УДК 661.96; 621.6.028

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДОРОДА КАК ОДНО ИЗ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ЭКОНОМИКИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (обзор)

© К. И. Якубсон

Институт проблем нефти и газа РАН,
119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: kris.yakubson@yandex.ru

Поступила в Редакцию 13 октября 2020 г.
После доработки 13 октября 2020 г.
Принята к публикации 27 ноября 2020 г.

В обзоре рассмотрены перспективы производства и использования в Российской Федерации водорода, получаемого из ископаемого топлива и путем электролиза воды. На основе анализа прогнозов параметров производства в России аммиака, метанола, нефтепродуктов и продуктов прямого восстановления железа оценено количество необходимого для этого водорода, получаемого методом паровой конверсии углеводородов. Обоснована перспективность использования для захоронения углекислого газа, образующегося при паровой конверсии углеводородов, существующих подземных газохранилищ. Оценены возможности крупномасштабного производства водорода путем электролиза воды при увеличении эффективности использования мощностей существующих атомных и гидроэлектростанций и разрабатываемых высокотемпературных реакторов с газовым охлаждением. Предложено создание территориальных водородных кластеров, обладающих необходимым потенциалом для производства, хранения и экспорта водорода в страны Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона. Оценены возможности использования водорода и метан-водородных смесей в целях снижения выбросов углекислого газа при эксплуатации автотранспорта, добыче полезных ископаемых, производстве электроэнергии и тепла, в обрабатывающей промышленности.

Ключевые слова: *водород; паровая конверсия метана; электролиз воды; подземные хранилища газа; эмиссия углекислого газа*

DOI: 10.31857/S0044461820120014

Введение

Переход большинства развитых стран к декарбонизации экономики предполагает постепенную замену ископаемых топлив и продуктов их переработки водородом как альтернативным энергоносителем [1, 2]. В перспективе это может привести к существенному снижению российского экспорта углеводородного сырья и замедлению роста отечественной экономики. Россия обладает необходимыми сырьевыми и энергетическими ресурсами и научно-технологическим потенциалом для развития водородных технологий [3], что определяет актуальность анализа возможностей производства и использования водорода в РФ и его экспорта в страны-потребители.

Рост интереса к водороду как альтернативному энергоносителю в экономически развитых странах-экспортерах нефти явился реакцией на нефтяной кризис 70-х годов. Уже в начале 80-х годов в США была принята программа по развитию водородных

технологий.[1] В 2002 г. Министерством энергетики США были сформулированы концепция «A national vision of America′s transition to a hydrogen economy — to 2030 and beyond»[2] и дорожная карта «National hydrogen energy roadmap»[3] масштабных исследований и разработок на период до 2030 г. в области создания топливных элементов, производства водорода, его транспортировки, хранения, использования на транспорте, в промышленности и энергетике.

Дополнительным стимулом для развития водородных технологий явилось Парижское соглашение по изменению климата, принятое в 2015 г. представителями 195 стран и ЕС.[4] В соглашении отмечается, что «ускорение, поощрение и стимулирование инноваций имеют решающее значение для эффективного и долгосрочного глобального реагирования на изменение климата». Показано, что уровень производство водорода напрямую связан с ожидаемыми антропогенными выбросами углерода [4]. В период с 2017 по 2020 г. разработали и опубликовали национальные водородные стратегии входящие в группу G20 Япония, Южная Корея, Австралия, Германия и Европейский союз (ЕС),[5] в настоящее время программы развития водородных технологий приняты в более чем 20 странах [3]. В 2006 г. на саммите «Группы восьми» (G8) был принят план действий «Глобальная энергетическая безопасность».[6] В нем, в частности, говорилось о поддержке перехода к водородной энергетике (в том числе в рамках международного партнерства), о необходимости развития научных исследований и разработки единых международных стандартов в области водородной энергетики, инфраструктуры и соответствующих мер безопасности.

Важным событием, подтвердившим интерес крупного бизнеса к развитию водородных технологий, явилось создание в 2017 г. Водородного Совета (Hydrogen Council), членами которого в настоящее время являются руководители 94 компаний из различных секторов мировой экономики. Водородным Советом разработаны программа и дорожная карта развития водородных технологий,[7] в соответствии с которыми для создания водородной экономики до 2030 г. потребуются ежегодные инвестиции в размере от 20 до 25 млрд $ на общую сумму около 280 млрд $.

В настоящее время в России в отличие от многих экономически развитых стран отсутствуют национальные стратегии (программы) перехода к низкоуглеродной экономике и развития водородных технологий. Только в ноябре 2019 г. в Минэнерго РФ была создана рабочая группа по развитию водородной энергетики в стране, в число задач которой входит формирование плана мероприятий («дорожной карты») развития водородной энергетики в Российской Федерации.[8] В Энергетической стратегии РФ, принятой в начале июля 2020 г., указано, что «задачей водородной энергетики является развитие производства и потребления водорода, вхождение Российской Федерации в число мировых лидеров по его производству и экспорту». Отмечается, что к мерам, способствующим развитию водородной энергетики, относятся «увеличение масштабов производства водорода из природного газа, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии, атомной энергии; разработка отечественных низкоуглеродных технологий производства водорода методами конверсии, пиролиза метана, электролиза и других технологий, в том числе с возможностью локализации зарубежных технологий; стимулирование спроса на

[1] US DOE Hydrogen and Fuel Cells Program. URL: https://www.hydrogen.energy.gov/program_areas.html

[2] A national vision of America′s transition to a hydrogen economy — to 2030 and beyond. United States Department of Energy, February 2002. URL: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/vision_doc.pdf

[3] National hydrogen energy roadmap. United States Department of Energy, November 2002. URL: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/national_h2_roadmap.pdf

[4] Парижское соглашение. URL: https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf

[5] Challenges for Japan′s Energy Transition. Basic Hydrogen Strategy / Agency for Natural Resources and Energy (ANRE), Ministry of Economy, Trade and Industry (METI). October 2018, Japan. https://www.nedo.go.jp/content/100899750.pdf

Hydrogen Economy Plan in Korea. https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/03/Hydrogen-economy-plan-in-Korea.pdf

Australia′s national hydrogen strategy. COAG Energy Council, 2019. https://www.industry.gov.au/sites/default/files/2019-11/australias-national-hydrogen-strategy.pdf

The National Hydrogen Strategy. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. https://www.bmbf.de/files/bmwi_Nationale%20Wasserstoffstrategie_Eng_s01.pdf

Hydrogen roadmap Europe. A sustainable pathway for the European energy transition. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019. https://www.fch.europa.eu/publications/hydrogen-roadmap-europe-sustainable-pathway-european-energy-transition

[6] «Глобальная энергетическая безопасность». Решение принято 15 июля 2006 г. лидерами стран «Группы восьми». http://kremlin.ru/supplement/3715

[7] Hydrogen scaling up. Hydrogen Council November 2017. https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf

[8] Приказ Минэнерго России от 18 ноября 2019 г. № 1231 «О рабочей группе по развитию водородной энергетики в Российской Федерации».

внутреннем рынке на топливные элементы на основе водорода и природного газа в российском транспорте, а также на использование водорода и энергетических смесей на его основе в качестве накопителей и преобразователей энергии для повышения эффективности централизованных систем энергоснабжения».[1]

В октябре 2020 г. Правительством РФ утвержден разработанный Министерством энергетики план мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации» на 2020–2024 гг., целью которого является «формирование в Российской Федерации высокопроизводительной экспортно-ориентированной отрасли водородной энергетики, развивающейся на основе современных технологий и обеспеченной высококвалифицированными кадрами».[2] Планом предусмотрена «разработка, утверждение и последующая актуализация реестра существующих и перспективных технологий в области водородной энергетики», в том числе технологий получения, транспортировки и хранения водорода, применения водородного и метан-водородного топлива в энергетике и на транспорте. Планируется подготовка периодически обновляемого перечня приоритетных проектов по водородной энергетике. Выбрано несколько пилотных проектов, которые должны быть реализованы к 2023–2024 гг., в том числе проекты по разработке и испытанию газовых турбин на метан-водородном топливе, производству водорода с использованием мощностей российских атомных электростанций и др. План мероприятий предусматривает, что в первом квартале 2021 г. в Правительство Российской Федерации должна быть представлена концепция развития водородной энергетики в стране.

Развитие водородной энергетики в России в отличие от других стран напрямую не связывается с декарбонизацией. Об этом свидетельствует проект «Стратегии долгосрочного развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.»,[3] который в марте 2020 г. Минэкономразвития РФ направило на согласование в федеральные органы исполнительной власти. В проекте среди мер, которые должны обеспечить снижение выбросов парниковых газов, использование водородных технологий не рассматривается даже в сценарии интенсивного развития декарбонизации.

Сложившееся в стране положение с развитием водородных технологий обусловлено несколькими факторами. В соответствии с Энергетической стратегией РФ до 2035 г.[4] основным приоритетом государства в энергетике является обеспечение надежного снабжения населения и промышленности электроэнергией. Ресурсный потенциал топливно-энергетического комплекса России позволяет решать эту задачу сегодня и в долгосрочной перспективе за счет использования ископаемого топлива, атомной и гидроэнергии с относительно низкими выбросами диоксида углерода. По производству электроэнергии Россия занимает 4-е место в мире после Китая, США и Индии.[5] В структуре производства электроэнергии в РФ преобладают способы ее генерации, характеризующиеся либо отсутствием (атомные и гидроэлектростанции), либо относительно низким уровнем выбросов углекислого газа (тепловые электростанции, использующие газ в качестве топлива). В 2016 г. они обеспечили 83% произведенной в стране электроэнергии.[6] Это существенно больше, чем в среднем по миру, где на долю низкоуглеродной генерации в 2018 г. приходилось лишь 56% произведенной электроэнергии.[7] Такая структура российской электроэнергетики обусловила ее относительно низкую углеродоемкость порядка 360 г CO_2/кВт·ч при среднемировом уровне 475 г CO_2/кВт·ч.[8] Это дало основание ряду авторов рассматривать отечественную энергетику как относительно «чистую», низкоуглеродную [5].

В соответствии с Парижским соглашением по изменению климата, которое было ратифицировано Россией в сентябре 2019 г., наша страна должна к

---

[1] Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р «Об Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г.».

[2] Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-р. URL: https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/19194/126275

[3] Проект Стратегии долгосрочного развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. https://economy.gov.ru/material/file/babacbb75d32d90e28d3298582d13a75/proekt_strategii.pdf

[4] Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р «Об Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г.».

[5] Global Energy Statistical Yearbook 2019. https://yearbook.enerdata.ru/total-energy/world-energy-production.html

[6] Углеродоемкость электроэнергии в мире и России. Энергетический бюллетень. Вып. 72, май 2019. С. 2–27. Аналитический центр при Правительстве РФ. http://energy.esco.agency/wp-content/uploads/2019/08/2019-3_art11.pdf

[7] Electricity Information: Overview Statistics report IEA. July 2020. https://www.iea.org/reports/electricity-information-overview

[8] Углеродоемкость электроэнергии в мире и России. Энергетический бюллетень. Вып. 72, май 2019. С. 2–27. Аналитический центр при Правительстве РФ. http://energy.esco.agency/wp-content/uploads/2019/08/2019-3_art11.pdf

2030 г. снизить выбросы парниковых газов на 30% от уровня 1990 г. Эти обязательства фактически уже выполнены — в 2017 г. выбросы парниковых газов составили 53.6% от уровня 1990 г.[1] Россия хотя и входит в число мировых лидеров по эмиссии углекислого газа (в 2019 г. в РФ она составила 1755 млн т CO_2), существенно меньше выбрасывает углекислого газа, чем другие страны-лидеры (в Китае — 9467 млн т, в США — 5118 млн т, в Индии — 2277 млн т[2]). Ситуация выглядит совершенно иначе при сравнении величин удельной [нормированной на соответствующие значения валового внутреннего продукта (ВВП)[3]] эмиссии углекислого газа. Российская экономика характеризуется максимальным значением этого параметра (ее «углеродоемкостью») среди стран-лидеров по выбросам углекислого газа. В 2019 г. он превышал значение для США в 4.5 раза, для Китая и Индии — соответственно в 1.6 и 1.4 раза. Одной из основных причин такого положения является низкая энергоэффективность российской экономики, которая характеризуется удельным (нормированным на величину ВВП) расходом произведенной в стране электроэнергии. В 2019 г. величина этого параметра для России была в 3.3 раза больше, чем в США, и в 1.2 и 1.4 раза больше, чем в Индии и в Китае.

Существующие и прогнозируемые объем и структура российской электроэнергетики и выполнение с существенным опережением требований Парижского соглашения по изменению климата являются сдерживающими факторами для декарбонизации российской экономики и развития водородных технологий в стране. Однако в долгосрочной перспективе отмеченные выше тенденции могут оказать негативное влияние на развитие российской экономики, привести к снижению ее конкурентоспособности на мировых энергетических и технологических рынках. Это определяет необходимость скорейшей разработки и принятия на государственном уровне национальных программ перехода к низкоуглеродной экономике и развития водородных технологий.

Важным шагом в этом направлении явился проведенный в сентябре 2020 г. Комитетом Государственной Думы по энергетике «круглый стол» на тему «Водородная энергетика: текущая ситуация и перспективы развития в России и мире».[4] В Рекомендациях «круглого стола» сформулированы основные концептуальные положения стратегии развития в России водородных технологий. Отмечается, что в ближайшие десятилетия для достижения целей низкоуглеродного развития «необходимо создание принципиально новой индустрии и рынка, основанного на низкоуглеродном производстве водорода, его крупномасштабном хранении и транспортировке, широкомасштабном использовании в энергетике, транспорте, промышленности». Россия обладает необходимым ресурсным и технологическим потенциалом, который позволяет обеспечить развитие внутреннего рынка водородных технологий и крупномасштабный экспорт водорода [3].

В условиях ориентации экономики многих стран на низкоуглеродное развитие [6] важной характеристикой применяемых (и разрабатываемых) методов получения водорода становится их «углеродный след» — количество углекислого газа, образующегося на всех этапах его производства [7]. Наибольшее количество углекислого газа образуется при получении водорода в процессе газификации угля. Углеродный след таких производств в среднем составляет 19.4 кг CO_2/кг H_2. Углеродный след водорода, получаемого паровой конверсией метана, почти вдвое меньше и равен в среднем 12.4 кг CO_2/кг H_2. Углеродный след водорода, получаемого из ископаемого топлива, может быть существенно снижен в результате улавливания и утилизации образующегося углекислого газа. Для водорода паровой конверсии метана углеродный след в этом случае составляет в среднем 4.3 кг CO_2/кг H_2. Использование процессов улавливания и утилизации углекислого газа приводит к повышению стоимости получаемого водорода примерно на 50% [7]. По мнению экспертов Международного энергетического агентства, темпы и масштабы декарбонизации мировой экономики в значительной степени определяются уровнем готовности экономически доступных технологий утилизации углекислого газа.[5] С точки зрения величины углеродного следа несомненным преимуществом об-

[1] Экология и экономика: динамика загрязнения атмосферы страны в преддверии ратификации Парижского соглашения. Бюллетень о текущих тенденциях российской экономики. № 52. август 2019. Аналитичекий центр при Правительстве РФ. https://ac.gov.ru/files/publication/a/23713.pdf

[2] Крупнейшие экономики мира на 2020 год. Топ-20 по данным МВФ. http://topmira.com/goroda-strany/item/587-largest-economies-in-the-world

[3] Там же.

[4] Рекомендации «круглого стола» Комитета Государственной Думы по энергетике на тему «Водородная энергетика: текущая ситуация и перспективы развития в России и мире». http://www.komitet2-13.km.duma.gov.ru/Rabota/Rekomendacii-po-itogam-meropriyatij/item/24092729/

[5] Exploring Clean Energy pathways: The role of CO_2 storage. International Energy Agency. URL: https://webstore.iea.org/exploring-clean-energy-pathways

ладает электролиз воды [8, 9]. При использовании для электролиза электроэнергии, вырабатываемой АЭС, углеродный след получаемого водорода составляет в среднем 1.65 кг CO_2/кг H_2. Использование электроэнергии ветровых электростанций позволяет получать водород с углеродным следом 1.34 кг CO_2/кг H_2, для солнечных электростанций он составляет 4.47 кг CO_2/кг H_2 [7].

Углеродный след используется сегодня для углеродной маркировки (carbon labeling) компаний и продукции, например, как углеродно-нейтральной. Многие крупные компании ежегодно запрашивают у поставщиков сведения о выбросах парниковых газов и о деятельности по их сокращению, отдавая предпочтение компаниям с наилучшими экологическими показателями [5]. Водород в зависимости от величины его углеродного следа как в научной литературе, так и в правительственных документах принято разделять на четыре основные категории. Водород, получаемый из природного газа методом паровой конверсии, называют «серым» водородом. Если производство «серого» водорода сопровождается улавливанием и утилизацией образующегося углекислого газа, то его называют «голубым» водородом. В последние годы в отдельную категорию выделяют водород, получаемый пиролизом метана. Его называют «бирюзовым». Водород, получаемый путем электролиза воды, называют «зеленым» водородом.

Цель обзора — рассмотрение актуальных проблем получения, хранения и использования водорода, получаемого из ископаемого топлива и путем электролиза воды, оценка перспектив производства и использования водорода в России для обеспечения потребностей внутреннего рынка и экспортных поставок. Отдельно представлена информация, касающаяся водорода, производимого на предприятиях для собственного потребления («кэптивный» водород — captive hydrogen) и произведенного для реализации на рынке сторонним потребителям (merchant hydrogen).

Производство и использование водорода для собственных нужд предприятий («кэптивный» водород — captive hydrogen)

В России, как и в мире в целом, практически весь водород (более 95%) производится на предприятиях, использующих далее его в своих технологических процессах («кэптивный» водород), в основном методом паровой конверсии углеводородного сырья. По данным компании Air Technik, в 2013 г. в РФ было произведено около 4.5 млн т «кэптивного» водорода, из которых 70% — на предприятиях химической промышленности, 22% – на предприятиях нефтеперерабатывающей промышленности и 7% на предприятиях металлургической промышленности.[1] В химической промышленности практически весь произведенный водород используют для получения аммиака и метанола. На это расходуется соответственно 55 и 13% общего потребления «кэптивного» водорода в стране. В нефтеперерабатывающей промышленности основными технологическими процессами, в которых используют водород, являются гидрокрекинг и гидроочистка (десульфуризация), применяющиеся для повышения качества и экологических характеристик получаемых нефтепродуктов [10]. В металлургической промышленности водород используют для производства высокочистого железа прямым восстановлением (DRI – Direct Reduced Iron).[2] Полученный металл с добавкой металлического лома является далее сырьем для получения высококачественных сталей при плавке в электрических печах [11]. Прогнозируют, что в РФ в средне- и долгосрочной перспективе отрасли промышленного производства, использующие «кэптивный» водород, будут развиваться достаточно динамично [12–18].

Так, в химической промышленности сохранится высокая доля использования водорода при производстве аммиака и метанола. В 2018 г. в России было произведено 17.8 млн т аммиака [12], из которых 70% в виде первичного продукта и аммиачных удобрений экспортировали в страны ЕС, Турцию, Марокко, Бразилию, США. В настоящее время на долю России приходится 16% мирового рынка аммиака и от 13 до 39% мирового рынка различных видов азотных удобрений [13]. Учитывая тенденции развития мирового и внутреннего рынка потребления аммиака и его производных, в ближайшие годы в России планируют реализовать 9 крупных проектов по строительству предприятий по производству аммиака и карбамида. Прогнозируют, что к 2025–2030 гг. производство аммиака в стране достигнет 23.7 млн т, что на 66% выше, чем в 2013 г. [13]. Соответственно возрастет и производство водорода, используемого на эти цели. К 2030 г. оно может составить около 4 млн т в год. Менее однозначен прогноз по развитию производства метанола. В 2017 г. в РФ было произведено 4.1 млн т метанола, из которых лишь около 60% (2.4 млн т) используется для внутреннего потребления [14].

[1] Сферы применения водорода. Air Technik. https://airtechnik.ru/blog/sfery-primenenija-vodoroda/

[2] Direct reduced iron production volume in Russia from 2011 to 2019. Statista Global Business Data Platform. https://www.statista.com/statistics/1055600/direct-reduced-iron-production-volume-russia/

Прогнозируют, что внутренний спрос на метанол будет расти не более чем на 2% в год и достигнет к 2030 г. лишь 3.1 млн т [14]. Ориентируясь на быстро растущий мировой рынок метанола, производство и потребление которого может увеличиться к 2025 г. на 60% по сравнению с 2017 г., к 2030 г. в РФ планируют построить 14 крупных заводов, в совокупности производящих 19 млн т метанола [15]. Большинство из них будет расположено в Европейской части страны и соответственно ориентировано преимущественно на европейский рынок. Учитывая, что рост экспортного потенциала европейского рынка метанола составляет около 2% в год [14], многие эксперты сомневаются в целесообразности выбранной конфигурации этих проектов. При сохранении неизменной доли (24%) российского экспорта на европейском рынке экспорт метанола составит к 2030 г. примерно 2.2 млн т в год [14]. Более востребованной на внешнем рынке может быть продукция заводов, которые планируют построить на востоке страны, ориентированных на экспорт на азиатский рынок, прежде всего в Китае (планируемый объем производства — около 6 млн т метанола в год) [14]. Это объясняется тем, что к 2025 г. Китай будет потреблять 81 млн т метанола. Сегодня основными странами-экспортерами на китайском рынке метанола являются страны Ближнего Востока (более 50% рынка), Малайзия, Новая Зеландия и США [15]. С учетом благоприятной транспортной логистики при строительстве предприятий на Дальнем Востоке, особенно по сравнению со странами Ближнего Востока, поставки российского метанола на китайский рынок могут быть достаточно востребованными. Таким образом, даже при реализации консервативного сценария экспорта российского метанола (только европейское направление) к 2030 г. производство метанола в стране составит примерно 5.3 млн т в год. В случае дополнительного экспорта в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (оптимистичный сценарий) он может превысить 11 млн т в год. Для достижения этих уровней производства метанола потребуется ежегодно вырабатывать от 0.9 до 1.9 млн т водорода.

Рост потребления водорода в нефтепереработке будет связан с преодолением отставания от мировых лидеров (США, страны ЕС) по глубине переработки нефти и выходу светлых нефтепродуктов из-за недостаточного развития вторичных процессов переработки углеводородного сырья, прежде всего гидрокрекинга. Как отмечают авторы работы [16], «в развитии процессов, углубляющих переработку нефти, Россия отстает от среднемирового и европейского уровня в 2 раза, от уровня США — более чем в 3 раза, а в развитии важнейших из этих процессов, каталитического крекинга и гидрокрекинга, — в 4–7 раз». На ликвидацию этого отставания направлена программа модернизации нефтеперерабатывающей промышленности России [17]. Уже на первом этапе реализации программы были достигнуты впечатляющие результаты. За период с 2010 по 2017 г. мощность установок по гидроочистке дизельного топлива и бензина каталитического крекинга увеличилась на 20%, по гидрокрекингу — почти на 70%. Это привело к увеличению глубины переработки нефти с 71.4 до 83.4% и повышению выхода светлых нефтепродуктов с 56 до 62.2%. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 г. предусматривает дальнейшее увеличение выхода светлых нефтепродуктов до 70%. Для этого планируется к 2035 г. ввести в эксплуатацию 50 новых установок вторичной переработки нефти.[1] Оценка роста потребности в водороде нефтеперерабатывающей промышленности может быть произведена на основе соотношения текущего уровня потребления водорода и объема переработки нефти. В 2013 г. на начальном этапе модернизации нефтеперерабатывающей промышленности РФ при объеме переработки 274.5 млн т для реализации вторичных процессов было израсходовано около 1 млн т водорода, что составило 3.6 кг H_2/т нефти. Если принять, что удельный расход водорода в процессах нефтепереработки повышается с увеличением выхода светлых нефтепродуктов, то можно ожидать, что к 2030–2035 гг. удельный расход водорода достигнет 4.6 кг H_2/т нефти, что сопоставимо со средним значением (5.3 кг H_2/т нефти) в мировой нефтеперерабатывающей промышленности в 2019 г.[2] Поэтому при планируемом уровне нефтепереработки в стране в 2030–2035 гг. годовое производство водорода на предприятиях нефтеперерабатывающей промышленности может достигнуть 1.4 млн т.

Что касается производства железа типа DRI в России, то единственным предприятием, использующим эту технологию, является горно-металлургическая компания «Металлоинвест». Компания начала осваивать эти технологии в начале 2000-х годов.

---

[1] Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р «Об Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г.».

[2] Global Energy Statistical Yearbook 2019. https://yearbook.enerdata.ru/total-energy/world-energy-production.html

The Future of Hydrogen. Seizing today′s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. June 2019. https://webstore.iea.org/download/summary/2803?fileName=English-Future-Hydrogen-ES.pdf

Уже через 10 лет, после выхода на плановую мощность первых двух установок по производству DRI, компания заняла лидирующие позиции в Европе по выпуску железа прямого восстановления. В 2013 г. его производство составило 5.3 млн т. В 2017 г. была введена в эксплуатацию еще одна установка, что позволило в 2018 г. увеличить производства DRI до 7.9 млн т, из которых 3.6 млн т отправлено на экспорт [18]. В соответствии со Стратегией устойчивого развития холдинга «Металлоинвест» [17] в период с 2018 по 2023 г. запланировано ежегодное увеличение производства DRI на 1.2%. При сохранении этой тенденции в последующие 5–7 лет прогнозируемый объем производства железа прямого восстановления в 2030 г. составит около 11 млн т, что потребует примерно 1.5 млн т водорода. Таким образом, исходя из планов развития рассмотренных выше отраслей отечественной промышленности, использующих «кэптивный» водород, можно прогнозировать увеличение его производства в стране к 2030 г. до 7.8–8.8 млн т.

Сегодня в России более 90% «кэптивного» водорода получают на основе конверсии метана, при которой образуется в среднем 10 кг CO_2/кг H_2 (без учета других этапов его жизненного цикла) [7]. По прогнозу Минэнерго РФ,[1] в средне- и долгосрочной перспективе (до 2035 г.) конверсия и пиролиз природного газа будут одними из основных методов получения водорода, используемого в различных секторах экономики. В результате к 2035 г. выбросы углекислого газа только за счет конверсии метана могут достигнуть 70 млн т, что соответствует около 4% величины его суммарных выбросов в РФ в 2019 г.[2] Такой рост в условиях ориентации на низкоуглеродную экономику требует разработки мер по улавливанию и утилизации диоксида углерода.

Основными способами утилизации углекислого газа сегодня являются его подземное хранение в различных геологических структурах (истощенных месторождениях углеводородов, водоносных пластах, соляных формациях и др.) и закачка в продуктивные пласты на эксплуатируемых нефтяных и газовых месторождениях для повышения коэффициента извлечения нефти (газа)[3] [19]. Подземное хранение углекислого газа требует существенных дополнительных затрат на создание инфраструктуры, необходимой для его транспортировки и закачки в выбранную геологическую формацию. В последние годы реализовано несколько проектов утилизации углекислого газа, которые могут стать примером для России. Так, в США сегодня действуют 3 установки по улавливанию углекислого газа на предприятиях, производящих аммиак, общей мощностью 2 млн т CO_2 в год. Углекислый газ используется для повышения нефтеотдачи на одном из нефтяных месторождений. В ближайшие несколько лет планируется строительство еще пяти подобных установок в США, Канаде, Китае и Австралии.[4] В РФ затраты на подземное хранение углекислого газа могут быть потенциально снижены при использовании для этих целей существующих подземных хранилищ газа (ПХГ).[5] В работах [20–23] рассматриваются различные технологии замещения углекислым газом определенной части буферного метана, доля которого может достигать 50% объема ПХГ. Реализация такого способа утилизации углекислого газа имеет ряд несомненных преимуществ. Он не только позволяет использовать действующую инфраструктуру ПХГ для транспортировки и закачки углекислого газа, но и повышает ее эффективность за счет увеличения активного объема метана, который может поставляться потребителю. Объем большинства российских ПХГ составляет несколько млрд м^3 газа. При замещении углекислым газом порядка 10% объема буферного метана в конкретном ПХГ может быть захоронено несколько десятков млн м^3 углекислого газа. Важно отметить, что большинство предприятий, производящих и использующих водород, расположено в западной части России. Эта часть территории страны имеет развитую инфраструктуру поставок (магистральные газопроводы), хранения и распреде-

[1] Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р «Об Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г.».

[2] Экология и экономика: динамика загрязнения атмосферы страны в преддверии ратификации Парижского соглашения. Бюллетень о текущих тенденциях российской экономики. № 52, август 2019. Аналитический центр при Правительстве РФ. https://ac.gov.ru/files/publication/a/23713.pdf

[3] DOE US. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution. https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/CO_2_EOR_Primer.pdf

Улавливание и хранение двуокиси углерода. Резюме для лиц, определяющих политику. Доклад рабочей группы III МГЭИК. Межправительственная группа экспертов по изменению климата. 2005. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_spm_ts_ru-1.pdf

[4] The Future of Hydrogen. Seizing today′s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. June 2019. https://webstore.iea.org/download/summary/2803?fileName=English-Future-Hydrogen-ES.pdf

[5] Подземное хранение газа. Сайт ПАО «Газпром». https://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/

ления природного газа,[1] что создает благоприятные условия для подземного хранения углекислого газа.

Перспективным методом производства «кэптивного» водорода с низким углеводородным следом является пиролиз метана. При пиролизе метана углекислый газ не образуется. Однако эту технологию получения водорода нельзя считать полностью безуглеродной. Углеродный след водорода, получаемого этим методом, определяется количеством углекислого газа, который образуется при производстве тепловой или электрической энергии, необходимой для пиролиза. Тепловую энергию получают сжиганием части поступающего на пиролиз метана или 30–35% образующегося водорода. Для плазменного пиролиза используют электроэнергию от внешних источников [24]. При сжигании части метана углеродный след водорода составляет в среднем 4.3 кг CO_2/кг H_2, что сопоставимо с углеродным следом водорода, получаемого паровой конверсией метана с улавливанием образующегося углекислого газа [7]. Для пиролитического разложения метана могут быть использованы различные технологические процессы: разложение метана с помощью высокотемпературной (горячей) и низкотемпературной (холодной) плазмы [25], пропускание метана через слой нагретого до высокой температуры жидкого металла (Cu, Pb, Sn, сплав Ni, Bi) [26], газовые реакторы с неподвижным или псевдоожиженным слоем [24]. Несмотря на то что эти процессы достаточно хорошо изучены, на практике реализовано лишь несколько проектов, ориентированных в основном на получение высокочистого твердого углерода. В настоящее время в Германии компания BASF с привлечением нескольких университетов и научных организаций создает пилотную установку для производства водорода на основе разложения метана в реакторе с жидким металлом [27]. В России в Томском политехническом университете при поддержке ПАО «Газпром» проводят исследования по получению водорода из метана с использованием низкотемпературной плазмы. Ряд авторов рассматривают пиролиз метана как реальную альтернативу получению водорода методом электролиза воды, в первую очередь в странах, обладающих значительными ресурсами природного газа (собственного или экспортируемого), например, в России и ряде стран ЕС [28]. Прогнозируют, что в ЕС уже к 2030 г. количество водорода, получаемого пиролизом метана, может превысить производство водорода паровой конверсией метана [27]. Однако следует учитывать, что при масштабной реализации проектов пиролиза метана возникает проблема утилизации большого количества образующегося твердого углерода.

Производство водорода для продажи внешним потребителям (merchant hydrogen). Перспективы экспорта водорода

Реализация национальных программ развития водородных технологий потребует существенного увеличения производства водорода. По оценке ACIL Allen Consulting,[2] производство водорода при умеренных темпах перехода к низкоуглеродной экономике будет увеличиваться в несколько раз каждые 5 лет: в 2025 г. будет произведено 1.4 млн т водорода, в 2030 г. — 8.5 млн т, в 2035 г. — 20 млн т, к 2040 г. объем производства водорода достигнет 82 млн т. Рост потребления водорода потребует не только увеличения его производства, но сделает водород востребованным товаром на мировых энергетических рынках[3] [3]. При этом сам рынок водорода пока развит недостаточно, что создает условия для его экспорта из РФ.

Производство в России товарного (коммерческого) водорода, получаемого в основном методом электролиза воды, несмотря на значительный рост в последние годы, не превышает 160–190 тыс. т в год.[4] Это составляет около 4% от объема производства «кэптивного» водорода, что соответствует среднемировой величине этого соотношения.[5] В то же время Россия

[1] Подземное хранение газа. Сайт ПАО «Газпром». https://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/

[2] Opportunities for Australia from Hydrogen Exports, ACIL Allen Consulting for ARENA, August 2018. https://arena.gov.au/assets/2018/08/opportunities-for-australia-from-hydrogen-exports.pdf

[3] Challenges for Japan′s Energy Transition. Basic Hydrogen Strategy / Agency for Natural Resources and Energy (ANRE), Ministry of Economy, Trade and Industry (METI). October 2018, Japan. https://www.nedo.go.jp/content/100899750.pdf

A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Communication from the commission to the European Parlament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions. Brussels, 08.07.2020. COM(2020)301 final. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdfl

Australian and global hydrogen demand growth scenario analysis COAG energy council national hydrogen strategy taskforce. https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/au/Documents/future-of-cities/deloitte-au-australian-global-hydrogen-demand-growth-scenario-analysis-091219.pdf

[4] Рынок водорода в России. Текущая ситуация и прогноз 2020-2024 гг. ALTO CONSULTING GROUP (ACG). https://alto-group.ru/otchot/rossija/834-rynok-vodoroda-tekushhaya-situaciya-i-prognoz-2017-2021-gg.html

[5] The Future of Hydrogen. Seizing today′s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20,

обладает необходимым ресурсным и научно-технологическим потенциалом для существенного увеличения производства водорода, необходимого для развития водородных технологий и их эффективного применения в различных отраслях экономики, экспортных поставок. При этом следует учитывать, что по прогнозу Мирового энергетического агентства (МЭА)[1] в течение 10–15 лет основным промышленным методом получения водорода по-прежнему будет паровая конверсия углеводородов, преимущественно метана, и Россия вряд ли здесь будет исключением. При паровой конверсии углеводородов более 40% исходного сырья сжигается для получения высокотемпературного пара. Ориентация на декарбонизацию потенциальных потребителей водорода и ужесточение требований к утилизации образующегося при конверсии метана углекислого газа стимулировали разработку технологий, ориентированных на использование внешних источников тепла, не выделяющих углекислый газ.

Одним из наиболее перспективных направлений реализации подобного подхода является создание специализированных атомных энерготехнологических станций (АЭТС) на базе высокотемпературных газоохлаждаемых ядерных реакторов (ВТГР), способных вырабатывать тепло с температурой 950–1000°C [29–31]. Разработка высокотемпературных газоохлаждаемых ядерных реакторов была начата в СССР еще в 70–80-е годы. На основе этих разработок в 2000-е годы в рамках международного проекта с участием научных и производственных организаций России, США, Японии и Франции был создан проект модульного реакторного блока ГТ-МГР (газовая турбина-модульный гелиевый реактор), который рассматривается как основа для развития атомно-водородной энергетики в стране [30]. Планируется, что АЭТС для производства водорода методом паровой конверсии метана будет состоять из четырех реакторных модулей с суммарной тепловой мощностью 2400 (4 × 600) МВт. Годовое производство водорода составит 0.84 млн т, расход метана — 2700 млн нм^3 [31]. По мнению ведущих специалистов государственной корпорации «Росатом», «уровень готовности технологий и имеющаяся кооперация разработчиков ключевого оборудования позволяют в короткие сроки развернуть работы по реализации проектов ВТГР в России и за рубежом».[2]

Еще одним проектом, направленным на уменьшение затрат тепла и, как следствие, снижение выбросов диоксида углерода, явилась разработанная в России оригинальная технология адиабатической конверсии метана, позволяющая получать метан-водородные смеси с высоким содержанием водорода [32–37]. При реализации адиабатической конверсии метана парогазовая смесь нагревается до температуры 640–690°C и направляется в двухсекционный адиабатический реактор, заполненный катализатором. Получаемая на выходе реактора метан-водородная смесь в случае необходимости ее очистки от паров воды поступает в котел-утилизатор. Содержание водорода в конечном продукте достигает 48%, выход метан-водородной смеси составляет 1800 м^3 на 1000 м^3 использованного метана. Выбросы метана примерно на 30% меньше, чем при традиционной технологии конверсии метана [32]. В настоящее время в ПАО «Газпром» создана и успешно прошла испытания опытная установка для получения таких смесей производительностью 1000 нм^3·ч$^{-1}$ [34, 35]. В результате проведенных исследований показана возможность эффективного применения метан-водородных смесей в газотурбинных агрегатах различного назначения, в энергетике в качестве добавки к углеводородному топливу различного состава и на транспорте. Показано, что при этом достигается существенный положительный эффект. Так, для газоперекачивающих аппаратов расход природного газа снижается на 8–16%, а выбросы NO_x не превышают 25 мг·нм$^{-3}$. Добавка метан-водородной смеси к котельному топливу снижает выбросы оксидов азота на 70%. При переводе автотранспорта, работающего на газе, на метан-водородную смесь удается достичь соответствия нормам Евро-5 без конструктивных изменений используемых двигателей [34, 35, 37]. Все это дало основание авторам разработки рассматривать комплекс технологий промышленного применения метан-водородной смеси как «отдельную технологическую платформу централизованного производства газового топлива не только для локальных и региональных сфер его применения, но и для поставок по отдельным энергетическим коридорам в транснациональные газотранспортные сети и создания запасов этого топлива в подземных газохранилищах (ПХГ)» [37].

Важным для экспорта водорода из РФ с учетом национальных программ перехода к низкоуглеродной экономике его потенциальных импортеров является развитие масштабного производства «зеленого» во-

Japan. June 2019. https://webstore.iea.org/download/summary/2803?fileName=English-Future-Hydrogen-ES.pdf

[1] Там же.

[2] *Пономарев-Степной Н. Н.* Перспективы атомно-водородной энергетики. «Росэнергоатом». М. 25.10.2018. https://www.eriras.ru/files/5_ponomarev-st_-prezentatsiyaa_25_10_18-.pdf

дорода. По данным Института энергетической экономики и финансового анализа (IEEFA), в настоящее время разрабатывается 50 проектов по производству «зеленого» водорода. Суммарное планируемое производство водорода составит 4 млн т в год, для чего потребуется энергетическая мощность 50 ГВт. Большая часть проектов находится на стадии технико-экономической оценки и проектирования, и только по 14 проектам уже начата их практическая реализация.[1] Следует учитывать, что в настоящее время стоимость «электролизного» водорода в среднем в 3 раза превосходит стоимость водорода, получаемого методом паровой конверсии углеводородов, даже с учетом затрат на утилизацию CO_2. По оценке экспертов Международного энергетического агентства, к 2030 г. это различие может уменьшиться в 1.5–2 раза.[2] По более оптимистичному прогнозу, это соотношение цен будет достигнуто уже к 2025 г.[3] Основными факторами, определяющими стоимость «электролизного» водорода, являются региональная цена электроэнергии (до 70% стоимости),[4] мощность и стоимость электролизеров. Ожидается, что стоимость единицы мощности электролизеров уже к 2025 г. снизится по сравнению с 2017 г. на 30–40%.[5] Снижению стоимости «зеленого» водорода должно также способствовать уменьшение энергопотребления электролизеров. По прогнозу международной группы экспертов [38], к 2030 г. оно снизится примерно на 10–15% по сравнению с 2020 г. и составит 4.5–4.25 кВт·м$^{-3}$ H_2. Однако региональные различия в стоимости водорода, обусловленные ценами на электроэнергию, сохранятся.

В принятых к настоящему времени национальных программах перехода к низкоуглеродной экономике в качестве основного условия роста производства «зеленого» водорода рассматривают развитие электроэнергетики на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в первую очередь солнечных и ветровых электростанций. В соответствии с прогнозом Института энергетических исследований РАН и Московской школы управления СКОЛКОВО мировое производство электроэнергии за счет солнечных и ветровых электростанций будет возрастать примерно на 10% в год. Их вклад в общее производство электроэнергии составит 38% в 2030 г. и увеличится до 45% к 2040 г. Производство «зеленой» электроэнергии на атомных и гидроэлектростанциях будет расти существенно более медленными темпами, в среднем на 1.5% в год, и к 2040 г. составит примерно 10% мирового производства электроэнергии для атомной энергетики и 15% для гидроэнергетики.

Совершенно по другому сценарию развивается производство «зеленой» электроэнергии в России. «Ветровая» и «солнечная» генерации электроэнергии в стране в настоящее время практически отсутствуют: в 2019 г. их вклад в производство электроэнергии в стране составил всего 0.15%. К 2040 г. при прогнозируемом ежегодном росте на 20% вклад этих видов электрогенерации в общее производство электроэнергии не превысит нескольких процентов. Гидроэнергетика в стране будет расти на 1.4% в год, и ее вклад в производство электроэнергии в течение всего рассматриваемого периода будет составлять около 15%. Наибольший вклад в производство «зеленой» электроэнергии внесут атомные электростанции. В последние десять лет они производили от 17 до 19% электроэнергии в стране, к 2040 г. их вклад может возрасти до 24% [39].

Специфика энергетической системы России (значительная доля «зеленой» электроэнергии, наличие избыточных мощностей электростанций) создает благоприятные условия для производства «товарного» водорода методом электролиза воды, в том числе «зеленого» водорода. Согласно оценке экспортного потенциала России на мировом рынке водородного топлива (экспертно-аналитические доклады, подготовленные инфраструктурным центром EnergyNet[6] [40], «Россия как потенциальный производитель водородного топлива обладает рядом существенных преимуществ: огромным энергетическим

[1] *Por Y.-L.* Great Expectations. Asia, Australia and Europe leading emerging green hydrogen economy, but project delays likely. The Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). August 2020. https://ieefa.org/wp-content/uploads/2020/08/Asia_Australia_Europe-Lead-Green-Hydrogen-Economy_August-2020.pdf

[2] The Future of Hydrogen. Seizing today′s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. June 2019. https://webstore.iea.org/download/summary/2803?fileName=English-Future-Hydrogen-ES.pdf

[3] National Hydrogen Roadmap. Pathways to an economically sustainable hydrogen industry in Australia. CSIRO, Australia. 2018. https://www.hydrogenics.com/wp-content/uploads/211-industrial-brochure-english.pdf

[4] The Future of Hydrogen. Seizing today′s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. June 2019. https://webstore.iea.org/download/summary/2803?fileName=English-Future-Hydrogen-ES.pdf

[5] Hydrogen from renewable power technology outlook for the energy transition. IRENA. September 2018. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf

[6] *Чаусов И. С.* Перспективы водородной энергетики с позиции России. minenergo.gov.ru›system/download/14592/95642

потенциалом, в том числе в сфере «зеленой» энергетики, а также большими запасами пресной воды. Мощность российских электростанций существенно превосходит потребности энергосетей: в 2017 г. это превышение составило 455 млрд кВт·ч». Неполное использование установленной мощности электростанций является системной проблемой российской электроэнергетики. Уже в течение многих лет среднее значение величины коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) российской энергосистемы составляет около 50%.[1] Наибольшим значением КИУМ характеризуется работа атомных электростанций. Это обусловлено конструктивными особенностями ядерных реакторов на тепловых нейтронах, для которых оптимальным является режим работы с постоянной, близкой к максимальной, мощностью, обеспечивающей их безопасную, длительную и экономически эффективную эксплуатацию [41]. В соответствии с Энергетической стратегией РФ величина КИУМ АЭС к 2035 г. должна быть доведена до 90%.[2] Другой резерв производства водорода связан с тем, что определенная часть электроэнергии, вырабатываемой электростанциями, не может быть поставлена потребителю из-за недостаточной пропускной способности электросетей. Неиспользуемая по этой причине часть мощности электростанций (невыпускаемый резерв) в последние годы в целом по ЕЭС России составляет в среднем 15 МВт — около 6% установленной мощности входящих в нее электростанций. Невыпускаемый резерв электрической мощности характерен в основном для объединенных электросетей (ОЭС) Северо-Запада, Сибири и Востока. Значительную часть мощности энергосистемы (в среднем 17%) резервируют для покрытия годового максимума потребления электроэнергии.[3] Это позволяет авторам доклада [40] сделать вывод о том, что «предельно достижимые возможности производства водорода в России на базе соответствующих технологий при использовании недозагруженных генерирующих мощностей энергосистемы таким образом, чтобы КИУМ энергосистемы вырос до 90%, составляют 8.1 млн т в год». Если же для производства водорода будет использован невыпускаемый и допустимый выпускаемый резерв энергосистемы и КИУМ электростанций повышен до 85%, то может быть получено до 3.5 млн т водорода в год.

Выполненные в [40] оценки отечественного потенциала производства электролизного водорода основываются на использовании возможностей всей энергосистемы страны. Однако в условиях перехода к низкоуглеродной экономике импортерами будет востребован в первую очередь «зеленый» водород, получаемый с использованием электроэнергии, генерируемой отечественными АЭС и ГЭС. Суммарная доля произведенной ими электроэнергии в энергобалансе РФ в среднем составляла в последние 5 лет 36%.[4] В качестве пилотных проектов в [40] предлагается организовать производство «зеленого» водорода на Кольской и Ленинградской АЭС и Усть-Среднеканской ГЭС. Увеличение КИУМ Кольской АЭС с сегодняшних 65.9 до 93% позволит ежегодно получать 74.7 тыс. т водорода. Кольскую АЭС предлагается использовать как полигон для отработки технологий атомно-водородной энергетики. Производство водорода на Ленинградской АЭС при росте КИУМ с 76.4 до 93% может составить 84 тыс. т в год. Производство водорода в Северо-Западном регионе РФ может быть увеличено за счет использования электроэнергии действующих ГЭС. В качестве потенциальных потребителей водорода, произведенного на этих электростанциях, рассматриваются страны ЕС. Строительство Усть-Среднеканской ГЭС планируется завершить в 2024 г. Она сможет производить 34.5 тыс. т водорода в год, который предполагают экспортировать в Японию. Предварительное соглашение об этом с японской корпорацией Kawasaki Heavy Industries было подписано в 2017 г. во время работы Восточного экономического форума.[5]

Одним из благоприятных факторов для развития производств электролизного водорода является существенное изменение в течение суток востребованности потребителями электроэнергии, производимой электростанциями, входящими в ЕЭС России [42]. ГЭС и ГАЭС (гидроаккумулирующие электростанции), обладающие высокой маневренностью, способностью быстро изменять свою мощность в широких пределах, используют в основном для обеспечения переменных нагрузок электросетей в пиковый пе-

[1] Отчеты о функционировании ЕЭС России. Системный оператор Единой энергетической системы России. https://www.so-cdu.ru/index.php?id=ups_reports

[2] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г.

http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf

[3] Отчеты о функционировании ЕЭС России. Системный оператор Единой энергетической системы России. https://www.so-cdu.ru/index.php?id=ups_reports

[4] Там же.

[5] РусГидро подписало соглашение о сотрудничестве с японской компанией Kawasaki Heavy Industries и правительством Магаданской области. Сайт ПАО «РусГидро». http://www.rushydro.ru/activity/vzaimodeystvie-s-organami-vlasti/104245.html

риод. Это находит отражение в низкой величине их КИУМ.[1] Как следствие, потенциальный избыток мощности ГЭС, достигающий максимальной величины в период паводков, может быть использован для производства «зеленого» водорода. На сегодня используется менее половины их энергетического потенциала. При увеличении КИУМ ГЭС до 60% можно производить за счет дополнительной электроэнергии еще около 1.5 млн т водорода. Так, например, в Швейцарии на ГЭС Alpiq в Гёсгене начата эксплуатация электролизной установки мощностью 2 МВт [43].

Атомные электростанции, для которых оптимальной является работа с постоянной, близкой к максимальной электрической мощностью (КИУМ порядка 80%), используют в базовой, внепиковой части суточного графика нагрузки энергосистем. В связи с этим для получения водорода может быть использована электроэнергия, производимая АЭС в ночное время, когда нагрузка в электросетях существенно снижается (внепиковый период) [44]. Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) рассматривает такую возможность неэлектрического применения АЭС как одно из наиболее перспективных направлений развития ядерной энергетики.[2] МАГАТЭ создало специальное программное обеспечение, позволяющее проводить сравнительную экономическую оценку различных способов производства водорода в конкретных регионах размещения АЭС [45]. Отечественные АЭС ежегодно производят около 200 млрд кВт·ч электроэнергии, из которых примерно 60–65 млрд кВт·ч — в ночное время.[3] Используя эту электроэнергию для производства водорода с применением электролизеров, затрачивающих для получения 1 кг H_2 около 46 кВт·ч [46], можно ежегодно получать до 1.5 млн т «зеленого» водорода.

Таким образом, потенциал производства водорода в России при существующем уровне мощностей энергосистемы за счет использования резервных мощностей российских электростанций, незагруженных мощностей АЭС в ночное время и увеличения КИУМ ГЭС до 60% может быть оценен в 6.5 млн т в год. Из них не менее половины составит «зеленый» водород. В соответствии с прогнозом атомная энергетика России будет расти в зависимости от сценариев развития экономики страны на 1.3–2.6% в год. Это позволит увеличить к 2040 г. производство «зеленой» электроэнергии на 34–87% по сравнению с 2015 г. (максимальные темпы соответствуют реализации сценария перехода к низкоуглеродной экономике), часть которой может быть использована для получения «зеленого» водорода [39].

Технологические и экономические аспекты производства водорода на отечественных АЭС во внепиковый период рассмотрены в работах ученых Саратовского научного центра РАН [46, 47]. Авторы отмечают, что для организации широкомасштабного производства водорода на отечественных АЭС необходимо существенное увеличение единичной мощности и коэффициента полезного действия используемых электролизеров. Сегодня водород на отечественных АЭС получают в основном с помощью щелочных электролизеров серии СЭУ производства ОАО «Уралхиммаш».[4] Их электрическая мощность не превосходит 200–250 кВт, КПД составляет около 60%, производительность — от 10 (СУЭ-10-2) до 40 м^3 H_2/ч (СУЭ-40) при энергозатратах, существенно превосходящих этот показатель у современных зарубежных электролизеров[5] [48]. Мировой тенденцией является разработка электролизеров большой мощности. В 2000–2009 гг. большинство зарубежных электролизных установок имели электрическую мощность около 0.1 МВт, в 2015–2019 гг. она составляла 1 МВт. В настоящее время создается несколько электролизеров мощностью 10 МВт и обсуждается возможность разработки электролизных установок мощностью до 100 МВт.[6]

Авторами [46, 47] была оценена стоимость получения электролизного водорода для двух вариантов: для внепикового режима работы электролизеров в ночное время при цене электроэнергии, соответствующей себестоимости ее производства на АЭС, и при непрерывной работе электролизеров и среднем тарифе на электроэнергию в сети. Расчет проводился

[1] Отчеты о функционировании ЕЭС России. Системный оператор Единой энергетической системы России. https://www.so-cdu.ru/index.php?id=ups_reports

[2] Hydrogen Production using Nuclear Power (IAEA Nuclear Energy Series NP-T-4.2). https://www.iaea.org/publications/8855/hydrogen-production-using-nuclear-energy

[3] Отчеты о функционировании ЕЭС России. Системный оператор Единой энергетической системы России. https://www.so-cdu.ru/index.php?id=ups_reports

[4] *Пономарев-Степной Н. Н.* Перспективы атомно-водородной энергетики. «Росэнергоатом». М. 25.10.2018. https://www.eriras.ru/files/5_ponomarev-st_-prezentatsiyaa_25_10_18-.pdf (доклад на заседании https://www.eriras.ru/data/929/rus)

[5] Hydrogen from renewable power technology outlook for the energy transition. IRENA. September 2018. https://www.irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power

[6] The Future of Hydrogen. Seizing today′s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. June 2019. https://webstore.iea.org/download/summary/2803?fileName=English-Future-Hydrogen-ES.pdf

для нескольких значений стоимости используемой электроэнергии, мощностей электролизеров и величин их КПД — 60 и 80%. Результаты расчетов показали:

— прерывистый режим работы электролизеров в ночные часы внепиковой нагрузки электросетей (6–7 ч в сутки) снижает энергетические затраты на производство водорода примерно на 5% за счет более низкого напряжения на ячейке электролизера, чем при его непрерывной работе;

— увеличение КПД электролизера от 60 до 80% приводит к снижению стоимости получаемого водорода в среднем на 25–30%, к такому же эффекту приводит и рост его мощности в 3 раза;

— во всех вариантах расчета стоимость водорода, получаемого во внепиковый период работы АЭС, не менее чем в 2 раза ниже его стоимости при работе электролизеров с постоянной нагрузкой (при расчетах использовались цены электроэнергии в 2014 г.);

— себестоимость водорода, произведенного во внепиковый период работы АЭС при внутренней цене электроэнергии 0.8 руб/кВт·ч, в среднем составляет 58.7 руб/кг при КПД электролизеров 60% и 46.8 руб/кг при КПД 80%, что при пересчете по среднему номинальному курсу доллара США в 2014 г. составит 1.5–1.2 $/кг H_2 (при среднем значении себестоимости электроэнергии АЭС, выраженный в $, равной 21 $/МВт·ч); это значение близко к стоимости водорода, получаемого с использованием возобновляемых источников энергии;[1]

— водород, произведенный на АЭС во внепиковый период их работы (при КПД электролизеров 80%), даже с учетом дополнительных затрат на его очистку, компримирование и транспортировку может конкурировать по цене с водородом, получаемым методом паровой конверсии метана.

Одним из перспективных направлений увеличения производства товарного водорода в стране является разработка и строительство высокотемпературных реакторов с газовым охлаждением. В 2018 г. АО «ОКБМ Африкантова» по заказу концерна «Росэнергоатом» выполнило НИР на тему «Проведение исследований, разработка и обоснование технического задания на проектные предложения по крупнотоннажному производству водорода с высокотемпературным гелиевым реактором». Для получения водорода на АЭТС будут использованы высокотемпературный электролиз воды и паровая конверсия метана [31]. «Росэнергоатом» планирует начиная с 2030 г. каждые 4 года вводить в эксплуатацию по одной АЭТС тепловой мощностью 2.4 ГВт, способной производить в год 0.12 млн т «зеленого» водорода и 0.84 млн т водорода на основе паровой конверсии метана.[2] Одну из АЭТС планируется построить на Дальнем Востоке.

Авторы обзора[3] к наиболее крупным импортерам «зеленого» водорода относят Германию, Великобританию, Италию, Францию, Японию и Южную Корею. Возможности российской энергетики по производству «зеленого» водорода и географическое положение страны создают благоприятные предпосылки для поставок российского «зеленого» водорода на мировые энергетические рынки.

Обязательным условием успешного функционирования и развития водородных технологий является создание эффективной инфраструктуры хранения и распределения (транспортировки) водорода. Для долговременного хранения больших объемов водорода и его транспортировки на значительные расстояния во многих странах (США, ЕС) используют подземные хранилища водорода и специальные трубопроводы[4] [49–51]. В России подобная инфраструктура отсутствует. Ее создание потребует значительных капитальных вложений. В последние годы в качестве альтернативы созданию специализированной «водородной» инфраструктуры рассматривают возможность хранения и транспортировки водорода совместно с метаном, используя для этого существующие ПХГ и магистральные газопроводы[5] [3, 34, 37]. В настоящее время практически все подземные газохранилища метана расположены в европейской

---

[1] IRENA (2019), Hydrogen: A renewable energy perspective, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf

The dawn of green hydrogen. Maintaining the GCC′s edge in a decarbonized world. Strategy& (part of PwC network). https://www.strategyand.pwc.com/m1/en/reports/2020/the-dawn-of-green-hydrogen/the-dawn-of-green-hydrogen.pdf

[2] *Пономарев-Степной Н. Н.* Перспективы атомно-водородной энергетики. «Росэнергоатом». М. 25.10.2018. https://www.eriras.ru/files/5_ponomarev-st_-prezentatsiyaa_25_10_18-.pdf (доклад на заседании https://www.eriras.ru/data/929/rus)

[3] The dawn of green hydrogen. Maintaining the GCC′s edge in a decarbonized world. Strategy& (part of PwC network). https://www.strategyand.pwc.com/m1/en/reports/2020/the-dawn-of-green-hydrogen/the-dawn-of-green-hydrogen.pdf

[4] *Melaina M. W., Antonia O., Penev M.* Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues. Technical Report NREL/TP-5600-51995 March 2013. https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf

[5] The Future of Hydrogen. Seizing today′s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. June 2019. https://webstore.iea.org/download/summary/2803?fileName=English-Future-Hydrogen-ES.pdf

части России.[1] Здесь же размещены 8 из 10 действующих АЭС, крупные ГЭС, производящие 34% гидроэлектроэнергии страны, и трассы магистральных газопроводов, по которым осуществляются поставки газа в европейские страны и Турцию. Это создает благоприятные условия для формирования нескольких кластеров полного жизненного цикла водородного топлива (производство–хранение–транспортировка–потребление).

Каждый кластер должен включать производителей «зеленого» водорода — одну или несколько АЭС и крупные ГЭС, базовые ПХГ, характеристики которых благоприятны для совместного хранения метана и водорода, и систему газовых и, в случае необходимости, водородных трубопроводов. Северо-Западный кластер может быть сформирован на базе Ленинградской АЭС и ГЭС Ленинградской области. В случае необходимости дополнительные объемы водорода могут поступать с Калининской АЭС. В качестве потенциальных объектов для хранения водорода совместно с метаном могут рассматриваться Гатчинское и Невское ПХГ. Однако с учетом их приуроченности к водоносным пластам требуется проведение специальных исследований для оценки рисков потери части водорода и развития коррозионных процессов. В случае положительного заключения о возможности использования этих ПХГ для хранения водорода кластер может быть ориентирован на поставки водорода совместно с метаном по газопроводу «Северный поток» в страны Северной и Западной Европы. Альтернативным вариантом является поставка водорода морским путем в Калининград и хранение его в одном или нескольких подземных соляных резервуарах Калининградского ПХГ. На этой основе в Калининграде может быть создан водородный хаб (аналог газового хаба) для поставок водорода в прибалтийские страны и Польшу.

Базовыми производителями водорода для Южного кластера могут быть Ростовская АЭС, Цимлянская ГЭС и Кубанский каскад ГЭС. Дополнительные объемы водорода может поставлять Нововоронежская АЭС. Для хранения водорода в этом кластере могут быть использованы Краснодарское, Кущевское и Ставропольское ПХГ.[2] Кластер может поставлять метан-водородную смесь по трубопроводам «Голубой поток» и «Турецкий поток» в Турцию и страны Южной Европы.

Балаковская АЭС и ГЭС Средней Волги, в первую очередь Волжская, Жигулевская, Саратовская ГЭС, могут явиться базовыми производителями водорода для Центрального кластера, ориентированного на поставку водорода совместно с метаном в страны Восточной и Центральной Европы с использованием украинской трубопроводной системы и газопровода Ямал–Европа. Для хранения водорода могут быть использованы ПХГ, расположенные в Приволжском федеральном округе, в первую очередь в Саратовской области (Песчано-Уметское, Елшано-Курдюмское и Степновское).

Значительные мощности для производства «зеленого» водорода сосредоточены в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах: суммарная выработка электроэнергии ГЭС, расположенными на территории этих округов, составила в 2019 г. 83.6 млрд кВт·ч при величине КИУМ менее 50%.[3] Инфраструктура, создаваемая для реализации Восточной газовой программы: магистральный газопровод «Сила Сибири», ПХГ в Иркутской, Красноярской и Амурской областях, Амурский газоперерабатывающий завод,[4] — позволила бы в перспективе сформировать Восточный водородный кластер, ориентированный на экспорт водорода в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Водород, хранящийся и транспортируемый совместно с метаном, может быть использован как в составе метан-водородной смеси, так и в чистом виде после выделения из смеси. Для выделения водорода из газовых смесей разработаны и применяются в промышленных масштабах криогенные, адсорбционные и мембранные методы, позволяющие получать водород высокой чистоты [52–54]. Эффективность различных технологий выделения водорода из метан-водородной смеси рассмотрена в специальном отчете Министерства энергетики США.[5] В 2015 г. Еврокомиссией был объявлен грант на разработку энергоэффективных технологий выделения водорода из метан-водородной смеси, поступающей потребителю по магистральным газопроводам.[6]

---

[1] Подземное хранение газа. https://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/

[2] Там же.

[3] Отчеты о функционировании ЕЭС России. Системный оператор Единой энергетической системы России. https://www.so-cdu.ru/index.php?id=ups_reports

[4] Восточная газовая программа. Сайт ПАО «Газпром». https://www.gazprom.ru/projects/east-program/

[5] *Melaina M. W., Antonia O., Penev M.* Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues. Technical Report NREL/TP-5600-51995 March 2013. https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf

[6] FCH-02.5-2015. Development of technology to separate hydrogen from low-concentration hydrogen streams.https://

Можно выделить два различных логистических подхода к организации выделения водорода из метан-водородной смеси: непосредственно на месте его использования и централизованно, на водородных хабах. Первый подход целесообразно использовать при доставке метан-водородной смеси крупным потребителям водорода, подключенным к газопроводам. Водород, получаемый на водородных хабах, в дальнейшем могут поставлять потребителям, например, водородным автозаправкам по специализированным трубопроводам, автомобильным и железнодорожным транспортом.

Основные направления использования водорода при переходе к низкоуглеродной экономике

Приоритетным направлением применения водорода в РФ является развитие новых водородных технологий в секторах отечественной экономики, формирующих основной объем выбросов углекислого газа.[1] По данным государственного доклада «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2017 году»,[2] основным эмитентом углекислого газа являются подвижные источники — транспортные средства, в первую очередь автомобильный транспорт. На них приходится почти 70% суммарных выбросов углекислого газа. В период с 2010 по 2017 г. выбросы ежегодно возрастали примерно на 1.4%. Эта тенденция сохранилась и в 2018 г.

Существенное снижение выбросов загрязняющих веществ отечественным транспортом является одной из основных задач, принятой Правительством РФ в 2018 г. «Стратегии развития автомобильной промышленности Российской Федерации на период до 2025 г.».[3] Этому должны способствовать масштабная газификация и электрификация транспорта. Использование газомоторного топлива при эксплуатации транспортных средств, в первую очередь пассажирского и грузового автотранспорта, приводит к снижению его углеродного следа в 2 раза по сравнению с автомобильным бензином и в 1.5 раза по сравнению с дизельным топливом. Если учитывать выбросы углекислого газа на всех этапах жизненного цикла каждого из видов топлива (добыча, транспорт, распределение), то это различие увеличивается еще на 13% для дизельного топлива и на 5% для бензина [55].

Углеродный след транспорта, работающего на газе, может быть уменьшен при использовании в качестве моторного топлива метан-водородных смесей, получаемых методом адиабатической паровой конверсии метана либо путем добавления к метану электролизного водорода. По данным [35], при применении метан-водородных смесей «токсичность выбросов снижается более чем в 2–4 раза по сравнению с природным газом, эксплуатационный расход топлива снижается на 35–40%».

Использование метан-водородных смесей в качестве альтернативного газомоторного топлива имеет также значительный экспортный потенциал. Мировой парк автомобилей, работающих на природном газе, на конец 2019 г. составлял 28.5 млн единиц, количество газозаправочных станций превысило 33 тыс. Более 70% автомобилей на газе и 60% заправочных станций эксплуатируют в странах Азиатско-Тихоокеанского региона.[4] Наиболее перспективным рынком экспорта производимого в РФ метан-водородного топлива являются страны ЕС. Прогнозируют, что в следующем десятилетии потребление природного газа как моторного топлива в ЕС может увеличиться с 1.9 в 2018 г. до 30 млрд м^3.[5] Поставка метан-водородных смесей в ЕС может осуществляться по российским экспортным трубопроводам, для его хранения могут быть использованы ПХГ ПАО «Газпром» на территории ЕС, для распределения — развитая сеть европейских газозаправочных станций (5 тыс. станций), в числе которых 68 принадлежащих ПАО «Газпром» станций в Германии, Чехии, Польше и Сербии.[6]

---

ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/fch-02.5-2015

[1] Экология и экономика: динамика загрязнения атмосферы страны в преддверии ратификации Парижского соглашения. Бюллетень о текущих тенденциях российской экономики. № 52, август 2019. Аналитический центр при Правительстве РФ. https://ac.gov.ru/files/publication/a/23713.pdf

Стратегия долгосрочного развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года». https://www.economy.gov.ru/

[2] Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2017 году». https://gosdoklad-ecology.ru/2017/atmosfernyy-vozdukh/vybrosy-zagryaznyayushchikh-veshchestv/

[3] Распоряжение Правительства РФ от 28.04.2018 № 831-р. «Стратегия развития автомобильной промышленности Российской Федерации на период до 2025 г.».

[4] Current Natural Gas Vehicle Statistics. NGV Global News. http://www.iangv.org/

[5] A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport.The Oxford Institute for Energy Studies (OIES). April 2019. https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/04/A-review-of-prospects-for-natural-gas-as-a-fuel-in-road-transport-Insight-50.pdf

[6] Газомоторное топливо. https://www.gazprom.ru/about/production/ngv-fuel/

Как следует из опубликованного в 2018 г. проекта «Стратегии развития автомобильного транспорта и городского наземного электрического транспорта Российской Федерации на период до 2030 г.»,[1] основные усилия в этот период будут сосредоточены на развитии автотранспорта, использующего силовые установки на аккумуляторных батареях. Между тем во многих экономически развитых странах уже созданы пилотные образцы электромобилей на водородных топливных элементах. Прогнозируют, что к 2030 г. их стоимость лишь на 10% будет превышать стоимость электромобилей на аккумуляторных батареях.[2] При перевозке грузов на большие расстояния транспорт на топливных элементах станет экономически более выгодным уже к 2025 г.[3] Ожидают, что к 2030 г. во многих странах (США, Китай, Япония, Южная Корея) количество автотранспорта на водородных топливных элементах превысит 1 млн, и их общее количество в мире достигнет 4.6 млн.[4] Отсутствие в России государственной политики по созданию отечественного производства водородных топливных элементов может привести к многолетней зависимости от их импортных поставок.

Ресурсом для производства метан-водородных смесей могут стать попутные нефтяные газы. Существенный вклад в эмиссию углекислого газа вносит добыча углеводородного сырья, в первую очередь, факельное сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ). По данным Всемирного банка,[5] ежегодно в мире сжигают около 140 млрд м^3 ПНГ, при этом в атмосферу попадает более 300 млн т CO_2. В 2018 г. в РФ было добыто 105.2 млрд м^3 ПНГ, из которых 15.7 млрд м^3 (14.9%) было сожжено на факелах. После того как в 2015 г. была достигнута максимальная для отечественной нефтяной промышленности степень утилизации ПНГ — 88.2%, ее величина постоянно снижается [56]. Доля сжигаемого ПНГ особенно велика на небольших и удаленных месторождениях. Одним из перспективных направлений утилизации ПНГ на таких объектах является технология конверсии ПНГ в метан-водородные смеси, использование которых в качестве топлива для генерации электроэнергии и тепла [57] позволит существенно снизить выбросы вредных веществ [32, 34, 35].

Основными загрязнителями окружающей среды в отечественной обрабатывающей промышленности являются металлургическая (46%) и химическая (30%) отрасли.[6] В настоящее время 70% продукции отечественной сталелитейной промышленности производят с использованием доменного и кислородно-конвертерного процессов, 30% — в результате плавления металлолома и железа прямого восстановления в электропечах.[7] При проведении доменного процесса образуется в среднем 1.8 т CO_2 на 1 т произведенной стали, при использовании электропечей — 0.4 т CO_2 [58]. В 2019 г. в России было произведено 71 млн т стали,[8] что привело к эмиссии почти 100 млн т углекислого газа. Это составило около 7% общего количества выбросов углекислого газа в стране в 2019 г., что соответствует общемировым показателям вклада сталелитейной промышленности в эмиссию углекислого газа.[8] В настоящее время предложено несколько направлений использования водорода для уменьшения выбросов углекислого газа при производстве стали. При получении чугуна в доменном процессе рассматривают возможность обогащения коксового газа водородом на основе его парового риформинга и последующего использования как дополнительного восстановителя железной руды в доменной печи [59]. В последние годы проводятся исследования по обоснованию возможности применения в сталелитейной промышленности «безуглеродной» технологии плавления железа прямым электролизом

[1] Стратегия развития автомобильного транспорта и городского наземного электрического транспорта Российской Федерации на период до 2030 года (проект). Министерство транспорта России. Опубл. 10 октября 2020 г. https://www.mintrans.ru/documents/8/

[2] The Future of Hydrogen. Seizing today′s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. June 2019. https://webstore.iea.org/download/summary/2803?fileName=English-Future-Hydrogen-ES.pdf

[3] Path Hydrogen Competitiveness. A cost perspective. Hydrogen Council, 20 January 2020. https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf

[4] The Future of Hydrogen. Seizing today′s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. June 2019. https://webstore.iea.org/download/summary/2803?fileName=English-Future-Hydrogen-ES.pdf

[5] Zero Routine Flaring by 2030. https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030#5

[6] Экология и экономика: динамика загрязнения атмосферы страны в преддверии ратификации Парижского соглашения. Бюллетень о текущих тенденциях российской экономики. № 52, август 2019. Аналитический центр при Правительстве РФ. URL: https://ac.gov.ru/files/publication/a/23713.pdf

[7] World steel in figures 2019. World Steel Association 2019. https://www.worldsteel.org/publications/bookshop/product-details~World-Steel-in-Figures-2019~PRODUCT~World-Steel-in-Figures-2019~

[8] The Future of Hydrogen. Seizing today′s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. June 2019. https://webstore.iea.org/download/summary/2803?fileName=English-Future-Hydrogen-ES.pdf

железной руды, которая уже подтвердила свою эффективность в цветной металлургии [60]. По мнению экспертов, наиболее эффективный путь значительного снижения выбросов углекислого газа в металлургической промышленности — максимальное увеличение производства стали в электропечах с использованием в качестве сырья железа прямого восстановления, получаемого с применением «зеленого» водорода [61].

В отечественной химической промышленности одними из основных эмитентов углекислого газа являются аммиачные заводы, которые производят и потребляют почти 60% общего объема водорода, получаемого методом паровой конверсии метана. При производстве 1 т аммиака образуется в среднем 2.3 т CO_2.[1] В 2018 г. в России было произведено 17.8 млн т аммиака, что привело к образованию 40 млн т углекислого газа. Замена при производстве аммиака водорода, полученного паровой конверсией метана, «зеленым» водородом позволяет не только практически полностью исключить эмиссию углекислого газа, сопровождающую стандартную технологию получения аммиака, но и существенно ее упростить, исключив наиболее энергоемкие этапы. В настоящее время в нескольких странах приступили к реализации пилотных проектов производства аммиака с нулевым углеродным следом.[2] В России производство «зеленого» аммиака особенно важно для предприятий, осуществляющих его экспорт в Европу, где уже разработан механизм экологических штрафов на ввозимые товары. Одним из крупнейших производителей и экспортеров российского аммиака является ПАО «Тольяттиазот», расположенное на территории Центрального атомно-водородного кластера, обладающего значительными энергетическими мощностями для производства «зеленого» водорода. ПАО «Тольяттиазот» могло бы стать базовым предприятием для российского пилотного проекта по производству «зеленого» аммиака.

Еще одно направление использования водорода — энергетические системы. В российской энергетике более половины первичных энергетических ресурсов используют для получения электроэнергии и тепла. При этом доля газового топлива при их производстве составляет в среднем соответственно 45 [39] и 75%.[3] Прогнозируют, что к 2040 г. доля газа в первичных энергоресурсах увеличится до 56–57% при одновременном почти двукратном уменьшении доли твердого топлива. Это определяет ожидаемую структуру выбросов вредных веществ, в которой продукты сгорания газового топлива будут более чем в 3 раза превосходить выбросы от сгорания угля [39]. Следует учитывать, что в настоящее время крупнейшие мировые производители энергооборудования разрабатывают газовые турбины, использующие водород[4] [3]. Однако перевод электростанций на этот вид топлива требует масштабного производства водорода: до 0.2 млн т водорода на 1 ГВт установленной мощности газовых ТЭС.[5] Для российской энергетики с учетом доли газовой генерации и величины КИУМ газовых ТЭС[6] [39] это составило бы около 3 млн т водорода в год. Для перевода на водородное топливо системы теплоснабжения потребовалось бы еще 1.5–2.2 млн т водорода. В среднесрочной перспективе более реальным представляется применение метан-водородных смесей, позволяющих существенно снизить выбросы вредных веществ на газовых ТЭС и в системе теплоснабжения.

Перспективным направлением снижения вредных выбросов за счет использования водорода в энергетическом секторе является переход к распределенной системе электро- и теплоснабжения на основе использования стационарных водородных топливных элементов, во многих случаях в сочетании с возобновляемыми источниками энергии [3, 62]. В России такой подход особенно актуален для удаленных объектов, не имеющих доступа к централизованной системе энергоснабжения, в первую очередь, на Крайнем Севере [63]. В настоящее время отечественная промышленность не выпускает необходимые для этого топливные элементы. Организация их отечественного производства является одной из важнейших задач национальной программы развития водородных технологий.

---

[1] The Future of Hydrogen. Seizing today′s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. June 2019. https://webstore.iea.org/download/summary/2803?fileName=English-Future-Hydrogen-ES.pdf

[2] Там же.

[3] Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2015-2016 годы. Информационно-аналитический доклад. ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. М., 2018. http://association-cfo.ru/wp-content/uploads/2018/02/Doklad_o_sostoyanii_sfery_teploenergetiki_i_teplosnabzheniya_v_Rossiyskoy_F.pdf

[4] Brown Aficheme and Mike Welch. Hydrogen as a Fuel for Gas Turbines. The Chemical Ingineer. 2nd March 2020. https://www.thechemicalengineer.com/features/hydrogen-as-a-fuel-for-gas-turbines/

[5] The Future of Hydrogen. Seizing today′s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. June 2019. https://webstore.iea.org/download/summary/2803?fileName=English-Future-Hydrogen-ES.pdf

[6] Отчеты о функционировании ЕЭС России. Системный оператор Единой энергетической системы России. https://www.so-cdu.ru/index.php?id=ups_reports

Заключение

В последнее десятилетие одной из приоритетных задач, которые ставят перед собой развитые страны, является переход к низкоуглеродной экономике, важнейшей частью которой является водородная энергетика. В России важность этой задачи на государственном уровне была признана лишь в самое последнее время: так, только в 2020 г. Правительством РФ был принят ряд документов, в которых сформулированы задачи и сроки развития водородных технологий в стране.

Производство и использование водорода в России характерно для экономики, базирующейся на ископаемом сырье. Сегодня подавляющая часть водорода (более 95%) производится для внутреннего потребления: производства аммиака, метанола, бессернистых топлив и в металлургии. Прогнозируемый рост этих отраслей промышленности потребует увеличения производства водорода с 5 млн т в настоящее время до 7.8–8.8 млн т в 2030–2035 гг. Для производства водорода сегодня применяют в основном метод паровой конверсии метана, при котором образуется значительное количество углекислого газа — до 10 кг CO_2/кг H_2.

Между тем Россия обладает необходимым ресурсным и научно-технологическим потенциалом для существенного увеличения производства водорода, необходимого для развития водородных технологий и их эффективного применения в различных отраслях экономики, экспортных поставок. Для производства «зеленого» водорода, наиболее востребованного в качестве экспортного товара, может быть использован значительный энергетический потенциал отечественных атомных электростанций во внепиковый период их нагрузки. Это позволит получать только за счет этого источника «зеленой» электроэнергии до 1.5 млн т водорода в год с достаточно низкой себестоимостью. Увеличение КИУМ ГЭС до 60% и использование дополнительной электроэнергии для электролиза воды позволят получать ежегодно еще 1.5 млн т «зеленого» водорода.

Перспективы утилизации углекислого газа, образующегося при получении водорода из ископаемого топлива, сегодня связывают с его подземным хранением в различных геологических структурах (истощенных месторождениях углеводородов, водоносных пластах, соляных формациях и др.) и закачкой в продуктивные пласты на эксплуатируемых нефтяных и газовых месторождениях для повышения степени извлечения углеводородов. Использование для этих целей существующих подземных газовых хранилищ (ПХГ), в которых углекислый газ может замещать часть (до 10%) буферного газа, позволит сократить затраты на создание инфраструктуры, необходимой для его транспортировки и закачки в выбранные геологические структуры.

В России сегодня отсутствует инфраструктура для долговременного хранения больших объемов водорода и его транспортировки на значительные расстояния (подземные хранилища водорода и специальные трубопроводы). Ее создание потребует значительных капитальных вложений. Возможной альтернативой является хранение и транспортировка водорода совместно с метаном с использованием для этого существующих ПХГ и газопроводов. Следует отметить, что все крупнейшие российские ПХГ, 8 из 10 действующих АЭС и крупные ГЭС, производящие 34% гидроэлектроэнергии страны, расположены в европейской части страны. По этой территории проходят и трассы магистральных газопроводов, по которым осуществляются поставки газа в европейские страны и в Турцию. Значительные незагруженные мощности энергосистемы существуют и на востоке страны, там уже действует газопровод «Сила Сибири» и планируется построить несколько ПХГ. Это создает благоприятные условия для формирования нескольких водородных кластеров полного жизненного цикла водородного топлива (производство–хранение–транспортировка–потребление), которые должны обеспечивать внутренней рынок водорода и его поставки в Европу и в Азиатско-Тихоокеанский регион.

Приоритетными областями применения водородных технологий являются сектора отечественной экономики, формирующие основной объем выбросов углекислого газа. В России почти 70% суммарных выбросов углекислого газа приходится на автомобильный транспорт. Основной объем выбросов от стационарных источников обусловлен получением и использованием электроэнергии и тепла, добычей полезных ископаемых, обрабатывающей промышленностью. При использовании существующего оборудования можно значительно снизить выбросы углекислого газа, применяя метан-водородные смеси в качестве газомоторного топлива на автотранспорте и как топливо для газовых турбин в энергетике и теплоснабжении.

Финансирование работы

Работа выполнена в рамках государственного задания для Института проблем нефти и газа РАН № АААА-А19-119101690016-9.

Благодарности

Автор выражает благодарность к.х.н. Е. М. Захарян за помощь в техническом оформлении обзора.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

Информация об авторах

Якубсон Кристоф Израильич, к.т.н., в. н.с. ИПНГ РАН,
ORCID: https://orcid.org/0000-0001-0083-4475

Список литературы

[1] *Wells S. A., Sartbaeva A., Kuznetsov V. L., Edwards P. P.* Hydrogen economy // EIBC. John Wiley & Sons, Ltd, 2011. P. 1–24. https://doi.org/10.1002/9781119951438.eibc0452

[2] *Burke M.* Hydrogen economy // Energy. 2020. P. 26–29. https://doi.org/10.1002/cind.8_845.x

[3] *Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д.* Водородная экономика — путь к низкоуглеродному развитию. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. М., 2019. С. 5–56. https://doi.org/10.13140/RG.2.2.15540.91524

[4] *Lazarou S., Vita V., Diamantaki M., Karanikolou-Karra D., Fragoyiannis G., Makridis S., Ekonomou L.* A simulated roadmap of hydrogen technology contribution to climate change mitigation based on Representative Concentration Pathways considerations // Energy Sci. Eng. 2018. V. 6. N 3. P. 116–125. https://doi.org/10.1002/ese3.194

[5] *Юлкин М. А.* Низкоуглеродное развитие: от теории к практике. М.: АНО «Центр экологических инвестиций, 2018. С. 29–48.

[6] *Russo T. N.* Hydrogen: Hype or a glide path to decarbonizing natural gas? // Natural Gas & Electricity. 2020. V. 36. N 12. P. 15–21. https://doi.org/10.1002/gas.22180

[7] *Parkinson B., Balcombe P., Speirs J. F., Hawkes A. D., Hellgardta K.* Levelized cost of CO_2 mitigation from hydrogen production routes // Energy Environ. Sci. 2019. V. 12. P. 19–40. https://doi.org/10.1039/c8ee02079e

[8] *Abad A. V., Dodds P. E.* Green hydrogen characterization initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges // Energy Policy. 2020. V. 138. ID 111300. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111300

[9] *Nuttall W. J., Bakenne A. T.* Introduction — The Hydrogen Economy Today // Fossil Fuel Hydrogen. Springer, Cham. 2020. P. 1–14. https://doi.org/10.1007/978-3-030-30908-4_1

[10] *Калинин А. А., Калинин А. А.* Возможные направления совершенствования нефтепереработки в России // Проблемы прогнозирования в России. 2008. № 1. С. 72–91. https://ecfor.ru/publication/napravleniya-sovershenstvovaniya-pererabotki-nefti/

[11] *Battle Th., Srivastava U., Kopfle J., Hunter R., McClelland J.* Chapter 1, 2 — The direct reduction of iron // Treatise on Process Metallurgy. 2014. V. 3 (Industrial Processes). P. 89–176. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-096988-6.00016-X

[12] *Жигарева Г. В.* Аммиак: история, современность и перспективы развития в России // Вестн. хим. пром-сти. НИИТЭХИМ. 2019. http://vestkhimprom.ru/posts/ammiak-istoriya-sovremennost-i-perspektivy-razvitiya-v-rossii

[13] *Акишин Д., Лебедский-Тамбиев А., Коровяков А., Тимонин И., Спиридонов М.* Газохимия России. Ч. 2. Аммиак: принимать с осторожностью. VYGON Consulting. Июль 2020. https://vygon.consulting/upload/iblock/eb1/vygon_consulting_ammonia.pdf

[14] *Акишин Д., Мамаков А., Коровяков А., Стацура М.* Газохимия России. Ч. 1. Метанол: пока только планы. VYGON Consulting. Март 2019. https://vygon.consulting/upload/iblock/f22/vygon_consulting_russian_methanol_industry_development.pdf

[15] *Акишин Д.* Российский метанол: каждый сам за себя. Сможет ли отечественная газохимия расти без поддержки государства // Нефтегаз. вертикаль. Нац. отрасл. журн. 2019. № 9. С. 56–62.

[16] *Солодова Н. Л., Черкасова Е. И.* Тенденции развития нефтепереработки в России // Вестн. техн. ун-та. 2016. Т. 19. № 21. С. 57–63.

[17] *Чернышева Е. А.* Программа модернизации НПЗ России и инновационное развитие нефтепереработки // Бурение и нефть. 2018. № 5. С. 3–8.

[18] Стратегическое партнерство // Magazine Iron. 2019. № 1 (20). С. 1–26. http://iron.metalloinvest.com/upload/uf/049/0494c0f03f9ff1bbf717b2b9bb03441a.pdf

[19] *Хан С. А., Дмитриевский А. Н., Аксютин О. Е., Люгай Д. В., Хвостова В. Ю.* Утилизация и хранение углекислого газа: мировой опыт: обзорная информация. ОАО «Газпром». М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. С. 2–162.

[20] *Van der Meer B.* Carbon dioxide storage in natural gas reservoir // Oil and Gas Sci. Tech. — Rev. IFP. 2005. V. 60. N 3. P. 527–536. https://doi.org/10.2516/ogst:2005035

[21] *Гарайшин А. С., Бебешко И. Г., Григорьев А. В., Дейнеко С. С., Исаева Н. А., Осадчая В. В., Хан С. А.* Исследование возможности частичного замещения буферного газа на диоксид углерода на подземных хранилищах газа. Проблемы разработки и эксплу-

атации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Вести газ. науки. 2015. Т. 23. № 3. С. 79–83.

[22] Пат. РФ 25322789 (опубл. 2014). Способ эксплуатации подземного хранилища природного газа.

[23] Пат. РФ 2583029 (опубл. 2016). Способ захоронения CO_2.

[24] *Schneider S., Bajohr S., Graf F., Kolb Th.* State of the Art of Hydrogen Production via pyrolysis of Natural Gas // Chemie Ing. Tech. 2020. N 8. P. 1023–1032. https://doi.org/10.1002/cite.202000021

[25] *Fincke J. R., Anderson R. P., Hyde T. A., Detering B. A.* Plasma Pyrolysis of Methane to Hydrogen and Carbon Black // Ind. Eng. Chem. Res. 2002. V. 41. N 6. P. 1425–1435. https://doi.org/10.1021/ie010722e

[26] *Парфенов В. Е., Никитченко Н. В., Пименов А. А., Кузьмин А. Е., Куликова М. В., Чупичев О. Б., Максимов А. Л.* Пиролиз метана водородного направления: особенности применения металлических расплавов (обзор) // ЖПХ. 2020. Т. 93. № 5. С. 611–619. https://doi.org/10.31857/S0044461820050011 [*Parfenov V. E., Nikitchenko N. V., Pimenov A. A., Kuz'min A. E., Kulikova M. V., Chupichev O. B., Maksimov A. L.* Methan pyrolysis for hydrogen production: specific features of using molten metals // Russ. J. Appl. Chem. 2020. V. 93. N 5. P. 625–632. https://doi.org/10.1134/S1070427220050018].

[27] *Bode A.* Methane Pyrolysis — A potential new process for hydrogen production without CO_2 emission. Conference: Wasserstoff — Schwergewicht für die Energiewende — 12. Niedersächsische Energietage, November 2019. 06.11.2019. P. 1–26. Hannover.

[28] *Конопляник А.* Перспективы взаимодействия РФ и ЕС в сфере декарбонизации. Есть ли возможности для расширения рынка для российского газа в Европе // Нефтегаз. вертикаль. 2019. № 15. С. 26–32.

[29] *Столяревский А. Я.* Производство альтернативного топлива на основе ядерных энергоисточников // Рос. хим. журн. (ЖРХО им. Д. И. Менделеева). 2008. Т. LII. № 6. С. 73–77.

[30] *Ponomarev-Stepnoy N., Stolyarevskiy A., Kodochigov N.* The concept of nuclear hydrogen production based on MHR-T reactor. Nuclear Production of Hydrogen. Fourth Information Exchange Meeting Oakbrook, Illinois, United States, 14–16 April 2009. P. 67–77.

[31] *Пономарев-Степной Н. Н., Алексеев С. В., Петрунин В. В., Кодочигов Н. Г., Кузнецов Л. Е., Фатеев С. А., Кодочигов Н. Г.* Атомный энерготехнический комплекс с высокотемпературным газоохлаждаемыми реакторами для масштабного экологически чистого производства водорода из воды и природного газа // Газ. пром-сть. 2018. Т. 177. № 11. С. 94–102.

[32] *Столяревский А. Я.* Метано-водородное топливо // Энергия: экономика, техника, экология. 2015. № 3. С. 16–23.

[33] Pat. WO 2013/039419 Al (publ. 2013). Methane-hydrogen mixture production process.

[34] *Аксютин О. Е., Ишков А. Г., Романов К. В., Тетеревлев Р. В., Пыстина Е. А.* Вклад газовой отрасли в формирование энергетической модели на основе водорода // Вести газ. науки. 2017. Т. 33. № 5. С. 12–20.

[35] *Аксютин О. Е., Ишков А. Г., Романов К. В., Тетеревлев Р. В., Хлопцов В. Г., Казарян В. А., Столяревский А. Я.* Потенциал метановодородного топлива в условиях перехода к низкоуглеродной экономике // Газ. пром-сть. 2017. № 1/750. Спецвып. С. 82–85.

[36] *Aksyutin O., Ishkov A., Romanov K.* New Methane-Hydrogen Fuel Technology and its Potential Application in the Gas Industry. Development and Innovation in Focus All Eyes Turn to Perth for LNG 18. Report of the International Gas Union, April–September 2016. P. 74–76.

[37] *Казарян В. А., Хлопцов В. Г., Столяревский А. Я.* Концепция создания крупномасштабных систем производства и распределения метано-водородного топлива как эффективного альтернативного энергоносителя // Газ. пром-сть. 2018. Т. 177. № 11. С. 114–119.

[38] *Schmidt O., Gambhir A., Staffell I., Hawkes A., Nelson J., Few S.* Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study // Int. J. Hydrogen Energy. 2017. V. 42. N 52. P. 30470–30492. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045

[39] Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / Под ред. А. А. Макарова, Т. А. Митровой, В. А. Кулагина. ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО. М., 2019. С. 8–210.

[40] *Чаусов И. С., Холкин Д. В., Бурдин И. А., Тертышная А. И.* Перспективы России на глобальном рынке водородного топлива // ЭнергоЭксперт. 2019. Т. 70. № 2. С. 18–22.

[41] *Аминов Р. З., Хрусталев В. А., Духовенский А. С., Осадчий А. И.* АЭС с ВВЭР: режимы, характеристики, эффективность. М.: Энергоатомиздат, 1990. С. 150–187.

[42] *Макоклюев В., Хренников А., Александров Н., Радин П.* Электропотребление энергосистем России. Исследование характера колебаний // Новости электротехники. 2018. Т. 109. № 1. С. 52–53.

[43] H_2 Energy to generate green hydrogen from hydropower in Aarau // Fuel Cells Bull. 2016. V. 2016. N 7. P. 8. https://doi.org/10.1016/S1464-2859(16)30181-X

[44] *Батенин В. М., Аминов Р. З., Шкрет А. Ф., Гариевский М. В.* Сравнительная эффективность покрытия пиковых нагрузок в вариантах обеспе-

чения базовой нагрузкой АЭС // Теплоэнергетика. 2012. № 7. С. 70–78

[45] *Khamis I.* An overview of the IAEA HEEP software and international programs on hydrogen production using nuclear energy // Int. J. Hydrogen Energy. 2011. V. 36. N 6. P. 4125–4129. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.06.108

[46] *Аминов Р. З., Байрамов А. Н.* Оценка эффективности получения водорода на базе внепиковой электроэнергии АЭС // Междунар. науч. журн. «Альтернативная энергетика и экология». 2016. Т. 193–194. № 05–06. С. 59–70. https://doi.org/10.15518/isjaee.2016.05-06.006

[47] *Аминов Р. З., Байрамов А. Н.* Оценка конкурентной эффективности получения водорода методом электролиза воды на основе внепиковой электроэнергии // Изв. АН. Энергетика. 2016. № 4. С. 84–90.

[48] *Кулешов Н. В., Коровин Н. В., Терентьев А. А., Рыжиков А. В.* Отечественные электролизеры — необходимая составляющая водородной энергетики в России // Тр. междунар. симп. по водородной энергетике. М., МЭИ, 1–2 ноября 2005. С. 156–163.

[49] *Foh S., Novil M., Rockar E., Randolph P.* Underground hydrogen storage. Final report [Salt caverns, excavated caverns, aquifers and depleted fields] / United States: N. p. 12.01.1979. https://doi.org/10.2172/6536941

[50] *Lord A. S.* Overview of geologic storage of natural gas with an emphasis on assessing the feasibility of storing hydrogen // United States: N. p. 09.01.2009. https://doi.org/10.2172/975258

[51] *Panfilov M.* 4-Underground and pipeline hydrogen storage // Compendium of Hydrogen Energy. 2015. V. 2 (Hydrogen Storage, Transportation and Infrastructure). P. 91–115. https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-362-1.00004-3

[52] *Adhikari S., Fernando S.* Hydrogen membrane separation techniques // Ind. Eng. Chem. Res. 2006. V. 45. N 3. P. 875–881. https://doi.org/10.1021/ie0506441

[53] *Liemberger W., Groß M., Miltner M., Prazak-Reisinger H., Harasek M.* Extraction of green hydrogen at fuel cell quality from mixtures with natural gas // Chem. Eng. Transactions. 2016. V. 52. P. 427–432.

[54] *Kovács T., Papp S., Kristóf T.* Membrane separation study for methane-hydrogen gas mixtures by molecular simulations // Cond. Matter Phys. 2017. V. 20. N 2. 23002. P. 1–13. https://doi.org/10.5488/CMP.20.23002

[55] *Аксютин О. Е., Ишков А. Г., Романов К. В., Пыстина Н. Б., Акопова Г. С., Косолапов Е. В.* Экологическая эффективность производства и использования природного газа на основе оценки полного жизненного цикла // Вести газ. науки. 2017. Т. 33. № 5. С. 3–11.

[56] Нефтегазовый комплекс России — 2018. В 4 ч. / И. В. Филимонова, В. Ю. Немов, И. В. Проворная и др. Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2019. Ч. 2. Газовая промышленность — 2018: долгосрочные тенденции и современное состояние. С. 30–63.

[57] *Книжников А. Ю., Ильин А. М.* Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России — 2017. WWF России. М., 2017. С. 34.

[58] *Kirschen M., Badr K., Pfeifer H.* Influence of direct reduced iron on the energy balance of the electric arc furnace in steel industry // Energy. 2011. V. 36. N 10. P. 6146–6155. https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.07.050

[59] *Chen W.-H., Lin M.-R., Leu T.-Sh., Du Sh.-W.* An evaluation of hydrogen production from the perspective of using blast furnace gas and coke oven gas as feedstocks // Int. J. Hydrogen Energy. 2011. V. 36. N 18. P. 11727–11737. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.06.049

[60] *Wiencke J., Lavelaine H., Panteix P.-J., Petitjean C., Rapin C.* Electrolysis of iron in a molten oxide electrolyte // J. Appl. Electrochem. 2018. V. 48. P. 115–126. https://doi.org/10.1007/s10800-017-1143-5

[61] *Bhaskar A., Assadi M., Somehsaraei H. N.* Decarbonization of the iron and steel industry with direct reduction of iron ore with green hydrogen // Energies. 2020. V. 13. N 3. P. 758. https://doi.org/10.3390/en13030758

[62] *Dodds P. E., Staffell I., Hawkes A. D., Li F., Grünewald Ph., McDowall W., Ekins P.* Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review // Int. J. Hydrogen Energy. 2015. V. 40. N 5. P. 2065–2083. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.11.059

[63] *Шульга Р. Н., Петров А. Ю., Путилова И. В.* Арктика: экология и водородная электроэнергетика // Альтернатив. энергетика и экология (ISJAEE). 2019. № 7–9. С. 43. https://doi.org/10.15518/isjaee.2019.07-09.043-061