

УДК 620.92: 338.51

DOI 10.46960/2658-6754_2021_4_47

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБРИДНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ ВОДОРОДА

Р.Ш. Бедретдинов

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижний Новгород, Россия

ORCID: 0000-0003-0767-1096 e-mail: bedretdinov@nntu.ru

На современном этапе развития электроэнергетики особое внимание уделяется разработке и исследованию новых эффективных источников энергии. Для удаленных автономных систем электроснабжения перспективным является применение водородных топливных элементов. В статье проведены исследования экономической эффективности применения водородных источников для электроснабжения удаленных потребителей энергии. Выполнен сравнительный анализ различных способов получения водорода с точки зрения удельного расхода энергоресурсов и выбросов углекислого газа. Проведена оценка стоимости энергоресурсов, удельных капиталовложений для производства водорода и стоимости транспорта водородного топлива. Выполнена оценка стоимости электроэнергии от гибридного источника энергии по показателю *LCOE (levelised cost of energy)*. Определены факторы, влияющие на стоимость электроэнергии от водородного источника энергии, и выделены направления для снижения ее себестоимости.

Ключевые слова: водородный топливный элемент, гибридный энергетический комплекс, стоимость электрической энергии, удаленные автономные системы электроснабжения, *LCOE*.

Для цитирования: Бедретдинов, Р.Ш. Экономическая оценка эффективности применения гибридного энергетического комплекса на основе водорода // Интеллектуальная электротехника. 2021. № 4. С. 47-58.

DOI: 10.46960/2658-6754_2021_4_47

APPLICATION EFFECTIVENESS ECONOMIC ASSESSMENT OF HYBRID ENERGY COMPLEX BASED ON HYDROGEN

R.Sh. Bedretdinov

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

ORCID: 0000-0003-0767-1096 e-mail: bedretdinov@nntu.ru

Abstract. At the present stage of electric power industry development, special attention is being paid to the development and research of new efficient energy sources. The use of hydrogen fuel cells is promising for remote autonomous power supply systems. Economic efficiency studies of hydrogen sources application for remote consumers power supply have been conducted. A comparative analysis of various methods for producing hydrogen from the standpoint of specific energy consumption and carbon dioxide emissions is performed. An estimate of the energy resources cost, the specific investments for hydrogen production and the cost of transporting hydrogen fuel is provided. The cost estimation of the electric power generation by the hybrid energy complex has been carried out based on LCOE (levelised cost of energy). The factors influencing the electricity cost from a hydrogen energy source are determined, and directions for reducing its cost are identified.

Keywords: cost of electricity, hybrid energy complex, hydrogen fuel cells, LCOE, remote autonomous power supply systems.

For citation: R.Sh. Bedretdinov, “Application effectiveness economic assessment of hybrid energy complex based on hydrogen”, *Smart Electrical Engineering*, no. 4, pp. 47-58, 2021. DOI: 10.46960/2658-6754_2021_4_47

I. Введение

Глобальными трендами современной электроэнергетики являются декарбонизация и децентрализация производства электроэнергии, направленные на повышение экологичности, надежности и качества электроснабжения потребителей [1, 2]. Ключевыми преимуществами топливных элементов являются более высокая энергетическая эффективность за счет отсутствия промежуточных стадий преобразования энергии (электрический КПД до 70 %), отсутствие вредных выбросов, отсутствие шума, надежность (отсутствие движущихся частей) [3].

Водородные топливные элементы уже широко применяются в транспортной отрасли, космической сфере и т.д. [4, 5]. Однако для ускорения развития технологий их создания и снижения стоимости производства актуальным является расширение областей применения энергоустановок на их основе.

Для автономных систем электроснабжения удаленных потребителей малой мощности широко используются дизельные установки, серьезными проблемами которых являются низкая эффективность и надежность, необходимость частого обслуживания, загрязняющее воздействие на окружающую среду, шум и вибрация. Водородные топливные элементы являются перспективными источниками для питания удаленных потребителей малой мощности, устраняющими данные проблемы.

Однако недостатками топливных элементов являются низкая скорость протекания химических реакций, мягкая внешняя характеристика и

недопустимость резких бросков нагрузки [6]. Эти проблемы могут быть решены путем комбинированного использования топливных элементов с системой накопления и преобразователями электроэнергии в едином энергетическом комплексе. В [7] предложен вариант построения гибридного энергетического комплекса (ГЭК) на основе водорода. Внедрение ГЭК требует решения ряда вопросов, в том числе и экономических.

Целью исследования является анализ экономической эффективности применения ГЭК на основе водородных топливных элементов для электрообеспечения удаленных потребителей.

II. Факторы, влияющие на стоимость электроэнергии, вырабатываемой гибридным энергетическим комплексом

На стоимость единицы электрической энергии, вырабатываемой ГЭК, влияют следующие факторы:

- стоимость водорода (цена водорода может варьироваться в зависимости от страны-производителя и цен на ископаемое топливо в ней, способа получения водорода (паровая конверсия углеводородов, газификация твердых топлив, термохимическое разложение воды при использовании энергии высокотемпературного газоохлаждаемого реактора (ВТГР), электролиз воды), его транспортировки (по трубопроводу или в баллонах), состояния (сжатый или сжиженный)); способы получения водорода отличаются объемом затрат на электрическую энергию, H_2O , природный газ и другое, также для каждого способа получения H_2 характерен различный объем выбросов CO_2 ;
- мощность водородной установки, коэффициент ее загрузки и расход топлива;
- стоимость затрат на оплату выбросов парниковых газов и утилизацию водородной установки после окончания срока ее эксплуатации.

В табл. 1 приведен сравнительный анализ различных способов получения водорода с позиции удельного расхода энергоресурсов и выбросов углекислого газа [8, 9].

Для получения сжиженного водорода необходимо затратить в 3-7 раз большее количество электроэнергии, чем для получения сжатого газообразного водорода. При этом также увеличиваются выбросы CO_2 .

В табл. 2 приведена оценка стоимости энергоресурсов, удельных капиталовложений для производства водорода и стоимости транспорта водородного топлива [8-11].

Изменение стоимости производства сжатого водорода для различных технологий в зависимости от объема производства водорода показано на рис. 1 и 2 [8, 12, 13].

Таблица 1.
Сравнительный анализ различных способов получения сжатого водорода

Table 1.
Comparative analysis of various methods for producing compressed hydrogen

Технология получения H ₂	Расход энергоресурсов на 1 кг H ₂					Выбросы CO ₂ на 1 кг H ₂ , кг
	природный газ, м ³	уголь, кг	H ₂ O, кг	электрическая энергия, кВт·ч	тепловая энергия, кВт·ч	
Паровая конверсия метана	5-5,5	-	4-4,5	0,7-0,9	-	9,5
Газификация угля	-	7-7,5	9	0,7-0,8	-	21
Термохимическое разложение воды на базе ВТГР	-	-	9-20	2-2,5	60-65	1,7
Электролиз (от электрической сети)	-	-	9	55-60	-	41,1
Электролиз (от ветровых установок)	-	-	9	55-60	-	-
Электролиз (от солнечных установок)	-	-	9	55-60	-	-

Таблица 2.
Оценка стоимости затрат на производство водорода

Table 2.
Cost value estimation of hydrogen production

Наименование	Значение
1	2
Цены энергоносителей	
Природный газ, USD/тыс. м ³	111
Уголь, USD/т	112
Электроэнергия от централизованного источника, USD/кВт·ч	0,05
Удельные капиталовложения во вспомогательные источники энергии	
ВТГР, USD/кВт (тепловой мощности)	500
Солнечные электростанции, USD/кВт	1000
Ветровые электростанции, USD/кВт	500
Удельные капиталовложения в элементы технологии производства водорода	
Электролизер, USD/кВт	740
Установка для реформинга метана, USD/кг H ₂	25-30

Окончание табл. 2
Table 2 (ending).

Наименование	Значение
1	2
Водородный компрессор, $USD/kВт$	2000
Установка по сжижению H_2 , $USD/kg H_2/сут.$	1100
Стоимость транспорта водорода на 100 км	
По трубопроводу в сжатом виде, USD/kg	0,09
Автомобилем в сжиженном виде в криогенных цистернах, USD/kg	0,04

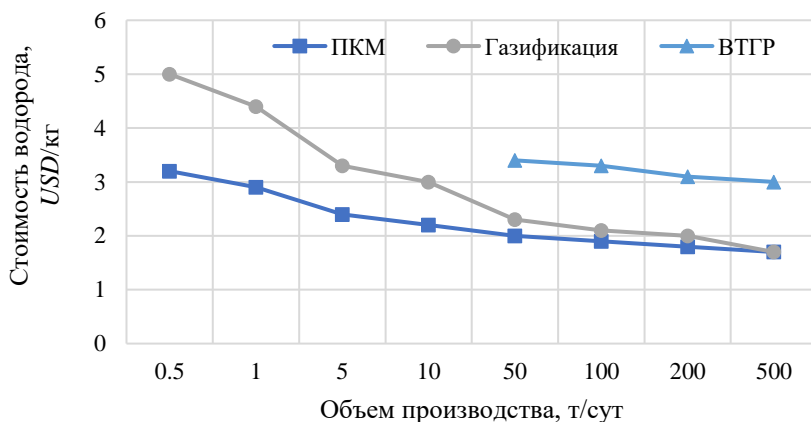


Рис. 1. Стоимость производства водорода для технологий паровой конверсии метана (ПКМ), газификации угля и термохимического разложения воды с использованием ВТГР

Fig. 1. Cost of hydrogen production for steam methane reformation (SMR) technologies, coal gasification and thermochemical water decomposition using high temperature gas cooled reactor

Таким образом, наиболее дешевым способом для широкого диапазона объема производства водорода является метод паровой конверсии метана (ПКМ). Он обеспечивает получение водорода по стоимости от 3 $USD/kg H_2$ при малых производительностях установок и до 1,7 $USD/kg H_2$ при очень высоких производительностях. Ему сильно уступает способ получения водорода методом газификации угля при малых производительностях, хотя при высоких производительностях угольный вариант практически оказывается равноэкономичным с методом ПКМ. Метод термохимичес-

ского разложения воды на базе ВТГР применим только при производительностях более 35-50 т H_2 /сут. Стоимость водорода при этом оказывается не ниже 3 USD/kg H_2 . Производство водорода на базе электролиза значительно уступает по стоимостным показателям рассмотренным ранее методам.

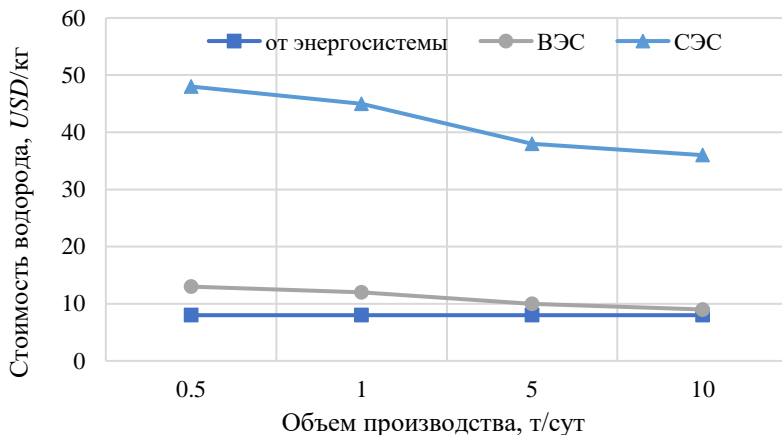


Рис. 2. Стоимость производства сжатого водорода для технологий электролиза воды на базе электроэнергии от электрической сети и возобновляемых источников энергии

Fig. 2. Cost of producing compressed hydrogen for water electrolysis technologies based on electric energy from the network and renewable energy sources

Стоимость электролитического водорода оказывается намного выше: от 7-8 USD/kg H_2 при работе на электроэнергии от энергосистемы, 9-13 USD/kg H_2 при получении электроэнергии от ветровых электростанций и 35-50 USD/kg H_2 при использовании в качестве источника электроэнергии фотоэлектрических преобразователей.

Удельная стоимость транспортировки водорода показана на рис. 3. Сжижение водорода позволяет сократить затраты на перевозку в 2-5 раз по сравнению с вариантом сжатого водорода. Как и в производстве водорода, стоимость транспорта будет зависеть от темпов развития технологий и снижения затрат [14].

Сравнение результатов оценки стоимости водорода, полученных отечественными учеными, с данными зарубежных публикаций приведено в табл. 3. По большинству технологий значения итоговой стоимости водорода, рассчитанные зарубежными исследователями, являются более оптимистичными [8, 10, 14].

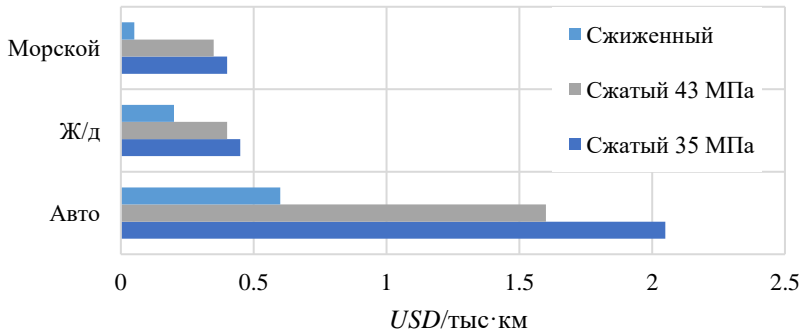


Рис. 3. Удельная стоимость транспортировки водорода различными способами в различных видах

Fig. 3. Specific cost of hydrogen transportation in different forms by various transport

Таблица 3.

Сравнение результатов расчета стоимости водорода отечественными специалистами с зарубежными данными

Table 3.

Comparison of the hydrogen cost estimation results by Russian specialists with global data

Технология производства водорода		Стоимость водорода, USD/кг H ₂	
		Оценки отечественных специалистов	Зарубежные оценки
сжатый	ПКМ (природный газ)	1,2-2,7	1,8-3,5
	Газификация угля	1,9-2,3	1,6
	Термохимическое разложение с ВТГР	3,3-7,5	1,0-1,6
	Электролиз (от электрической сети)	4,3-9,3	4,7
	Электролиз (от ветровых установок)	4,4-25,9	3,9-7,1
	Электролиз (от солнечных установок)	7,1-50	6,4-25,8
сжиженный	ПКМ (природный газ)	2,9-4,4	3,8
	Газификация угля	3,8-4,1	4,5-5,1
	Термохимическое разложение с ВТГР	5,7-10,2	1,4-2,1
	Электролиз (от электрической сети)	5,7-11,6	7,8
	Электролиз (от ветровых установок)	6,0-31,3	4,5-9,5
	Электролиз (от солнечных установок)	9,1-60,0	7,5

III. Оценка стоимости выработки электрической энергии гибридным энергетическим комплексом

Для анализа конкурентоспособности ГЭК рассчитана средняя нормированная стоимость электрической энергии $LCOE$ (*levelised cost of energy*):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t + Carb + Util}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (1)$$

где I_t – инвестиционные (капитальные) затраты в год, USD ; M_t – операционные затраты и затраты на содержание в год, USD ; F_t – затраты на топливо в год, USD ; E_t – количество произведенной электроэнергии в году, кВт·ч; $Carb$ – затраты на оплату выбросов парниковых газов в году; $Util$ – затраты на вывод из эксплуатации после окончания срока службы энергоустановки; r – ставка дисконтирования; $t = 1..n$ – срок службы (количество полных лет) [15].

Исходные данные для расчета стоимости электроэнергии от ГЭК приведены в табл. 4.

Таблица 4.

Исходные данные для расчета стоимости электроэнергии

Table 4.

Initial data for electric energy cost calculation

Параметр	Значение
Мощность топливного элемента, кВт	1
Расход водорода, л/мин	12
Срок эксплуатации водородного источника, лет	10
Суммарная стоимость экспериментального образца водородного источника (с учетом генератора водорода), тыс. USD	50
Стоимость дистиллированной воды, $USD/м^3$	18
Уровень инфляции, %	5,1

Инвестиционные затраты складываются из стоимости комплектующих ГЭК (топливный элемент, аккумуляторы, преобразователи, генератор водорода) и стоимости монтажных и пуско-наладочных работ. В качестве источника водорода в экспериментальном образце ГЭК предусмотрен генератор водорода на основе электролиза с производительностью 12 л/мин. Согласно его техническим параметрам из 1 л дистиллированной воды в среднем вырабатывается 1000 л H_2 .

Операционные затраты и затраты на содержание ГЭК включают в себя стоимость услуг по обслуживанию источника. Затраты на оплату выбросов парниковых газов и затраты на вывод из эксплуатации ГЭК после окончания срока его службы приняты равными 0. Подставив значения из табл. 4 в (1), рассчитан $LCOE = 1,17 \text{ USD/кВт}\cdot\text{ч}$.

На рис. 4 показаны $LCOE$ для энергоустановок одинаковой мощности на дизеле, бензине, водороде.

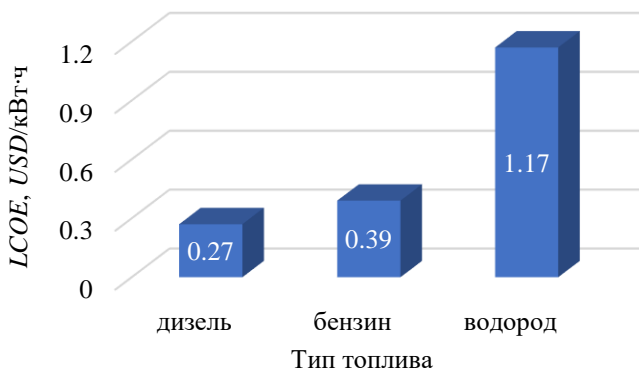


Рис. 4. $LCOE$ для энергоустановок одинаковой мощности на дизеле, бензине, водороде

Fig. 4. $LCOE$ for diesel, gasoline and hydrogen power plants of the equal capacity

IV. Выводы

В ходе исследований выделены основные факторы, влияющие на стоимость электрической энергии от ГЭК. К основным факторам относятся: стоимость водорода; мощность водородной установки, коэффициент его загрузки и расход топлива; стоимость затрат на оплату выбросов парниковых газов и утилизацию водородной установки после окончания срока ее эксплуатации.

Стоимость водорода во многом зависит от метода его получения. С точки зрения минимизации выбросов CO_2 , наиболее перспективным является метод получения водорода на основе электролиза. Однако данный метод в настоящее время уступает по стоимостным показателям другим методам получения водорода. Также на стоимость водорода влияет состояние водорода (сжиженное или сжатое) и способ транспортировки. Наиболее выгодной является транспортировка сжиженного водорода морским путем.

Выполнена оценка стоимости выработки электрической энергии

гибридным энергетическим комплексом. Она превышает стоимость электроэнергетики от энергоустановок, работающих на бензине и дизеле. Установлено, что на себестоимость электроэнергии влияет как стоимость самого источника энергии, так и стоимость водорода. Это позволяет выделить два важных направления в снижении стоимости электроэнергии – совершенствование элементов, входящих в состав водородного источника (топливные элементы, преобразователи, аккумуляторы и др.) и развитие методов более эффективного способа получения водорода.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ, НТУ «Сириус», ОАО «РЖД» и Образовательного Фонда «Талант и успех» в рамках научного проекта № 20-38-51016.

© Бедретдинов Р.Ш., 2021

Поступила в редакцию 20.09.2021

Received 20.09.2021

Библиографический список

- [1] Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации: утв. распоряжением Правительства Рос. Федерации от 5 августа 2021 г. № 2162-р.
- [2] Воропай Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем // *Электричество*. 2020. № 7. С. 12-21. DOI: <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2020-7-12-21>
- [3] Соснина Е.Н., Шалухо А.В., Веселов Л.Е. О применении ТОТЭ на биогазе в системах электроснабжения сельскохозяйственных предприятий // *Интеллектуальная электротехника*. 2020. № 4 (12). С. 27-41. DOI 10.46960/2658-6754_2020_4_27
- [4] Melo S., Yahyaoui I., Fardin J., Encarnaçã L.F., Tadeo F. A review of fuel cell and energy cogeneration technologies // in proc. 9th International Renewable Energy Congress (IREC), March 20-22, 2018, Hammamet, Tunisia, 2018. P. 1-6. DOI:10.1109/IREC.2018.8362573
- [5] Zhou S., Cui Q., Zhang M., Xia G., Wang K. Study on the management of fuel cell vehicle energy system using hybrid fuzzy logic controller // *Power Generation Technology*. 2018. Vol. 39. No. 6. P. 554-560. DOI: 10.12096/j.2096-4528.pgt.18157
- [6] Wang Q., Xiao D., Qi W. Research of energy management strategy for fuel cell hybrid electric vehicle // *Chinese Journal of Power Source*. 2012. Vol. 36, no. 10. P. 1459-1462.
- [7] Kulikov A., Loskutov A., Kurkin A., Dar'enkov A., Kozelkov A., Vanyaev V., Shahov A., Shalukho A., Bedretdinov R., Lipuzhin I., Kryukov E. Development and operation modes of hydrogen fuel cell generation system for remote consumers' power supply // *Sustainability*. 2021. Vol. 13. No. 16. Article number 9355. DOI: 10.3390/su13169355
- [8] Сняк Ю.В. Моделирование стоимости водородного топлива в условиях его централизованного производства // *Мат. семинара лаборатории ВЭТ ОИВТ РАН «Водородные энергетические технологии»*. 2017. Вып. 1. С. 39-56.

- [9] Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д., Глаголева А. Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию. М.: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, 2019. – 61 с.
- [10] Christensen A. Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United States and Europe. International Council on Clean Transportation, 2020. – 64 p.
- [11] Glenk G., Reichelstein S. Economics of converting renewable power to hydrogen // *Nature Energy*. 2019. Vol. 4. P. 216–222. DOI: 10.1038/s41560-019-0326-1
- [12] Albrecht U., Barth F., Bünger U., Fraile D., Lanoix J.-C., Pschorr-Schoberer E., Vanhoudt W., Weindorf W., Zerta M., Zittel W. Study on hydrogen from renewable resources in the EU. Munich: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2015. – 220 p.
- [13] Grube T., Höhlein B. Costs of making hydrogen available in supply systems based on renewables // *Hydrogen and Fuel Cell*, Töpler J., Lehmann J. Springer: Berlin, Heidelberg, 2016. – P. 223-237. DOI: 10.1007/978-3-662-44972-1_13
- [14] Opportunities for Australia from hydrogen exports. ACIL Allen Consulting for ARENA: Australia, 2018. – 114 p.
- [15] Черняховская Ю.В. Эволюция методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии. Анализ зарубежного опыта // *Вестник ИГЭУ*. 2016. Вып. 4. С. 56-68. DOI: 10.17588/2072-2672.2016.4.056-068

References

- [1] Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации [The concept of hydrogen energy development in the Russian Federation]. Approved by the Order of Russian Federation Government № 2162-р on August 5, 2021.
- [2] N.I. Voropay, “Prospects and problems of electric power system transformations”, *Elektrichestvo*, no. 7, pp. 12-21, July 2020. DOI: <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2020-7-12-21>
- [3] E.N. Sosnina, A.V. Shalukho and L.E. Veselov, “Application of SOFCs on biogas in power supply systems of agricultural enterprises”, *Smart Electrical Engineering*, vol. 12, no. 4, pp. 27-41, Dec. 2020. DOI 10.46960/2658-6754_2020_4_27
- [4] S. Melo, I. Yahyaoui, J. Fardin, L.F. Encarnaça and F. Tadeo, “A review of fuel cell and energy cogeneration technologies”, in proc. *9th International Renewable Energy Congress (IREC)*, March 20-22, 2018, Hammamet, Tunisia, pp. 1-6. DOI:10.1109/IREC.2018.8362573
- [5] S. Zhou, Q. Cui, M. Zhang, G. Xia and K. Wang, “Study on the management of fuel cell vehicle energy system using hybrid fuzzy logic controller”, *Power Generation Technology*, vol. 39, issue 6, 2018, pp. 554-560. DOI: 10.12096/j.2096-4528.pgt.18157
- [6] Q. Wang, D. Xiao and W. Qi, “Research of energy management strategy for fuel cell hybrid electric vehicle”, *Chinese Journal of Power Source*, vol. 36, no. 10, 2012, pp. 1459-1462.
- [7] A. Kulikov, A. Loskutov, A. Kurkin, A. Dar’envkov, A. Kozelkov, V. Vanyaev, A. Shahov, A. Shalukho, R. Bedretdinov, I. Lipuzhin and E. Kryukov, “Development and operation modes of hydrogen fuel cell generation system for remote consumers’ power supply”, *Sustainability*, vol. 13, no. 16, 2021, article number 9355. DOI: 10.3390/su13169355

- [8] Yu.V. Sinyak, “Modeling the cost of hydrogen fuel in the conditions of its centralized production”, in proc. *Vodorodnye energeticheskie tekhnologii [Hydrogen energy technologies] seminar of HET JIHT RAS laboratory*. Moscow: JIHT RAS, 2017, vol. 1, pp. 39-56 (in Russian).
- [9] T. Mitrova, Yu. Melnikov, D. Chugunov and A. Glagoleva, *The Hydrogen Economy - A Path towards Low Carbon Development*. Moscow: SKOLKOVO Energy Centre, Moscow School of Management SKOLKOVO, 2019.
- [10] A. Christensen, “Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United States and Europe”, International Council on Clean Transportation (ICCT), 2020.
- [11] G. Glenk and S. Reichelstein, “Economics of converting renewable power to hydrogen”, *Nature Energy*, vol. 4, pp. 216–222, 2019. DOI: 10.1038/s41560-019-0326-1.
- [12] U. Albrecht, F. Barth, U. Bünger, D. Fraile, J.-C. Lanoix, E. Pschorr-Schoberer, W. Vanhoudt, W. Weindorf, M. Zerta and W. Zittel, *Study on Hydrogen from renewable resources in the EU*. Munich: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2015.
- [13] T. Grube and B. Höhle, “Costs of making hydrogen available in supply systems based on renewables”, in *Hydrogen and Fuel Cell*, J. Töpler, J. Lehmann, Springer: Berlin, Heidelberg, 2016, pp. 223-237. DOI: 10.1007/978-3-662-44972-1_13
- [14] Opportunities for Australia from hydrogen exports. ACIL Allen Consulting for ARENA: Australia, 2018.
- [15] Yu.V. Chernyakhovskaya, “Evolution of methodological approaches to electricity cost assessment. Analysis of best foreign practices”, *Vestnik IGEU*, vol. 4, pp. 56-68, 2016. DOI: 10.17588/2072-2672.2016.4.056-068

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Бедретдинов Рустам Шамилевич, кандидат технических наук, доцент Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация.

Rustam Sh. Bedretdinov, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation.