнергия и тепло.

В настоящий момент к основным методам получения водорода и требуемым ресурсам для реализации технологического процесса можно отнести следующие:

- паровая конверсия метана (метан, вода и тепло);
- пиролиз метана (метан, тепло);
- крекинг, пиролиз и риформинг нефти (нефть и тепло);
- газификация угля (уголь, вода и тепло);
- электролиз воды (вода, электроэнергия);
- фотолиз воды (вода, солнечный свет);
- термохимическое разложение воды (вода, тепло).

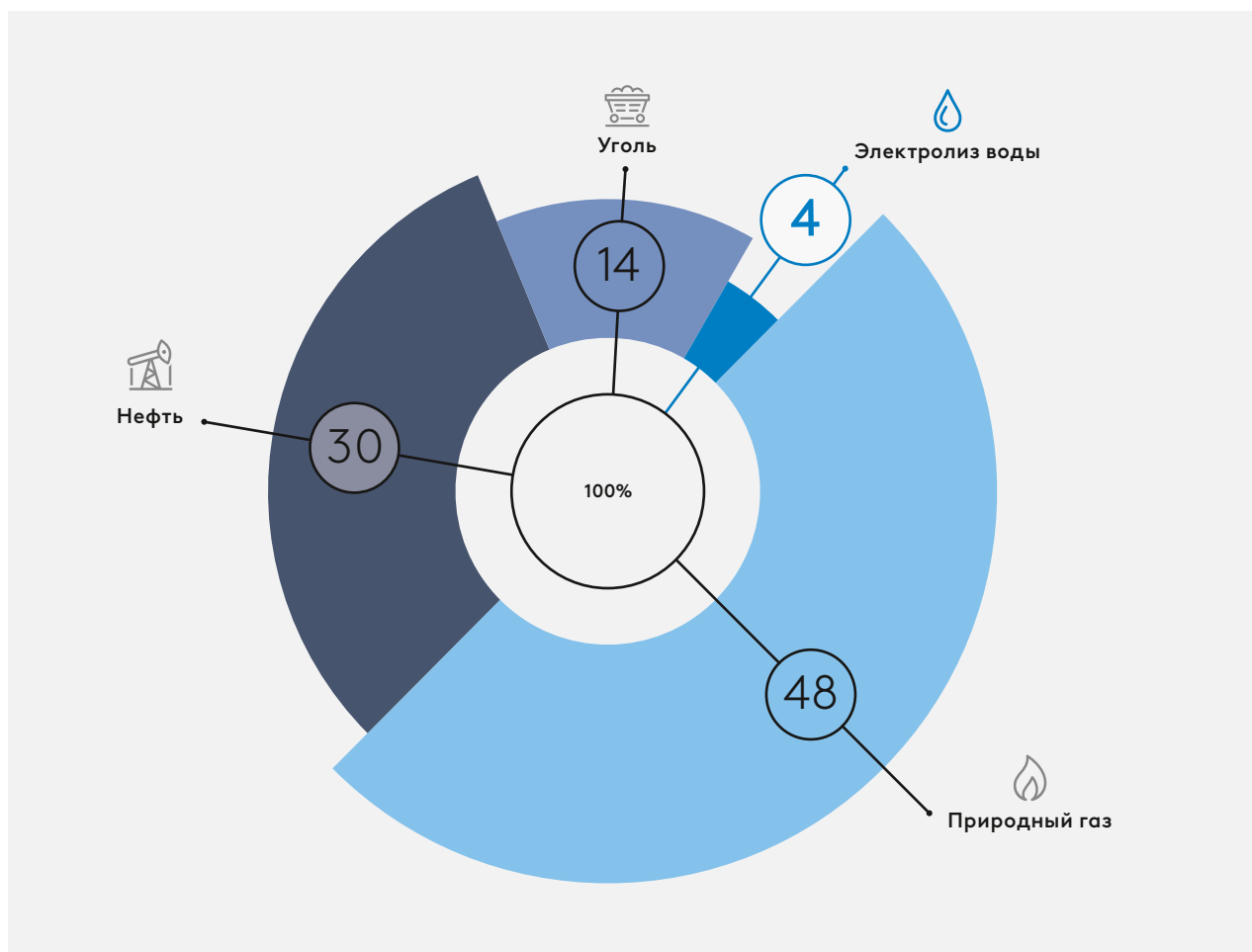
На [рис. 4](#) показана примерная структура распределения сырья для производства водорода в мире по источникам сырья.

В структуре производства водорода в мире сегодня глобально доминирует органическое топливо (природный газ, уголь и нефть) — ~96%, и только ~4% водорода производится методом электролиза воды, что в настоящий момент не позволяет отнести водородную энергетику к возобновляемой и экологически чистой.

В Водородной стратегии ЕС ([European Commission, 2020](#)) водород в зависимости от методов получения подразделяется на следующие виды.

- Возобновляемый (чистый) водород — «зеленый» — получают в результате электролиза воды с использованием электроэнергии, производимой из ВИЭ.
- Водород на основе электричества — получают в результате электролиза воды вне зависимости от источника электроэнергии.
- Водород на основе ископаемых видов топлива — «бирюзовый» — получают в результате различных процессов с использованием ископаемого топлива в качестве сырья, главным образом путем риформинга природного газа (Steam Methane Reforming — SMR).
- Водород на основе ископаемых видов топлива с улавливанием CO₂ — «голубой» — получают с использованием ископаемого топлива, при производстве которого применяют технологии улавливания и хранения углерода, позволяющие уловить до 90% CO₂ (Carbon Capture, Utilisation and Storage — CCUS).
- Низкоуглеродный водород — состоит из водорода на основе ископаемых видов топлива с улавливанием CO₂ и водорода на основе электричества.

Рис. 4. Структура производства водорода в мире по источникам сырья, %

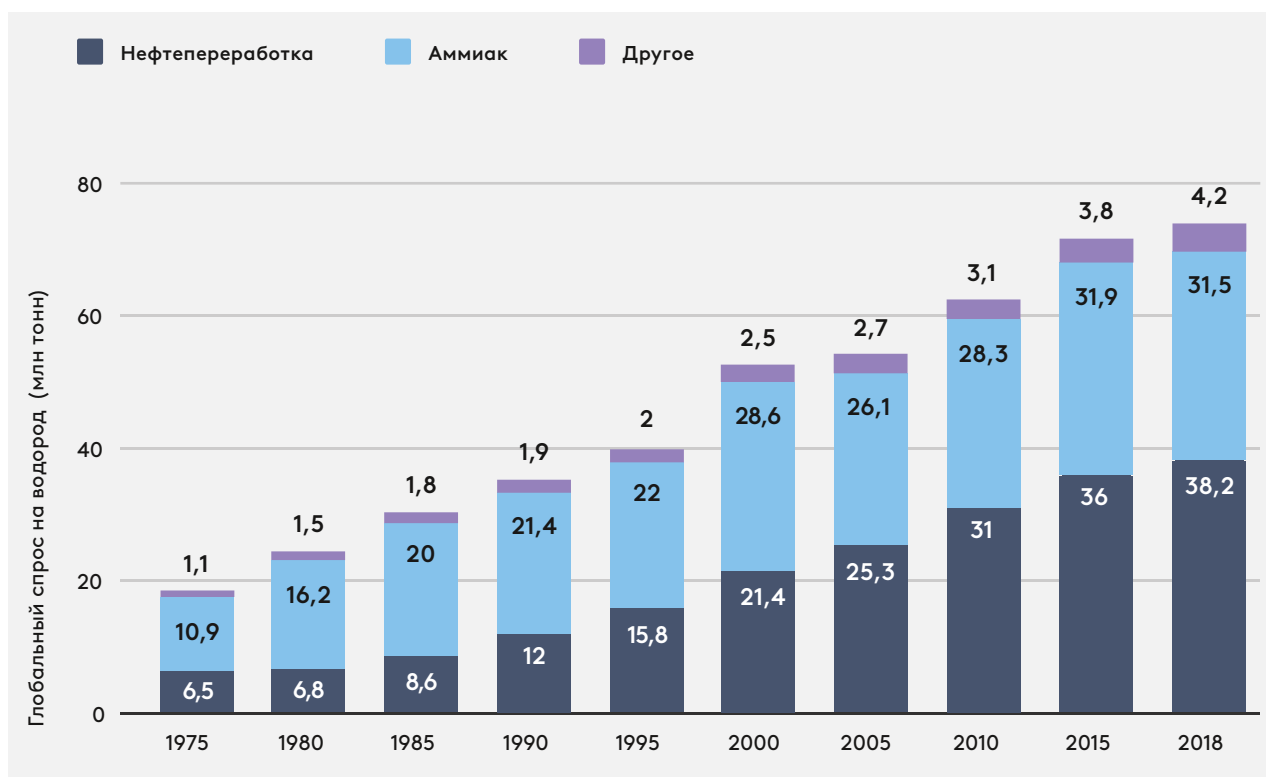


Источник: Макарян и др., 2020.

В качестве основных методов хранения и транспортировки полученного водорода можно выделить следующие:

- сжатый водород в баллонах из стали или композитных материалов под давлением от 200 до 700 атмосфер;
- в сжиженном состоянии при температуре -253°C (20°K);
- в смеси с метаном (Hydrogen and Methane — Hythane) под давлением в газообразном состоянии по трубопроводам или в технологических емкостях;
- в виде гидридов переходных металлов (по сути являются твердым раствором водорода в металле, атомы водорода внедряются в кристаллическую решетку металла);
- в сорбированном состоянии в интерметаллидах (химических соединениях двух и более металлов) или в углеродных нанотрубках;

Рис. 5. Динамика потребления водорода в мире (млн тонн) в различных областях народного хозяйства в период 1975–2018 гг.



Источник: IEA.

- в жидких органических носителях водорода на основе ненасыщенных ароматических носителей (Liquid Organic Hydrogen Carrier — LOHC);
- химически связанный водород в жидкостях (аммиак, метанол).

Выработка энергии из водорода в основном осуществляется:

- на газотурбинных установках, работающих на смеси Hythane;
- на газотурбинных установках, работающих на водороде;
- на газотурбинных установках, работающих на аммиаке;
- сжиганием водорода или смеси Hythane в котельных установках;
- с использованием твердополимерных (Proton Exchange Membrane Fuel Cell — PEMFC) или твердооксидных (Solid Oxide Fuel Cell — SOFC) топливных элементов;
- в высокотемпературных топливных элементах, работающих на аммиаке (ShipFC);
- в прямых метанольных топливных элементах (Direct Methanol Fuel Cell — DMFC).

Водород активно используется не только как источник энергии, но и как ценное химическое сырье в различных отраслях народного хозяйства, в том числе в нефтепереработке, особенно в гидрогенизационных процессах. Потребление водорода в мире постоянно растет — на диаграмме, построенной на основании данных Международного энергетического агентства, показана динамика и структура потребления водорода в мире с 1975 по 2018 г. (рис. 5).

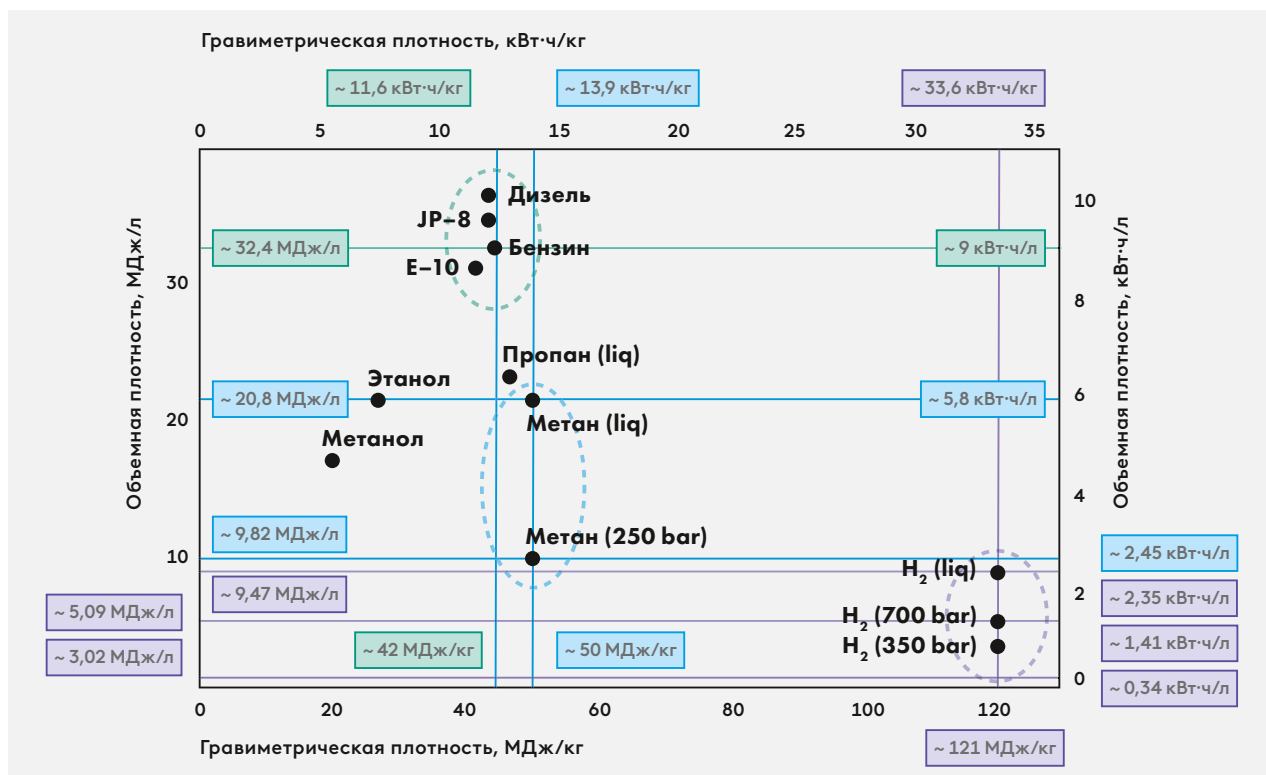
Потребление водорода за рассматриваемый период выросло в четыре раза — с 18,5 млн тонн в 1975 г. до 73,9 млн тонн в 2018 г., причем опережающими темпами росло потребление водорода в нефтепереработке — почти в 5,9 раза, что объясняется устойчивым ростом потребления нефтепродуктов в мире (BP, 2020).

ВОДОРОД КАК ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ

Удельная теплота сгорания водорода (гравиметрическая энергетическая плотность) составляет ~121 МДж/кг, что в 2,4 раза выше, чем у метана (~50 МДж/кг), и в 2,9 раза выше, чем у жидкого углеводородного топлива (~42 МДж/кг). Но использование водорода как источника энергии в реальных условиях напрямую зависит от объемной теплоты сгорания (объемной энергетической плотности — МДж/литр), поскольку любое жидкое или газообразное топливо хранится, транспортируется и потребляется в объемном виде.

На диаграмме, приведенной на рис. 6, показана зависимость гравиметрической энергетической плотности (МДж/кг или кВт·ч/кг), а также объемной энергетической плотности (МДж/литр или кВт·ч/литр) различных видов топлива.

Рис. 6. Зависимость гравиметрической (МДж/кг) и объемной (МДж/литр) энергетической плотности различных топлив



Источник: Naccarella, 2017.

За счет существенно меньшей плотности сжиженный водород имеет объемную энергетическую плотность (~8,47 МДж/литр) ниже, чем газообразный метан, компримированный до 250 атмосфер (~8,82 МДж/литр).

Если же сравнивать объемную энергетическую плотность жидкого водорода с другими видами топлива, то можно видеть, что энергетическая ценность единицы объема жидкого водорода:

- меньше компримированного до 25 МПа метана — в 1,04 раза;
- меньше жидкого метана — в 2,47 раза;
- меньше бензина — в 3,83 раза.

Существенно меньшая, чем у углеводородных аналогов, объемная энергетическая плотность водорода делает в настоящий момент проблемным его применение как источника энергии в реальных энергетических проектах. Тем не менее все ведущие энергетические компании мира прилагают огромные усилия для развития проектов водородной энергетики в силу жестких эколого-климатических требований к современной глобальной энергетике ([European Commission, 2020](#)).

РАЗВИТИЕ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

Водородные технологии в мировом масштабе неизбежно будут развиваться — в первую очередь потому, что без них невозможно достичь целей в борьбе с глобальным изменением климата, стоящих перед многими десятками государств. В России существуют отработанные технологии получения водорода, которые используются на нефте- и газоперерабатывающих заводах для повышения качества переработки углеводородов и на электростанциях для охлаждения генераторов. Страна обладает не только огромными неиспользованными ресурсами для встраивания в новый глобальный рынок, но и собственными теоретическими и технологическими разработками (правда, пока далекими от коммерциализации) и перспективным внутренним спросом ([Митрова, Мельников, Чугунов, 2019](#)).

Минэнерго РФ разработало дорожную карту «Развитие водородной энергетики в России» на 2020–2024 гг., которая легла в основу Плана мероприятий, утвержденного Постановлением Правительства РФ от 12.10.2020 № 2634-р. Россия планирует производить и экспортировать водород в соответствии с мировым трендом на постепенный отказ от углеводородной энергетики. Уже с 2021 г. правительство намерено формировать репутацию России как поставщика водорода, который является одной из альтернатив традиционным энергоносителям. План предусматривает реализацию следующих блоков задач ([Министерство энергетики РФ, 2020](#)):

1. Стратегическое развитие и мониторинг развития ВЭ.
2. Мероприятия по стимулированию и государственной поддержке развития ВЭ.
3. Формирование производственного потенциала.
4. Реализация приоритетных проектов в области ВЭ.
5. Научно-техническое развитие и разработка высокотехнологичных решений.
6. Совершенствование нормативно-правовой базы и системы национальной стандартизации.
7. Развитие кадрового потенциала.
8. Развитие международного сотрудничества.

Как предполагается, в России водородная энергетика сформируется к 2025–2035 гг. Производить водород можно на самых мощных ГЭС на юго-востоке, а также на Ленинградской и Кольской АЭС на северо-западе России. С площадок на юго-востоке России можно будет отгружать партии водорода в страны АТР, а с Ленинградской и Кольской АЭС — в Европу. Конкурентные преимущества России — наличие резервов энергетических мощностей, близость к потенциальным потребителям (страны ЕС, КНР, Япония), а также наличие действующей инфраструктуры транспортировки (Энерджинет, 2018).

Крупнейшие российские энергетические компании — ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК» и ПАО «Росатом» — работают над технологиями получения водорода с минимальным углеродным следом с помощью адиабатической конверсии метана и высокотемпературных атомных реакторов. Технологии находятся в стадии предварительных научных разработок или тестирования на опытной лабораторной установке (Митрова, Мельников, Чугунов, 2019).

На стадии лабораторного тестирования находятся следующие технологии:

- Получение водорода окислением алюминия в воде (Объединенный институт высоких температур РАН).
- Топливные процессоры для конверсии природного газа и дизельного топлива в обогащенную водородом топливную смесь и выделения из нее чистого водорода (филиал «Центральный научно-исследовательский институт судовой электротехники и технологии» ФГУП «Крыловский государственный научный центр»).

Научными разработками в сфере электролиза занимаются Курчатовский институт и исследовательские центры РАН, например, Институт высокотемпературной электрохимии Уральского отделения РАН (Митрова, Мельников, Чугунов, 2019).

Следует также отметить не только большую роль Казахстана и других стран региона как потенциальных экспортеров различных видов водорода, но и их потенциал в продвижении собственных стратегий развития данной отрасли, отвечающих всем требованиям формирующейся водородной инфраструктуры.

Таким образом, можно подвести некоторые итоги развития водородной энергетики на современном этапе.

- Основными целями водородной энергетики являются снижение количества экологически вредных выбросов и переход к возобновляемой энергетике, однако доминирующие в настоящий момент технологии производства водорода из органического топлива не позволяют отнести водородную энергетику к разряду экологически чистых и возобновляемых. Промышленные и экономически оправданные масштабы получения водорода из воды в перспективе позволят водородной энергетике получить статус зеленой.
- Водородная энергетика призвана решить проблему повышения энергетической эффективности, так как тепловая энергетика, основанная на сжигании органического топлива, имеет низкую эффективность. Основным преобразователем энергии водорода в электроэнергию невысокой

мощности в настоящий момент являются топливные элементы, КПД которых достигает 60–80%, что более чем в два раза превышает эффективность тепловой энергетики.

- В высокотехнологических отраслях, таких как авиация, космос, судостроение, атомная энергетика, элементы водородной энергетики используются повсеместно. Это позволяет надеяться на то, что технологические решения будут использоваться и в дальнейшем, если не произойдет технологического прорыва в разработке других видов энергии.
- На современном этапе водородная энергетика находится на стадии интенсивных научно-технологических исследований, которые ведутся во всех развитых странах, однако промышленно востребованных результатов пока недостаточно.
- Рынок водорода в мире активно развивается, все глобальные компании ТЭК инвестируют огромные средства в развитие проектов водородной энергетики. В этой связи у России есть уникальные возможности занять доминирующее место на рынках водорода стран Европы и АТР за счет огромных запасов природного газа и угля, избыточных энергетических мощностей на АЭС и ГЭС, особенно на северо-западе и юго-востоке страны, практически неисчерпаемых ресурсов пресной воды и логистической доступности потенциальных потребителей водорода.

ТЕХНОЛОГИИ УЛАВЛИВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ CO₂

Сергей Хан, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, лауреат Премии Правительства РФ в области науки и техники

Парижское соглашение, принятое 12 декабря 2015 г. 21-й сессией Конференции сторон Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата, сформировало мировой тренд на декарбонизацию экономики. Многие страны развивают собственные программы по снижению воздействия, которое выбросы парниковых газов оказывают на окружающую среду. Наблюдается стремление большинства государств к обеспечению углеродной нейтральности по всем секторам экономики. За последнее десятилетие выбросы CO₂ оцениваются в объеме 31–34 ГтCO₂/год в целом по миру. Для решения масштабных задач по снижению выбросов углекислого газа научное и инженерное сообщество на постоянной основе создает новые технологии — в их числе и те, благодаря которым за последний год снижение выбросов CO₂ составило около 2,1 ГтCO₂ (BP, 2021).

ТЕХНОЛОГИИ УЛАВЛИВАНИЯ

На сегодняшний день в мире насчитывается 65 коммерческих проектов по улавливанию CO₂, находящихся в разной степени реализации (Global CCS Institute, 2020; Хан и др., 2012), в которых применяются следующие технологии улавливания CO₂:

- улавливание CO₂ из точечных источников;
- прямое улавливание CO₂ из воздуха и его хранение (DACCS);
- биоэнергетика с использованием технологии улавливания и хранения CO₂ (BECCS).

Улавливание CO₂ из точечных источников применяется в таких отраслях, как производство цемента и стали, производство водорода или выработка электроэнергии из ископаемого топлива, сжигание отходов. В этом случае CO₂ улавливается до того, как он достигнет атмосферы.

Среди этих отраслей особо стоит выделить производство водорода. 98% его на текущий момент производится из угля посредством газификации и из природного газа путем парового риформинга метана (SMR). Оба процесса генерируют значительные выбросы CO₂. А с учетом активного увеличения доли водорода в перспективном балансе энергопотребления, несмотря на наличие технологий без выбросов CO₂, использованию технологий улавливания гарантировано широкое применение.

Существует несколько технологий улавливания CO₂ из точечных источников, в числе которых:

- улавливание CO₂ после сжигания топлива;
- улавливание CO₂ до сжигания топлива;
- улавливание CO₂ при кислородном сжигании топлива.

Каждый из процессов обеспечивает отделение CO_2 от газового потока. Для этих целей разработано пять технологий — выбор подходящей зависит от технического состояния эмиссии CO_2 , подлежащей улавливанию (концентрация, давление, объем):

- промывка химическим растворителем;
- очистка физическим растворителем;
- адсорбция/десорбция;
- мембранное отделение;
- криогенное сепарирование.

Улавливание CO_2 после сжигания топлива

При традиционном сжигании как окислитель используется воздух, а дымовые газы образуются под давлением окружающей среды. Поэтому отделение CO_2 от дымовых газов — достаточно сложный процесс из-за очень низкого давления и низкой концентрации CO_2 в дымовых газах, состоящих главным образом из азота. При сгорании 1 м^3 природного газа получается $10,52 \text{ м}^3$ выхлопа, а также около $8,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ энергии.

Избыток кислорода (O_2), остающийся в дымовых газах, — это дополнительная проблема. Отделение CO_2 после процесса сжигания требует, чтобы химические растворяющие абсорбирующие/десорбирующие системы, обычно использующие реакции с амином, и специальные химические ингибиторы работали с O_2 . Восстановление амина обратной реакцией требует наличия пара, и эти требования весьма высоки — приблизительно $1,5$ тонны пара на тонну уловленного CO_2 . Кроме того, дымовые газы должны иметь низкий уровень диоксида азота (NO_2) и диоксида серы (SO_2) на входе в поглотитель, чтобы избежать реакций связывания с рециркулирующим амином.

В зависимости от состава дымовых газов после применения обычных средств контроля над выбросами могут дополнительно потребоваться системы уменьшения содержания NO_x и удаления SO_2 .

Основная задача при улавливании CO_2 после процесса сжигания — добиться соответствия высоким требованиям к теплу и энергии, к десорбции амина и компримированию, к осушению жирного (насыщенного водой) CO_2 , который покидает десорбер. Эти требования могут значительно уменьшить совокупную (чистую) производительность и энергетический КПД. Кроме того, абсорберы CO_2 должны быть очень крупными из-за низкого давления и низкой концентрации CO_2 в дымовых газах. Фактический объем газа, обработанного в абсорбере после сжигания, примерно в $60\text{--}100$ раз больше, чем фактический объем газа, обработанного в абсорбере перед сжиганием, — при одинаковом количестве уловленного CO_2 .

Ключевое преимущество улавливания CO_2 после процесса сжигания — это возможность его получения из любого существующего потока дымовых газов. Это позволяет использовать этот метод для модернизации существующих установок без больших изменений в процессах и реконструкций.

Улавливание CO₂ до сжигания топлива

В системах улавливания CO₂ до процесса сжигания топлива осуществляется обработка первичного топлива в реакторе с потоком, насыщенным воздухом или кислородом, для создания смеси, состоящей главным образом из окиси углерода и водорода (синтетический газ). Дополнительный водород наряду с CO₂ образуется в результате реакции окиси углерода с потоком во вторичном реакторе (смещенный реактор). После этого получившаяся смесь водорода и CO₂ может быть разделена на газовый поток CO₂ и поток водорода. Если CO₂ подлежит утилизации, то водород является безуглеродным энергоносителем, который может сжигаться для получения электроэнергии и/или тепла. Хотя первоначальные этапы преобразования топлива являются более сложными и дорогостоящими по сравнению с системами, действующими после сжигания, образующиеся при помощи смещенного реактора высокие концентрации CO₂ (обычно 15–60% по объему на сухой основе) и высокое давление, весьма характерные для этих применений, создают более благоприятные условия для сепарации CO₂.

Ключевое преимущество улавливания CO₂ до процесса сжигания — использование H₂ как промежуточного носителя энергии. H₂ имеет много потенциальных стратегических долгосрочных преимуществ перед парами и направленным теплом с улавливанием CO₂ после процесса сжигания или кислородным сжиганием.

Сложность улавливания CO₂ до процесса сжигания состоит в сложной химической обработке, связанной с первым этапом газификации по преобразованию топлив в синтетические газы CO и H₂ под давлением. Необходимые экспертиза и опыт обычно ограничены химической и нефтедобывающей промышленностью. Также требуются существенные капиталовложения в оборудование по преобразованию исходного сырья в синтетический газ. Большие затраты энергии на этапе производства синтетического газа также могут повлиять на показатели полной энергии на единицу уловленного CO₂, которые при улавливании CO₂ до процесса сжигания больше, чем при улавливании CO₂ после процесса сжигания.

Улавливание CO₂ до процесса сжигания целесообразно рассматривать только для нового строительства или серьезной реконструкции существующего технологического оборудования.

Улавливание CO₂ при кислородном сжигании топлива

Кислородное сжигание — одна из вариаций улавливания CO₂ после сжигания топлива. Топливо сжигается в кислороде, а не в воздухе. Таким образом, отходящий газ содержит главным образом углекислый газ и водяной пар.

В данном случае дымовой газ характеризуется высокими концентрациями CO₂ (более 80% по объему). Затем водяной пар удаляется посредством охлаждения и компрессии газового потока. Сжигание топлива с обогащением кислородом требует получения кислорода из воздуха в начале технологической цепочки, при этом в большинстве современных конструкций предполагается использование кислорода с чистотой в 95–99%.

Кислородное сжигание для улавливания CO₂ имеет несколько преимуществ. Первое преимущество состоит в том, что этот метод подходит для модификации существующих систем сжигания. Это особенно привлекательно для систем типа существующих цементных печей или установок

жидкого каталитического крекинга на заводах по очистке нефти, где преобразование воздуха в кислород дает увеличение производительности. Второе преимущество — предотвращение сложных химических процессов, связанных с системами улавливания CO_2 до процесса сжигания и после процесса сжигания; при этом также устраняется необходимость в средствах контроля над SO_2 и NO_x . Третье преимущество состоит в том, что совокупные требования к энергии при кислородном сжигании меньше, чем при улавливании CO_2 после процесса сжигания.

Основными недостатками кислородного сжигания топлива являются большая потребность в кислороде и капитальные энергозатраты на его производство. В сравнении с улавливанием CO_2 до процесса сжигания кислородное сжигание требует в два-три раза больше кислорода на то же количество улавливаемого CO_2 . Большой расход энергии для такого запаса кислорода может значительно уменьшить совокупную (чистую) производительность и КПД.

DACCS/BECCS

Технологии отрицательных выбросов (DACCS/BECCS) способны обеспечить возврат углерода, выброшенного в атмосферу в виде CO_2 .

Технология BECCS предусматривает удаление CO_2 из атмосферы растениями, а затем его извлечение из продуктов сгорания при сжигании биомассы. При использовании технологии DACCS CO_2 улавливается прямо из воздуха.

BECCS и DACCS могут фактически обеспечить улавливание CO_2 из воздуха из любого источника ископаемого топлива в любой точке мира. Ожидается, что метод BECCS будет менее затратным (возможно, от 50 до 200 долл. за тонну удаленного и хранимого CO_2), в то время как DACCS может быть примерно вдвое дороже. Однако DACCS может обеспечить удаление больших объемов CO_2 из атмосферы без нагрузки на природные системы, необходимые для выращивания биомассы (рис. 7).

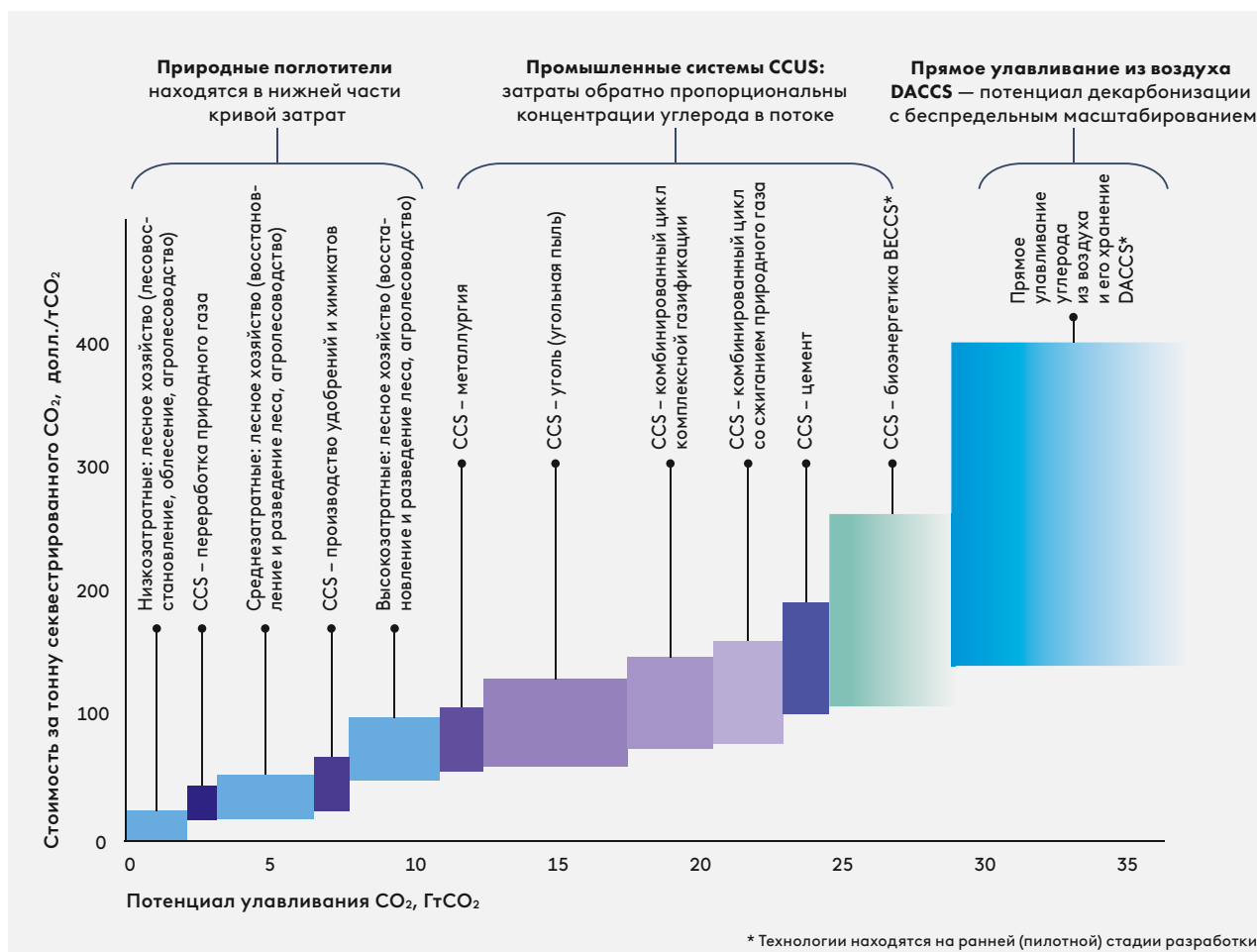
ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ

Кроме случаев, когда установки улавливания углекислого газа находятся непосредственно над местом захоронения, захваченный CO_2 должен быть доставлен из точки улавливания к месту хранения.

Трубопроводы функционируют сегодня в качестве совершенной рыночной технологии и являются наиболее распространенным способом транспортировки CO_2 . Углекислый CO_2 в трубопроводах предпочтительно транспортируют при давлении свыше 7,39 МПа и низких температурах, чтобы предотвратить двухфазовые режимы потока и повысить его плотность. Поэтому он находится в так называемом «сверхкритическом» состоянии и его плотность становится близка к плотности жидкости. CO_2 можно также перевозить в виде жидкости судами, автодорожным или железнодорожным транспортом в изолированных цистернах при температуре, которая значительно ниже температуры окружающей среды, и при гораздо более низком давлении.

Первый трубопровод большой протяженности для доставки CO_2 вступил в действие в начале 1970-х гг. В США по трубопроводу протяженностью свыше 2 500 км доставляется более 40 Мт CO_2 в год из естественных и антропогенных источников — главным образом в такие места в Техасе, где CO_2 используется для повышения коэффициента извлечения нефти. Эти трубопроводы действуют в режиме «плотной фазы» (в котором происходит постоянная прогрессия из газа в жидкость без

Рис. 7. Кривая затрат на секвестрацию углерода и потенциал сокращения выбросов парниковых газов



Источник: UNECE, 2021a.

явно выраженного изменения фазы) и при температуре окружающей среды и высоком давлении. В большинстве случаев поток приводится в движение посредством компрессоров на верхнем конце потока, хотя у некоторых трубопроводов имеются промежуточные (вспомогательные) компрессорные станции. Общая длина разветвленной сети трубопроводов углекислого газа в США составляет 7,2 тыс. км, что сопоставимо с длиной сети нефтепроводов «Дружба», имеющей протяженность 8,9 тыс. км (Парсегов, 2017).

В некоторых ситуациях или местах транспортировка CO₂ судами может оказаться экономически более выгодной, особенно когда CO₂ необходимо перевозить на большие расстояния или через море. Характеристики сжиженного CO₂ аналогичны характеристикам метана, и масштабы использования данной технологии могут быть увеличены до размера крупных перевозчиков CO₂, если потребуется удовлетворение спроса на подобные системы.

Перевозка авто- и железнодорожными цистернами — также технически осуществимый вариант. Эти системы перевозят CO₂ при температуре –20°C и давлении 2 МПа. Однако они являются менее

экономически эффективными по сравнению с трубопроводами и судами, за исключением очень малых объемов, и вряд ли подходят для крупномасштабных проектов (МГЭИК, 2005).

ТЕХНОЛОГИИ ХРАНЕНИЯ

Наиболее перспективной технологией хранения CO_2 является его закачка в геологические структуры (Хан и др., 2012). При применении данного способа после процесса улавливания CO_2 сжимается и закачивается в слои пористой породы на глубину 1 км или более, под непроницаемые породы. Для этих целей рассматривают в основном четыре варианта геологических объектов: истощенные месторождения нефти и газа, глубокие водоносные пласты, угольные пласты, а также замена буферного объема газа в подземных хранилищах газа (ПХГ).

Истощенные месторождения углеводородов

Несколько факторов делают истощенные залежи нефти и газа хорошими кандидатами на роль хранилищ CO_2 . Во-первых, наличие эффективной покрывающей породы — это то, что позволило нефти и газу накапливаться в течение геологических периодов. Во-вторых, поскольку пористость и проницаемость их пластов были достаточными для добычи флюидов, они обеспечат возможность закачки CO_2 . Третий аспект заключается в том, что подробные сведения о геологической структуре и физических свойствах этих коллекторов накапливаются в ходе разведки и добычи — следовательно, меньше риск того, что закачанный CO_2 поведет себя неожиданным образом.

Хранение CO_2 в истощенных месторождениях можно осуществлять двумя способами.

Первый — повышение нефтеотдачи пластов (EOR). Это широко используемый процесс, при котором CO_2 закачивается в истощенные нефтяные месторождения в рамках операционной деятельности для добычи нефти, которая в противном случае была бы невозможна: при закачке CO_2 последний растворяется в нефти, значительно снижая ее вязкость, что позволяет увеличить ее текучесть. По окончании эксплуатации месторождения практически весь закачанный CO_2 остается в пласте.

Возможно, наиболее важным является то, что закачка CO_2 в истощенные нефтяные месторождения предполагает коммерческую выгоду: фактически в некоторых регионах уже является обычной практикой закачка CO_2 исключительно в целях извлечения нефти, которую иначе невозможно добыть.

Второй способ — непосредственно захоронение CO_2 в истощенных месторождениях, не преследуя цель повысить коэффициент извлечения углеводородов, а используя пласт-коллектор исключительно в качестве свободного резервуара.

Глубокие водоносные пласты — это подземные геологические структуры, образованные проницаемой породой, содержащей минерализованную пластовую воду. Чтобы водоносный пласт был пригоден для хранения CO_2 , он должен отвечать трем основным требованиям.

1. Достаточная пористость, проницаемость, толщина пласта и структурная форма.

Пористость и проницаемость гарантируют, что геологическая структура сможет вместить CO_2 ; значительная мощность, наряду с латеральным распространением водоносного пласта, имеют критически важное значение для удержания значительного объема. Наиболее очевидно использовать антиклинальные структурные формы водоносных пластов.

2. Достаточная глубина.

В идеале водоносный пласт должен иметь минимальную глубину ~800 м. В то время как на поверхности земли CO₂ представляет собой газ, на глубине он может переходить в жидкое или в «сверхкритическое» состояние с высокой массовой плотностью, что удобно для хранения.

3. Непроницаемая покрывка.

Барьерная непроницаемая порода должна перекрывать водоносный пласт, чтобы предотвратить вертикальную миграцию CO₂, при которой он мог бы высвободиться в атмосферу.

Угольные пласты

Угольные месторождения встречаются во многих осадочных бассейнах. Как правило, угольные пласты разрабатываются только до глубины ~1500 м. В принципе, более глубокие угольные пласты могут быть пригодными в качестве подземных коллекторов CO₂. Механизм хранения CO₂ в угольных пластах отличается от такового в водоносных пластах. После закачки CO₂ он прочно связывается с поверхностями угольной матрицы в результате адсорбции. По аналогии с увеличением нефтеотдачи пластов на нефтяных месторождениях в этом случае может присутствовать экономический стимул. Очень часто угольные пласты содержат метан угольных пластов, который адсорбируется на угольной матрице. По мере того как CO₂ адсорбируется на поверхности угольной матрицы, изначально связанный метан десорбируется и высвобождается и может быть извлечен из эксплуатационных скважин. Этот процесс известен как усовершенствованное извлечение метана из угольных пластов с помощью CO₂ и используется в бассейне Сан-Хуан в США. Важнейшим критерием осуществимости этого варианта хранения является проницаемость угольных пластов — она определяет, может ли закачиваемый CO₂ достичь больших участков угольной матрицы. Уголь, который залегают слишком глубоко для добычи, зачастую сильно уплотнен и имеет слишком низкую проницаемость, чтобы обеспечить возможность эффективной закачки CO₂. Кроме того, многие угольные пласты разбухают при закачке CO₂, что значительно снижает их проницаемость. В целом хранение CO₂ в глубоких угольных пластах с низкой проницаемостью по-прежнему связано с нерешенными геоинжиниринговыми проблемами (UNECE, 2021b).

Замена буферного объема газа в ПХГ

В настоящее время в мире насчитывается около 700 ПХГ (Макарьев и др., 2020; Михаленко, 2018). Для обеспечения необходимой суточной производительности ПХГ на стадии создания объекта закачивается буферный объем газа, который выполняет роль «подушки» и не используется в период эксплуатации. С целью оптимизации затрат и повышения экологичности производства рассматривается возможность замены буферного метанового газа на неуглеводородные газы, в частности CO₂ (Дмитриевский и др., 2009).

Впервые в практике данный метод был опробован компанией Gaz De France на подземном хранилище Saint-Clair-Sur-Epte, которое создано в водоносном пласте Rauracian (Tek, 1989; Laille, Molinard, Wents, 1988). Специалисты Gaz De France решили заменить 20% буферного объема природного газа неуглеводородным газом, состоящим преимущественно из азота (87,4%) и CO₂ (11,2%). Закачка неуглеводородного газа началась в 1979 г., и за весь период было закачено 60,2 млн м³ неуглеводородного газа.

В случае с заменой буферного объема газа ПХГ целесообразно подбирать такие термобарические пластовые условия, при которых углекислый газ находится в «сверхкритическом» состоянии, так как при этом удастся уменьшить зону смешения углекислый газ — метан (Хан, Дорохин, Бондаренко, 2016; Хан и др., 2017; Дмитриевский, 2009).

Также необходимо учитывать ряд вызовов, которые возникают при рассмотрении вопросов закачки CO_2 в пласт. В их числе:

- выпадение вторичных карбонатов, которые могут привести к снижению проницаемости пласта-коллектора;
- коррозия оборудования;
- взаимодействие с пластовой водой, приводящее к растворению CO_2 в воде либо взаимодействию с растворенными катионами двух- и трехвалентных металлов с дальнейшим выпадением карбонатов;
- взаимодействие с породами пласта-коллектора, приводящее к изменению минерального состава;
- перетоки и утечки углекислого газа;
- фильтрационно-конвективная диффузия и смешение с активным объемом газа (при частичном замещении буферного газа) (Хан, Дорохин, Бондаренко, 2016; Хан и др., 2017; Дмитриевский, 2009).

Частичное нивелирование данных проблем возможно при закачке углекислого газа в месторождения с высоким содержанием CO_2 в начальном составе газа (Дмитриевский, 2009).

Для решения названных задач в ПАО «Газпром» выполняется ряд исследований. Так, были проведены эксперименты по оценке воздействия различных смесей неуглеводородных газов (N_2 , CO_2 , O_2 , CO) на скорость коррозии металла подземного оборудования на Северо-Ставропольском ПХГ.

На развитие коррозионных процессов в газовой смеси, содержащей агрессивные компоненты, большое влияние оказывает температура среды.

Для условий Северо-Ставропольского ПХГ скорость коррозии в смесях ($\text{N}_2 + \text{CO}_2$) в отсутствие кислорода минимальная и составляет 0,0028–0,0048 мм/год.

Добавление в смесь неуглеводородных газов ($\text{N}_2 + \text{CO}_2$) кислорода (O_2) резко меняет скорость коррозии металла. Скорость коррозии в присутствии O_2 в смеси неуглеводородных газов во влагонасыщенной среде возрастает на порядок и при постоянной концентрации O_2 (2% об.), изменяя концентрацию N_2 и CO_2 , составляет 0,021–0,055 мм/год. При этом чем выше во влагонасыщенной среде концентрация CO_2 в смеси с N_2 и O_2 , тем выше скорость коррозии металла. В отсутствие CO увеличение скорости коррозии с повышением концентрации CO_2 можно объяснить быстрой диффузией O_2 к поверхности металла как более агрессивного газа, особенно в присутствии воды. Последующее увеличение

концентрации CO₂, вероятно, способствует разрыхлению оксидной пленки и лучшему проникновению агрессивных газов к поверхности металла и его дальнейшему окислению.

Противоположная картина наблюдается при добавлении монооксида углерода, CO, в смеси неуглеводородных газов, содержащих азот, диоксид углерода и кислород. В присутствии в смеси CO, при постоянной концентрации O₂ (2% об.) и CO (0,5% об.), с увеличением концентрации диоксида углерода CO₂ в смеси наблюдается снижение скорости глубинной коррозии металла за счет образования более устойчивой сплошной оксидной пленки на поверхности металла. И в этом большую роль играют парциальные давления (соотношение концентраций в смеси) CO₂ и CO при определенных термобарических условиях.

Устойчивость металла к агрессивным компонентам (O₂, CO₂, H₂O) будет зависеть от свойств образующихся пленок (сплошные или нет, тонкие или толстые), механизма и скорости их роста, влияния различных факторов при определенных термобарических условиях.

При отсутствии сплошного плотного слоя или достаточно пористого слоя пленки окисляющий газ свободно проникает через нее к поверхности металла, адсорбируется и вступает с металлом в химическую реакцию. Лимитирующей стадией роста толщины пленки является диффузия кислорода к поверхности металла.

Еще одним вариантом хранения CO₂ является его закачка после улавливания непосредственно в глубинную часть океана (на глубины более 1 тыс. м), где большая его часть будет изолирована от атмосферы в течение столетий. Это может быть достигнуто посредством транспортировки CO₂ по трубопроводам или судами к месту хранения в океане, где он закачивается в водяной столб океана или на морское дно. Хранение в океане еще не применялось и не демонстрировалось на экспериментальном уровне и до сих пор находится на этапе исследований. Тем не менее проведены эксперименты на местах небольшого масштаба, и в течение 25 лет проводились теоретические, лабораторные и модельные исследования целевого хранения CO₂ в океане.

Океаны покрывают более 70% поверхности Земли, а их средняя глубина составляет 3800 м. Поскольку двуокись углерода может растворяться в воде, происходят естественные обмены CO₂ между атмосферой и водой на уровне поверхности океана, которые продолжаются до достижения равновесия. В случае повышения атмосферной концентрации CO₂ дополнительный CO₂ постепенно поглощается океаном. Таким образом океанами было поглощено около 500 ГтCO₂ (140 ГтC) из общего количества антропогенных выбросов в 1300 ГтCO₂ (350 ГтC), попавших в атмосферу за последние 200 лет. Из-за повышения атмосферных концентраций CO₂ в результате деятельности человека по сравнению с доиндустриальными уровнями океаны поглощают в настоящее время CO₂ в объеме порядка 7 ГтCO₂·год⁻¹ (2 ГтC·год⁻¹).

Большая часть этой двуокиси углерода остается сейчас в верхних слоях океана, что приводит к уменьшению pH на уровне порядка 0,1 на поверхности океана в силу кислотного характера действия CO₂ в воде. Сегодня, однако, не отмечается практически никаких изменений pH в океанских глубинах. Согласно прогнозам моделей, за последующие несколько столетий океаны поглотят в конечном итоге большую часть CO₂, выброшенного в атмосферу, поскольку CO₂ растворяется на уровне поверхности океана и затем перемешивается с глубинными водами (МГЭИК, 2005).

ПРИМЕР РЕАЛИЗАЦИИ

В качестве активно развивающихся проектов по направлению CCS можно выделить проект Porthos (Нидерланды), в котором CO_2 из порта Роттердама будет транспортироваться и храниться в истощенном газовом месторождении на дне Северного моря. Участвующие в проекте компании будут поставлять CO_2 в общий трубопровод, который проходит через портовый район Роттердама. Затем CO_2 будет подвергаться сжатию на компрессорной станции и транспортироваться по морскому трубопроводу на платформу в Северном море, примерно в 20 км от берега. С этой платформы CO_2 будет закачиваться в истощенное газовое месторождение. Ожидается, что в первые годы своего существования оно сможет принимать около 2,5 млн тонн CO_2 в год.

Наземный транспорт

Общий трубопровод, проходящий через портовый район Роттердама, имеет длину около 30 км и простирается от восточной оконечности Ауде-Мааса в районе Ботлек через район Европорт до компрессорной станции в Маасвлакте. Собранный CO_2 будет транспортироваться в газообразном состоянии под давлением 35 бар по трубопроводу, диаметр которого составляет приблизительно 108 см (42 дюйма).

Компрессорная станция

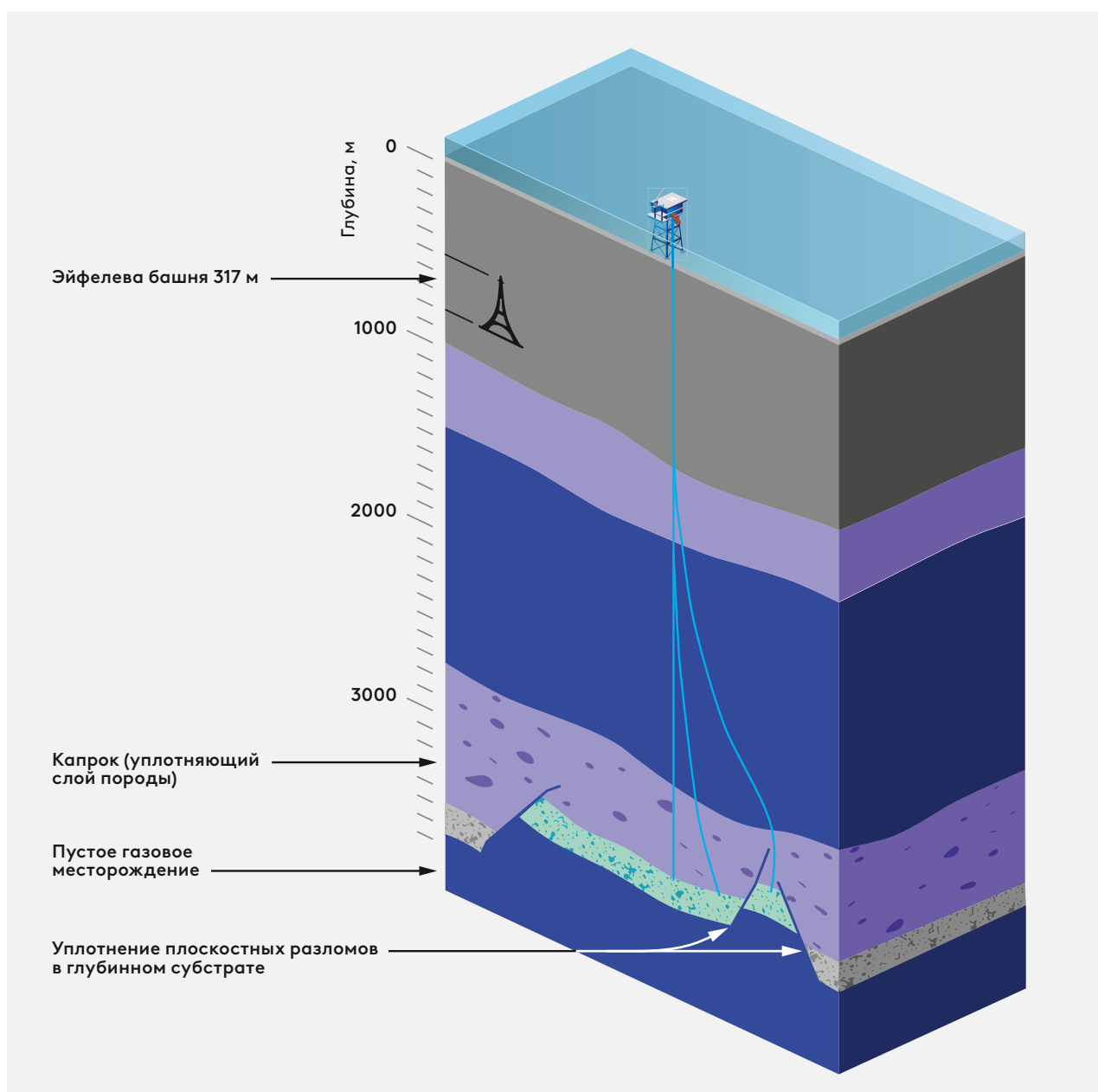
Компрессорная площадка в Маасвлакте занимает площадь около 2 га. Компрессорная станция включает в себя три компрессора, сжимающих CO_2 до максимального давления 130 бар для последующей передачи на морскую платформу.

Морской транспорт

От компрессорной станции по трубопроводу длиной 22 км и диаметром примерно 40 см (16 дюймов) CO_2 транспортируется на платформу P18-A в Северном море. Максимальное давление в этом трубопроводе составляет 130 бар, а CO_2 находится в «сверхкритическом» состоянии. Бывшая газовая платформа P18-A будет повторно использована для хранения CO_2 . Платформа будет оснащена оборудованием, необходимым для транспортировки собранного CO_2 к нагнетательным скважинам. Кроме того, будут установлены различные технические системы для мониторинга и удаленного управления системой.

Хранение

Собранный CO_2 будет храниться в порах песчаника, который раньше содержал природный газ. В течение миллионов лет этот газ герметично хранился под высоким давлением между непроницаемым слоем покрывающей породы и разломами на плоскости уплотнения. Локальное давление на этом месторождении, которое постепенно снижалось во время добычи газа, снова возрастет в результате закачки CO_2 . Пласт-коллектор будет постоянно контролироваться и проверяться, чтобы гарантировать, что давление не превышает показателей, актуальных на момент начала разработки месторождения. CO_2 из трубопровода будет закачиваться в истощенное газовое месторождение под платформой P18-A через скважину (рис. 8).

Рис. 8. Схема хранения CO₂ в проекте Porthos

Источник: [Porthos project](#).

Эта скважина представляет собой металлическую обсадную колонну, которая крепится к породе на всем протяжении вплоть до пласта-коллектора. Чтобы сделать существующее оборудование пригодным для закачки CO₂, в скважину будет установлена новая насосно-компрессорная труба. В скважинах также будет оборудование для проверки локального давления и температуры во время закачки CO₂. После завершения закачки CO₂ — когда пласт будет заполнен и при правильном предельном давлении — скважины будут загерметизированы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Можно сказать, что в настоящее время развитие технологий по улавливанию и хранению CO₂ находится на начальной стадии и потенциал развития новых, экономически эффективных технологий действительно велик. Нормативное регулирование также требует скорейшей разработки и синхронизации на международном уровне. В текущих условиях крайне важной составляющей процесса является обмен опытом и лучшими практиками. Следующим шагом будет переход от демонстрационных проектов к формированию полноценного рынка CCS. Технологии улавливания и хранения CO₂ открывают пути декарбонизации энергетического сектора при наличии соответствующего финансирования.

ОФШОРНАЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Леон Мишнаевский, старший научный сотрудник кафедры ветроэнергетики
Технического университета Дании

ВВЕДЕНИЕ

Изменение климата — одна из самых серьезных проблем нашего времени. Вот уже более двух десятилетий средняя температура климатической системы Земли повышается на 0,03°C в год (IRENA, 2017). В атмосфере накапливаются двуокись углерода (CO₂) и другие загрязнители воздуха, поглощая солнечный свет и солнечную радиацию. С поставкой и использованием энергии, вырабатываемой из ископаемого топлива, связана большая часть выбросов парниковых газов. Переход от ископаемого топлива к возобновляемым источникам энергии — это способ сократить эмиссию углекислого газа, связанную с энергетикой.

Чтобы осуществить переход к возобновляемым источникам энергии и ограничить выбросы парниковых газов, ведущие политики и представители бизнеса по всему миру приняли стратегические решения по снижению объемов эмиссии парниковых газов. Парижское соглашение, направленное на удержание прироста глобальной средней температуры намного ниже 2°C сверх доиндустриальных уровней, было подписано 196 сторонами в Париже в 2015 г. и вступило в силу в 2016 г. В 2020 г. Европейский парламент проголосовал за утверждение «Зеленого пакта для Европы» — комплекта политических инициатив Европейского союза, призванных сделать европейскую энергосистему климатически нейтральной к 2050 г. В 2020 г. был представлен европейский план инвестиций в «Зеленый пакт». США объявили новую цель — достигнуть к 2030 г. сокращения нетто-объемов эмиссии парниковых газов на 50–52% по сравнению с уровнями 2005 г. В дополнение к этому Китай стремится достичь углеродной нейтральности к 2060 г.

Данная политика включает также расширение производства электроэнергии на базе энергии ветра. Ветроэнергетика — одна из самых быстрорастущих технологий возобновляемой энергетики. Все более важную роль на мировом рынке играет офшорная ветроэнергетика. Пример офшорной ветровой электростанции (морская ветряная электростанция Rampton, Великобритания) показан на [рис. 9](#). В настоящей статье рассматриваются перспективы офшорной ветроэнергетики, обсуждаются ее преимущества и связанные с развитием проблемы.

НАЧАЛЬНАЯ СТАДИЯ РАЗВИТИЯ МОРСКОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ РАЗЛИЧИЯ

Преимущества морской ветроэнергетики включают наличие обширных зон для новых установок ветряных турбин, возможность строительства более крупных и высоких турбин, более сильный и устойчивый ветер на море, что делает возможной выработку большего количества энергии, удобство морских перевозок, уменьшение негативного воздействия в смысле визуального изменения ландшафта и повышенного шума (Mishnaevsky et al., 2017). Кроме того, прибрежные районы часто имеют повышенную потребность в энергии, поскольку во многих странах (например, в США, Китае, Северной Европе) большая часть населения проживает в прибрежных районах с высокой концентрацией промышленных предприятий. Наиболее яркие примеры густонаселенных прибрежных регионов — это восточное побережье

Рис. 9. Офшорная ветряная электростанция Rampton, Великобритания



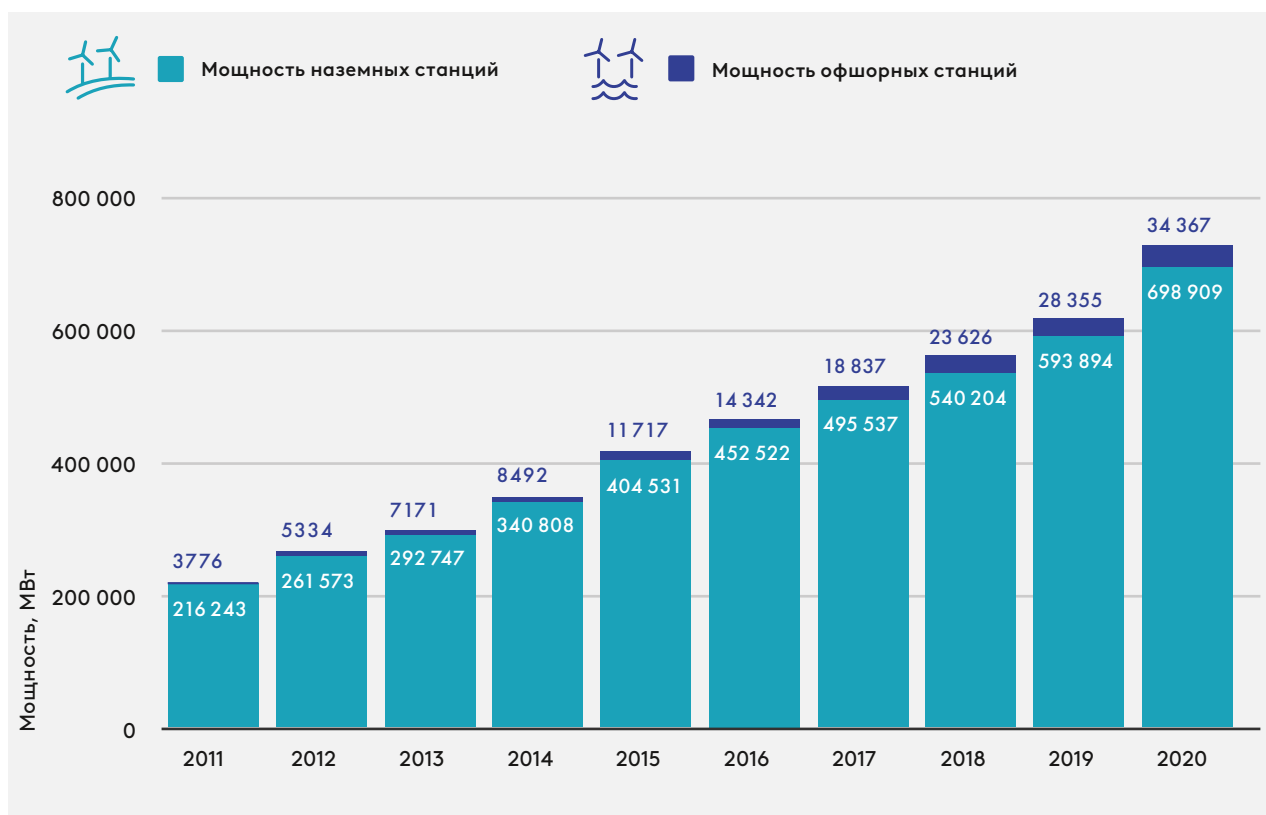
Источник: фото Nicholas Doherty/Unsplash.

США (с Нью-Йорком, Бостоном), Восточный Китай (с Шанхаем, Тяньцзинем, Пекином), Северная Европа и Скандинавия.

История развития офшорной ветроэнергетики. Первый морской ветропарк был построен в 1991 г. у побережья Дании близ поселка Виндебю. Он состоял из 11 турбин мощностью 450 кВт, установленных на мелководье. В течение следующих десяти лет морская ветроэнергетика развивалась очень медленно, и в Европе было построено всего несколько ветряных электростанций. В 1998 г. правительства Дании и Великобритании объявили о планах строительства еще нескольких ветряных электростанций (Ørsted, 2019). Общий объем рынка электроэнергии, полученной на офшорных ВЭС, составил 0,25 ГВт при типичном размере проекта 20 МВт. В 2002 г. датская энергетическая компания Элсам, ныне Эрстед (Ørsted), построила морскую ветряную электростанцию Horns Rev 1 мощностью 160 МВт на западе Дании. В 2001 г. британская компания по управлению недвижимостью Crown Estate инициировала цикл сдачи в аренду первой морской ветряной электростанции в Великобритании. Еще два цикла аренды были начаты в 2003 и 2008 гг. В то время объем рынка составлял 6,4 ГВт при типичном размере проекта 100 МВт (Ørsted, 2019). На следующем этапе развития офшорной ветроэнергетики, в 2012–2017 гг., были активизированы усилия по сокращению затрат на офшорную ветроэнергетику с учетом политики жесткой экономии, устанавливающей целевой показатель 100 евро/МВт·ч к 2020 г.

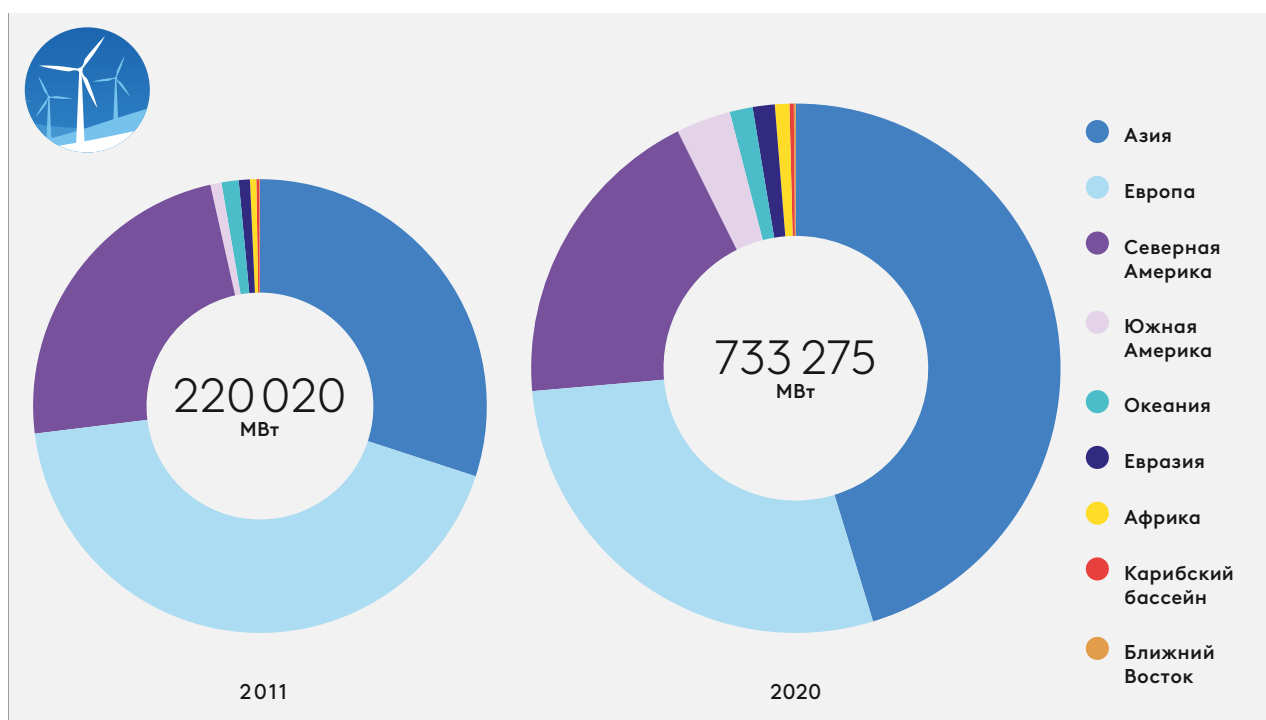
За последние десятилетия глобальная установленная мощность ветроэнергетики резко выросла — с 7,5 ГВт в 1997 г. до примерно 564 ГВт к 2018 г. После этого мощность ветровой генерации увеличилась на 10% в 2019 г. с вводом в эксплуатацию новых мощностей на 58,4 ГВт. В 2020 г. были установлены новые мощности ВЭС на 111 ГВт. При этом глобальная установленная мощность морской ветроэнергетики

Рис. 10. Общая установленная мощность ветроэнергетических станций (всего в мире), МВт



Источник: IRENA, 2021.

Рис. 11. Общая установленная мощность ветроэнергетических станций (по регионам), МВт



Источник: IRENA, 2021.

увеличилась до 34,4 ГВт (для сравнения: в 2019 г. эта цифра составляла 28,4 ГВт) и достигла показателя около 5% от общей мощности ВЭС (Buljan, 2021). Согласно прогнозам, общая установленная мощность морской ветроэнергетики достигнет 228 ГВт в 2030 г. и около 1 тыс. ГВт в 2050 г., что составит почти 17% от общей глобальной установленной мощности ветровой энергии в 2050 г. (IRENA, 2019).

Рынок офшорной энергетики рос и продолжает расти быстрыми темпами. Совокупные темпы годового прироста (CAGR) на мировом рынке офшорной ветроэнергетики составят 14,21% в 2020–2024 гг. (PR Newswire, 2021), в то время как для рынка ветроэнергетики в целом (согласно ожиданиям) этот показатель составит 7,9% в 2020–2025 гг. (Businesswire, 2020). Для сравнения: CAGR на мировом рынке автомобильной промышленности составит 2,78% к 2024 г.

Существуют значительные региональные различия в развитии офшорной ветроэнергетики.

Европа. Европа является ведущим регионом по строительству морских ВЭС — европейские компании представляют 90% мирового рынка офшорной ветроэнергетики. Трое из пяти крупнейших мировых производителей офшорных ветряных турбин находятся в Европе (Statista, 2021). Большая часть морских ветроэнергетических мощностей расположена в Европе — 24,9 ГВт. В 2019 г. к европейской сети были подключены 502 новые морские ветряные турбины. Среди европейских стран самой высокой установленной мощностью отличается Великобритания (44% всех морских ветроэнергетических установок в МВт), за ней следуют Германия (34%), Дания (7%), Бельгия (6,4%) и Нидерланды (6%).

Азия. В 2019 г. на Китай приходилось 40% мировых добавленных мощностей офшорной ветроэнергетики с рекордной мощностью 2,5 ГВт (Baiyu, 2020). В 2020 г. Китай вышел на третье место в мире (после Великобритании и Германии) в секторе морской ветроэнергетики (Evwind, 2021). К 2030 г. Китай добавит еще 52 ГВт морских ветроэнергетических мощностей, что в общей сложности составит 58,7 ГВт. Ожидается, что Китай станет мировым лидером в этой области, имея самую высокую долю рынка офшорной ветроэнергетики (Shenvekar, 2021).

В **Индии** развитие морской ветроэнергетики все еще находится на начальной стадии. Эта страна, имеющая береговую линию протяженностью 7600 км и хорошо развитую инфраструктуру наземной ветроэнергетики (которая в настоящее время является вторым по величине сектором выработки электроэнергии из возобновляемых источников в Индии), обладает большим потенциалом для офшорных ВЭС. Правительство Индии поставило две масштабных цели для офшорной ветроэнергетики: 5 ГВт к 2022 г. (хотя эта цель, скорее всего, не будет достигнута) и 30 ГВт к 2030 г.

Северная Америка. В Северной Америке установлены офшорные ветряные электростанции общей мощностью 29 МВт, все в США. Ветряная электростанция Block Island Wind Farm, 30 МВт, находится в эксплуатации с 2016 г. Пилотный проект прибрежного морского ветроэнергетического комплекса в штате Вирджиния будет полностью реализован в 2026 г. По прогнозам Министерства энергетики, к 2030 г. будут установлены морские ветряные электростанции общей мощностью 22 ГВт и к 2050 г. — общей мощностью 86 ГВт (U. S. Department of Energy, 2015).

Российская Федерация. Хотя Россия имеет самый большой в мире потенциал морской ветроэнергетики (~23 ПВт·ч/год), в этой стране выработка электроэнергии с помощью ветряных электростанций в настоящее время составляет всего 148 ГВт·ч и никаких морских ветропарков пока не построено (Kudelin, Kutcherov, 2021; Lu, McElroy, 2017). Несколько лет назад появились сообщения о том, что китайская компания Sinomес планирует построить первый в России морской ветропарк в Кемском

районе мощностью 60 МВт·ч ([Asia Times, 2018](#)). Эти планы были связаны с китайской инициативой «Полярный Шелковый путь».

Следует отметить: хотя северные регионы России и обладают большим потенциалом ветроэнергетики, установка морских ветряных турбин в районах, которые зимой замерзают и покрываются льдом, потребует решения ряда проблем. К таким проблемам относятся дополнительные нагрузки (из-за льда), замерзание моря, дополнительные требования к прочности, а также дополнительный вес конструкций ([Maier, 2015](#)).

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ОФШОРНОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

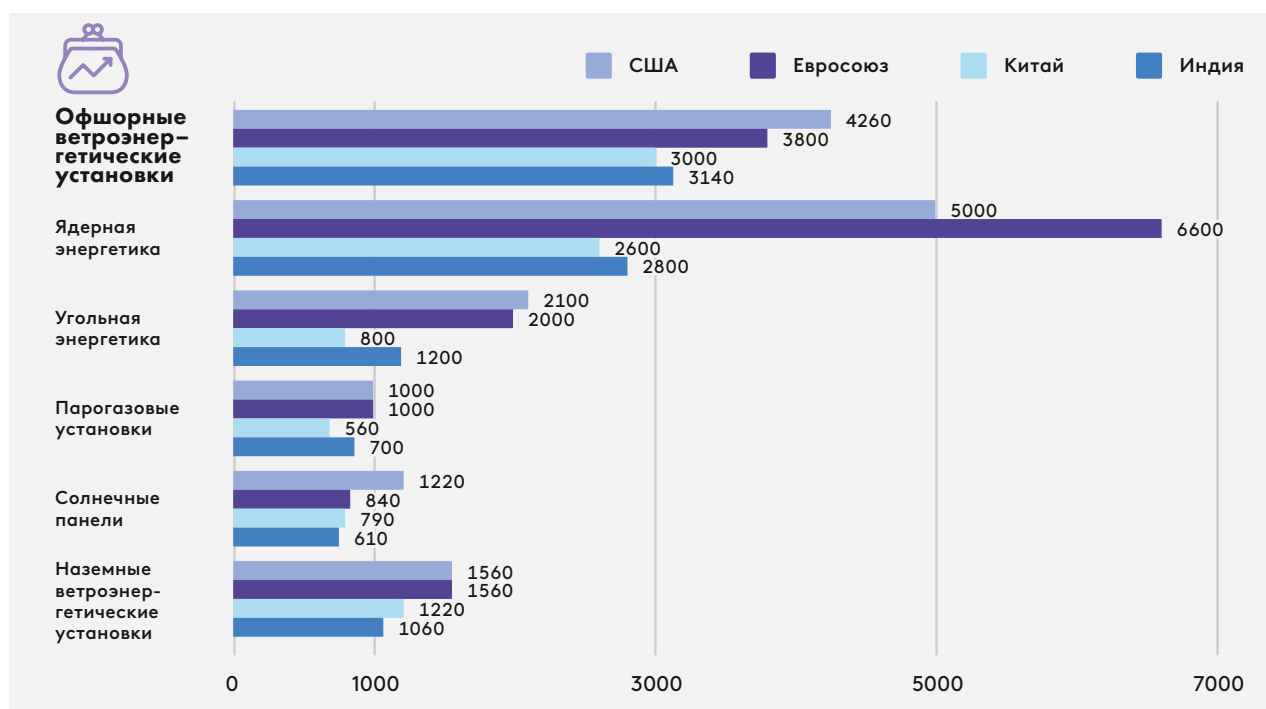
Хотя морская ветроэнергетика является многообещающим и эффективным способом производства энергии, ее развитие все еще сталкивается с некоторыми проблемами.

Обслуживание морских ветряных турбин. Более сильный ветер в прибрежных районах означает также повышенную нагрузку на ветряные турбины, что приводит к более высокому уровню отказов. Ежегодная частота отказов в расчете на одну турбину в четыре раза выше для морских, чем для береговых ветряных турбин, по лопастям и ступицам ([Dao, Kazemtabrizi, Crabtree, 2019](#)). Средняя частота отказов морской ветряной турбины составляет 8,3 отказа на турбину в год. Это включает 6,2 случая отказов из-за необходимости мелкого ремонта (стоимость ниже 1 тыс. евро), 1,1 случая капитального ремонта (103–104 евро) и 0,43 случая замены основных элементов плюс 0,7 случая отказов, по которым данные о затратах не могут быть классифицированы ([Carroll, McDonald, McMillan, 2016](#)). На [рис. 14](#) представлена микрофотография разрушенных ветровой эрозией лопастей — это механизм повреждения, наблюдаемый чаще всего, даже через два-три года после установки ветряной турбины. Он приводит к резкому снижению выработки энергии ветряными турбинами ([Mishnaevsky et al., 2021; Mishnaevsky et al., 2020](#)). Эрозия передней кромки лопасти может снизить объемы годового производства энергии ветряными турбинами на 5–7%; в морских ветряных турбинах она наблюдается гораздо чаще, чем в наземных условиях. В среднем ремонт лопастей (для офшорных турбин) может стоить до 30 тыс. долл. (для береговых турбин — в два раза меньше) ([Stephenson, 2011](#)). Поскольку количество отказов в четыре раза больше и затраты на ремонт для каждого отказа в среднем в два раза выше, техническое обслуживание ветряных турбин становится важным фактором затрат в морской ветроэнергетике. Это также означает гораздо более высокие требования как к конструкции и материалам ветряной турбины, так и к качеству ремонта.

Защита окружающей среды. Существуют ограничения для развития ветроэнергетики, связанные с необходимостью защиты морской экосистемы и биоразнообразия. В Европе в руководящем документе ЕС «Wind Energy Development and Natura 2000» («Развитие ветроэнергетики и Натура 2000») даются рекомендации, в том числе по развитию ветропарков на объектах Natura 2000 (природоохранные зоны на территории Европейского союза) или рядом с ними. Меры по минимизации воздействия ветряных турбин на дикую природу основаны на так называемой иерархии смягчения последствий: предотвращение — уменьшение — компенсация — возмещение. Стратегические оценки негативного влияния формируют основу для оценок воздействия на окружающую среду (ОВОС), которые определяют необходимые меры по смягчению такого воздействия.

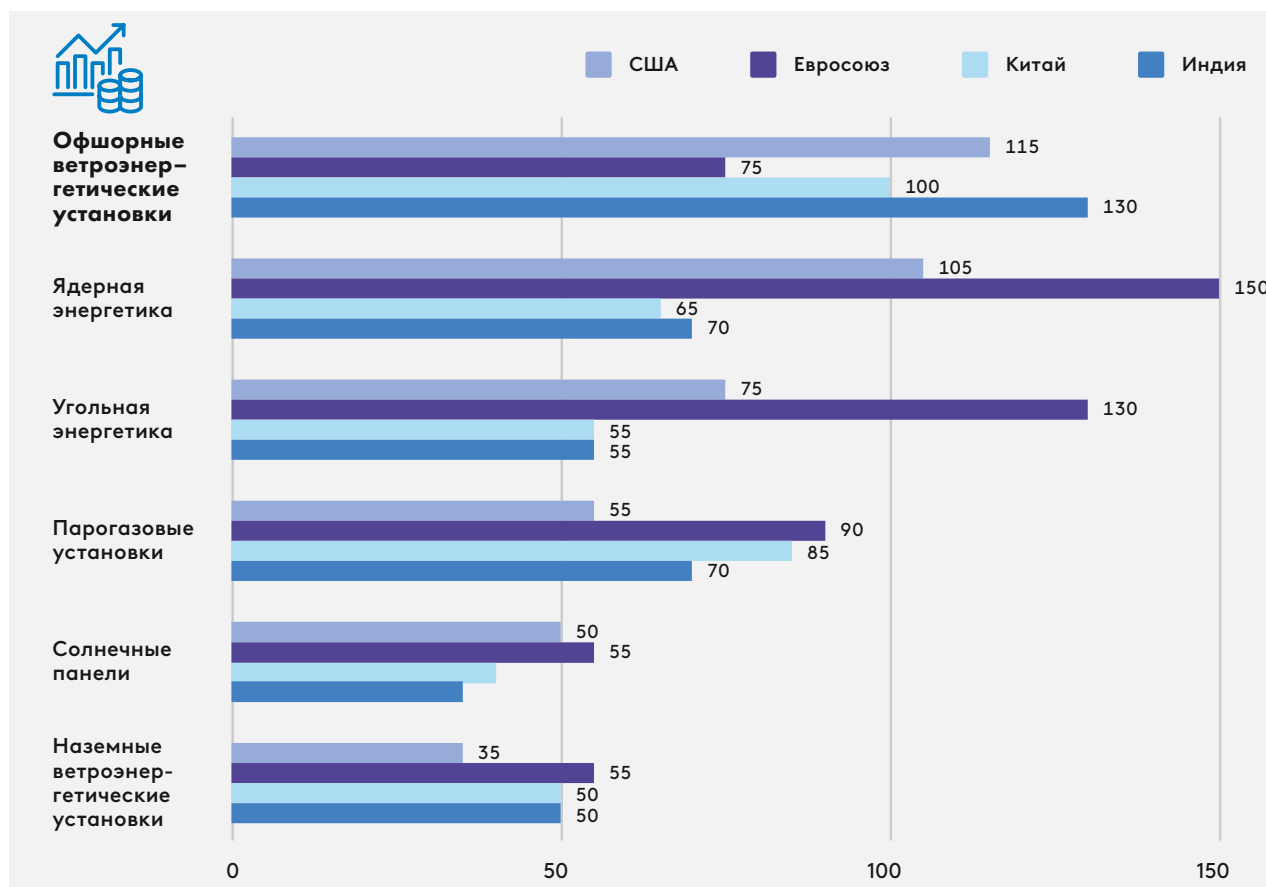
В 2020 г. была учреждена новая Коалиция офшорной энергетики и природы (Offshore Energy and Nature Coalition) — партнерство между ведущими экологическими НПО, операторами систем передачи

Рис. 12. Капитальные вложения, 2019, долл./кВт



Источник: IEA.

Рис. 13. Полная приведенная стоимость электроэнергии, 2019, долл./МВт·ч



Источник: IEA.

и предприятиями ветроэнергетики, стремящимися сохранить природу и морские экосистемы при расширении офшорной ветроэнергетики.

Быстрое расширение. Ожидается, что в 2023–2025 гг. выработка ветровой энергии в мировом масштабе составит 65 ГВт в год в случае развития по основному сценарию, а при развитии по ускоренному сценарию может достичь 100 ГВт в год. Это довольно быстрое расширение, которое может растянуть цепочку создания стоимости и требует четкой нормативной базы, увеличения инвестиций в энергосети, схем поддержки политики, а также ставит дополнительные требования к офшорным судам. Другая важная задача связана с интеграцией морских ветряных турбин в существующие сети.

Расходы. В настоящее время офшорная ветровая энергия по-прежнему дороже энергии, вырабатываемой с использованием наземных ВЭС и большинства других технологий производства энергии. Это связано с более высокими затратами на передачу энергии и монтаж ветроэнергетических установок, а также с другими техническими проблемами. Однако эти затраты с каждым годом снижаются. Средневзвешенная мировая стоимость офшорной электроэнергии составила 0,127 долл./кВт·ч в 2018 г. (более чем в два раза выше, чем для наземных ВЭС, ГЭС и т.д.), и 0,115 долл./кВт·ч в 2019 г. Благодаря технологическим инновациям и переходу отрасли на более высокий уровень, конкурентным стимулам и экономическим факторам к 2050 г. ожидается снижение затрат на ветроэнергетику в диапазоне 37–49% (Wiser et al., 2021).

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

В настоящее время исследуются несколько перспективных направлений развития офшорной ветроэнергетики.

Ветряные турбины большого и сверхбольшого размера. Чем больше ветряные турбины, тем больше площадь ометаемой поверхности, следовательно, тем больше вырабатывается энергии. Средняя номинальная мощность офшорных ветряных турбин непрерывно увеличивалась в течение последнего десятилетия — с 2010 по 2018 г. она выросла более чем на 200% (Fernández-Guillamón et al., 2019). Несколько крупных компаний сейчас работают над созданием больших и сверхбольших офшорных ветряных турбин. Корпорация GE разработала самую крупную действующую ветряную турбину Haliade X мощностью 12 МВт, затем модернизировала ее до 13 МВт, с лопастями длиной 107 м и ротором длиной 220 м. В 2020 г. компания Siemens Gamesa объявила о разработке ветряных турбин мощностью 15 МВт с ротором длиной 222 м, которые (согласно прогнозам) появятся на рынке в 2024 г.

Плавучие ветряные турбины. В настоящее время морские ветряные электростанции обычно располагаются на мелководье (глубина до 60 м). Однако в Европе ожидается увеличение минимального расстояния от объекта до берега на 53% в период с 2020 по 2029 г. Около 80% офшорных ветровых ресурсов Европы расположены в водах глубиной более 60 м (Tacx, 2019). С увеличением глубины возрастает стоимость закрепленных на дне морских ветровых сооружений, и ветряные электростанции становятся менее привлекательными с финансовой точки зрения, особенно для вод с глубиной более 60 м. Развитие плавучих ветроэлектростанций (с установкой ветряной турбины на плавучей конструкции) создает новые возможности для распространения ветроэнергетики в зоны более глубоких вод. В различных регионах ресурсы с глубиной вод более 50–60 м превышают запасы более мелководных в 10 раз (Stiesdal, n.d.). В странах с ограниченным мелководьем, например в Японии, это особенно перспективное направление. Плавучая ветряная электростанция Hywind Scotland с пятью плавучими турбинами общей мощностью 30 МВт была разработана норвежской энергетической

Рис. 14. Эрозия передней кромки лопасти ветряной турбины

компанией Equinor ASA и введена в эксплуатацию в 2017 г. Для плавучей морской ветряной турбины требуются особая система швартовки и гибкий кабель, который может следовать движениям ее фундамента — плавающей опорной платформы, а это может увеличить себестоимость электроэнергии. Важным направлением развития плавучих ветряных турбин является разработка таких плавучих фундаментов, которые должны гасить движения от волн.

Гибридные системы ветроэнергетики и производства водорода. Морские ветряные турбины могут обеспечивать энергией системы электролиза воды для производства водорода, который может использоваться в транспортных средствах и на электростанциях. В 2020 г. ЕС опубликовал свою «водородную стратегию для климатически нейтральной Европы» ([Водородная стратегия ЕС](#)), в которой водород рассматривается как «ключевой приоритет для достижения целей европейского Зеленого пакта и перехода Европы на чистую энергию». В настоящее время в мире ежегодно производится 75 млн тонн водорода, в основном из ископаемого топлива, с ежегодным объемом выбросов CO₂ 830 Мт ([Siemens Gamesa, 2021](#)). Если водород будет производиться с помощью энергии ветра, это позволит резко снизить выбросы CO₂. Ряд компаний сейчас работает над созданием гибридных систем ветроэнергетики и производства водорода. Siemens Gamesa вместе с Siemens Energy разрабатывают полностью интегрированную морскую ветро-водородную систему ([Rasmussen, 2021](#)). В этой системе водород производится путем электролиза непосредственно на платформе турбины, что снижает потери в системе. Компании Shell и Eneco работают над созданием экологически чистого водородного хаба в порту Роттердама на

Рис. 15. Преимущества, проблемы и тенденции развития морской ветроэнергетики



Источник: составлено автором.

основе морского ветроэнергетического проекта Hollandse Kust Noord мощностью 759 МВт в Северном море и электролизера мощностью 200 МВт в порту Роттердама.

Чаще всего гибридные ветро-водородные системы относятся к группе так называемых технологий Power-to-X, в которых энергия (электрическая) преобразуется в другие формы, как правило, в форму химической энергии, которую можно хранить. Помимо водорода, на стороне «X» энергия может храниться в тепле или в химических веществах (Fernández-Guillamón et al., 2019).

Энергетические острова. Недавно датское правительство представило новый климатический пакет, включающий в себя строительство двух гигантских энергетических островов (один из них — искусственный), которые будут действовать в качестве хабов, соединяющих несколько офшорных ветряных электростанций и распределяющих электроэнергию между подключенными к ним странами. Искусственный энергетический остров в Северном море станет хабом для 200 морских ветряных турбин.

Схема на рис. 15 представляет перечисленные нами плюсы, минусы и перспективы морской ветроэнергетики в ближайшем будущем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Офшорная ветроэнергетика — это эффективная и экологически безопасная технология производства энергии, которая, как ожидается, сыграет ключевую роль в переходе на возобновляемые источники энергии. Преимущества морской ветровой энергетики включают возможность строительства более крупных турбин, более устойчивый ветер и более высокие скорости ветра. В настоящее время Европа является ведущим регионом по развитию морской ветроэнергетики, и европейские компании представляют основную часть мирового рынка для этого сектора. Однако в других регионах мира также разрабатываются масштабные программы по развитию морской ветроэнергетики. Препятствиями для ее развития являются более дорогостоящее техническое обслуживание, более высокий уровень отказов, в настоящее время — более высокая себестоимость этой энергии (правда, она снижается), возможность растягивания цепочки создания стоимости при быстром расширении офшорных ВЭС. Последние тенденции в развитии морской ветроэнергетики включают строительство более крупных и высоких ветряных турбин, разработку плавучих ветряных турбин с потенциалом расширения мест их расположения на более глубоководные участки, а также решение проблемы накопления и хранения энергии. Все это свидетельствует о важности офшорной ветроэнергетики для региона СНГ, в особенности для России, а также о необходимости внедрения новейших технологий в этой сфере.

СТАТЬЯ МОЛОДЫХ ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ

ГИБРИДНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Анна Викулина^а, Алексей Крайнов^б, Денис Воронин^б, Андрей Стопорев^б,
Гун Инхуа^{б,с}, Мария Рубцова^б, Павел Канцеров^б

^а Институт клеточной терапии и иммунологии Фраунгофера,
отделение биоаналитики и биопроцессов

^б Кафедра физической и коллоидной химии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

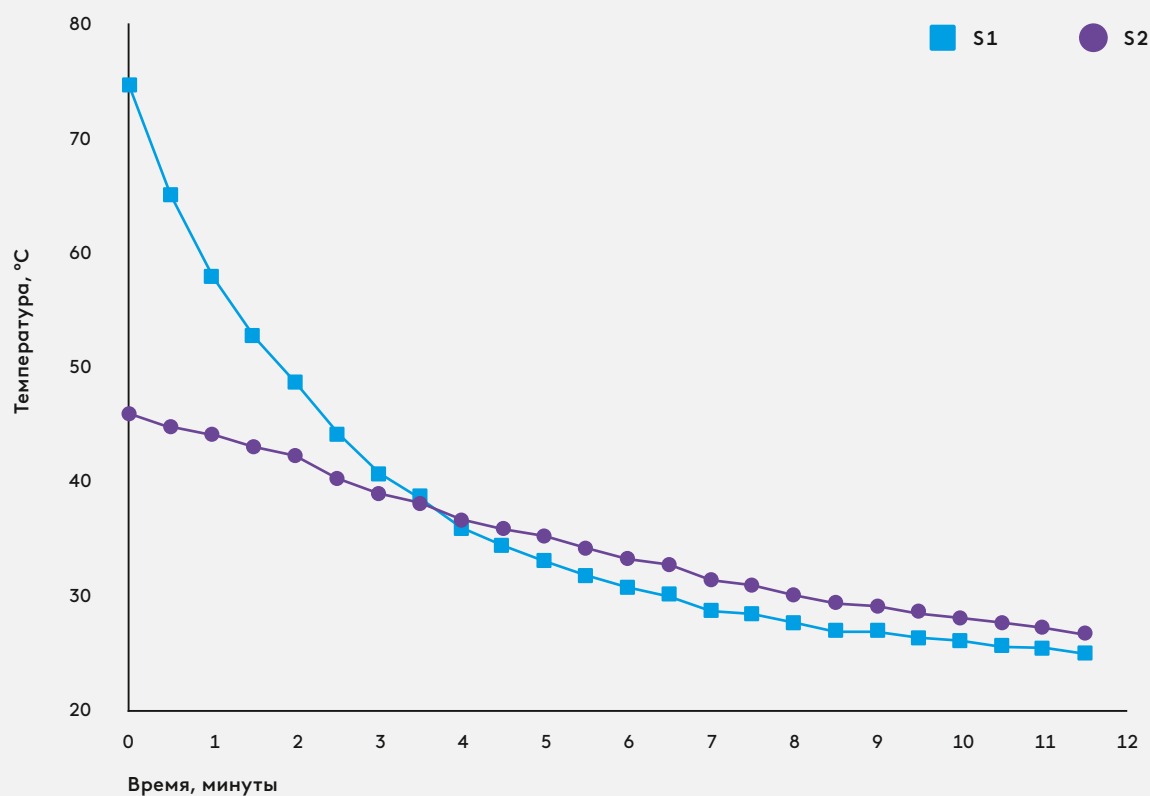
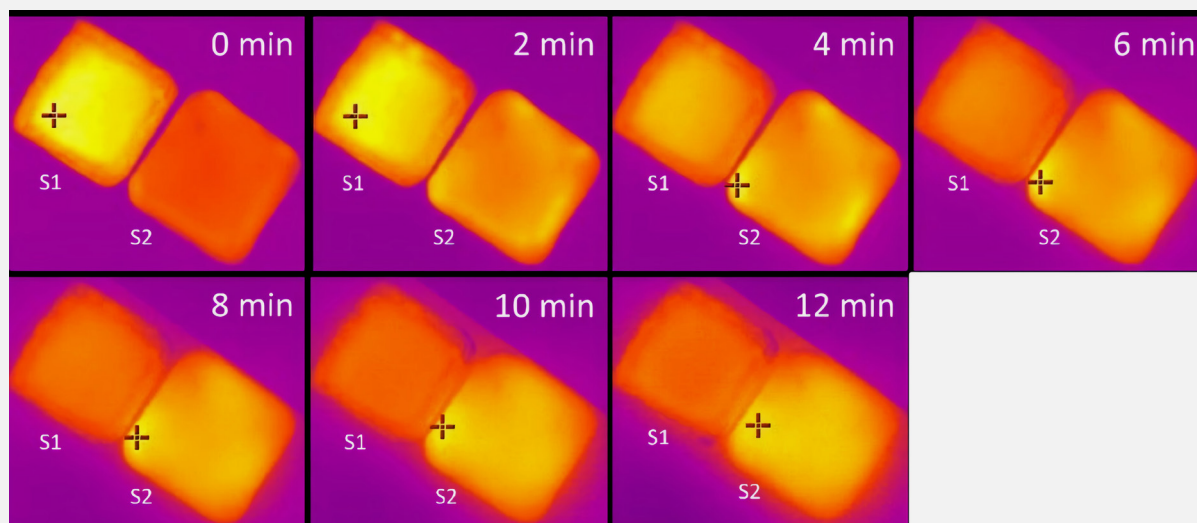
^с Технологический университет Цилу (Шаньдунская академия наук),
Шаньдунская провинциальная ключевая лаборатория молекулярной
инженерии, факультет химии и химических технологий

Системный подход к решению проблемы устойчивого экономического развития требует разработки принципиально новых функциональных материалов для альтернативной энергетики, способных обеспечить плавный и бескризисный переход к безуглеродной экономике. Особый интерес представляют гибридные материалы, состоящие из природных и синтетических компонентов. Такие материалы незаменимы при разработке высокоэффективных систем хранения и транспортировки компонентов парниковых газов (метана, углекислого газа), солнечных батарей, химических источников тока, гидрофобных и супергидрофобных покрытий, пьезо- и термоэлектрических генераторов, теплоаккумулирующих устройств, фотокатализаторов для получения водорода из воды, новых катализаторов для улучшения переработки углеродсодержащего сырья и др.

На данный момент ведутся системные исследования природных наноматериалов на основе алюмосиликатов (галлуазит, сепиолит и др.), а также наноцеллюлозы. Эти материалы, наряду с доступностью и низкой стоимостью, обладают чрезвычайно высокой устойчивостью к внешним факторам (температура, давление, агрессивные среды), механической прочностью и биосовместимостью. Это делает их весьма конкурентоспособными по сравнению с дорогостоящими и токсичными синтетическими углеродными наноматериалами.

Одним из наиболее перспективных направлений в энергосбережении и декарбонизации процессов генерации тепла является применение материалов, используемых в качестве рабочего тела и подвергающихся фазовым превращениям (МФП) для аккумулирования тепла. Хорошо известно, что при переходе веществ из твердого состояния в жидкое (плавлении) происходит поглощение тепла из окружающей среды, причем для многих соединений величина поглощенной энергии очень велика. В ходе обратного процесса при понижении температуры вещество затвердевает с выделением накопленного тепла обратно в окружающую среду. В таких процессах температура вещества не меняется, но при этом выделяется или поглощается энергия (скрытая теплота плавления или энтальпия плавления). В качестве примера можно рассмотреть таяние льда: при таянии 1 кг льда выделяется 335 кДж тепла. Такое же количество тепла требуется для нагрева такого же количества воды с 1 до 84 °С. Кроме воды, существует около 500 различных веществ и материалов, которые могут быть использованы в качестве так называемых аккумуляторов теплоты фазовых переходов (АТФП). Примерами

Рис. 16. Вверху: термографические изображения композитной матрицы из полистирола с микрофибриллярной целлюлозой (S1) и той же самой матрицы, содержащей 70 весовых процентов МФП (S2). Внизу: график зависимости температуры композитов от времени, определенной по термографическим изображениям (черный – S1, красный – S2)



практического применения являются теплоаккумулирующие строительные материалы, устройства защиты радиоэлектроники от перегрева, солнечные тепловые коллекторы и теплые полы с функцией аккумулирования тепла. В целом экономия энергии от использования этого эффекта в разных отраслях может достигать 25%.

Серьезными недостатками, препятствующими широкому распространению АТФП, являются значительное изменение объема в процессе фазового перехода (плавления и затвердевания), необходимость поддерживать фиксированный объем жидкой фазы, предотвращая ее утечку или испарение, а также токсическое или коррозионное воздействие таких материалов. Воздействие этих нежелательных факторов приводит к постоянному снижению эффективности аккумуляторов тепла, в то время как минимальный срок их гарантированной стабильной работы в промышленности должен составлять как минимум три года. Для снижения воздействия данных факторов часто используются либо громоздкие контейнеры, либо микрокапсулы, содержащие МФП. Во всех случаях необходимость инкапсуляции МФП значительно увеличивает затраты на энергосбережение и зачастую сводит суммарный экономический и экологический эффект к нулю.

В идеале АТФП должен представлять собой материал с механически прочной и теплопроводящей матрицей, составляющей с МФП единое целое, в котором циклы плавления/затвердевания не сопровождаются какими-либо заметными изменениями (снижение прочности, испарение, изменение объема рабочего вещества и т.п.).

Нами получены новые материалы, в которых МФП заключен в матрицу из микрофибриллярной целлюлозы или природных алюмосиликатных нанотрубок, представляющих собой механически прочную систему с удельной поверхностью 200–250 м²/г. Благодаря высокой удельной поверхности и наличию полярных групп на поверхности МФП сильно адсорбируется на матрице, образуя систему ядро — оболочка, в которой толщина оболочки (МФП) чрезвычайно мала и не препятствует адгезионному взаимодействию с ядром, приводящему к слипанию в крупные капли в процессе фазового перехода. Поэтому плавление не вызывает заметных внешних изменений материала. Предварительные исследования показали, что полученные накопители тепла практически не изменяют своих механических и теплофизических характеристик в течение более чем 150 циклов нагрева — охлаждения.

Вторая перспективная область применения гибридных материалов связана с возможностью опреснения морской воды с использованием солнечной энергии. С этой точки зрения наибольший интерес представляет разработка технологии, имитирующей естественный процесс, который происходит в природе в мангровых зарослях. В мангровых зарослях капиллярные и осмотические силы вызывают подъем соленой воды от корневой системы к развитой внешней поверхности листьев, а корректировка концентрации соли происходит за счет диффузии ионов в обратном направлении. В отличие от естественного процесса, испарение чистой воды может осуществляться не только за счет естественного выделения из организма жидкости в виде паров, но и за счет интенсивного нагрева искусственной поверхности вследствие эффективного преобразования энергии солнечного света в тепло. С этой целью были разработаны гибридные материалы с развитой пористостью и высокой механической прочностью, обеспечивающие эффективный капиллярный подъем воды за счет специальной структуры материалов на основе гидрофобных термопластичных полимеров и наноцеллюлозы. Одновременно происходит преобразование солнечной энергии в тепловую за счет синтеза в процессе погружного культивирования пигмента меланина, выделенного из аскомицетов (так называемых сумчатых грибов). Производительность лабораторной установки опреснения морской воды составляла от 1,5 до 2,0 л на 1 м² поверхности в час.

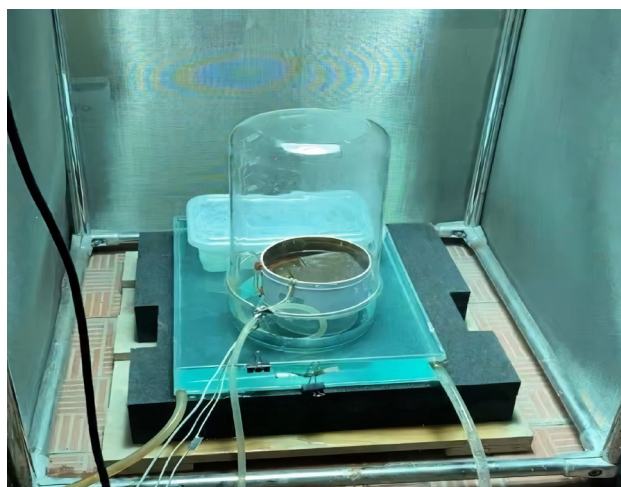
Полученная таким образом пресная вода может быть использована для дальнейшего накопления энергии либо в виде водорода с помощью ее электролиза на твердых элементах с ионопроводящей мембраной с питанием от солнечных батарей, либо путем использования осмотической энергии, выделяющейся при смешивании пресной и морской воды. Следует помнить, что при смешивании 1 м³ пресной воды с морской водой выделяется до 0,75 кВт·ч «голубой» энергии.

Рис. 17. Композитный материал на основе микрофибриллярной целлюлозы и грибкового меланина



Примечание: материал используется для капиллярного подъема и испарения морской воды.

Рис. 18. Рабочий прототип для моделирования работы установки опреснения морской воды с помощью солнечной энергии на основе гибридного пористого материала

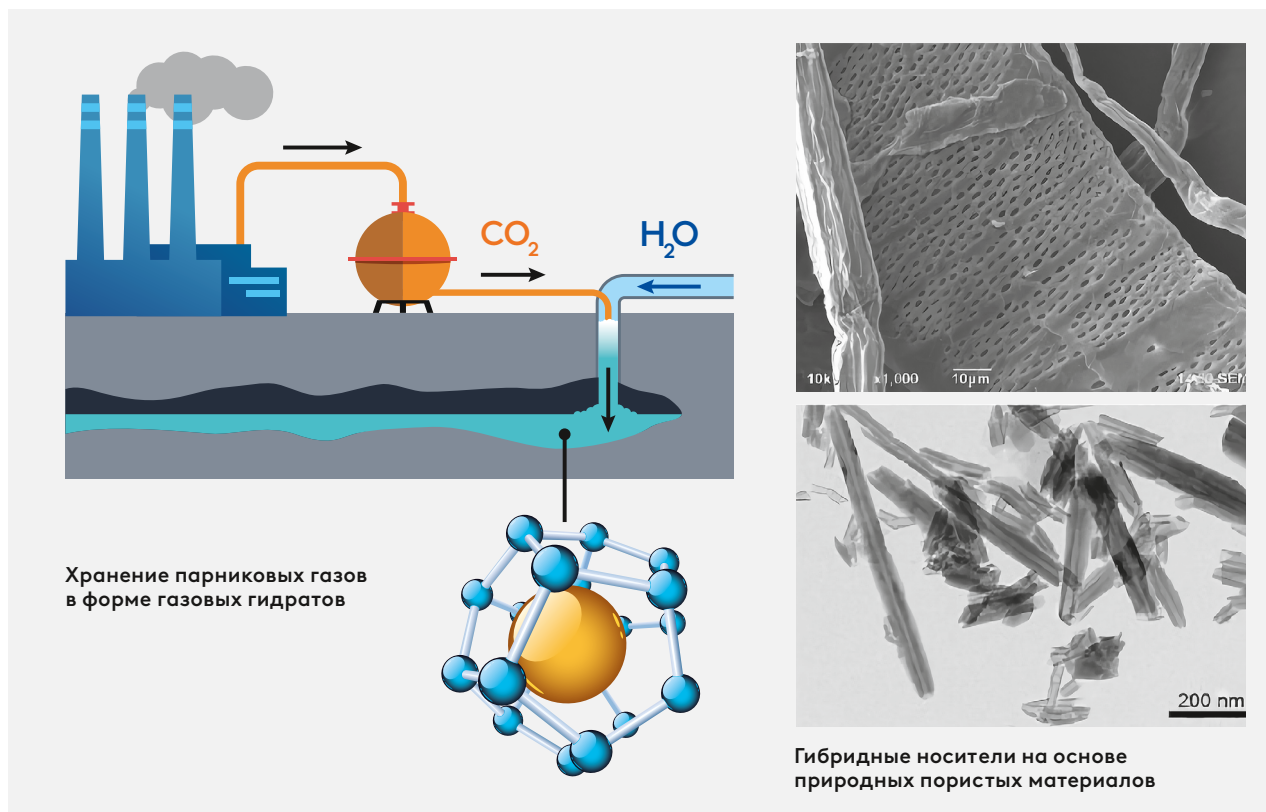


Примечание: модель источника света квазисолнечного спектра изготовлена с использованием безртутной газоразрядной (плазменной) лампы.

Важным направлением в развитии процессов декарбонизации экономики является связывание метана и CO₂ в виде твердых газогидратов. Основными компонентами как природных (попутный нефтяной газ, рудный газ), так и техногенных (топочные газы) газовых смесей, вносящих вклад в парниковый эффект, являются углекислый газ (CO₂) и метан (CH₄). Эти газы, как и другие компоненты указанных смесей (азот, этан, пропан, сероводород), способны образовывать газовые гидраты. Более того, тип газа является одним из ключевых факторов, влияющих на термобарические условия образования гидратов. Эта особенность позволяет рассматривать газовые гидраты как надежную основу для разработки технологии разделения газовых смесей, а также их удаления. Отметим, что емкость гидрата метана достигает 160 объемов газа при нормальных условиях на один объем гидрата, что делает эти соединения перспективными для хранения и утилизации парниковых газов. Необходимость получения большего количества энергии в настоящее время заставляет искать более эффективные подходы для хранения/утилизации/захоронения таких парниковых газов, как метан и углекислый газ.

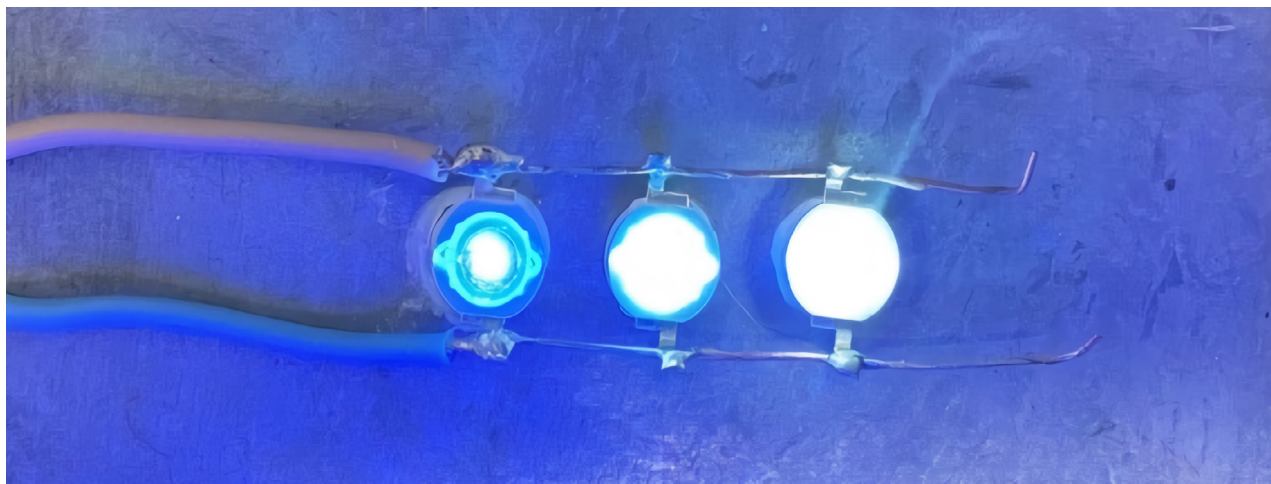
Использование процесса образования газовых гидратов в пористых носителях имеет очевидные преимущества. Например: мягкие условия реакции за счет снижения температуры переохлаждения, необходимого для образования центров кристаллизации гидрата (за счет увеличения площади контакта воды и газа; образование иерархической поверхности материала, катализирующей образование центров кристаллизации гидрата), высокая абсорбционная емкость газа и большая скорость преобразования воды в гидрат (опять же за счет сильно развитой поверхности вода-газ). Традиционными

Рис. 19. Схема, иллюстрирующая применение природных материалов целлюлозы и галлуазитовых наноглиняных трубок в качестве среды для синтеза гидратов парниковых газов



пористыми материалами являются активированный уголь, песок, силикагель и некоторые цеолиты. Такие системы часто являются нестабильными (разрушаются после разложения гидрата, например, системы на основе силикагеля) или имеют низкую энергетическую емкость, что объясняется малой площадью поверхности при высоком содержании воды. Систематическое исследование гибридных материалов на основе производных целлюлозы позволяет выявить их ключевые параметры, влияющие на скорость связывания газа гидратом, газоемкость и селективность поглощения различных газов. Целенаправленное проектирование таких материалов позволяет оптимизировать содержание воды в твердых гидратах, температуру и давление реакции гидратообразования при приемлемой механической прочности используемого носителя. Это сократит время индукции образования центров кристаллизации гидратов, увеличит скорость их роста и продолжительность жизненного цикла (при циклическом использовании, например, для улавливания углекислого газа и его последующего превращения в ценные органические соединения). В случае их использования для захоронения углекислого газа механическая прочность предлагаемых материалов позволит сохранить необходимые геомеханические свойства пласта. Кроме того, предлагаемые материалы будут отвечать экологическим требованиям. В настоящее время специалисты лаборатории газовых гидратов РГУ нефти и газа ведут интенсивные исследования по поиску и разработке оптимальной структуры твердых пористых материалов, обеспечивающих оптимальную скорость образования клатратных соединений метана и углекислого газа в пористых средах для решения проблем декарбонизации и снижения влияния парниковых газов на климат.

Рис. 20. Излучение мощных светодиодов ARPL-1W-EPL UV365 без покрытия (слева) и с полимерным покрытием из CQD (углеродные квантовые точки) различной толщины (в центре и справа)



Доля ультрафиолетового (УФ) излучения в солнечном спектре составляет всего 3–5%, но при этом оно оказывает чрезвычайно сильное негативное воздействие на жизнедеятельность организмов, а также на продолжительность эксплуатации материалов, используемых человеком. Так, УФ-излучение является одним из мощных повреждающих факторов в процессе фотосинтеза растений, причем степень угнетения способности растений к фотосинтезу зависит и от длины волны, и от интенсивности облучения. Почти все синтетические полимерные материалы чрезвычайно чувствительны к коротковолновому излучению, что сопровождается быстрой окислительной деградацией материалов. Традиционные кремниевые батареи практически не используют для преобразования в электричество ультрафиолетовую составляющую светового спектра, что снижает эффективность солнечных батарей, а на солнечные батареи нового поколения на основе перовскита ультрафиолет оказывает сильный разрушающий эффект.

Одним из путей решения всех этих проблем является создание стабильных и недорогих материалов, способных преобразовывать УФ-излучение в видимую часть спектра. Имеющиеся в настоящее время синтетические люминофоры, как правило, очень дороги и синтезируются с использованием редкоземельных элементов, а используемые специальные красители нестабильны и быстро теряют свою эффективность.

Исследователи из Российского государственного университета нефти и газа попытались синтезировать эффективные покрытия, преобразующие ультрафиолетовое излучение в видимый свет, с углеродными квантовыми точками, встроенными непосредственно в твердую матрицу из синтетических полимеров, что обеспечивает беспрецедентную стабильность их оптических характеристик. В ходе длительного (более месяца) испытания материала наблюдалось постоянное увеличение рабочей мощности кремниевых солнечных элементов и неизменность их спектров флуоресценции.

Разработанные покрытия могут быть весьма перспективными не только в процессах преобразования солнечной энергии, но и для защиты полимерных конструкционных и декоративных материалов из пластика, а также в сельском хозяйстве для защиты растений от стресса и повышения их способности к фотосинтезу, для повышения эффективности фотобиореакторов и в фотохимии.

СТАТЬЯ МОЛОДЫХ ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДОРОДА В КАЧЕСТВЕ НАКОПИТЕЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ВЫЗОВОВ ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

Абылайхан Солтанаев, аспирант Алматинского университета энергетики и связи;
Нурсултан Усманов, аналитик Центра отраслевого анализа ЕАБР

ВВЕДЕНИЕ

Страны Центральной Азии (ЦА) располагают значительным технически эксплуатируемым гидроэнергетическим потенциалом, оцениваемым в 510,1 ТВт·ч/год, из которых в настоящее время используется менее 10% (Eshchanov et al., 2019). Уровень потенциала значительно варьируется между странами в зависимости от уровня их водообеспеченности. Равнинные засушливые и полусухие территории, занимающие большие площади в Казахстане, Узбекистане и Туркменистане, обладают минимальным или даже нулевым гидроэнергетическим потенциалом. Горные районы востока и юго-востока ЦА, включающие в себя территории Таджикистана (61,1% совокупного потенциала), Кыргызстана (19,4%) и частично Казахстана (12,1%), характеризуются высоким водным обеспечением благодаря обильным дождям и снегопадам, что и объясняет их высокий гидроэнергетический потенциал.

В течение длительного периода эффективную работу водно-энергетического комплекса (ВЭК) региона обеспечивала советская модель кооперации, где ключевым элементом выступала Объединенная энергетическая система Центральной Азии (ОЭС ЦА). ВЭК ЦА формировался и развивался комплексно, как важный компонент союзного среднеазиатского экономического района. В соответствии с этим разрабатывались и осуществлялись планы управления водными и топливно-энергетическими ресурсами ЦА, предусматривающие механизм компенсации затрат и распределения выгод между странами региона (World Bank, 2010). Так, большая часть электроэнергии, вырабатываемой Нарынским (бассейн Сырдарьи) и Вахшским (бассейн Амударьи) каскадами ГЭС, в летний период при ирригационных попусках передавалась соседним республикам, а Кыргызстан и Таджикистан взамен получали в осенне-зимний период из союзного резерва материально-технических ресурсов электроэнергию, природный газ, уголь и мазут для работы тепловых электростанций (Винокуров, 2008).

После распада СССР и прекращения союзного централизованного финансирования ОЭС ЦА нарушился режим ее работы. Из-за недостатка собственных энергоресурсов страны с преобладающей гидроэнергетикой стали выпускать из водохранилищ больше воды в зимнее время для покрытия в этот период возросших потребностей в электроэнергии, что привело к нарушению правил эксплуатации ГЭС и их расчетных водных и энергетических режимов. Резкое ослабление сотрудничества в ВЭК ЦА в 2000-х гг. совпало с периодом быстрого увеличения нагрузки на энергетический сектор и дополнительного истощения водных ресурсов региона. Снижение функциональности ОЭС ЦА

сопровождалось ростом числа аварийных ситуаций на энергосистемах, что привело к снижению надежности энергоснабжения в регионе (Винокуров и др., 2021).

Энергетические и водные сегменты ВЭК ЦА столкнулись с рядом серьезных проблем, которые требуют решения на регуляторном и технологическом уровнях. Одним из перспективных технологических направлений для ВЭК ЦА является развитие современных технологий накопления и хранения электрической энергии, использование которых могло бы содействовать решению проблемы сезонного дефицита электроэнергии, более сбалансированному управлению водными ресурсами на региональном уровне, оптимизации инвестиционных ресурсов, а также полноценной реализации гидроэнергетического потенциала в регионе ЦА. Главными «потребителями» аккумулированной энергии могут выступить страны, испытывающие проблемы сезонного дефицита электроэнергии и вынужденные сбрасывать воду в зимне-весенний период из водохранилищ вместо накопления воды для рационального использования в водно-энергетическом и агропромышленном комплексе всего региона ЦА.

Системы накопления и хранения энергии занимают все более значимое место в энергосистемах по всему миру. Накопление энергии является ключевым решением для глобальной энергетики, в частности, в вопросах резервирования баланса энергомощностей в контексте интеграции масштабных мощностей на основе возобновляемых источников энергии в энергетические системы. В европейских странах резервирование осуществляется в большинстве случаев за счет сети, но большое значение придается также технологиям резервирования. В перспективе важность систем накопления и хранения энергии существенно увеличится в результате роста использования ВИЭ и возникновения новых требований к электроэнергетическим системам (АЦ при Правительстве РФ, 2018).

КЛЮЧЕВОЕ РЕШЕНИЕ — НАКОПИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Отсутствие возможности для масштабного промышленного хранения сгенерированной электроэнергии (ЭЭ) значительно снижает эффективность глобальной электроэнергетической системы, что, в свою очередь, тормозит массовое внедрение и применение технологии чистой энергии. Решением проблемы заняты ведущие мировые технологические корпорации, которые направляют огромные ресурсы для разработки эффективной системы накопления электроэнергии (СНЭ), что в конечном итоге должно позволить ЭЭ быть накапливаемой и мобильной. Это также решит проблему одномоментного потребления генерируемой ЭЭ. На текущий момент эта задача решается за счет балансирования мощностей — сложного и дорогостоящего процесса, влияющего на стоимость ЭЭ.

Ввод крупных мощностей генерации ВИЭ, совершенствование технологии литий-ионных аккумуляторов, технологии силовой электроники и растущий спрос на электротранспорт в совокупности послужили катализатором для развития СНЭ. Структура СНЭ периодически претерпевает изменения, лидерство определенного вида накопителя сохраняется на протяжении 5–10 лет.

Литий-ионные аккумуляторы. Широко распространенный тип аккумуляторов в современной электронной технике и транспорте в последние годы начал получать массовое применение в энергетических системах. Распространенная конструкция литий-ионного аккумулятора состоит из графитного анода и катода из кобальтата лития, преимущество которого обусловлено высокой энергетической емкостью, низким саморазрядом, большим числом циклов заряд — разряда. Недостатки таких аккумуляторов: использование редкоземельных металлов, а также при несоблюдении условий заряда — высокая огнеопасность, что является препятствием для эксплуатации литий-ионных аккумуляторов в массовых хранилищах.

Литий-ионные аккумуляторы чувствительны к мировым ценам редкоземельных металлов, особенно кобальта. По данным Bloomberg, цены и спрос на кобальт за 2016–2018 гг. выросли почти в три раза, столь резкий скачок цен привел к невозможности их прогнозирования. При этом ожидается рост спроса на кобальт в шесть раз к 2030 г. В долгосрочной перспективе применение кобальта в литий-ионных аккумуляторах может выступить сдерживающим фактором для развития данного типа СНЭ. По прогнозным данным немецкого Технологического института Карлсруэ, в будущем необходимо сфокусироваться на выпуске аккумуляторов с другим химическим составом, не требующих применения кобальта, поскольку в долгосрочном периоде могут возникнуть трудности с поставками лития и кобальта для производства литий-ионных аккумуляторов (Vaalma et al., 2018).

Последними крупными инвестиционными проектами СНЭ на основе литий-ионных аккумуляторов в мире являются Gateway Energy Storage с установленной мощностью 250 МВт, реализованные компанией LS Power в округе Сан-Диего штата Калифорния. Проект введен в эксплуатацию (LS Power, 2020). Еще один проект — Pacific Gas & Electric совместно с Tesla начали строительство масштабной СНЭ на 182,5 МВт в округе Монтерей штата Калифорния (Институт энергетики НИУ ВШЭ, 2020).

Постлитиевые аккумуляторы. Второй по распространенности тип СНЭ, работают на эффекте интеркаляции. Несмотря на широкую распространенность постлитиевых аккумуляторов, большинство технологий по их использованию находится в экспериментальной стадии. В состав постлитиевых аккумуляторов входят алюминий-ионные, натрий-ионные, магний-ионные, калий-ионные и другие электрохимические аккумуляторы с большим циклом работы и плотностью энергии.

Преимущество постлитиевых технологий заключается в используемых «некритических элементах», таких как натрий или магний, а также цинк, кальций и алюминий, которые позволяют снизить ресурсное давление. Таким образом, в отличие от литий-ионных аккумуляторов постлитиевые не требуют применения кобальта, что значительно удешевляет технологию производства постлитиевых аккумуляторов и в долгосрочной перспективе за счет ценовой конкуренции может позволить им завоевать долю рынка литий-ионных аккумуляторов.

Металл-воздушные аккумуляторы. При производстве данного типа СНЭ используется металлический анод, преимущественно цинк или алюминий, а катодом является воздух, что удешевляет аккумулятор и облегчает конструкцию. Имеет высокую плотность энергии и большой цикл работы. До настоящего времени металл-воздушные аккумуляторы были непerezаряжаемыми и использовались только как малые батареи в бытовой электротехнике. В последнее время появилась технология заряжаемых цинк-воздушных аккумуляторов, которые в будущем, возможно, заменят дорогие литий-ионные аккумуляторы.

Проточные редокс-системы. Проточный аккумулятор состоит из контейнера с двумя резервуарами, которые наполнены жидким анодным и катодным электролитами. Принцип работы таков: электролиты прокачиваются с помощью двух насосов через мембрану для получения электроэнергии. В качестве электролита используются раствор серной кислоты и ванадиевой соли, а также хлор, цинк или соленая вода.

Проточные редокс-системы характеризуются длительностью выдачи энергии и большим сроком эксплуатации — до 20 лет. Существенные недостатки этого типа аккумуляторов — большие габариты и сложный процесс утилизации.

Гидроаккумуляторы. По принципу работы гидроаккумуляторы аналогичны плотинным гидроэлектростанциям. Как и литий-ионные аккумуляторы, они получили широкое применение в качестве накопителей для масштабного промышленного хранения энергии.

Если в плотинных гидроэлектростанциях используется один большой резервуар для накопления воды, то в системе гидроаккумуляторов — два резервуара, соединенных насосом и турбиной. Резервуары располагаются на разных высотах для создания давления. При отсутствии спроса на ЭЭ с помощью насосных агрегатов вода из нижнего резервуара подается в верхний. В пиковые часы накопленная вода спускается от верхнего резервуара до нижнего, что приводит турбины в движение и, соответственно, позволяет генерировать ЭЭ.

Гидроэлектрическое оборудование гидроаккумуляторов и ГЭС идентично, обладает высоким КПД. Преимуществом таких СНЭ является минимальная зависимость от притока воды, а недостатком — огромные капиталовложения и требования по расположению в специфической местности: наиболее предпочтителен горный рельеф для создания перепадов высот между резервуарами.

Накопители энергии сжатого воздуха. Принцип работы такой СНЭ заключается в закачивании и сжатии воздуха в накопительных резервуарах. В пиковые часы спроса на ЭЭ сжатый воздух высвобождается, что приводит к вращению турбин. Резервуары сжатого воздуха могут располагаться в специальных емкостях, под землей, в шахтах, в трубах и под водой.

Технология характеризуется невысокой эффективностью, что обусловлено потерями тепла во время сжатия воздуха. Для повышения КПД требуются дополнительные процессы улавливания и хранения воздуха при высвобождении сжатого воздуха. Методы использования выделяемой тепловой энергии от такого накопителя энергии делятся на следующие виды: изотермический метод (теплообмен с окружающей средой), диабатический (рассеивание тепла) и адиабатический (хранение тепла).

Технология накопителей энергии сжатого воздуха не слишком распространена, действующие проекты носят экспериментальный характер. На сегодняшний день в мире реализованы несколько проектов с крупными мощностями, в том числе немецкая электростанция Huntorf (290 МВт) и американская Mackintosh (110 МВт).

Гравитационные накопители. Одна из перспективных технологий хранения энергии, которая тестируется в разных странах, но еще не реализована в промышленных масштабах. Алгоритм действия этого типа СНЭ конструктивно базируется на принципе работы лифта, где противовес (тяжелый груз) поднимают на высокую точку конструкции, при необходимости противовес отпускают в падение, при падении вырабатывается электроэнергия. Преимущественно используется в глубоких шахтах либо в специальных высоких башнях. Избыточный объем выработанной ЭЭ можно использовать для подъема противовеса, чтобы в пиковые часы спроса запустить противовес для генерации ЭЭ. Отклик гравитационного накопителя составляет менее секунды, что позволяет моментально вырабатывать ЭЭ для покрытия резкого пика спроса в энергосистеме.

Лидерами данного направления СНЭ являются шотландская компания Gravitricity и швейцарская Energy Vault. Gravitricity планирует внедрять свою технологию в вышедших из эксплуатации шахтах по всему миру (Bradshaw, 2021), а Energy Vault собирается построить систему гравитационных накопителей башенного типа с установленной мощностью 4 МВт и емкостью 35 МВт·ч для энергетической компании Tata Power.

Супермаховик. Один из типов маховика, по сравнению с обычными маховиками отличается большей безопасностью, энергоемкостью и долговечностью. Ступица супермаховика наматывается современными гибкими и прочными материалами, такими как углеродный композит, пластичная графеновая лента. Ступица раскручивается с помощью мотора-генератора при подключении к энергосети, а при торможении отдает энергию мотору-генератору. Эффективность технологии очень высокая, так как нет потерь из-за преобразования в тепловую энергию.

Водород. Перспективное направление энергетики, что обусловлено широким применением водорода. Так, водород можно использовать в качестве топлива, можно накапливать и хранить длительное время, транспортировать до конечного потребителя. После водород может быть преобразован в электроэнергию или в воду.

Большая часть произведенного водорода используется для повышения качества удобрений, нефтепродуктов и стали — в процессах гидроочистки, гидрообессеривания, гидрокрекинга, регенерации катализаторов. Продукция, произведенная с использованием водорода, отличается не только повышенным качеством, но и низким выбросом углекислого газа или полным его отсутствием.

Основным стоп-фактором развития водородной энергетики выступает высокая себестоимость получения водорода. На данный момент она намного выше себестоимости ископаемого топлива. По мере постепенного развития технологии и появления эффективных технологических решений себестоимость получения водорода будет снижаться, что должно позволить водородной энергетике конкурировать с ископаемым топливом.

ОПТИМАЛЬНЫЙ ВИД СНЭ — НАКОПИТЕЛИ НА ОСНОВЕ ВОДОРОДА

Большинство накопителей энергии, используемых в промышленных масштабах, позволяют покрывать только пиковые потребности в течение суток. Это обусловлено коротким сроком хранения энергии — например, литий-ионные аккумуляторы работают до четырех часов, гидроаккумуляторы около 12 часов. Для решения проблемы дефицита электроэнергии в осенне-зимний период и профицита в весенне-летний в некоторых странах ЦА, в частности, в Кыргызстане и Таджикистане, СНЭ должны располагать возможностями хранения энергии не менее года. Водород может храниться в криогенном и жидком состояниях, а также в форме сжатого газа длительное время (по некоторым оценкам, до 10 лет), что является весомым преимуществом по сравнению с остальными типами СНЭ ([Радченко и др., 2019](#)). Водород как накопитель имеет преимущества в виде длительного хранения без потерь в энергетической емкости в отличие от электрохимических аккумуляторов.

В мировой практике существует условная классификация водорода по цветам для обозначения экологичности технологического процесса. Наибольшее количество углекислого газа выделяется при производстве «серого» водорода — это процесс получения водорода из угля или метана. Метод получения водорода из природного газа с применением технологии улавливания и хранения углекислого газа CCS (carbon capture storage) или без выделения углекислого газа (экспериментальный пиролиз) дает «голубой» водород. Водород, полученный с помощью электролиза воды на основе ВИЭ, классифицируется как зеленый, этот процесс не наносит ущерба экологии благодаря отсутствию выбросов углекислого газа.

Толчком к более массовому и промышленному производству зеленого водорода с последующим широким распространением и использованием в качестве накопителя энергии может стать

технологический фактор — в виде существенной доработки электролизеров — в сочетании с государственной поддержкой проектов водородной энергетики.

В структуре себестоимости зеленого водорода значительную долю занимают дополнительные расходы на очистку воды для электролиза. В среднем для производства 1 тонны водорода требуется 9 тонн очищенной воды. В свою очередь, для получения 1 тонны чистой воды потребуется в два раза больший объем неочищенной воды — следовательно, с потерями соотношение приближается к 20 тоннам воды на 1 тонну водорода. Снизить расходы на производство зеленого водорода можно, разместив производственные мощности рядом с гидроэлектростанциями Кыргызстана и Таджикистана, где недорогая гидроэлектроэнергия в ценовом коридоре 2–2,3 цента за кВт·ч, а суммарный естественный среднегодовой речной сток Сырдарьи и Амударьи достигает 95 тыс. км³. Эти факторы формируют благоприятные условия для развития водородной энергетики (Винокуров и др., 2021).

Страны ЦА располагают обширными запасами ископаемого топлива и природно-климатическими условиями для развития водородной энергетики. Среди стран ЦА Казахстан обладает наибольшим потенциалом, который позволяет получить «голубой», «серый», «зеленый», «бирюзовый» и «бурый» виды водорода. Туркменистан и Узбекистан располагают огромными возможностями для производства «голубого» водорода из природного газа. Кыргызстан и Таджикистан имеют достаточный потенциал для развития производства «зеленого» водорода.

Преимущества этих стран обусловлены наличием дешевой гидроэнергии и водных ресурсов горных рек — то есть критически необходимыми условиями для производства «зеленого» водорода по конкурентоспособной цене.

Гидроэлектростанции Кыргызстана и Таджикистана в месяцы большого притока воды могут переводить излишки электроэнергии в водород при помощи электролиза воды. Полученный водород далее можно хранить в той или иной форме в зависимости от технологии системы накопления. При спросе (в зимний сезон) накопленный водород с помощью топливных элементов преобразуется в электроэнергию. В топливных элементах происходит электрохимическая реакция (кислород поступает на катод, а водород на анод), при которой генерируется электрическая и тепловая энергия и единственный продукт — вода.

Развитие водородных технологий сдерживается проблемами систем хранения водорода: относительно низкой эффективностью и технологической трудоемкостью.

В настоящее время процесс хранения водорода представляется финансово- и энергозатратным. Это обусловлено тем, что водород в сжиженном или газообразном виде имеет свои технологически сложные условия хранения, такие как высокое давление или среда низких температур, что сильно отличается от условий хранения нынешних углеводородных энергоносителей. Также к системе хранения выставляются строгие правила технологической безопасности, требуется высокая квалификация обслуживающего технического персонала. При устранении названных трудностей можно получить технически и экономически эффективные системы хранения водорода, что позволит решить большинство проблем в мировой энергетике. Создание компактных, надежных и недорогих систем хранения водорода остается ключевой задачей в развитии водородной энергетики.

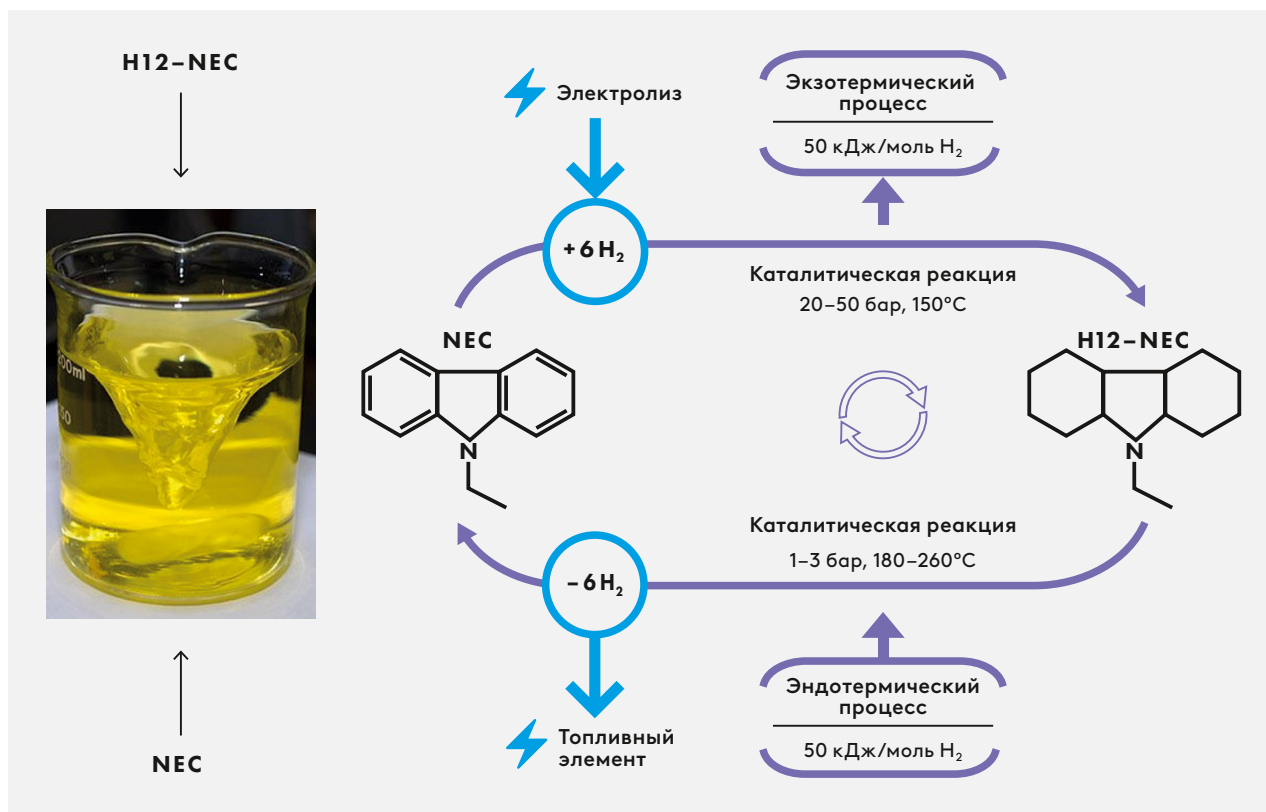
Системы хранения водорода можно разделить на два типа: физический и химически связанный методы хранения (см. табл. 1).

Табл. 1. Методы хранения водорода

Методы	Описание	Виды		Преимущества и недостатки
Физический	Физические методы хранения водорода в виде сжатого газа и криогенной жидкости	Сжатый газообразный водород: — стационарные резервуары, баллоны; — трубопроводы	Жидкий водород: — криогенные сосуды	— освоенная технология; — промышленная; — эксплуатационно-и энергозатратная; — эффект водородного охрупчивания
Химически связанный	Физическое или химическое взаимодействие водорода или воды с материалами, при которых адсорбируется либо выделяется водород	Адсорбционный водород: — цеолиты; — углеводородные наноматериалы; — мезопористые материалы. Адсорбция в гидридах металлов: — металлгидриды	Химически связанный: — аммиак; — фуллерены — органические гидриды; — водореагирующие вещества; — губчатое железо	— перспективные; — мелкомасштабные; — побочные продукты в некоторых реакциях

Источник: составлено авторами.

Рис. 21. Цикл взаимодействия жидкости-носителя (N-этилкарбазола)



Источник: Градиент Килби, 2017.

В одном из пилотных проектов водородных накопителей энергии в г. Иннополисе (Татарстан) предложено накапливать избыток сгенерированной гидростанциями в летнее время энергии. В качестве накопителя энергии вместо чистого водорода предлагается применять жидкий органический носитель водорода (ЛОНС). Водород переходит в ЛОНС или отделяется из данного соединения через процессы каталитического гидрирования и дегидрирования, а жидкостью-носителем является N-этилкарбазол (см. рис. 21). Основные преимущества данного метода – контролируемость хранения водорода в жидкой форме в соединении жидкости-носителя, а также быстрые прямые и обратные процессы гидрирования и дегидрирования, что позволяет уменьшить объем хранилищ. Для демонстрации преимуществ решения был разработан проект аккумулирования для объекта с потребностью в электроэнергии 15,75 МВт·ч. В проекте использовался запас водорода объемом 4 375 Нм³ для полного автономного обеспечения энергией (Градиент Килби, 2017).

ПОТЕНЦИАЛ И СТОИМОСТЬ ВОДОРОДА

В настоящее время в мире ежегодно производят порядка 75 млн тонн водорода, при этом с помощью электрических установок добывается около 0,1 млн тонн, или менее 0,1%. По мнению Ассоциации развития возобновляемой энергетики, сокращение углеродного следа недостижимо при сохранении текущей ситуации, когда 95% всего водорода производится по технологии паровой конверсии (риформинга) метана и угля, где главным побочным продуктом является углекислый газ (РБК, 2019).

Потенциал рынка водородной энергетики огромен. Bloomberg в своем докладе «Перспективы водородной экономики» прогнозирует, что к 2050 г. четверть мировых потребностей в энергии будет покрываться за счет водорода, а цена водорода снизится до уровня сегодняшних цен на газ. При благоприятном сценарии развития, отмечают эксперты Bloomberg, за следующие 30 лет отрасль привлечет около 11 трлн долл. инвестиций, а продажи водородного топлива по всему миру достигнут 700 млрд долл. в год (РБК, 2021).

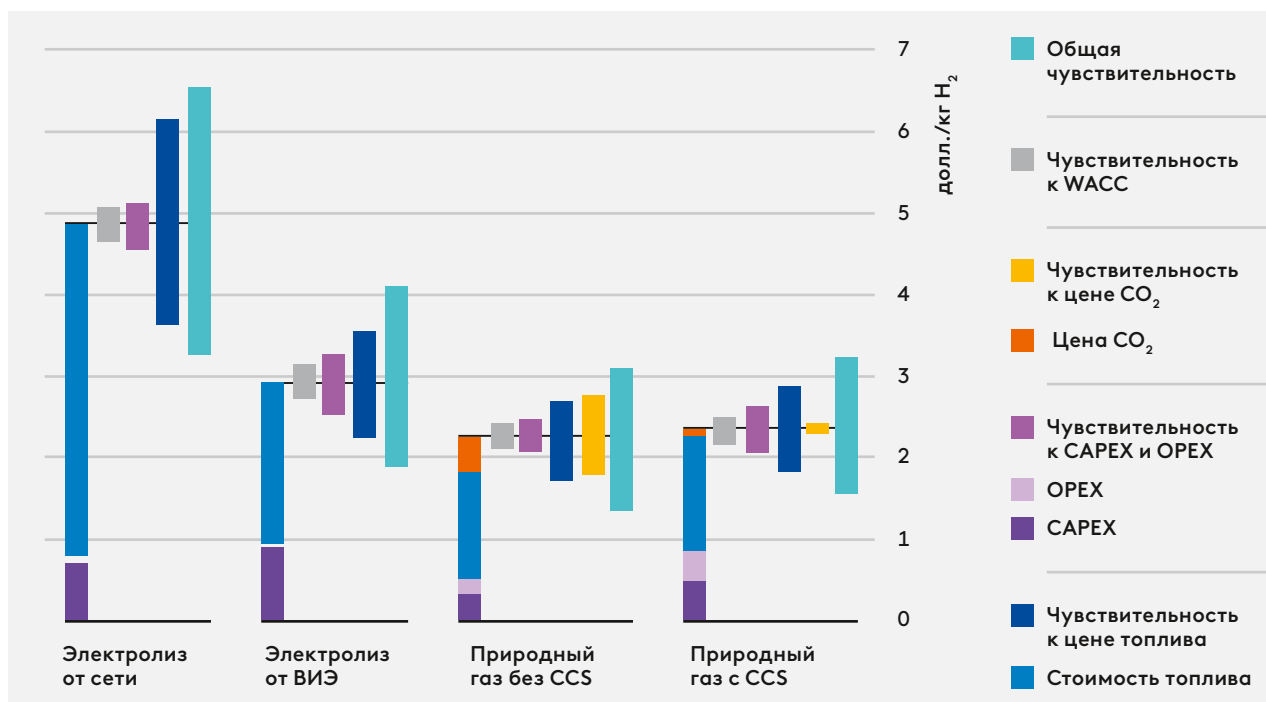
Среди стран, планирующих вложение существенных объемов инвестиций в развитие водородной энергетики, лидерами являются Япония и Германия.

Япония первой в мире приняла национальную программу развития водородной энергетики. Недавно правительство Японии решило выделить более 3,4 млрд долл. на проекты по созданию инфраструктуры экологически чистой водородной энергетики (ТАСС, 2021).

Германия планирует инвестировать в отрасль более 10 млрд евро до 2023 г., из них 7 млрд евро на «запуск рынка» (создание рамочных условий и стимулирование внутреннего спроса), 2 млрд евро на международное сотрудничество и еще 1 млрд евро — на нужды промышленности, которая, в свою очередь, должна внедрить водородные технологии, чтобы в перспективе стать первым экспортером в мире (РБК, 2021). На сегодняшний день водородная энергетика правительством Германии рассматривается как способ наиболее эффективного использования имеющихся источников энергии (Жуков, 2020).

Себестоимость производства водорода из природного газа, по оценкам Международного энергетического агентства, составляет 1,5–3,5 долл. за 1 кг. Произведенный с помощью ВИЭ водород стоит выше — 2–6 долл. за 1 кг (IEA, 2019). По данным прогноза МЭА, к 2030 г. расходы на производство водорода снизятся на 30%. В свою очередь, BloombergNEF к 2030 г. прогнозирует снижение себестоимости водорода из энергии ВИЭ до 1,4 долл. за 1 кг, а к 2050 г. — до 0,8 долл. (BloombergNEF, 2019).

Рис. 22. Затраты на производство водорода в 2030 г. по методам получения водорода



Источник: IEA, 2019.

При себестоимости производства водорода около 2 долл. за 1 кг к 2030 г. в мире можно ожидать спрос в размере от 100 до 114 млн тонн водорода в год — это плюс 35–55% к уровню 2018 г. (АЦ при Правительстве РФ, 2020).

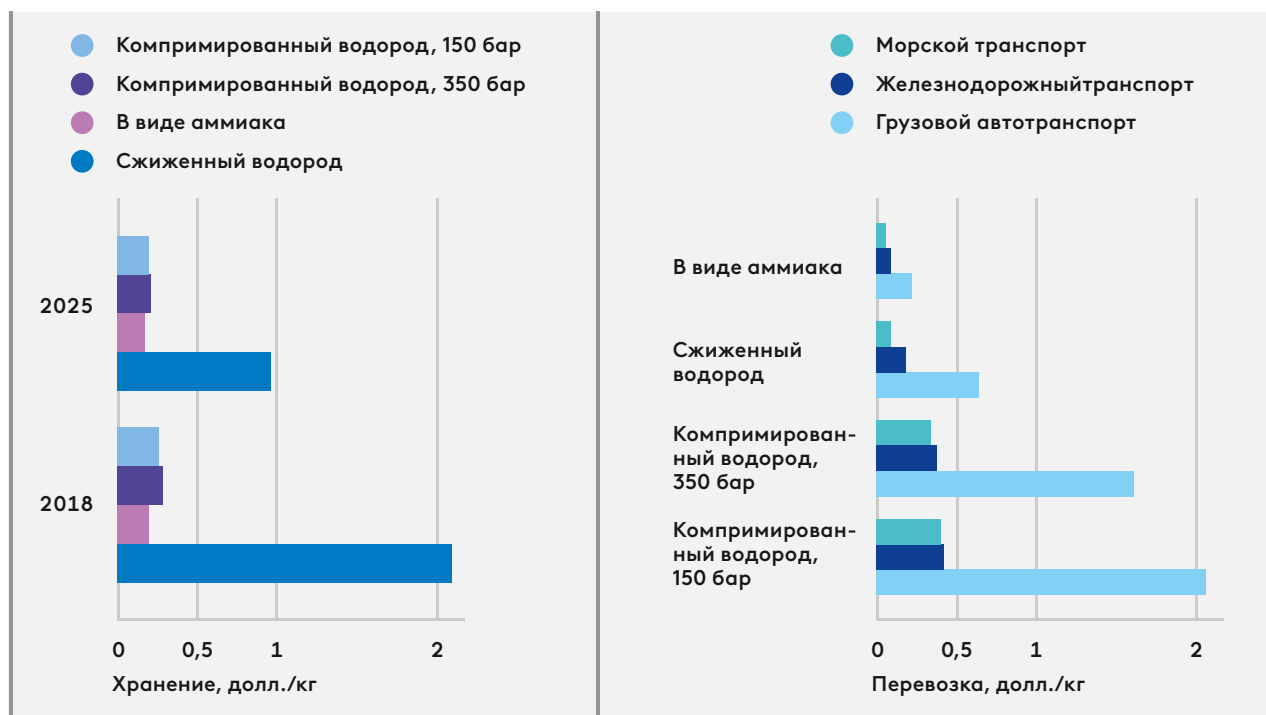
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДВУХ КЛЮЧЕВЫХ МЕТОДОВ ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОРОДА. СТОИМОСТЬ ХРАНЕНИЯ И ПЕРЕВОЗКИ ВОДОРОДА

Первый метод — получение водорода из ископаемого сырья, в частности, из природного газа (рис. 22). Этот метод является наиболее распространенным, что обусловлено экономической эффективностью этой технологии. Значимым недостатком метода является неэкологичность — при ужесточении экологического регулирования потребуются применение технологий улавливания углерода CCS. Еще один недостаток — огромный расход тепловой энергии и затраты на очистку производимого водорода от побочных продуктов (IEA, 2019).

Второй метод — это процесс электролиза. Он нуждается в большом объеме чистой воды и электроэнергии. Учитывая природно-ресурсный потенциал стран ЦА, особенно Кыргызстана и Таджикистана, процесс электролиза воды представляет собой перспективное решение вызовов водно-энергетического комплекса стран.

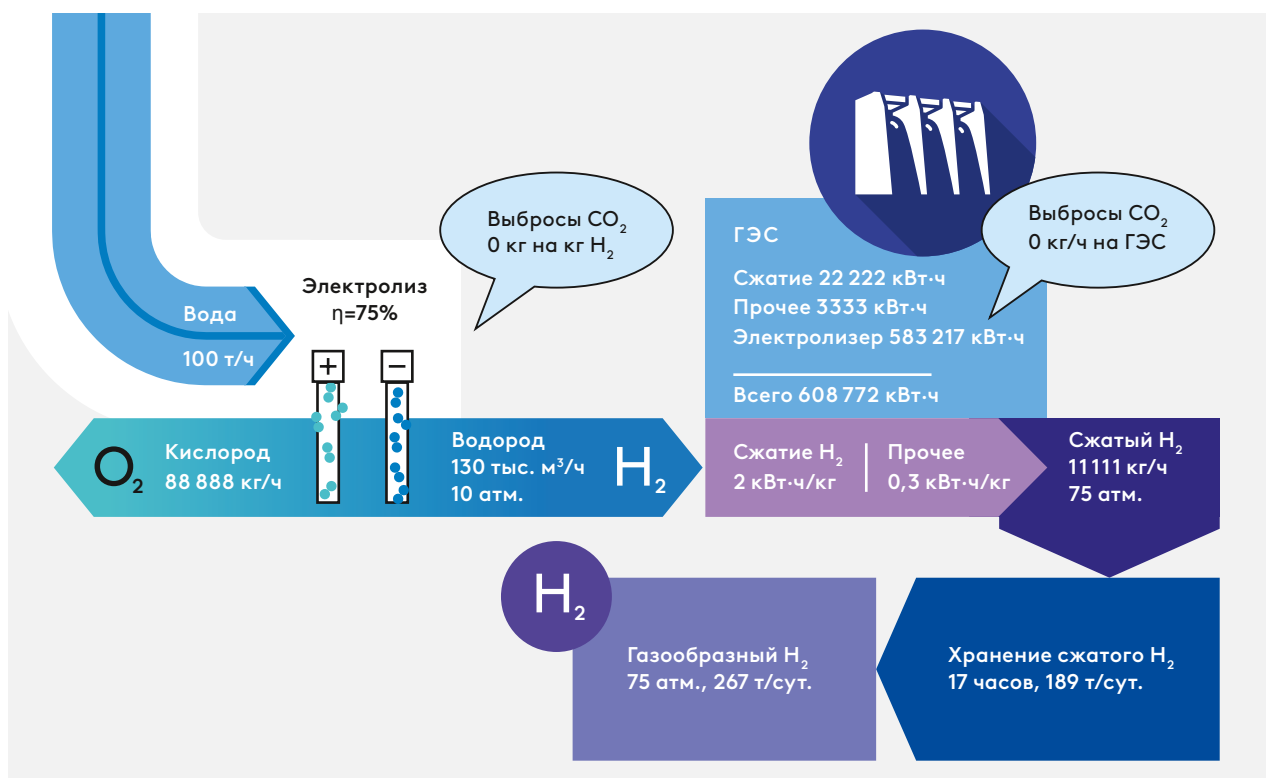
По данным исследовательского центра EnergyNet, после 2025 г. ожидается заметное практически двукратное снижение цен на хранение сжиженного водорода (с 2 до 0,9 долл. за 1 кг водорода). Наиболее экономичным будет способ хранения водорода в виде аммиака со стоимостью хранения к 2025 г. практически 0,1 долл. за 1 кг. По стоимости хранения компримированного водорода существенных изменений не ожидается (см. рис. 23).

Рис. 23. Стоимость хранения и перевозки водорода



Источник: ИЦ EnergyNet.

Рис. 24. Модель производства сжатого водорода электролизом воды при использовании энергии ГЭС



Источник: расчеты авторов на основе материалов Синяк, 2017.

Вопрос перевозки водорода является наиболее чувствительной стороной водородной энергетики. На текущем этапе транспортировать водород экономически выгодно в виде аммиака морским и железнодорожным транспортом. Грузовой автотранспорт сегодня является наиболее дорогостоящим способом транспортировки водорода (вне зависимости от формы и вида водорода). При этом стоит уточнить, что транспортировка водорода грузовым автотранспортом в виде аммиака в 10 раз дешевле, чем транспортировка сжатого водорода 150 бар (см. рис. 23).

С определенной степенью экономической эффективности можно использовать следующие методы транспортировки водорода: в газообразном виде через газопроводы, а в сжатом или сжиженном виде — автомобильным, железнодорожным и морским транспортом. Однако для передачи по одному и тому же трубопроводу равного количества энергии в виде природного газа и водорода требуется разный объем энергии — для водорода приблизительно в 4,6 раза больше. Поэтому при использовании водорода в качестве топлива для компрессорных станций при транспортировке на расстояние 2,5–4 тыс. км будет передано лишь 80–70% водорода, что ведет к его удорожанию (Москаленко, 2021).

МОДЕЛЬ ПРОИЗВОДСТВА СЖАТОГО ВОДОРОДА ЭЛЕКТРОЛИЗОМ ВОДЫ НА ОСНОВЕ ЭНЕРГИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Развитие водородной энергетики возможно в горных районах востока и юго-востока стран ЦА, которые располагают в достаточном объеме необходимыми ресурсами: огромным нереализованным гидроэнергетическим потенциалом, недорогой гидроэлектроэнергией и пресной водой. На основе модели производства сжатого водорода электролизом воды при использовании энергии ГЭС (Синяк, 2017) были произведены сравнительные расчеты. Все параметры данной модели показаны на рис. 24. Выбросы CO₂ отсутствуют — соответственно, водород, полученный данным способом, относится к зеленому типу.

Согласно результатам расчетов, для производства 1 кг водорода расход воды составил 9 кг, электроэнергии — 55 кВт·ч и кислорода — 8 кг. При расходе 100 тонн воды в час для процесса электролиза за сутки с потреблением 14 610 тыс. кВт·ч электроэнергии будет произведено порядка 267 тонн водорода.

Для расчета технико-экономических показателей производства водорода были использованы прогнозные оценки ИНП РАН. Расчеты базировались на трех сценариях прогнозных цен на энергоресурсы для производства водорода (см. табл. 2): оптимистическом, умеренном и пессимистическом (Синяк, 2017).

Рассматриваемый метод по стоимостным показателям будет уступать остальным технологиям получения водорода (см. табл. 3).

На сегодняшний день единственным весомым преимуществом метода электролиза на основе энергии ГЭС является отсутствие выбросов CO₂ — в отличие от паровой конверсии метана, выбросы при которой составляют порядка 10 кг CO₂ на 1 кг водорода, либо метода газификации угля, объем выбросов при котором достигает 22 кг CO₂ на 1 кг водорода.

Получение водорода методом электролиза на базе действующих ГЭС в текущих условиях будет по конкурентной себестоимости выше по сравнению с остальными видами ВИЭ, что обусловлено уже понесенными капитальными затратами на строительство ГЭС и низкой себестоимостью гидроэлектроэнергии.

Табл. 2. Прогнозные оценки стоимости энергоресурсов для производства водорода на период 2020–2030 гг.

Расчетные варианты оценок	Оптимистический	Умеренный	Пессимистический
Цены энергоносителей:			
природный газ, долл./тыс. м ³	150	300	450
уголь, долл./т.н.э.	50	75	100
электроэнергия от э/системы, ГЭС, долл./кВт·ч	0,05	0,1	0,15
нефть, долл./баррель	80	100	130
Удельные капиталовложения в новые технологии:			
СЭС, долл./кВт	1000	2000	3000
ВЭС, долл./кВт	500	1000	1500
Среднегодовое использование установленной мощности ВИЭ, %	45	30	15

Источник: Синяк, 2017.

Табл. 3. Оценки технико-экономических показателей производства газообразного водорода в сжатом виде

Технологии получения H ₂	Расход энергоресурсов на 1 кг H ₂		Переменные издержки (без энергоресурсов), долл./кг H ₂	Постоянные издержки (без амортизации), долл./кг H ₂	Удельные капиталовложения, тыс. долл./т H ₂
	основной	электроэнергия для вспомогат. нужд			
Электролиз от энергосистемы и ГЭС	электроэнергия 50–52	2–2,5	0,05–0,12	0,6–1,0	13–23
Электролиз от СЭС	электроэнергия 50–52	2–2,5	0,75–0,9	3,9–4,5	85–90
Паровая конверсия метана	природный газ 5,5–6,5 м ³	0,7–0,9	0,05–0,1	0,1–0,3	2–8
Газификация угля	уголь 5–7 кг у.т.	3,7–3,9	0,3–0,4	0,3–0,9	7–9

Источник: Синяк, 2017.

В долгосрочной перспективе при усовершенствовании методов производства и технологий накопления, хранения, а также при активном стимулировании развития водородной энергетики в рамках государственной поддержки себестоимость производства водорода может значительно снизиться.

Широкое использование технологии водорода может выступить драйвером для развития отрасли накопителей энергии. По мере поступательного развития водородной энергетики накопители на основе водорода могут стать оптимальным решением для устранения энергодефицита в странах ЦА.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Фундаментальными факторами, определяющими востребованность накопителей энергии, являются стоимость накопления и хранения энергии, эффективность технологии СНЭ и капитальные затраты на ее строительство. На горизонте 10–15 лет ожидается мощный рывок в технологиях производства водорода и систем его накопления. Возможность длительного хранения водорода обеспечит огромный спрос на водородную энергетику.

Неоспоримым преимуществом СНЭ является простота интеграции в энергосистему, что способствует решению проблем и наращиванию эффективности энерго мощностей. Развитие СНЭ становится новым шагом в концептуальном развитии энергетики, ускоряя ее цифровой переход, способствуя свободному энергообмену. Одним из главных направлений развития СНЭ являются технологии сезонного хранения энергии, что позволит решить проблему больших колебаний в потреблении электроэнергии по сезонам.

Текущие усилия стран ЦА направлены на формирование устойчивой работы национальных энергосистем. Со значительными сложностями сталкиваются страны, которые не обладают большими запасами ископаемого топлива, в частности, Кыргызстан и Таджикистан. Они вынуждены использовать свои накопленные гидроэнергетические мощности для удовлетворения возрастающих сезонных потребностей в электроэнергии, особенно в зимнее время, которое подразумевает спуск воды для выработки электроэнергии. Спуск воды в зимнее время периодически приводит к подтоплениям населенных пунктов, а также к возникновению дефицита поливной воды в весенне-летний период в низовьях рек Сырдарья и Амударья. Развитие водородной энергетики позволит устранить существующие проблемы в энергосистеме стран ЦА.

Производство водорода методом электролиза будет уступать по стоимостным показателям методам паровой конверсии метана и газификации угля, единственным преимуществом метода электролиза остается экологический фактор. И все же производство водорода методом электролиза у существующих ГЭС, с опорой на уже существующую инфраструктуру энерго мощностей и прямой доступ к источникам чистой воды, обойдется дешевле, чем производство на основе ВИЭ.

Процесс потребления водорода не ограничивается лишь его производством, также существуют процессы накопления и хранения, преобразования в электроэнергию или обратно в воду, которые довольно затратны. Расчеты на основе модели сделаны только для процессов получения и хранения водорода и не учитывают такие звенья, как транспортировка и преобразование в электроэнергию либо воду.

Достижение цели декарбонизации возможно за счет водорода, произведенного по методу электролиза воды на основе генерации ВИЭ. Развитие данного направления входит в число 17 взаимосвязанных целей устойчивого развития (ЦУР) ООН, соответствует ее седьмой цели — «Недорогая и экологически чистая энергия».

ПОСЛЕСЛОВИЕ. ВПЕРЕДИ — МАСШТАБНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД

Евгений Винокуров, Главный экономист Евразийского банка развития и Евразийского фонда стабилизации и развития

На глобальном уровне энергетический сектор генерирует на сегодняшний день порядка 75% выбросов парниковых газов в мире. Его трансформация является ключом к предотвращению негативных последствий изменения климата. Достижение углеродной нейтральности и сокращение глобальных выбросов углекислого газа (CO₂) до нуля к 2050 г. является международно признанным решением, которое позволит ограничить повышение средней глобальной температуры планеты в пределах 1,5 °C и тем самым предотвратить необратимые изменения климата. В этом контексте достижение поставленных глобальных целей требует полной трансформации того, как мы производим, накапливаем, транспортируем и потребляем энергию. Эта масштабная трансформация не означает простой замены одних источников энергии на другие — она призвана также решать проблему роста энергопотребления в человеческой цивилизации. Для роста экономики нужна энергия. Это еще одна причина нашей уверенности в том, что ближайшие 30 лет станут временем масштабной трансформации мировой энергетики.

Усиливающийся во всем мире политический консенсус о необходимости энергетического перехода, основанного на возобновляемых источниках и технологиях, повышающих эффективность и энергосбережение для достижения углеродной нейтральности, вызывает значительный оптимизм в отношении прогресса, которого может достичь мир. Согласно данным Международного агентства по возобновляемой энергии, в период с 2012 по 2020 г. вводимые в эксплуатацию объемы новых генерирующих мощностей на основе возобновляемых источников энергии в мире ежегодно (кроме 2014 г.) превосходили объемы всех новых мощностей, функционирующих на основе ископаемого топлива и ядерной энергии.

В 2020 г. объем новых генерирующих мощностей на основе ВИЭ достиг исторически рекордного значения в 260 ГВт, что более чем в четыре раза превысило новые мощности на основе традиционных источников. Объем выработки электроэнергии ВИЭ в Европе в течение года впервые стал превосходить объем традиционных тепловых станций, обеспечивая порядка 40% совокупного объема производства электроэнергии.

Изменение инвестиционного портфеля энергетического сектора в пользу ВИЭ в мире находит свое объяснение в значительном потенциале и технической доступности этих видов энергии. Инвестиционные решения на государственном уровне и связанное с ними технологическое развитие привели к снижению себестоимости производства электрической энергии из возобновляемых источников — теперь она сопоставима или ниже себестоимости производства энергии из ископаемого топлива во многих странах ОЭСР.

Инновационные технологические решения преобразуют глобальную энергетическую систему и прокладывают путь в декарбонизированное будущее. Инновации в области технологий и регуляtorики внедряются во всем мире. Помимо развития ВИЭ, мы видим значительный прогресс в области электрического вида транспорта, накопителей энергии, цифровых технологий и искусственного интеллекта. Эти технологии, являющиеся также основой для реализации структурного сдвига, способствуют

развитию новых направлений в секторе. Так, они содействуют увеличению инвестиций в экологически устойчивое использование редкоземельных элементов и других полезных ископаемых, а также в экономику замкнутого цикла. Развитие интеллектуальных электрических сетей позволяет решить проблему высокой производственной волатильности ВИЭ. Расширение поля использования ВИЭ, в том числе биоэнергетики и водорода, приносит новые решения в области транспорта, строительства и промышленности.

Быстрое распространение ВИЭ в мире и других технологических решений в энергетическом секторе является многообещающим трендом для будущей декарбонизации электроэнергетики. Но так ли радужна общая перспектива ее развития? Несмотря на изменение инвестиционных приоритетов, текущее состояние многих других показателей свидетельствует об отставании декарбонизации энергетического сектора от динамики, необходимой для достижения целевого показателя в 1,5 °C к 2050 г. Международное агентство по возобновляемой энергии ожидает, что выполнение мероприятий, заложенных в существующие государственные планы и цели в области энергетики в мире, сможет содействовать только стабилизации уровня глобальных выбросов с последующим его небольшим снижением к 2050 г. Так, несмотря на явные доказательства влияния антропогенного фактора на изменение климата, широкую поддержку Парижского соглашения и динамичное развитие экологически чистых, экономических и устойчивых источников энергии, выбросы CO₂, связанные с энергетикой, увеличивались в среднем на 1,3% ежегодно в период с 2014 по 2019 г. Ископаемое топливо — уголь, нефть и газ — сохраняет стратегическое значение в качестве основного источника энергии для всего человечества. По данным обзора ОПЕК World Oil Outlook 2020, на него приходится 72,5% мирового энергобаланса.

Достигнутый в последние годы прогресс в развитии ВИЭ и новых технологий в энергетическом секторе в мире был значительным, но неравномерным. Он затронул не все регионы мира и сконцентрировался преимущественно в крупных развитых и быстро развивающихся странах, имеющих значительный вес в мировом энергетическом балансе. Во многих других регионах мира широко распространена энергетическая бедность, которая продолжает сдерживать экономический прогресс и социальное благополучие. В 2020 г. на Европу, США и Китай приходилась самая большая доля новых возобновляемых мощностей, в то время как на Африку — всего 1% от общемирового объема. Государства — участники ЕАЭС также отстают от мирового тренда. Наиболее серьезные усилия в области ВИЭ прикладывает Казахстан. При этом объем установленных мощностей на основе ВИЭ ЕАЭС составляет порядка 70,7 ГВт, или всего 2,5% общемирового объема, несмотря на его значительный потенциал и высокую актуальность вопроса развития широкого доступа к современным формам энергии с позиции достижения углеродной нейтральности. Этому есть и объективные причины в виде огромных запасов ископаемого топлива и уже сделанных капитальных вложений. Однако, как мы отметили, на горизонте 30 лет и евразийскому региону предстоит масштабный энергетический переход.

Трансформация глобального энергетического сектора, необходимая для достижения цели по снижению выбросов и углеродной нейтральности к 2050 г., требует дальнейшего изучения. Чтобы воплотить в жизнь долгосрочные планы на 30-летнюю перспективу, необходимо проделать огромную работу, особенно с учетом значительных различий между странами, в том числе с позиции их инвестиционных и технологических возможностей. Последние тенденции показывают, что разрыв между тем, где мы находимся, и тем, где мы должны быть, увеличивается.

Вызов современности, где человечество берет на себя ответственность по ускоренному переходу к экологически чистым энергетическим технологиям, представляет актуальное исследовательское

поле для ученых и специалистов по всему миру, работающих в разных областях энергетики или на их стыке. Научно-исследовательские центры России, Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана, Узбекистана и других стран Евразии продолжают разрабатывать комплексы знаний и практически применимых технологий для решения задач в рамках развития безопасного и устойчивого энергетического будущего. При этом такие важнейшие темы, как развитие водно-энергетического комплекса Центральной Азии, являются трансграничными по своему характеру и обуславливают устойчивое развитие целого региона.

В долгосрочной перспективе активизация развития сектора ВИЭ в ЕАЭС выглядит оптимальным решением, которое будет способствовать не только технологическому развитию промышленности, но и повышению доли чистой энергии. Это является важной задачей в условиях, когда активизируются мировые усилия для борьбы с изменением климата и перехода в высокоэффективное и устойчивое будущее. Ключевыми направлениями в этой связи являются: водородная энергетика, офшорная ветроэнергетика, новые материалы для альтернативных источников энергии, технологии улавливания, хранения и транспортировки CO₂. Эти темы были проанализированы признанными профильными специалистами в рамках доклада. Ведущие научные коллективы и правительственные организации евразийского региона уделяют особое внимание разработкам во всех перечисленных и значимых на сегодняшний день областях энергетики.

В докладе рассмотрена тематика промышленного применения в среднесрочной перспективе водородной энергетики наряду с другими видами энергии. Применение водорода в качестве энергоносителя, разработка методов его хранения и транспортировки, обнаружение новых способов выработки энергии из водорода, а также создание соответствующих им видов установок и топливных элементов — ряд задач, решение которых способствует не только развитию водородной энергетики как дисциплины, но и удовлетворению устойчиво растущих потребностей человечества в возобновляемой и экологически чистой энергии. Учитывая имеющиеся возможности, тема водородной энергетики особенно интересна для евразийского региона.

Другая эффективная и экологически безопасная технология производства энергии — офшорная ветроэнергетика, играющая ключевую роль в переходе на ВИЭ. Она имеет свои преимущества, проблемы и перспективы развития. Сильный и устойчивый морской ветер, обширная территория для установки сверхбольших и плавучих ветряных турбин для более глубоких зон способствуют выработке большого количества энергии. Однако наряду с этим — дорогостоящее техническое обслуживание, более высокий уровень отказов турбин, высокая себестоимость этой энергии (в настоящее время снижается). На техническое совершенствование оборудования для офшорной энергетики направлена разработка и актуализация комплекса знаний по строительству более крупных и высоких ветряных турбин, ветропарков и плавучих ветроэнергогенераторных платформ, менее дорогих в обслуживании, а также по решению проблем гибридной ветроэнергетики, систем производства водорода, накопления и хранения энергии.

Коммерциализация инновационных разработок и создание эффективных способов использования энергии невозможны без применения новых стабильных материалов для альтернативных источников энергии, способных обеспечить плавный и бескризисный переход к безуглеродной экономике. Особый интерес представляют гибридные материалы, состоящие из природных и синтетических компонентов, незаменимые при разработке высокоэффективных систем хранения и транспортировки энергии, в частности водорода. Перспективная область применения гибридных материалов связана с возможностью опреснения морской воды с использованием солнечной энергии. С этой точки зрения

наибольший интерес представляет разработка технологий, имитирующих естественные (природные) процессы.

Приближение к углеродной нейтральности обеспечивается в том числе благодаря тому, что для решения масштабных задач по снижению выбросов углекислого газа научное и инженерное сообщество на постоянной основе создает новые технологии по улавливанию и хранению CO₂. Они хотя и находятся на начальной стадии своего развития, однако открывают дополнительные пути к декарбонизации энергетического сектора.

Понимая современные тенденции развития энергетики, а также принимая в расчет необходимость снижения углеродного следа, Евразийский банк развития и Ассоциация «Глобальная энергия» подготовили данный доклад. ЕАБР активно наращивает свой инвестиционный портфель в ВИЭ, развивает тему инвестиций в водно-энергетический комплекс Центральной Азии, а его аналитическая команда проводит соответствующие прикладные исследования. Начиная с 2002 г. Ассоциация «Глобальная энергия» ежегодно оказывает содействие международным исследованиям и проектам в области энергетики, занимается энергетическим сотрудничеством, а также продвижением и поддержкой инноваций в отрасли. Обе организации разделяют мнение об огромной потенциальной важности водородной экономики.

Помимо значения для научного сообщества и широкой общественности, доклад дает пример сотрудничества организаций, для которых принципиально важны экология нашей планеты в целом и курс на декарбонизацию в частности.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

Аналитический центр (АЦ) при Правительстве РФ (2018) Накопители в электроэнергетике. Энергетический бюллетень, 60. Май. Доступно на: <https://ac.gov.ru/archive/files/publication/a/16882.pdf> (Просмотрено 27 августа 2021).

Аналитический центр (АЦ) при Правительстве РФ (2020) Водородная энергетика. Энергетический бюллетень, 89. Октябрь. Доступно на: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/energo/energo_oct_2020.pdf (Просмотрено 27 августа 2021).

Бессель, В. (2021) О перспективах развития глобальной энергетики и ее влияния на энергетическую безопасность России. Бурение и нефть, 5, с. 44–53.

Бессель, В., Лопатин, А., Кучеров, В. (2014) Потенциал использования солнечной и ветровой энергии в ТЭК России. Деловой журнал Neftegaz.RU, 6 (30), с. 74–79.

Винокуров, Е. (2008) Водно-энергетические ресурсы Центральной Азии: проблемы использования и освоения. Аналитический доклад. Алматы: Евразийский банк развития.

Винокуров, Е., Ахунбаев, А., Усманов, Н., Цукарев, Т., Сарсембеков, Т. (2021) Инвестиции в водно-энергетический комплекс Центральной Азии. Доклады и рабочие документы 21/3. Алматы, Москва: Евразийский банк развития.

Градиент Килби (2017), Водородный накопитель для долгосрочного хранения энергии. Доступно на: <https://gradientkilby.ru/vozobnovlyaemye-istochnik-energii/vodorodnyy-nakopitel-dlya-dolgosrochnogo-khraneniya-energii/> (Просмотрено 30 июля 2021).

Дмитриевский, А., Хан, С., Мойжиш, Я., Семенов, О., Хвостова, В. (2009) Сокращение объемов буферного газа при создании газохранилищ в месторождениях углекислого газа. Газовая промышленность, 9 (636), с. 37–40.

Европейская экономическая комиссия ООН (UNECE) (2021a) Геологическое хранение CO₂ в странах Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии: первичный анализ потенциала и политики. Доступно на: https://unece.org/sites/default/files/2021-04/Geologic%20CO2%20storage%20report_final_RU.pdf (Просмотрено 24 августа 2021).

Европейская экономическая комиссия ООН (UNECE) (2021b) Технологический обзор. Улавливание, использование и хранение углерода (CCUS). Доступно на: https://unece.org/sites/default/files/2021-03/CCUS%20brochure_RU_final_0.pdf (Просмотрено 24 августа 2021).

Жуков, С. (ред.) (2020) Мировая экономика и энергетика: драйверы перемен. М.: ИМЭМО РАН.

Институт энергетики НИУ ВШЭ (2020) Накопители энергии. Доступно на: <https://energy.hse.ru/accenergy> (Просмотрено 8 июня 2021).

Козлов, С., Фатеев, В. (2009) Водородная энергетика: современное состояние, проблемы, перспективы. М.: Газпром ВНИИГАЗ.

Макарьев, О., Барсук, Н., Дьяченко, Г., Бутов, К. (2020) Роль подземных хранилищ газа в формировании новой мировой энергетической отрасли. Газовая промышленность, 4.

Макарян, И., Седов, И., Никитин, А., Арутюнов, В. (2020) Современные подходы к получению водорода из углеводородного сырья. Научный журнал Российского газового общества, 1 (24), с. 50–68.

Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (IRENA) (2020) Стоимость производства электроэнергии на ВИЭ в 2019 году. Доступно на: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Costs_2019_RU.pdf?la=en&hash=DjCBCAFIEEFBB2DCE581FA5ABBDFD04889F6F5A (Просмотрено 25 мая 2021).

Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК) (2005) Улавливание и хранение двуокиси углерода. Специальный доклад. Доступно на: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_spm_ts_ru-1.pdf (Просмотрено 24 августа 2021).

Министерство энергетики РФ (2020) План мероприятий («дорожная карта») по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года. Доступно на: <https://minenergo.gov.ru/node/19194> (Просмотрено 25 мая 2021).

Митрова, Т., Мельников, Ю., Чугунов, Д. (2019) Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию. М.: Центр энергетики московской школы управления «Сколково».

Михаленко, В. (2018) Справочник по подземным хранилищам газа мира. Обзорная информация. М.: Газпром ВНИИГАЗ.

Москаленко, Г. (2021) Водородная логистика: перспективы, проблемы, задачи для России. РСМД, 21 июня. Доступно на: <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/vodorodnaya-logistika-perspektivy-problemy-zadachi-dlya-rossii/> (Просмотрено 25 августа 2021).

Парсегов, С. (2017) CO₂-EOR. Парниковый эффект в добыче нефти. Нефтегазовая Вертикаль, 13–14. Доступно на: <http://www.ngv.ru/upload/iblock/407/407607aea0bf368f7d09e75414cea4eb.pdf> (Просмотрено 24 августа 2021).

Полякова, Т. (2012) Состояние и перспективы водородной энергетики. Вестник МГИИ-Университета, 1 (22), с. 156–164.

Радченко, Р., Мокрушин, А., Тюльпа, В., Щеклеин, С. (2019) Общая энергетика: водород в энергетике. Учебное пособие для вузов. М.: Издательство Юрайт.

РБК (2019) Водородные перспективы. 20 декабря. Доступно на: <https://plus.rbc.ru/news/5dfc2e607a8a9fb3e34dbf3> (Просмотрено 25 августа 2021).

РБК (2021) Водородная энергетика России и Европы: перспективы рынка на \$700 млрд 11 марта. Доступно на: <https://trends.rbc.ru/trends/green/5ef46e379a7947a89c25170d> (Просмотрено 25 августа 2021).

Синяк, Ю. (2017) Моделирование стоимости водородного топлива в условиях его централизованного производства, Дуников, Д. (ред.) Водородные энергетические технологии. Материалы семинара лаборатории ВЭТ ОИВТ РАН: сборник научных трудов. М.: ОИВТ РАН, с. 39–56.

TACC (2021) Токио выделит более \$3,4 млрд на развитие водородной энергетики. 28 апреля. Доступно на: <https://tass.ru/ekonomika/11259867> (Просмотрено 25 августа 2021).

Хан, С., Дмитриевский, А., Аксютин, О., Люгай, Д., Хвостова, В. (2012) Утилизация и хранение углекислого газа: мировой опыт. Обзорная информация. М.: Газпром ВНИИГАЗ.

Хан, С., Дорохин, В., Бондаренко, Н. (2016) Использование особенностей агрегатных состояний диоксида углерода для замещения части буферного объема подземных хранилищ газа. Газовая промышленность, 4 (736), с. 50–54.

Хан, С., Дорохин, В., Скрыбина, А., Бондаренко, Н. (2017) Способ эксплуатации подземного хранилища природного газа. Патент № 2615198 РФ, С1. Доступно на: https://yandex.ru/patents/doc/RU2615198C1_20170404 (Просмотрено 26 августа 2021).

Энерджинет (2018) Перспективы России на глобальном рынке водородного топлива. Доступно на: <https://energynet.ru/library> (Просмотрено 25 августа 2021).

Asia Times (2018) China keen on investing in offshore wind power park in Russia's Arctic region. February 2. Available at: <https://asiatimes.com/2018/02/china-keen-investing-offshore-wind-power-park-russias-arctic-region/> (Accessed on 13 September 2021).

Baiyu, G. (2020) Offshore Wind Takes off in China. China Dialogue, October 9. Available at: <https://chinadialogue.net/en/energy/china-offshore-wind-power-growth/> (Accessed on 25 August 2021).

BloombergNEF (2019) New Energy Outlook 2019. Executive summary.

BP (2020) Statistical Review of World Energy. 69th edition. Available at: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (Accessed on 25 May 2021).

BP (2021) Statistical Review of World Energy. 70th edition. Available at: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (Accessed on 24 August 2021).

Bradshaw, M. (2021) Gravitricity Reveals Underground Hydrogen Storage Plans. The Engineer, May 24. Available at: <https://www.theengineer.co.uk/gravitricity-reveals-underground-hydrogen-storage-plans/> (Accessed on 15 July 2021).

Buljan, A. (2021) Wind Turbines at Sea Account for 5 per cent of Global Wind Energy Capacity. April 27. Available at: <https://www.offshore-energy.biz/wind-turbines-at-sea-account-for-5-per-cent-of-global-wind-energy-capacity> (Accessed on 25 August 2021).

Businesswire (2020) Global Wind Power Market to Grow with a CAGR of 7.9% from 2020 to 2025. March 24. Available at: <https://www.businesswire.com/news/home/20200324005384/en/Global-Wind-Power-Market-to-Grow-with-a-CAGR-of-7.9-from-2020-to-2025---ResearchAndMarkets.com> (Accessed on 13 September 2021).

- Carroll, J., McDonald, A., McMillan, D. (2016) Failure Rate, Repair Time and Unscheduled O&M Cost Analysis of Offshore Wind Turbines. *Wind energy*, 19 (6), pp. 1107–1119.
- Dao, C., Kazemtabrizi, B., Crabtree, C. (2019) Wind Turbine Reliability Data Review and Impacts on Levelised Cost of Energy. *Wind Energy*, 22 (12), pp. 1848–1871.
- Eshchanov, B., Abylkasymova, A., Aminjonov, F., Moldokanov, D., Overland, I., Vakulchuk, R. (2019) Renewable Energy Policies of the Central Asian Countries. *Central Asia Regional Data Review*, 16, pp. 1–4.
- European Commission (2020) Communication COM/2020/301: A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe. July 16. Available at: https://knowledge4policy.ec.europa.eu/publication/communication-com2020301-hydrogen-strategy-climate-neutral-europe_en (Accessed on 25 May 2021).
- Evwind (2021) China's Offshore Wind Energy Efforts Gain Ground. January 1. Available at: <https://www.evwind.es/2021/01/01/chinas-offshore-wind-energy-efforts-gain-ground/78803> (Accessed on 25 August 2021).
- Fernández-Guillamón, A., Das, K., Cutululis, N. A., Molina-García, A. (2019) Offshore Wind Power Integration into Future Power Systems: Overview and Trends. *MDPI*, 7 (11). Available at: <https://www.mdpi.com/2077-1312/7/11/399> (Accessed on 25 August 2021).
- Global CCS Institute (2020) Global Status Report. Available at: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/download/> (Accessed on 24 August 2021).
- Hydrogen Council (2017) Hydrogen Scaling Up. A Sustainable Pathway for the Global Energy Transition. November. Available at: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf> (Accessed on 25 May 2021).
- International Energy Agency (IEA) (2019) The Future of Hydrogen. Seizing Today's Opportunities. Technology Report, June. Available at: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (Accessed on 27 August 2021).
- International Renewable Energy Agency (IRENA) (2017) Climate policy drives shift to renewable energy. Available at: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Topics/Climate-Change/IRENA_Climate_policy_2017.pdf (Accessed on September 13, 2021).
- International Renewable Energy Agency (IRENA) (2019) Future of Wind: Deployment, Investment, Technology, Grid Integration and Socio-Economic Aspects. Available at: <https://www.irena.org/publications/2019/Oct/Future-of-wind> (Accessed on 25 August 2021).
- International Renewable Energy Agency (IRENA) (2021) Renewable Capacity Statistics 2021. Available at: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2021.pdf (Accessed on September 13, 2021).
- Kudelin, A., Kutcherov, V. (2021) Wind Energy in Russia: The Current State and Development Trends. *Energy Strategy Reviews*, 34. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X21000134?via%3DIihub> (Accessed on 25 August 2021).
- Laille, J.-P., Molinard, J.E., Wents, A. (1988) Inert Gas Injection as Part of the Cushion of the Underground Storage of Saint-Clair-Sur-Epte, France. Paper presented at the SPE Gas Technology Symposium, Dallas, Texas. <https://doi.org/10.2118/17740-MS>.
- LS Power (2020) LS Power Energizes Largest Battery Storage Project in the World, The 250 MW Gateway Project in California. August 19. Available at: <https://www.lspower.com/ls-power-energizes-largest-battery-storage-project-in-the-world-the-250-mw-gateway-project-in-california-2/> (Accessed on 7 July 2021).
- Lu, X., McElroy, M. B. (2017) Global Potential for Wind-Generated Electricity, in Letcher, T. M. (ed.) *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*. London: Academic Press, pp. 51–73.
- Maier, S. (2015) Feasibility of offshore wind substructures in Arctic environments. Master Thesis, Delft University of Technology.
- Mishnaevsky Jr, L., Branner, K., Petersen, H. N., Beauson, J., McGugan, M., Sørensen, B. (2017) Materials for Wind Turbine Blades: An Overview. *Materials*, 10 (11). Available at: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC5706232/> (Accessed on 25 August 2021).
- Mishnaevsky Jr, L., Fæster, S., Mikkelsen, L. P., Kusano, Y., Bech, J.I. (2020) Micromechanisms of Leading Edge Erosion of Wind Turbineblades: X-ray Tomography Analysis and Computational Studies. *Wind Energy*, 23, pp. 547–562.
- Mishnaevsky Jr, L., Hasager, C. B., Bak, C., Tilg, A.-M., Bech, J. I., Rad, S. D., Fæster, S. (2021) Leading Edge Erosion of Wind Turbine Blades: Understanding, Prevention and Protection. *Renewable Energy*, 169, pp. 953–969.
- Naccarella, I. (2017) LaNi₅H₂ and Similar Alloys for Hydrogen Storage. November 10. Available at: <http://large.stanford.edu/courses/2017/ph240/naccarella/> (Accessed on 25 May 2021).
- Ørsted (2019) Making green energy affordable. How the offshore wind energy industry matured – and what we can learn from it. Available at: <https://orsted.com/en/about-us/whitepapers/making-green-energy-affordable> (Accessed on 13 September 2021).
- PR Newswire (2021) Global Offshore Wind Market to 2024: Rising Penetration of Offshore Wind Power. January 14. Available at: <https://www.prnewswire.com/news-releases/global-offshore-wind-market-to-2024-rising-penetration-of-offshore-wind-power--improvement-in-capacity-factor--rising-renewable-energy-consumption--growing-numbers-of-offshore-wind-farms-301208672.html> (Accessed on 13 September 2021).
- Rasmussen, M. P. (2021) The future of offshore wind technologies. Siemens Gamesa, March 4. available at: <https://www.siemensgamesa.com/en-int/explore/journal/2021/03/siemens-gamesa-future-offshore-wind-technology> (Accessed on 13 September 2021).
- Shenvekar, S. (2021) Offshore Wind Power Market to Reach a Capacity of 94 GW by 2026; Rising Investments & Growing Demand for Renewable Energy Generation to Propel Market Growth: Says Fortune Business Insights. *WindInsider*, June 2. Available at: <https://windinsider.com/2021/06/02/offshore-wind-power-market-to-reach-a-capacity-of-94-gw-by-2026-rising-investments-growing-demand-for-renewable-energy-generation-to-propel-market-growth-says-fortune-business-insights/> (Accessed on 25 August 2021).
- Siemens Gamesa (2021) Green hydrogen: Fuel of the future. Available at: <https://www.siemensgamesa.com/products-and-services/hybrid-and-storage/green-hydrogen> (Accessed on 13 September 2021).
- Statista (2021) Offshore wind turbine manufacturers' share of cumulative installations in Europe in 2020. Available at: <https://www.statista.com/statistics/666579/wind-turbine-manufacturers-eu/> (Accessed on 13 September 2021).
- Stephenson, S. (2011) Wind Blade Repair: Planning, Safety, Flexibility. *CompositesWorld*, January 8. Available at: [https://www.compositesworld.com/columns/wind-blade-repair-planning-safety-flexibility\(2\)](https://www.compositesworld.com/columns/wind-blade-repair-planning-safety-flexibility(2)) (Accessed on 25 August 2021).
- Stiesdal (n.d.) The Vital Role of Floating Wind. Available at: <https://www.stiesdal.com/offshore-technologies/the-vital-role-of-floating-wind/> (Accessed on 25 August 2021).
- Tacx, J. (2019) The Future of Offshore Wind – Floating Wind Farms. *Energy Central*, September 6. Available at: <https://energycentral.com/c/ee/future-offshore-wind-floating-wind-farms> (Accessed on 26 August 2021).
- Tek, M. R. (ed.) (1989) *Underground Storage of Natural Gas: Theory and Practice*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers.
- U.S. Department of Energy (2015) Wind Vision: A New Era for Wind Power in the United States. Available at: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/03/f20/wv_executive_summary_overview_and_key_chapter_findings.pdf (Accessed on 25 August 2021).
- Vaalma, C., Buchholz, D., Weil, M., Passerini, S. (2018) A Cost and Resource Analysis of Sodium-Ion Batteries. *Nature Reviews. Materials*, 3. Available at: <https://click.ru/X3eyU> (Accessed on 25 July 2021).
- Wiser, R., Rand, J., Seel, J., Beiter, Ph., Baker, E., Lantz, E., Gilman, P. (2021) Expert Elicitation Survey Predicts 37% to 49% Declines in Wind Energy Costs by 2050. *Nature Energy*, 6, pp. 555–565.
- World Bank (2010) Load Dispatch and System Operation Study in Central Asian Power System. Available at: <https://documents.worldbank.org/pt/publication/documents-reports/documentdetail/961351468178154865> (Accessed on 8 June 2021).



Комментарии, предложения и замечания к настоящему докладу
вы можете направить по адресам pressa@eabr.org и info@ge-prize.org