

УДК 620.91

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4622

Шифр специальности ВАК: 05.14.08

Оценка экономической эффективности производства водорода с использованием энергии ветра и солнца

О.В. Марченко, С.В. Соломин✉

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук,
Россия, г. Иркутск*

✉ solomin@isem.irk.ru

Аннотация. Актуальность. В настоящее время широко обсуждается вопрос использования водорода в качестве топлива, замещающего углеводородное сырье. Планы развития водородной энергетики, заявленные в ряде стран, включая Россию, предполагают многократное увеличение производства и потребления водорода в энергетических целях. Делать однозначные выводы о возможностях добычи в промышленных масштабах свободного водорода, исходящего из глубин Земли, пока преждевременно. Пока водород получают в основном конверсией угля и газа. Вместе с тем единственным экологически чистым способом получения водорода является извлечение его из воды, которой на Земле намного больше, чем углеводородного сырья, и которая более доступна. Самый распространённый способ получения водорода из воды – это ее разложение под действием электрического тока в электролизёре. При использовании возобновляемых источников энергии процесс производства водорода будет экологически чистым.

Цель: исследование экономической эффективности производства водорода методом электролиза на основе электроэнергии, вырабатываемой ветроэлектрическими установками и фотоэлектрическими преобразователями в зависимости от конфигурации энергосистемы и внешних условий. **Методы:** определялась стоимость производимого водорода в зависимости от технико-экономических показателей энергоисточников, скорости ветра и прихода солнечной радиации на земную поверхность. Расчёты проводились с помощью оптимизационной математической модели REM-2 (Renewable Energy Model). **Результаты.** Построены графики зависимости стоимости электроэнергии и водорода от климатических условий (средней многолетней скорости ветра и годового прихода солнечной радиации). Проведён анализ полученных результатов. Показано, что при хороших климатических условиях ($V \geq 6$ м/с, $Q \geq 1400$ кВт·ч/м²/год) и оптимистических значениях технико-экономических показателей стоимость водорода составляет 2,8–3,4 \$/кг. В системе автономного электроснабжения за счёт использования «избыточной» электроэнергии возобновляемых источников энергии, работающих в стохастическом режиме, затраты на производство водорода минимальны.

Ключевые слова: водород, ветроэлектрические установки, фотоэлектрические преобразователи, электролиз, математическая модель, экономическая эффективность, стоимость водорода

Благодарности: Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

Для цитирования: Марченко О.В., Соломин С.В. Оценка экономической эффективности производства водорода с использованием энергии ветра и солнца // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 80–87. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4622

UDC 620.91

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4622

Assessment of economic efficiency of hydrogen production using wind and solar energy

O.V. Marchenko, S.V. Solomin✉

*Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Irkutsk, Russian Federation*

✉solomin@isem.irk.ru

Abstract. Relevance. Currently, the issue of using hydrogen as a fuel replacing hydrocarbon raw materials is widely discussed. Plans for hydrogen energy development, announced in a number of countries, including Russia, imply a manifold increase in hydrogen production and consumption for energy purposes. It is still premature to draw clear conclusions about the possibilities of industrial-scale production of free hydrogen emanating from the depths of the Earth. Therefore, hydrogen is produced mainly by coal and gas conversion. However, the only environmentally friendly way to produce hydrogen is to extract it from water, which is much more abundant on Earth than hydrocarbons and which is more accessible. The most common way to obtain hydrogen from water is the decomposition of water under the influence of electric current in an electrolyzer. By using renewable energy sources, the hydrogen production will be environmentally friendly. **Aim.** To study the economic efficiency of hydrogen production by electrolysis based on electricity generated by wind power plants and photovoltaic converters, depending on the configuration of the power system and external conditions. **Methods.** The cost of produced hydrogen was determined depending on the technical and economic indicators of energy sources, wind speed and the arrival of solar radiation on the earth's surface. Calculations were carried out using the optimization mathematical model REM-2 (Renewable Energy Model). **Results.** The authors have constructed the graphs of electricity and hydrogen cost dependence on climatic conditions (average long-term wind speed and annual solar radiation). The authors carried out the analysis of the obtained results. It is shown that under good climatic conditions ($V \geq 6$ m/s, $Q \geq 1400$ kW·h/m²/year) and optimistic values of technical and economic indicators, the cost of hydrogen is 2.8–3.4 \$/kg. In an autonomous power supply system, due to the use of “excess” electricity from renewable energy sources operating in stochastic mode, the costs of hydrogen production are minimal.

Keywords: hydrogen, wind turbines, photovoltaic converters, electrolysis, mathematical model, economic efficiency, cost of hydrogen

Acknowledgements: The research was carried out under State Assignment Project (no. FWEU-2021-0001) of the Fundamental Research Program of Russian Federation 2021–2030 using the resources of the High-Temperature Circuit Multi-Access Research Center (Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation, project no 13.CKP.21.0038).

For citation: Marchenko O.V., Solomin S.V. Economic efficiency assessment of hydrogen production using wind and solar energy. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 80–87 DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4622

Введение

В настоящее время широко обсуждается вопрос использования водорода в энергетических системах. Предполагается, что водород наряду с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) будет вытеснять традиционные углеводородные энергоносители. Водород позиционируется как экологически безопасный углеродно-нейтральный источник энергии. Планируемый во многих странах существенный рост его производства и использования наряду с развитием технологий использования возобновляемых источников энергии является движением по пути декарбонизации мировой экономики [1]. В этом случае снижение потребления

органического топлива позволяет уменьшить выбросы углерода и его соединений, прежде всего диоксида углерода CO₂, антропогенная эмиссия которого считается главной причиной глобального потепления.

Известно, что водород является самым распространённым элементом во Вселенной. Однако на поверхности Земли в чистом виде практически он встречается крайне редко. Геологи недавно исследовали природные источники и возможность его получения естественным путем. Процессы, происходящие в земной коре, могут привести к образованию газообразного водорода из воды. В частности, богатые железом породы, такие как оливин,

контактируют с подземными водами и ржавчиной, захватывая кислород для образования оксидов железа и оставляя после себя водород. В работе [2] дана классификация по трём основным разделам: водород как свободный газ в различных средах, как включения в различных типах горных пород и как растворенный газ в грунтовых водах.

Выходы водорода, исходящего из глубин Земли, обнаружены в некоторых точках земного шара, привязанных к определённым геологическим структурам, в том числе на территории России, в Мали, Омане, Австралии, Бразилии, США, Южно-Африканской Республике и других странах [3–7]. Это возобновляемый первичный ресурс (как нефть, газ и уголь), который можно получить, пробурив скважину. Некоторые из этих природных месторождений можно увидеть на рис. 1 [7].

Водород принято классифицировать по «цветам». «Белый водород» соответствует природному геологическому водороду [5]. Термины «белый водород» и «природный водород» являются синонимами. Имеющиеся данные о наличии природного водорода обнадеживают, поэтому поиск свободного водорода, выходящего на земную поверхность, нужно продолжать. Однако делать однозначные выводы о возможностях добычи в промышленных масштабах свободного водорода преждевременно.

На данный момент нет чётких стратегий по использованию этого типа водорода. Ориентировочная стоимость добычи «белого водорода» также не определена.

В связи с этим водород производится как вторичный энергоресурс. В процессе активного развития водородной энергетики потребуется значительное снижение себестоимости получения водорода.

Наиболее дешёвой технологией в настоящее время является паровая конверсия метана (ПКМ), стоимость водорода составляет 1,5–2 \$/кг. Такой водород называется «серым». В этом случае диоксид углерода выбрасывается в атмосферу. Методом ПКМ, но при одновременном улавливании и хранении углерода производится «голубой водород». Это обеспечивает двукратное снижение выбросов углерода, но существенно увеличивает стоимость производства. Источником энергии для «жёлтого водорода» являются атомные электростанции (АЭС).

Достигнутый прогресс в совершенствовании ВИЭ открывает путь к производству так называемого «зелёного водорода» [8–10]. Его производство считается наиболее экологически чистым. Наиболее быстрыми темпами среди ВИЭ развиваются мощности фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) и ветроэлектрических установок (ВЭУ) [11].

В работе [12] даны оценки стоимости «зелёного водорода» в разных регионах мира до 2030–2050 гг. при произвольно заданной структуре гибридных систем электроснабжения на базе ВЭУ и ФЭП. Недостатком такого анализа является отсутствие оптимизации структуры гибридных энергосистем. Кроме того, принятые в расчётах технико-экономические показатели представляются слишком оптимистическими.

В работе [13] приводятся оценки стоимости «зелёного водорода» для России на перспективу до 2030 г. Однако в этих расчётах не учтено, что эта величина существенно зависит от различий климатических условий мест установки ВЭУ и ФЭП.

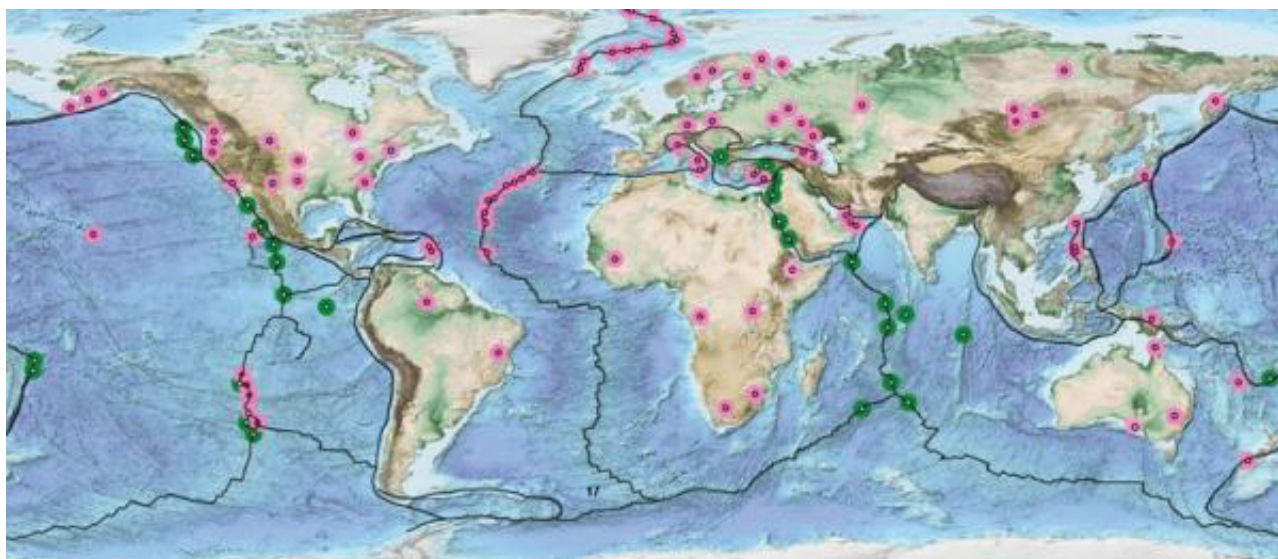


Рис. 1. Возможные места выхода природного водорода (по данным [7])

Fig. 1. Possible places of natural hydrogen release (according to [7])

Постановка задачи

Цель настоящей работы – оценка экономической эффективности производства «зелёного водорода» методом электролиза на основе электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ и ФЭП в зависимости от климатических условий, сценариев изменения технико-экономических показателей, конфигурации энергосистемы и внешних условий. Работа исследует широкий спектр средних многолетних скоростей ветра и прихода солнечной радиации как для условий России, так и для других регионов мира.

Объект и метод исследования

Рассмотрены три варианта производства и использования водорода: 1) источник электроэнергии – ВЭУ (рис. 2, а) источник электроэнергии – ФЭП (рис. 2, б), 3) водород производится в автономной энергосистеме с ВЭУ и ФЭП за счёт «избыточной» электроэнергии, когда мощность возобновляемых источников энергии превышает мощность нагрузки (рис. 2, в). На рис. 2, а–в используются следующие обозначения: АС/DC – преобразователь переменного тока в постоянный, ЭЛ – электролизёр, КОМ – компрессор, РЕС – ресивер (ёмкость для хранения водорода), ТЭ – топливный элемент, ДЭС – дизельная электростанция, DC/AC – преобразователь постоянного тока в переменный.

Для производства «зелёного водорода» применяют электролизёры. Два основных вида электролиза воды, используемых сегодня, – это щелочной элек-

тролиз и электролиз с полимерно-электролитической мембраной (ПЭМ). Щелочные электролизёры требуют стабильного профиля нагрузки, без резких её колебаний. Электролизёры с ПЭМ допускают эксплуатацию в переменном режиме нагрузки, что позволяет использовать их для потребления энергии ветровых и солнечных энергоустановок [13].

В первых двух вариантах вся вырабатываемая ВЭУ или ФЭП электроэнергия используется для производства водорода (линейные схемы).

В третьем варианте возобновляемые источники энергии используются для электроснабжения нагрузки и только «избыточная» электроэнергия направляется на производство водорода (автономная энергосистема). Водород в автономной системе производится и хранится в месте его использования. Он не завозится извне и не продаётся. Для хранения водорода используется ресивер.

В автономной энергосистеме в качестве резервных и дублирующих источников энергии возможно применение дизельных генераторов и аккумуляторных батарей. Однако их применение не всегда желательно вследствие экологической опасности, малого ресурса и необходимости регулярного обслуживания [14]. В настоящей работе в качестве дублирующих источников энергии рассматриваются топливные элементы на водороде – экологически чистом энергоносителе.

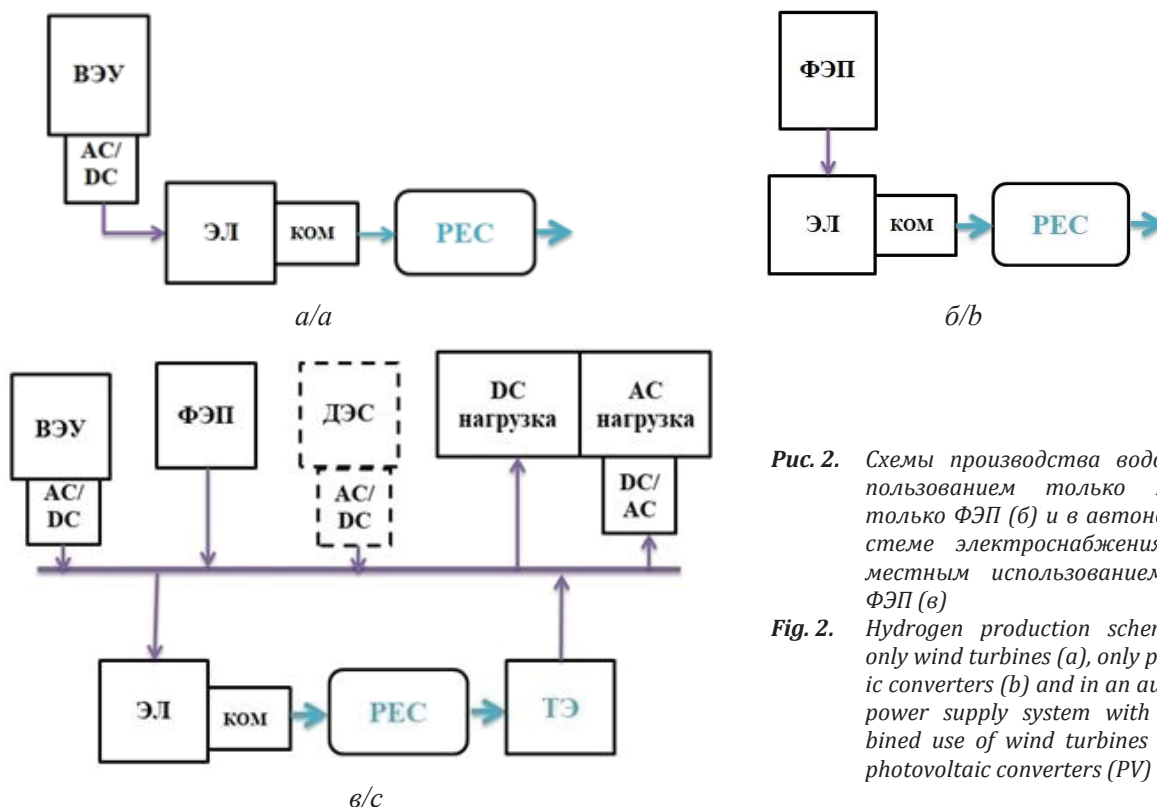


Рис. 2. Схемы производства водорода использованием только ВЭУ (а), только ФЭП (б) и в автономной системе электроснабжения с совместным использованием ВЭУ и ФЭП (в)

Fig. 2. Hydrogen production schemes using only wind turbines (a), only photovoltaic converters (b) and in an autonomous power supply system with the combined use of wind turbines (WT) and photovoltaic converters (PV) (c)

Математическая модель

Расчёты проводились с использованием оптимизационной математической модели REM-2 (Renewable Energy Model) [15, 16]. Модель позволяет исследовать энергосистемы разной конфигурации с преобразованием и аккумулированием разных видов энергии (в том числе водорода) с учетом случайного характера поступления ветровой и солнечной энергии на основе алгоритмов оптимизации GAMS (General Algebraic Modeling System). Модель находит минимум целевой функции (суммарные дисконтированные затраты на создание и эксплуатацию системы) с учётом ограничений на переменные. Определяется оптимальная конфигурация системы (установленные мощности энергоисточников и ёмкости аккумуляторов), режимы работы (перетоки энергии между элементами системы в каждый момент времени) и экономические характеристики – стоимость производимой электроэнергии и водорода.

Таблица. Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Table. Technical and economic indicators of the options under consideration

Элемент Element	Удельные капиталовложения, \$/кВт Specific capital investments, \$/kW	Постоянные издержки, % от капиталовложений Fixed costs, % of capital investment	КПД, % Efficiency, %	Срок службы, лет Lifetime, years
Базовый сценарий (БАЗ)/Business-as-usual (BAU) scenario				
ВЭУ/WT	1500	2,5	35	30
ФЭП/PV	800	1,5	20	20
Конвертор Converter	300	2,0	95	10
Электролизёр* EL	1125	5,0	77	20
Компрессор Compressor	900	2,0	95	10
Ресивер** HT	450	1,0	98	20
ТЭ/FC	2100	2,0	65	10
Оптимистический сценарий (ОПТ)/Optimistic scenario (OS)				
ВЭУ/WT	1200	2,0	40	30
ФЭП/PV	500	1,0	25	30
Конвертор Converter	250	2,0	98	10
Электролизёр* EL	590	3,0	83	20
Компрессор Compressor	650	2,0	98	20
Ресивер** HT	290	1,0	99	20
ТЭ/FC	650	2,0	80	15

Примечания: * – на кВт выходной мощности; ** – на м³.

Notes: * – per kW of output power; ** – per m³.

Исходные данные

На основе опубликованных данных [1, 17–22] сформированы два сценария – базовый и оптимистический (таблица). Первый соответствует технико-экономическим показателям, достигнутым в настоящее время, второй – прогнозным на перспективу 10–15 лет. Удельные показатели приблизительно соответствуют мощности ВЭУ 1 МВт, электролизёра, компрессора и топливных элементов – 250 кВт, объёму ресивера 1000 м³. Удельные показатели ФЭП, как известно, относительно слабо зависят от суммарной мощности вследствие модульной структуры.

Среднегодовая скорость ветра V варьировалась от 4 м/с (низкая скорость) до 10 м/с (отличные ветровые условия). Суточный и годовой ее ход приблизительно соответствует данным для города Владивостока. Приход солнечной радиации на горизонтальную поверхность Q изменялся от 1000 кВт·ч/м²/год (центральные и северные районы России) до 2000 кВт·ч/м²/год (Ближний Восток и Африка).

В России имеются районы с хорошей скоростью ветра 7–10 м/с (побережья океанов и морей, отдельные горные перевалы). Приход солнечной радиации в южных районах России редко превышает 1400 кВт·ч/м²/год, а в других районах составляет 800–1300 кВт·ч/м²/год.

Результаты расчётов и их анализ

В рассмотренном диапазоне климатических условий ВЭУ и ФЭП вырабатывают электроэнергию стоимостью 2–9 цент/кВт·ч [23]. При хороших климатических условиях ($V \geq 6$ м/с, $Q \geq 1400$ кВт·ч/м²/год) и оптимистических значениях технико-экономических показателей стоимость электроэнергии составляет 3–4 цент/кВт·ч, стоимость водорода – 2,8–3,4 \$/кг (рис. 3, а, б).

При неблагоприятных климатических условиях ($V \leq 5$ м/с, $Q \leq 1200$ кВт·ч/м²/год) стоимость водорода составляет 7–8 \$/кг в базовом сценарии и около 4 \$/кг в оптимистическом сценарии.

При работе в автономной системе электроснабжения (рис. 1, в) вследствие суточных изменений скорости ветра и интенсивности солнечного излучения часть вырабатываемой ВИЭ энергии оказывается «избыточной» (суммарное производство ВЭУ и ФЭП превышает потребление энергии нагрузкой). Как показывают результаты расчётов, при оптимальной структуре автономной системы электроснабжения количество «избыточной» энергии может достигать 30 %. Эта энергия с помощью электролизёра и компрессора преобразуется в водород и повышает эффективность системы электроснабжения.

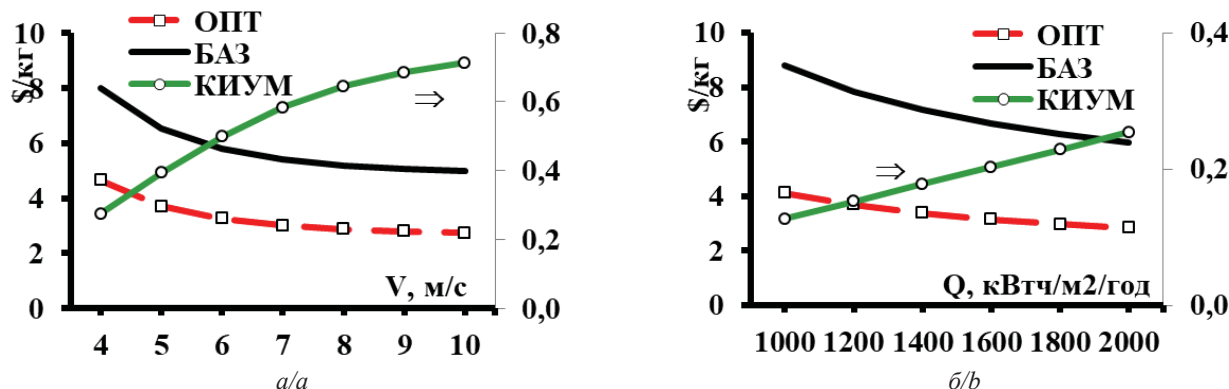


Рис. 3. Стоимость водорода, произведенного на основе электроэнергии ВЭУ (а) и ФЭП (б) в базовом (БАЗ) и оптимистическом (ОПТ) сценариях. КИУМ – коэффициент использования установленной мощности ВЭУ и ФЭП
Fig. 3. Hydrogen cost produced by WT (a) and PV (b) in business-as-usual (BAU) and optimistic (OPT) scenarios. CF – capacity factor

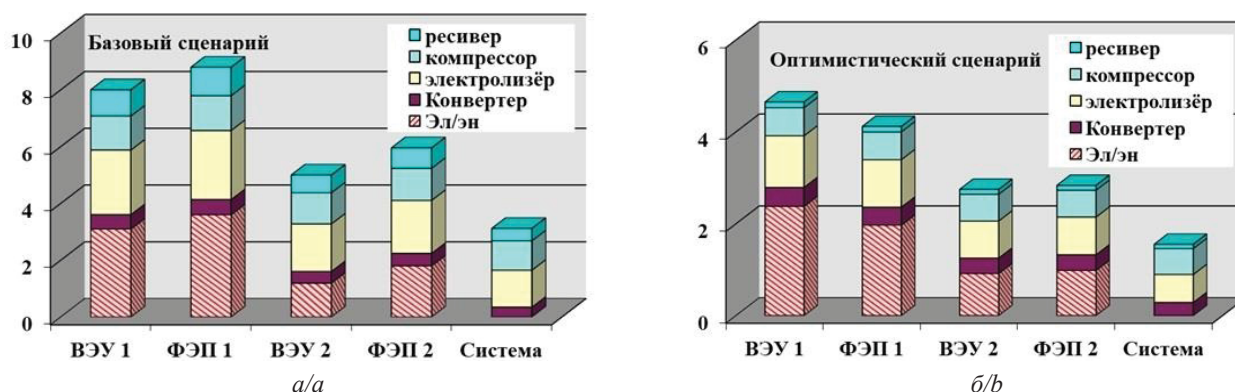


Рис. 4. Стоимость водорода (\$/кг) для при среднегодовой скорости 4 и 10 м/с (ВЭУ 1 и ВЭУ 2 соответственно) и среднегодовом приходе солнечной радиации 1000 и 2000 кВт·ч/м²/год (ФЭП 1 и ФЭП 2 соответственно) в базовом (а) и оптимистическом (б) сценариях
Fig. 4. Hydrogen cost at $V=4-10$ m/s (ВЭУ 1 and ВЭУ 2) and $Q=1000-2000$ kWh/m²/yr (ФЭП 1 and ФЭП 2) and using excess energy (System) in business-as-usual (a) and optimistic (b) scenarios

На рис. 4 сравниваются затраты на производство водорода (и их структура) для всех рассмотренных вариантов конфигурации для худших ($V=4$ м/с, $Q=1000$ кВт·ч/м²/год) и лучших ($V=10$ м/с, $Q=2000$ кВт·ч/м²/год) климатических условий. В системе автономного электроснабжения затраты на производство водорода минимальны. При благоприятных климатических условиях стоимость водорода составляет 2,5 \$/кг в базовом сценарии и 1,6 \$/кг в оптимистическом сценарии.

Заключение

Проведены расчёты затрат на производство водорода методом электролиза с использованием электроэнергии, вырабатываемой возобновляемыми источниками энергии – ветроэлектрическими установками и фотоэлектрическими преобразователями. Исследованы варианты, различающиеся технико-экономическими показателями энергоисточников, климатическими условиями и конфигурацией энергосистемы.

Сопоставлены три варианта – две линейные схемы, когда ВЭУ или ФЭП используются только для производства водорода, и работа ВИЭ в автономной энергосистеме, когда для производства водорода используется «избыточная» электроэнергия, вырабатываемая в моменты времени, когда мощность ВЭУ и ФЭП превышает мощность нагрузки.

Показано, что при хороших климатических условиях ($V \geq 6$ м/с, $Q \geq 1400$ кВт·ч/м²/год) и оптимистических значениях технико-экономических показателей стоимость водорода в линейных схемах составляет 2,8–3,4 \$/кг. В системе автономного электроснабжения за счет использования «избыточной» электроэнергии ВИЭ, работающих в стохастическом режиме, затраты на производство водорода минимальны. В базовом сценарии они составляют 2,5 \$/кг, в оптимистическом – 1,6 \$/кг. Последняя величина позволяет рассчитывать на то, что в перспективе 10–15 лет «зеленый водород» окажется конкурентоспособным с водородом, производимым в настоящее время методом паровой конверсии метана.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. World Energy Outlook. – Paris: IEA, 2022. – 523 p.
2. Zgonnik V. The occurrence and geoscience of natural hydrogen: a comprehensive review // *Earth-Science Reviews*. – 2020. – Vol. 203. – Art. no. 103140. DOI: 10.1016/j.earscirev.2020.103140.
3. Prinzhofer A., Tahara Cissé C.S., Diallo A.B. Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali) // *International Journal of Hydrogen Energy*. – Vol. 43. – Iss. 42. – 2018. – P. 19315–19326. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.08.193.
4. Can weathering of banded iron formations generate natural hydrogen? Evidence from Australia, Brazil and South Africa / U. Geymond, E. Ramanaidou, D. Lévy, A. Ouaya, I. Moretti // *Minerals*. – 2022. – Vol. 12. – № 2. – Art. no. 163. DOI: 10.3390/min12020163.
5. Arcos J.M.M., Santos D.M.F. The hydrogen color spectrum: techno-economic analysis of the available technologies for hydrogen production // *Gases*. – 2023. – Vol. 3. – № 1. – P. 25–46. DOI: 10.3390/gases3010002.
6. Полеванов В.П. Природный водород. Предварительное руководство для поисков // *Недра*. – 2022. – № 2. – С. 4–11.
7. Moretti I., Webber M.E. Natural hydrogen: a geological curiosity or the primary energy source for a low-carbon future? URL: <https://www.renewablematter.eu/articles/article/natural-hydrogen-a-geological-curiosity-or-the-primary-energy-source-for-a-low-carbon-future> (дата обращения 15.03.2024).
8. Green hydrogen cost reduction scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal. – Abu Dhabi: IRENA, 2020. – 106 p.
9. Rabiee A., Keane A., Soroudi A. Green hydrogen: a new flexibility source for security constrained scheduling of power systems with renewable energies // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2021. – Vol. 46. – № 37. – P. 19270–19284. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.03.080.
10. Prospects for the production of green hydrogen: review of countries with high potential / V.A. Panchenko, Yu.V. Daus, A.A. Kovalev, I.V. Yudaev, Yu.V. Litti // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2023. – Vol. 48. – № 12. – P. 4551–4571.
11. Renewable Energy Statistics 2023. – Abu Dhabi: IRENA, 2023. – 440 p. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.10.084.
12. Fasihi M., Breyer C. Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants // *Journal of Cleaner Production*. – 2020. – Vol. 243. – Art. no. 118466. – P. 1–31. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.118466.
13. Веселов Ф., Соляник А. Экономика производства водорода с учётом экспорта и российского рынка // *Энергетическая политика*. – 2022. – № 3. – С. 58–67. DOI: 10.21122/10.46920/2409-5516_2022_4170_58.
14. Малышенко С.П., Счастливцев А.И. Анализ системы водородного аккумулирования электроэнергии в сравнении с другими системами аккумулирования // *Теплофизика высоких температур*. – 2015. – Т. 53. – № 4. – С. 509–514. DOI: 10.7868/S0040364415.
15. Marchenko O.V. Mathematical modeling and economic efficiency assessment of autonomous energy systems with production and storage of secondary energy carriers // *International Journal of Low-carbon Technologies*. – 2010. – Vol. 5. – № 4. – P. 250–255. DOI: 10.1093/ijlct/ctq031.
16. Марченко О.В., Соломин С.В. Эффективность совместного использования возобновляемых источников энергии // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. – 2017. – Т. 21. – № 8. – С. 111–121. DOI: 10.21285/1814-3520-2017-8-111-121.
17. Projected costs of generating electricity. 2020 ed. – Paris: IEA/NEA, 2020. – 223 p.
18. Petkov I., Gabrielli P. Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems // *Applied Energy*. – 2020. – Vol. 274. – № 115197. – P. 1–25. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115197.
19. Kalantari H., Ghoreishi-Madiseh S.A. Hybrid renewable hydrogen energy solution for remote cold-climate open-pit mines // *Hydrogen*. – 2022. – № 3. – P. 312–332. DOI: 10.3390/hydrogen3030019.
20. Modeling a sustainable energy transition in northern Greenland: Qaanaaq case study / A. Pantaleo, M.A. Albert, H.T. Snyder, S. Doig, T. Oshima, N.E. Hagelqvist // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. – 2022. – Vol. 54. – № 102774. – P. 1–12. DOI: 10.1016/j.seta.2022.102774.
21. Assessment of hydrogen-based long term electrical storage in residential energy system / P. Lubello, M. Pasqui, A. Mati, C. Carcasci // *Smart Energy*. – 2020. – Vol. 8. – № 100088. – P. 1–13. DOI: 10.1016/j.segy.2022.100088.
22. Марченко О.В., Соломин С.В. Конкурентоспособность солнечных и ветровых электростанций в странах СНГ // *Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ*. – 2020. – Т. 63. – № 4. – С. 301–311. DOI: 10.21122/1029-7448-2020-63-4-301-311.
23. Марченко О.В., Соломин С.В. Исследование экономической эффективности солнечных и ветровых энергоустановок // *Эпоха науки*. – 2023. – № 36. – С. 62–65. DOI: 10.24412/2409-3203-2023-36-62-65.

Информация об авторах

Олег Владимирович Марченко, кандидат технических наук, старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130. marchenko@isem.irk.ru; <https://orcid.org/0000-0003-4065-3260>.

Сергей Владимирович Соломин, кандидат технических наук, старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130. solomin@isem.irk.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2674-5196>.

Поступила в редакцию: 20.03.2024

Поступила после рецензирования: 10.04.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. *World Energy Outlook*. Paris, IEA, 2022. 523 p.
2. Zgonnik V. The occurrence and geoscience of natural hydrogen: a comprehensive review. *Earth-Science Reviews*, 2020, vol. 203, art. no. 103140. DOI: 10.1016/j.earscirev.2020.103140.
3. Prinzhofer A., Tahara Cissé C.S., Diallo A.B. Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali). *International Journal of Hydrogen Energy*, 2018, vol. 43, no. 42, pp. 19315–19326. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.08.193.
4. Geymond U., Ramanaidou E., Lévy D., Ouaya A., Moretti I. Can weathering of banded iron formations generate natural hydrogen? Evidence from Australia, Brazil and South Africa. *Minerals*, 2022, vol. 12, no. 2, art. no. 163. DOI: 10.3390/min12020163.
5. Arcos J.M.M., Santos D.M.F. The hydrogen color spectrum: techno-economic analysis of the available technologies for hydrogen production. *Gases*, 2023, vol. 3, no. 1, pp. 25–46. DOI: 10.3390/gases3010002.
6. Polevanov V.P. Natural hydrogen. Preliminary Search Guide. *Nedra*, 2022, no. 2, pp. 4–11. (In Russ.)
7. Moretti I., Webber M.E. *Natural hydrogen: a geological curiosity or the primary energy source for a low-carbon future?* Available at: <https://www.renewablematter.eu/articles/article/natural-hydrogen-a-geological-curiosity-or-the-primary-energy-source-for-a-low-carbon-future> (accessed 15 March 2024).
8. *Green hydrogen cost reduction scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal*. Abu Dhabi, IRENA, 2020. 106 p.
9. Rabiee A., Keane A., Soroudi A. Green hydrogen: A new flexibility source for security constrained scheduling of power systems with renewable energies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, vol. 46, no. 37, pp. 19270–19284. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.03.080.
10. Panchenko V.A., Daus Yu.V., Kovalev A.A., Yudaev I.V., Litt Yu.V. Prospects for the production of green hydrogen: review of countries with high potential. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, vol. 48, no. 12, pp. 4551–4571. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.10.084.
11. *Renewable Energy Statistics 2023*. Abu Dhabi, IRENA, 2023. 440 p.
12. Fasihi M., Breyer C. Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants. *Journal of Cleaner Production*, 2020, vol. 243, art. no. 118466. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.118466.
13. Veselov F., Solyanik A. The economics of hydrogen production, considering exports and the Russian market. *Energy Policy*, 2022, no. 3, pp. 58–67. (In Russ.) DOI: 10.21122/10.46920/2409-5516_2022_4170_58.
14. Malysenko S.P., Schastlivtsev A.I. Analysis of hydrogen versus other electrical energy storage systems. *High Temperature*, 2015, vol. 53, no. 4 pp. 509–514. DOI: 10.1134/S0018151X15040173.
15. Marchenko O.V. Mathematical modeling and economic efficiency assessment of autonomous energy systems with production and storage of secondary energy carriers. *International Journal of Low-carbon Technologies*, 2010, vol. 5, no. 4, pp. 250–255. DOI: 10.1093/ijlct/ctq031.
16. Marchenko O.V., Solomin S.V. Efficiency of renewable energy sources combined use. *Proceedings of Irkutsk State Technical University*, 2017, vol. 21, no. 8, pp. 111–121. (In Russ.) DOI: 10.21285/1814-3520-2017-8-111-121.
17. *Projected costs of generating electricity*. 2020 ed. Paris, IAEA, 2020. 223 p.
18. Petkov I., Gabrielli P. Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems. *Applied Energy*, 2020, vol. 274, no. 11519, pp. 1–25. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115197.
19. Kalantari H., Ghoreishi-Madiseh S.A. Hybrid renewable hydrogen energy solution for remote cold-climate open-pit mines. *Hydrogen*, 2022, no. 3, pp. 312–332. DOI: 10.3390/hydrogen3030019.
20. Pantaleo A., Albert M.A., Snyder H.T., Doig S., Oshima T., Hagelqvist N.E. Modeling a sustainable energy transition in northern Greenland: Qaanaaq case study. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2022, vol. 54, no. 102774, pp. 1–12. DOI: 10.1016/j.seta.2022.102774.
21. Lubello P., Pasqui M., Mati A., Carcasci C. Assessment of hydrogen-based long term electrical storage in residential energy system. *Smart Energy*, 2020, vol. 8, no. 100088, pp. 1–13. DOI: 10.1016/j.segy.2022.100088.
22. Marchenko O.V., Solomin S.V. Competitiveness of Solar and Wind Power Plants in the Countries of the Commonwealth of Independent States. *Energetika. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations*, 2020, vol. 62, no. 4, pp. 301–311. (In Russ.) DOI: 10.21122/1029-7448-2020-63-4-301-311.
23. Marchenko O.V., Solomin S.V. Study on the economic efficiency of solar and wind energy. *Age of Science*, 2023, no. 36, pp. 62–65. (In Russ.) DOI: 10.24412/2409-3203-2023-36-62-65.

Information about the authors

Oleg V. Marchenko, Cand. Sc, Senior Researcher, Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 130, Lermontov street, Irkutsk, 664033, Russian Federation. marchenko@isem.irk.ru; <https://orcid.org/0000-0003-4065-3260>

Sergei V. Solomin, Cand. Sc, Senior Researcher, Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 130, Lermontov street, Irkutsk, 664033, Russian Federation. solomin@isem.irk.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2674-5196>

Received: 20.03.2024

Revised: 10.04.2024

Accepted: 28.11.2024