



ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ С ПРОИЗВОДСТВОМ ВОДОРОДА, КИСЛОРОДА, ТЕПЛА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Николаев Ю.Е., Айдаров М.А.

«Саратовский государственный технический университет» имени Гагарина Ю.А.,
г. Саратов, Россия
maksim.aydarov@mail.ru

Резюме: АКТУАЛЬНОСТЬ исследования. Мировая тенденция декарбонизации национальных экономик ведущих стран мира предполагает увеличение производства энергоносителей за счет возобновляемых источников энергии и водорода. Наиболее экологичным способом производства водорода является электролиз воды, использующий энергию ветра и солнца. Комбинированное производство тепловой, электрической энергии, водорода и кислорода, осуществляемое энергокомплексами, обеспечивает сокращение вредных выбросов и повышение их экономической эффективности. ЦЕЛЬ. Разработать методические положения по определению показателей эффективности гибридных энергокомплексов с производством водорода. Произвести оценку влияния величины установленной мощности фотоэлектрических преобразователей и стоимости отпускаемого водорода на технико-экономические показатели энергокомплекса. МЕТОДЫ. При решении поставленной задачи применялся метод расчетного эксперимента, учитывающий географо-климатические данные места расположения энергокомплекса, а также характер потребления тепловой, электрической энергии и водорода. Расчет был реализован на языке Visual Basic. РЕЗУЛЬТАТЫ. В статье описана актуальность темы, рассмотрено влияние величины установленной мощности фотоэлектрических преобразователей, географо-климатических и стоимостных характеристик на показатели эффективности энергокомплекса. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Определена структура и предложена принципиальная схема многоцелевого энергокомплекса. Разработана методика расчета количественных и экономических показателей установки. В ходе исследования отмечено, что существует оптимальная величина установленной мощности фотоэлектрической установки, дальнейшее увеличение которой нецелесообразно с экономической точки зрения. Также было определено, что комбинирование водородных заправок на базе солнечных установок с традиционными источниками энергоснабжения позволяет снизить стоимость производимого водорода, что в будущем может стать решением проблемы создания водородной инфраструктуры.

Ключевые слова: водородная заправка; газопоршневая мини-тэц; электролиз; водород.

Для цитирования: Николаев Ю.Е., Айдаров М.А. Оценка эффективности энергокомплексов с производством водорода, кислорода, тепла и электроэнергии // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2024. Т.26. № 2. С. 114-127. doi:10.30724/1998-9903-2024-26-2-114-127.

EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF ENERGY COMPLEXES WITH THE PRODUCTION OF HYDROGEN, OXYGEN, HEAT AND ELECTRICITY

Nikolaev Y.E., Aidarov M.A.

Gagarin Y.A. Saratov State Technical University, Saratov, Russian Federation
maksim.aydarov@mail.ru

Abstract: RELEVANCE of the research. The global trend of decarbonization of the national economies of the leading countries of the world implies an increase in energy production due to renewable energy sources and hydrogen. The most environmentally friendly way to produce hydrogen is the electrolysis of water using wind and solar energy. Combined production of thermal, electric energy, hydrogen and oxygen carried out by energy complexes ensures reduction

of harmful emissions and increase of their economic efficiency. **METHODS.** In solving this problem, the method of computational experiment was used, taking into account the geographical and climatic data of the location of the energy complex, as well as the nature of consumption of thermal, electric energy and hydrogen. The calculation was implemented in Visual Basic. **RESULTS.** The article describes the relevance of the topic, examines the influence of the installed capacity of photovoltaic converters, geographical, climatic and cost characteristics on the efficiency of the energy complex. **CONCLUSION.** The structure is determined and a schematic diagram of a multi-purpose energy complex is proposed. A methodology for calculating quantitative and economic indicators of the installation has been developed. In the course of the study, it was noted that there is an optimal value of the installed capacity of a photovoltaic installation, further increase of which is inexpedient from an economic point of view. It was also determined that the combination of hydrogen gas stations based on solar installations with traditional sources of energy supply can reduce the cost of hydrogen produced, which in the future may be a solution to the problem of creating a hydrogen infrastructure.

Keywords: hydrogen fueling station; gas engine mini-chp; electrolysis; hydrogen

For citation: Nikolaev Y.E., Aidarov M.A. Evaluation of the efficiency of energy complexes with the production of hydrogen, oxygen, heat and electricity. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2024; 26 (2): 114-127. doi:10.30724/1998-9903-2024-26-2-114-127.

Введение и литературный обзор (Introduction and Literature Review)

Сокращение запасов органического топлива в мире и требование декарбонизации национального хозяйства вынуждает развитые страны все в большей мере искать экологически чистые источники энергии. К таким источникам энергии относится водород. Использование водорода наиболее эффективно в топливных элементах (ТЭ), обеспечивающих выработку электрической энергии с КПД до 70% [1]. Применение водорода в качестве основного энергоносителя приведет к созданию принципиально новой водородной экономики. Потребителями водорода являются крупные предприятия нефтехимии, металлургии, в перспективе сюда можно отнести энергетику и транспорт.

С начала XXI века развитые и развивающиеся страны Западной Европы, Азии, а также США активно экспериментируют с использованием водорода для нужд транспорта [2]. Крупные автопроизводители, такие как General Motors, BMW, Honda, Hyundai, Toyota, Volkswagen и другие разработали и протестировали прототипы автомобилей, работающих на водородных топливных элементах [3].

В России также проводятся исследования и разработка автомобилей на основе топливных элементов. Так первые попытки перевода автомобилей на топливные элементы начались еще в начале 2000-х годов. Тогда на заводе АвтоВАЗ были разработаны водородные электромобили Антэл-1 и Антэл-2, однако их серийное производство организовать не удалось. Сегодня же на базе ГНЦ РФ ФГУП «НАМИ» ведется разработка водородных автомобилей класса «люкс» AURUS HYDROGEN [4]. Помимо этого, концерн КАМАЗ работает над проектом водородного автобуса КАМАЗ-6290, который позволит организовать междугородные перевозки [5].

Транспортные средства на основе топливных элементов имеют несколько преимуществ, которые могут сделать их важной частью транспортного сектора в ближайшем будущем [6]:

- Отсутствие выбросов вредных веществ в атмосферу в процессе эксплуатации;
- Более высокая эффективность в сравнении с традиционными двигателями внутреннего сгорания;
- Малый расход топлива;
- Более быстрая заправка, по сравнению с электромобилями на аккумуляторных батареях.

Однако, невзирая на все преимущества, у технологии ТЭ имеется ряд значительных препятствий, которые мешают массовому переходу автомобильной отрасли на эту технологию. Среди них:

- Высокая стоимость получения водорода, не позволяющая ему конкурировать с дешевым ископаемым топливом;
- Сам процесс получения водорода, который сопровождается значительными технологическими сложностями;

– Невозможность массового внедрения водородных автомобилей и других крупных потребителей водорода, ввиду отсутствия систем хранения, производства, накопления и распределения водорода;

– Конструкция современных топливных элементов, используемых в транспорте, накладывает значительное ограничение по уровню чистоты потребляемого водорода, что приводит к его значительному удорожанию.

Так получение водорода из ископаемого топлива, например, методом паровой конверсии метана, с экономической точки зрения является наиболее оправданным, ввиду низкой стоимости конечного продукта [7]. Однако, из-за высокой эмиссии диоксида углерода и низкого уровня чистоты получаемого водорода в дальнейшей перспективе при увеличении доли водородного транспорта использовать водород, полученный из ископаемого топлива станет невозможно. Поэтому в будущем будет расти доля водорода, производимого методом электролиза. Так, электролизный метод производства водорода может быть использован при применении внепиковой электроэнергии атомных электростанций или выработке электроэнергии на возобновляемых источниках энергии [8].

При проведении литературного обзора в области водородных технологий и возобновляемых источников энергии наблюдается тенденция увеличения количества публикаций по данной тематике, как отечественных, так и зарубежных, что свидетельствует об актуальности вопросов, связанных с данной отраслью. Так, в статьях [9-11] рассматриваются вопросы по созданию и оптимизации водородной инфраструктуры для обеспечения растущего спроса на водород. В данных публикациях описывается доставка водорода посредством газопроводов.

В публикации Корнеева К.А. [12] описываются достижения Японии по применению водорода на малых электростанциях с ТЭ для нужд энергоснабжения коммерческих объектов и промышленных предприятий, а так же на автомобильном и железнодорожном транспорте. В данной работе представлено текущее состояние инфраструктуры по производству электролизного водорода.

В статье [13], автор Галингер А.А. рассматриваются перспективные направления внедрения водородных технологий в различные отрасли промышленности России, в частности транспортную и металлургическую. Однако, переход на водород приводит к удорожанию конечной продукции, что является одним из сдерживающих факторов для применения данной технологии.

В представленных публикациях основное внимание уделяется областям применения водорода, способам производства с целью его удешевления. Однако, в литературе не освещаются вопросы комбинирования производства водорода с другими продуктами, например, тепловой и электрической энергией.

Гибридные энергетические комплексы рассматриваются в достаточно большом числе отечественных и зарубежных публикаций, в которых освещаются различные варианты комбинирования установок. Так, например, в статьях [14,15] рассматриваются комбинации установок на базе возобновляемых источниках (ветроустановки, гелиоустановки, установки, использующие энергию волн и другие), накопители электрической энергии и источники на органическом топливе. В качестве традиционной энергоустановки, зачастую, используются дизельные генераторы. В отчете [16] рассматриваются комбинации установок на базе ВИЭ и электрохимических накопителей энергии.

В рассмотренной литературе основное внимание уделено производству теплоты и электроэнергии на гибридных энергокомплексах, при этом недостаточно освещены вопросы производства водорода для заправки автомобильного транспорта.

Цель исследования заключается в разработке методических положений по определению показателей эффективности гибридных энергокомплексов с производством водорода и проведении на базе разработанной методики оценки влияния величины установленной мощности фотоэлектрических преобразователей и стоимости отпускаемого водорода на общие технико-экономические показатели энергокомплекса.

Научная значимость исследования заключается в систематизации и дополнении существующих теоретических знаний в области водородных технологий, в частности, расширении сферы применения электролизного производства водорода за счет его комбинирования с когенерационным производством тепловой и электрической энергии.

Практическая значимость исследования заключается в применении полученных результатов при проектировании и эксплуатации водородных заправочных станций, интегрированных в состав газопоршневых мини-ТЭЦ. Ожидается, что результаты исследования позволят производить более точную технико-экономическую оценку подобного рода энергокомплексов.

Материалы и методы (Materials and methods)

Схема энергокомплекса приведена на рисунке 1. Выработанная электрическая энергия на фотоэлектрической установке (ФЭУ) направляется на электролизную установку, где вырабатываются водород и кислород, которые с помощью компрессоров аккумулируются в емкостях хранения. Водород направляется на заправку автомобилей, кислород закачивается в баллоны и отпускается потребителям. В летний период при высокой солнечной инсоляции часть электрической энергии ФЭУ направляется в инвертор, где осуществляется преобразование постоянного тока ФЭУ в переменный и подается на шины малой ТЭЦ, замещая выработку электроэнергии на двигателе. При снижении выработки электроэнергии на ФЭУ часть энергии от двигателя может подаваться через выпрямитель на электролизер. Отпуск теплоты на малой ТЭЦ осуществляется от рубашки охлаждения, маслоохладителя, газоводяного подогревателя двигателя и пикового котла.

Для оценки эффективности предлагаемой схемы рассмотрено сооружение энергокомплекса в Волгоградской области (г. Камышин) на автомобильной трассе Р-228. Данные по солнечной инсоляции приняты по [17] и приведены в таблице 1. Расчетная электрическая нагрузка предприятия $N_e = 5 \text{ MBm}$, тепловая нагрузка $Q_m^p = 10,55 \text{ MBm}$, суточный расход водорода $P_{H_2} = 65 \frac{\text{кг}}{\text{сут}}$, кислорода $P_{O_2} = 520 \frac{\text{кг}}{\text{сут}}$, количество заправляемых автомобилей 40 авто/сут.

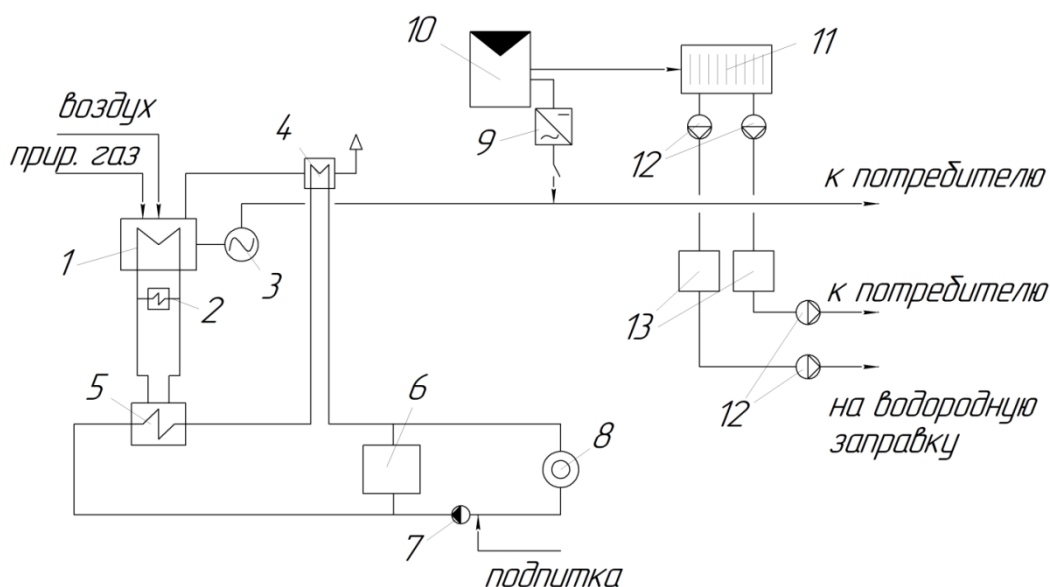


Рис. 1. Схема энергокомплекса с производством водорода, кислорода, электрической и тепловой энергии: 1 – рубашка охлаждения, 2 – маслоохладитель, 3 – генератор, 4 – газоводяной подогреватель, 5 – теплообменник промежуточного контура, 6 – пиковый водогрейный котел (ПВК), 7 – сетевой насос, 8 – тепловой потребитель, 9 – инвертор, 10 – фотоэлектрическая установка, 11 – электролизная установка, 12 – компрессоры водорода и кислорода, 13 – емкости хранения водорода и кислорода

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Fig. 1. Schematic of an energy complex with production of hydrogen, oxygen, electric and thermal energy:

1 – water jacket, 2 – oil cooler, 3 – electric power generator, 4 – gas-water heater, 5 – intermediate circuit heat exchanger, 6 – peak-load boiler, 7 – network pump, 8 – consumer of the heat, 9 – inverter, 10 – photovoltaic system, 11 – electrolyser, 12 – hydrogen and oxygen compressors, 13 – hydrogen and oxygen storage capacity

Исходными данными для определения количественных характеристик водородной заправки являются суточное потребление водорода $Q_{H_2}^{\text{сут}}$, кг/сут. и давление водорода после компримирования, $P_{H_2}^{\text{вых}}$, бар.

Так как в каталогах электролизных установок указывается не массовый, а объемный расход, то требуется осуществить перевод по выражению (1), $\frac{нм^3(H_2)}{час}$:

$$V_{ЭУ, H_2}^{ном} = \frac{\frac{Q_{H_2}^{сут}}{\tau_{сд}^{мин}} RT_{н.у.}}{P_{н.у.} \mu_{H_2}} \quad (1)$$

где $T_{н.у.}$, $P_{н.у.}$ – температура и давление водорода, соответствующие нормальным условиям, К, Па; μ_{H_2} – молярная масса водорода, кг/кмоль, $\tau_{сд}^{мин}$ – минимальная продолжительность светового дня в году, ч.

Электрическая мощность и суточный расход электроэнергии для производства требуемого количества водорода определяются по выражениям, кВт; кВт ч/сут.

$$\mathcal{E}_{ЭУ}^{час} = q_{H_2}^3 \cdot V_{ЭУ, H_2}^{ном} \quad (2)$$

$$\mathcal{E}_{ЭУ}^{сут} = \mathcal{E}_{ЭУ}^{час} \cdot \tau_{сд}^{мин} \quad (3)$$

где $q_{H_2}^3$ – удельный расход электроэнергии на процесс электролиза, $\frac{кВт \cdot ч}{нм^3(H_2)}$.

Часовой и суточный расход химически очищенной воды на процесс электролиза, м³/ч, м³/сут.

$$V_{H_2O}^{час} = V_{H_2O}^{уд} \cdot V_{ЭУ, H_2}^{ном} \quad (4)$$

$$V_{H_2O}^{сут} = V_{H_2O}^{час} \cdot \tau_{сд}^{мин} \quad (5)$$

где $V_{H_2O}^{уд}$ – величина удельного расхода воды на процесс электролиза, $\frac{кг(H_2O)}{нм^3(H_2)}$.

Известно, при процессе электролиза воды водород и кислород образуются в массовом соотношении $\frac{m(O_2)}{m(H_2)} = 8$, тогда массовая производительность электролизной установки по кислороду составляет, кг(O₂)/сут.:

$$Q_{O_2}^{ном} = 8 \cdot Q_{H_2}^{ном} \quad (6)$$

Из-за того, что процесс компримирования имеет непостоянный характер, то суммарное суточное потребление электроэнергии на сжатие получаемых газов определяется с учетом полного суточного времени работы компрессорной установки, $\frac{ч}{сут}$:

$$\tau_{комп, H_2}^{сут} = n_{авто}^{сут} \cdot \tau_{авто}^{ед} \quad (7)$$

где $n_{авто}^{сут}$ – количество автомобилей, запрашиваемых на ВЗС за сутки, $\frac{шт}{сут}$, $\tau_{авто}^{ед}$ – время заправки водородного автомобиля, мин.

Тогда масса водорода, потребляемая на ВЗС, определяется как, кг/сут.:

$$Q_{H_2, ед}^{авто} = \frac{Q_{H_2}^{ном}}{n_{авто}^{сут}} \quad (8)$$

Итак, через массовое количество необходимого водорода, а также время, необходимое на заправку одного автомобиля, можно найти требуемую объемную производительность компрессора, установленного на ВЗС, $\frac{H_2}{ч}$:

$$V_{H_2, расч}^{комп} = \frac{\frac{60}{\tau_{авто}} \cdot Q_{авто}^{H_2, ед} \cdot R \cdot T_{нв}}{\mu_{H_2} \cdot P_{запр}^{H_2}} \quad (9)$$

где $T_{нв}$ – температура окружающего воздуха, К; $P_{запр}^{H_2}$ – давление водорода в топливных баках автомобиля, Па.

Объем электроэнергии, потребляемой водородным компрессором, $\frac{кВт \cdot ч}{сут}$:

$$\mathcal{E}_{H_2}^{комп(сут)} = \frac{V_{H_2, расч}^{комп}}{V_{H_2, ном}^{комп}} \cdot N_{комп, H_2}^{ном} \cdot \tau_{комп, H_2}^{сут} \quad (10)$$

Аналогично, чтобы выбрать кислородный компрессор, необходимо определить объемную производительность электролизной установки по кислороду, $\frac{H_2^3(O_2)}{час}$:

$$V_{эу, O_2}^{ном} = \frac{Q_{O_2}^{ном} R T_{н.у.}}{P_{н.у.} \mu_{O_2}} \quad (11)$$

В этом случае, количество электроэнергии, необходимое для работы кислородного компрессора будет определяться как, $\frac{кВт \cdot ч}{сут}$:

$$\mathcal{E}_{O_2}^{комп(сут)} = \frac{V_{O_2, расч}^{комп}}{V_{O_2, ном}^{комп}} \cdot N_{комп, O_2}^{ном} \cdot \tau_{сд}^{мин} \quad (12)$$

Тогда, с учетом процесса электролиза и последующего компримирования полученных продуктов, суммарный суточный расход электроэнергии на ВЗС рассчитывается следующим образом, $\frac{кВт \cdot ч}{сут}$:

$$\mathcal{E}_{\Sigma H_2, O_2}^{сут} = \mathcal{E}_{эу}^{сут} + \mathcal{E}_{H_2}^{комп(сут)} + \mathcal{E}_{O_2}^{комп(сут)} \quad (13)$$

Предполагая уровень потребления водорода и кислорода постоянным на протяжении года, расход электроэнергии на ВЗС и компримирование кислорода составит, $\frac{МВт \cdot ч}{год}$:

$$\sum \mathcal{E}_{H_2, O_2}^{год} = \sum_{i=1}^{365} \mathcal{E}_{\Sigma H_2, O_2}^i \quad (14)$$

Объем емкостей для хранения водорода и кислорода определяется как, $м^3$.

$$V_{xp}^{H_2} = V_{эу, H_2}^{сут} \cdot \tau_{зап}^{H_2} \quad (15)$$

$$V_{xp}^{O_2} = V_{эу, O_2}^{сут} \cdot \tau_{зап}^{O_2} \quad (16)$$

где $V_{эу, H_2}^{сут}$, $V_{эу, O_2}^{сут}$ – суточная объемная производительность электролизной установки по водороду и кислороду, $\frac{м^3}{сут}$, $\tau_{зап}^{H_2}$, $\tau_{зап}^{O_2}$ – время обеспечения резерва водородом и кислородом на случай невозможности работы электролизной установки, сут.

По результатам расчетов определяется основное оборудование электролизной части (электролизеры, компрессоры и емкости хранения водорода и кислорода).

По климатическим данным района расположения энергокомплекса определены облачность и посуточная продолжительность светового дня за последние 5 лет [17]. Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Table 1

Среднемесячные значения продолжительности инсоляции и уровня облачности

Monthly averages of insolation duration and cloudiness level

Месяц	Суточная продолжительность инсоляции, ч	Среднесуточная облачность, п
Январь	8,6	0,8
Февраль	10,1	0,8
Март	11,9	0,6
Апрель	13,8	0,6
Май	15,4	0,5
Июнь	16,3	0,4
Июль	15,9	0,5
Август	14,4	0,4
Сентябрь	12,6	0,5
Октябрь	10,7	0,6
Ноябрь	9,1	0,7
Декабрь	8,1	0,8

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Удельный месячный приход инсоляции, Вт/м²,

$$W_{y\partial,i}^{мес} = W_{y\partial,i}^{сут} \cdot n_{\partial,i} \quad (17)$$

где $W_{y\partial,i}^{сут}$ – удельный суточный приход инсоляции, падающей на наклонную площадку в i -ом месяце, Вт/м², $n_{\partial,i}$ – число суток в i -ом месяце.

Удельное годовое поступление солнечной энергии, Вт/м²

$$W_{y\partial}^{\text{г}} = \sum_{i=1}^{365} W_{y\partial,i}^{мес} \quad (18)$$

Количество солнечных панелей определяется как, шт.:

$$n_{\PhiЭП} = \frac{\mathcal{E}_{\Sigma H_2, O_2}^{сут} \cdot 10^3}{W_{y\partial,i}^{\min} \cdot \eta_{\PhiЭП}^* \cdot \eta_{инв} \cdot S_{\PhiЭП}} \quad (19)$$

где $W_{y\partial,i}^{\min}$ – минимальное удельное поступление солнечной энергии, Вт/м², $\eta_{\PhiЭП}^*$ – КПД фотоэлектрической панели с учетом поправки на температуру, $\eta_{инв}$ – КПД инвертора, $S_{\PhiЭП}$ – площадь рабочей поверхности фотоэлектрической панели, м².

Помимо облачности, на эффективность работы фотоэлектрических преобразователей также оказывает влияние нагрев поверхности солнечных панелей, что описывается в [18].

Связь между температурой окружающего воздуха и поверхности ФЭП можно определить как, °C :

$$t_{\PhiЭП} = t_{возд} + \frac{W_{y\partial,i}}{800} \cdot (t_{н.экс} - 20^{\circ}C) \quad (20)$$

где $t_{н.экс}$ – эксплуатационная температура фотоэлектрической панели (в среднем для современных моделей ФЭП эта величина составляет порядка ~35-45 °C); $t_{возд}$ – температура окружающего воздуха, °C .

Учитывая это, корректировка КПД солнечных панелей определяется как:

$$\eta_{\PhiЭП}^* = \eta_{\PhiЭП} \cdot (1 - 0,0045 \cdot (t_{\PhiЭП} - 25)) \quad (21)$$

где $\eta_{ФЭП}$ – номинальный КПД фотоэлектрических преобразователей.

Выбор числа солнечных батарей производится из условия полного обеспечения ВЗС на режиме наименьшей выработки электроэнергии ФЭП. Тогда на режимах при $W_{y\partial,i}^{мес} > W_{y\partial,i}^{min}$, избыточная электрическая энергия от ФЭУ будет передаваться на шины малой ТЭЦ, обеспечивая экономию органического топлива. Избыточное количество электрической энергии ФЭУ определяется из выражения, $кВт\cdot ч/сут.$, $кВт\cdot ч/год$:

$$\mathcal{E}_i^{изб} = 10^{-3} \cdot W_{y\partial,i}^{мес} \cdot \eta_{ФЭП}^* \cdot \eta_{инв} \cdot n_{ФЭП} - \mathcal{E}_{\Sigma H_2, O_2}^{сум} \quad (22)$$

$$\mathcal{E}_{год}^{изб} = \sum_{i=1}^{365} \mathcal{E}_i^{изб} \cdot n_{\partial,i} \quad (23)$$

Капитальные затраты в газопоршневую мини-ТЭЦ, фотоэлектрическую установку, инверторы, электролизную установку, а также системы хранения и компримирования водорода и кислорода рассчитываются по следующим выражениям [19]:

$$K_{мТЭЦ} = k_{ГПУ} \cdot N_{ГПУ}^{уст} + k_{ПВК} \cdot Q_{ПВК}^{уст} \quad (24)$$

$$K_{сФЭУ} = k_{ФЭП} \cdot N_{ФЭП}^{уст} \quad (25)$$

$$K_{инв} = k_{инв} \cdot N_{инв}^{уст} \quad (26)$$

$$K_{ЭУ} = 11,805 \cdot 10^6 \cdot N_{ЭУ}^{0,3133} \quad (27)$$

$$K_{хран}^{H_2, O_2} = k_{хран}^{H_2} \cdot V_{хран}^{H_2} + k_{хран}^{O_2} \cdot V_{хран}^{O_2} \quad (28)$$

$$K_{комп}^{H_2, O_2} = 180437 \cdot \left(N_{комп, H_2}^{0,504} + N_{комп, O_2}^{0,504} \right) \quad (29)$$

где $k_{ГПУ}$, $k_{ПВК}$, $k_{ФЭП}$, $k_{инв}$ – удельные капитальные вложения в ГПУ, ПВК, ФЭП, инверторы, $\frac{руб.}{кВт}$; $k_{хран}^{H_2}$, $k_{хран}^{O_2}$ – удельные капитальные вложения в емкости хранения водорода и кислорода, $\frac{руб.}{м^3}$; $N_{ГПУ}^{уст}$, $Q_{ПВК}^{уст}$, $N_{ФЭП}^{уст}$, $N_{инв}^{уст}$, $N_{ЭУ}$, $N_{комп, H_2}$, $N_{комп, O_2}$ – установленные мощности газопоршневой установки, пиковых котлов, солнечных панелей, инвертора, электролизеров, системы компримирования водорода и кислорода, $кВт$; $V_{хран}^{H_2}$, $V_{хран}^{O_2}$ – объемы ресиверов для хранения водорода и кислорода, $м^3$.

Тогда полные капитальные вложения в энергокомплекс можно определить как:

$$K = K_{мТЭЦ} + K_{сФЭУ} + K_{инв} + K_{ЭУ} + K_{хран}^{H_2, O_2} + K_{комп}^{H_2, O_2}. \quad (30)$$

Для оценки экономической эффективности будем оперировать величиной чистого дисконтированного дохода (ЧДД), руб.

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \left[c_{\mathcal{E}} \mathcal{E}^t + c_Q Q^t + c_{H_2} G_{H_2}^t + c_{O_2} G_{O_2}^t - c_T B^t - c_B G_B - p \cdot K \right] \cdot (1+E)^{-t} - K \cdot (1+E)^{-T} \quad (31)$$

где c_{H_2} , c_{O_2} , c_Q , $c_{\mathcal{E}}$ – тариф на водород, кислород, тепло и электроэнергию, руб./кг, руб./ГДж, руб./кВт·ч, c_T – стоимость топлива, руб./кг.у.т., $G_{H_2}^t$, $G_{O_2}^t$, Q^t , $\mathcal{E}^t$ – производительность энергокомплекса по водороду и кислороду, а также выработка тепла и электроэнергии в годовом исчислении, кг/год, ГДж/год, кВт·ч/год, B^t – расход топлива в годовом исчислении поршневой установкой и пиковой котельной, кг.у.т./год, c_B – тариф на воду, руб./м³, G_B – годовое потребление воды, кг/м³, p – доля амортизационных отчислений на ремонт и обслуживание, 1/год, K – полные капитальные затраты в источник, руб., E – норма дисконта, T – горизонт расчета, лет.

Результаты и обсуждение (Results and Discussions)

В соответствии с разработанными методическими положениями был произведен расчет количественных показателей условного энергокомплекса, обеспечивающего завод по ремонту промышленного оборудования «Ротор», находящийся в промзоне г. Камышин тепловой и электрической энергией, другие заводы промзоны – кислородом, а также водородную заправку, располагаемую на трассе Р-228 в непосредственной близости от энергокомплекса.

Энергокомплекс состоит из трех газопоршневых двигателей, двух пиковых водогрейных котлов, двух электролизных установок, системы компримирования и хранения газов, а также фотоэлектрической установки. Установленная мощность системы компримирования, объем емкостей хранения, а также мощность электролизной установки зависят от номинальной установленной мощности фотоэлектрической установки, которая рассматривается в пределах от 0,5 МВт до 3 МВт. Электрическая нагрузка потребителя $N_e = 5 \text{ MBt}$, тепловая нагрузка $Q_m'' = 10,55 \text{ MBt}$.

Задавшись суточным потреблением водорода и кислорода, равными 65 и 520 кг/сут. соответственно, а также зная географо-климатические данные г. Камышин, можно определить выработку водорода и кислорода при переменной установленной мощности фотоэлектрической части комплекса (табл. 2):

Таблица 2

Table 2

Годовые количественные показатели фотоэлектрической установки

Annual quantitative indicators of the photovoltaic plant

Величина	Номинальная мощность ФЭУ, МВт				
	0,5	0,9	1,5	2,0	3,0
Номинальная мощность ЭУ, кВт	672	936	1200	1200	1200
Годовая выработка водорода, кг/год	17432	21994	23725	23725	23725
Годовая выработка кислорода, кг/год	139456	175951	189800	189800	189800
Величина годовой недовыработки водорода, кг/год	6293	1731	0	0	0
Величина годовой недовыработки кислорода, кг/год	50344	13849	0	0	0
Избыточная годовая выработка электрической энергии СФЭУ, МВт*ч/год	0	384	1604	2687	4852

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Из таблицы 2 видно, что полное покрытие энергокомплексом требуемой нагрузки по водороду и кислороду достигается только при величине установленной мощности СФЭУ от 1,5 МВт и выше. При этом, начиная от мощности ФЭУ, равной 0,9 МВт, параллельно с недовыработкой водорода и кислорода наблюдается избыточная выработка электроэнергии. Это вызвано неравномерностью инсоляции на протяжении года, поэтому при данной мощности СФЭУ возможна избыточная выработка электроэнергии на летнем режиме работы.

Учитывая количественные показатели фотоэлектрической установки, а в особенности величину избыточной выработки электроэнергии от СФЭУ, был произведен расчет количественных показателей газопоршневых установок (табл. 3):

Таблица 3

Table 3

Годовые количественные показатели газопоршневых установок

Annual quantitative indicators of gas piston units

Величина, ед. измерения	Номинальная мощность СФЭУ, МВт				
	0,5	0,9	1,5	2,0	3,0
Годовая выработка электроэнергии газопоршневой установки, МВт*ч/год	37490	37105	35890	34803	32637
Годовая выработка электроэнергии гибридной мини-ТЭЦ, МВт*ч/год	37490	37490	37490	37490	37490
Годовая выработка теплоты на газопоршневой установке, МВт*ч/год	29380	29308	28875	28400	27440
Годовая выработка теплоты на пиковой котельной, МВт*ч/год	11100	11180	11610	12090	13043
Годовая выработка тепла на гибридной мини-ТЭЦ, МВт*ч/год	40480	40480	40484	40480	40480
Годовой расход условного топлива на газопоршневой установке, т у.т./год	10710	10600	10250	9942	9323
Годовой расход условного топлива на пиковой котельной, т у.т./год	1490	1500	1559	1623	1751
Годовой расход топлива мини-ТЭЦ, т у.т./год	12200	12100	11810	11560	11074

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Из данной таблицы видно, что при изменении установленной мощности СФЭУ, и, как следствие, избыточной выработки электроэнергии от солнечных панелей, происходит изменение режимов работы ГПД и ПВК. Так при увеличении мощности СФЭУ снижается годовая выработка тепловой и электрической энергии ГПД, ввиду разгрузки двигателей, однако, для поддержания графика теплового потребления необходимо увеличение нагрузки пикового водогрейного котла. Такое изменение характера работы оборудования газопоршневой мини-ТЭЦ соответствующим образом сказывается на потреблении топлива. Однако, перерасход топлива ПВК незначителен по сравнению с экономией топлива ГПУ, поэтому разгрузка ГПУ за счет избыточной выработки СФЭУ приводит к общей экономии топлива на газопоршневой мини-ТЭЦ.

С учетом количественных показателей фотоэлектрической и газопоршневой установок был произведен расчет экономических показателей, таких как чистый дисконтированный доход, индекс доходности, дисконтированный срок окупаемости и внутренняя норма доходности. В рамках расчета были приняты следующие значения

$$\begin{aligned} & \text{удельных капиталовложений в составляющие энергокомплекса: } k_{\text{ГПУ}} = 92105 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}, \\ & k_{\text{ПВК}} = 5040 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{кВт}}, \quad k_{\text{ФЭП}} = 54938 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}, \quad k_{\text{инв}} = 21000 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}, \quad k_{\text{ЭУ}} = 91000 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}, \\ & k_{\text{комп}}^{\text{H}_2} = 30,095 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{кВт}}, \quad k_{\text{комп}}^{\text{O}_2} = 28,954 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{кВт}}, \quad k_{\text{хран}}^{\text{H}_2} = 5400 \frac{\text{руб}}{\text{кг}}, \quad k_{\text{хран}}^{\text{O}_2} = 320 \frac{\text{руб}}{\text{кг}}, \\ & k_{\text{подк}}^{\text{ЭУ}} = 17712 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}, \quad k_{\text{подк}}^{\text{тэ}} = 1677,6 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{МВт}} \end{aligned}$$

При определении результатов производственной деятельности были приняты стоимости отпускаемой тепловой, электрической энергии, водорода и кислорода

$$\begin{aligned} & \text{соответственно равные: } c_{\text{э}} = 585 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}, \quad c_{\text{Q}} = 2297,3 \frac{\text{руб}}{\text{Гкал}}, \quad c_{\text{H}_2} = 19185 \frac{\text{руб}}{\text{кг}}, \\ & c_{\text{O}_2} = 780,5 \frac{\text{руб}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

Результаты расчета экономических показателей энергокомплекса представлены в таблице 4:

Таблица 4
Table 4

Экономические показатели энергокомплекса в зависимости от мощности ФЭУ
Economic indicators of the energy complex depending on the capacity of PFCs

Величина	Номинальная мощность ФЭУ, МВт				
	0,5	0,9	1,5	2,0	3,0
Капитальные затраты, млн. руб.	978	1015	1072	1110	1186
Полные результаты проекта, млн. руб.	729	845	889	889	889
Суммарные затраты на проект, млн. руб.	134	135	136	137	138
Индекс доходности, руб./руб.	3,75	4,27	4,24	4,07	3,76
Дисконтированный срок окупаемости, лет	4,90	4,67	4,68	4,76	4,92
Внутренняя норма доходности, %	47,5	52,2	51,9	50,4	50,4
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	1943	2418	2559	2523	2453

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Из таблицы видно, что с экономической точки зрения оптимальным является вариант схемы энергокомплекса с установленной мощностью фотоэлектрической части, равной 1,5 МВт. Дальнейшее увеличение мощности ФЭУ для разгрузки ГПУ является нецелесообразным, ввиду снижения чистого дисконтированного дохода и других экономических показателей.

Следует обратить внимание, что в данном случае принята текущая рыночная стоимость водорода высокой степени чистоты, порядка 99,9998%. Такие высокие требования к чистоте используемого водорода связаны с особенностями эксплуатации топливных элементов. В связи с этим, учитывая большие объемы производства водорода и

его высокую стоимость, данный энергокомплекс обладает завышенными экономическими показателями. С другой стороны, текущая рыночная стоимость водорода при использовании его как топлива для автомобилей на топливных элементах является неконкурентной, по сравнению с существующими моторными топливами. Поэтому был произведен расчет экономических показателей оптимального варианта энергокомплекса с установленной мощностью ФЭУ 1,5 МВт при переменной стоимости водорода. Результаты расчета приведены в таблице 5:

Таблица 5

Table 5

Экономические показатели энергокомплекса в зависимости от стоимости водорода

Economic indicators of the energy complex depending on the cost of hydrogen

Величина, размерность	Стоимость продаваемого водорода, тыс. руб./кг		
	19,2	9,8	0,48
Суммарные результаты проекта, млн. руб.	889	667	445
Индекс доходности, руб./руб.	4,24	3,00	1,76
Дисконтированный срок окупаемости, лет	4,68	5,51	8,02
Внутренняя норма доходности, %	51,9	40,3	26,1
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	2558	1577	596

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

На основании полученных результатов следует отметить, что несмотря на снижение стоимости продаваемого водорода, чистый дисконтированный доход остается положительным, при этом срок окупаемости увеличивается. Это объясняется положительным результатом продажи электрической, тепловой энергии и кислорода.

Закключение и Выводы (Conclusions)

Был рассмотрен гибридный энергетический комплекс для выработки тепловой, электрической энергии, водорода и кислорода, который включает в себя газопоршневые двигатели, пиковые водогрейные котлы, солнечные фотоэлектрические установки, инверторы, систему компримирования водорода и кислорода и резервуары для хранения этих газов, а также электролизную установку. Водород и кислород производятся электролизной установкой, питаемой солнечными панелями, затем направляются компрессорами в емкости хранения, а оттуда потребителям. Пиковая электроэнергия, вырабатываемая ФЭУ на режимах, отличных от режима с наихудшей инсоляцией, направляется на разгрузку газопоршневых двигателей, за счет чего достигается экономия ископаемого топлива.

Для проведения расчетного эксперимента и анализа различных конфигураций системы были использованы географо-климатические данные, характерные для г. Камышина. Представлен метод определения количественно-экономических показателей гибридного энергокомплекса. В частности, использовались такие критерии экономической эффективности, как внутренняя норма доходности, чистый дисконтированный доход, дисконтированный срок окупаемости и индекс доходности.

По итогу расчетно-теоретического анализа количественных характеристик было выявлено, что для полного обеспечения ВЗС водородом требуется величина установленной мощности ФЭП в диапазоне от 1,5 МВт и более. В процессе определения экономических показателей эффективности установлено, что повышение мощности ФЭП сверх 1,5 МВт не является оптимальным, поскольку приводит к снижению величины ЧДД и увеличению ДСО.

Экономические показатели при оптимальной установленной мощности ФЭП, равной при данных условиях 1,5 МВт и стоимости реализуемого водорода 19,2 – 0,48 тыс.руб./кг, равны:

$ДСО = 4,7 - 8,0$ года, $ИД = 4,2 - 1,8$ руб./руб., $ЧДД = 2558 - 596$ млн. руб., $ВНД = 52 - 26$ %.

Литература

1. Попель, О.С. Энергоустановки на основе топливных элементах: современное состояние состояние и перспективы/ О.С. Попель, А.Б. Тарасенко, С.П. Филиппов//Теплоэнергетика, 2018, №12. С.3-23.

2. Фомин, В. М. Водородная энергетика и современный транспорт / В. М. Фомин, Д. В. Шевченко // Транспорт на альтернативном топливе. – 2012. – № 2(26). – С. 56-60.
3. Тиунов, В. В. Анализ проблем использования водородного топлива на транспорте и в энергетике / В. В. Тиунов, П. В. Лыкасов // . – 2019. – Т. 1. – С. 231-236.
4. NAMI HYDROGEN. Автомобиль с низким углеродным следом на водородных топливных элементах. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://hydrogen.nami.ru/> – (Дата обращения: 10.04.2023).
5. Первый водородный электробус от «КАМАЗА» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://kamaz.ru/press/releases/pervyy_vodorobus_ot_kamaza/. – (Дата обращения: 10.04.2023).
6. Валеева, Г. Р. Водородные технологии, применимые в дорожном транспорте / Г. Р. Валеева // Молодежная наука: труды XXVI Всероссийской студенческой научно-практической конференции КРИЖТ ИрГУПС, Красноярск, 22 апреля 2022 года. Том 1. – Красноярск: Красноярский институт железнодорожного транспорта - филиал ФГБОУ ВО «Иркутский государственный университет путей сообщения, 2022. – С. 43-47.
7. Филиппов, С. П. Топливные элементы и водородная энергетика / С.П. Филиппов, А. Э. Голодницкий, А. М. Кашин// ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА, 2020, №11(153). С. 28-39.
8. Аминов, Р.З. Комбинирование водородных энергетических циклов с атомными электростанциями/ Р.З. Аминов, А.Н. Байрамов//Саратовский научный центр РАН.- М.: Наука, 2016. - 254 с.
9. André, J.; Auray, S.; De Wolf, D.; Memmah, M.-M.; Simonnet, A. Time development of new hydrogen transmission pipeline networks for France. Int. J. Hydrogen Energy 2014, 39, 10323–10337, doi:10.1016/j.ijhydene.2014.04.190.
10. Weber, A.C.; Papageorgiou, L.G. Design of hydrogen transmission pipeline networks with hydraulics. Chem. Eng. Res. Des. 2018, 131, 266–278, doi:10.1016/j.cherd.2018.01.022.
11. Lahnaoui, A.; Wulf, C.; Heinrichs, H.; Dalmazzone, D. Optimizing hydrogen transportation system for mobility by minimizing the cost of transportation via compressed gas truck in North Rhine-Westphalia. Appl. Energy 2018, 223, 317–328, doi:10.1016/j.apenergy.2018.03.099.
12. Корнеев, К. А. Политика Японии в области развития водородной энергетики / К. А. Корнеев // Японские исследования. – 2020. – № 4. – С. 64-77. – DOI 10.24411/2500-2872-2020-10028.
13. Галингер, А. А. Оценка эффектов распространения водородных технологий для топливно-энергетического комплекса и экономики России / А. А. Галингер // Труды II Гранберговской конференции: Сборник докладов Всероссийской конференции с международным участием, посвященной памяти академика А.Г. Гранберга «Пространственный анализ социально-экономических систем: история и современность», Новосибирск, 11–15 октября 2021 года / Сибирское отделение Российской академии наук Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН. – Новосибирск: Сибирское отделение РАН, 2021. – С. 345-353. – DOI 10.53954/9785604607893_345.
14. Pasquariello R. Gas turbine innovations, with or without hydrogen // «Turbomachinery International». Dec. 4, 2020.
15. Howarth R.W. How green is blue hydrogen? / Howarth R.W., Jacobson M.Z. // Energy Sci Eng. 2021;9:1676– 1687. DOI 10.1002/ese3.956
16. World's largest hydrogen fuel cell power plant / Fuel Cells Bulletin, Volume 2021, Issue 11, 2021, ISSN 1464-2859, DOI 10.1016/S1464-2859(21)00602-7.
17. NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER) Higher Resolution Daily Time Series Renewable Energy Community. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. – (Дата обращения: 7.12.2022).
18. Головкин, С. В. Анализ влияния климатических факторов на выбор типа солнечной панели / С. В. Головкин, Д. А. Задоркин // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2020. – № 2(70). – С. 21-26.
19. Байрамов А.Н. Разработка научных основ повышения эффективности АЭС при комбинировании с водородным комплексом. / Байрамов А.Н. // Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук: Саратов, 2021. – 397 с.

Авторы публикации

Николаев Юрий Евгеньевич – д.т.н., профессор кафедры «Тепловая и атомная энергетика» имени А.И. Андрющенко, Институт энергетики, Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А. e-mail: niko00949@mail.ru, ORCID: 0000-0002-8655-448X

Айдаров Максим Александрович – ассистент кафедры «Тепловая и атомная энергетика» имени А.И. Андрющенко, Институт энергетики, Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А. e-mail: maksim.aydarov@mail.ru. SPIN-код: 2425-8970

References

1. Popel', O. S. Fuel Cell Based Power-Generating Installations: State of the Art and Future Prospects/ O. S. Popel', A. B. Tarasenko, and S. P. Filippov// *Thermal Engineering*, 2018, №12. p.3-23 (in Russ.).
2. Fomin, V.M. Hydrogen energetics and modern transport / V.M. Fomin, D.V. Shevchenko // *Alternative fuel vehicles*. – 2012, 26(2): 56-60 (in Russ.).
3. Tiunov, V.V. Analysis of the hydrogen fuel problems harnessing for transport and energetics objects / Tiunov V.V., Lykasov P.V. // *Innovative Technologies: Theory, Tools, Practice*. – 2019; 1:231-236 (in Russ.).
4. NAMI Hydrogen. Low carbon footprint hydrogen fuel cell car. Available on: <https://hydrogen.nami.ru/> (10.04.2023)
5. The first hydrogen electric bus from KAMAZ. Available on: https://kamaz.ru/press/releases/pervyy_vodorobus_ot_kamaza/ (10.04.2023)
6. Valeeva, GR. Vodorodnye tekhnologii, primenimye v dorozhnom transporte // *Molodezhnaya nauka: trudy XXVI Vserossiiskoi studencheskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii KrIZhT IrGUPS*, 2022: 43-47. (in Russ.).
7. Filippov, S. P. Fuel cells and hydrogen energy / S.P. Filippov, A. E. Golodnitsky, A. M. Kashin// *Energy Policy*. 2020; 153(11) (in Russ.).
8. Aminov, R.Z. Combining hydrogen energy cycles with nuclear power plants / R.Z. Aminov, A.N. Bairamov// *Saratov Scientific Center RAS.- M.: Science*, 2016: 254 (in Russ.).
9. André, J.; Auray, S.; De Wolf, D.; Memmah, M.-M.; Simonnet, A. Time development of new hydrogen transmission pipeline networks for France. *Int. J. Hydrogen Energy* 2014, 39, 10323–10337, doi:10.1016/j.ijhydene.2014.04.190.
10. Weber, A.C.; Papageorgiou, L.G. Design of hydrogen transmission pipeline networks with hydraulics. *Chem. Eng. Res. Des.* 2018, 131, 266–278, doi:10.1016/j.cherd.2018.01.022.
11. Lahnaoui, A.; Wulf, C.; Heinrichs, H.; Dalmazzone, D. Optimizing hydrogen transportation system for mobility by minimizing the cost of transportation via compressed gas truck in North Rhine-Westphalia. *Appl. Energy* 2018, 223, 317–328, doi:10.1016/j.apenergy.2018.03.099.
12. Korneev, K. A. Japan's policy in the field of hydrogen energetics development / K. A. Korneev // *Japanese Studies in Russia*. – 2020; (4): 64-77. – DOI 10.24411/2500-2872-2020-10028. (in Russ.).
13. Galinger, A. A. Estimations of the effects of hydrogen technologies spread for russian energy sector and economy / A. A. Galinger // *Proceedings of the II Granberg Conference : Proceedings of the All-Russian Conference with international participation, dedicated to the memory of Academician A.G. Granberg "Spatial analysis of socio-economic systems: history and present"*, Novosibirsk, October 11-15, 2021 / Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Institute of Economics and Organization of Industrial Production SB RAS. – Novosibirsk: Siberian Branch RAS, 2021: 345-353. – DOI 10.53954/9785604607893_345. (in Russ.).
14. Pasquariello R. Gas turbine innovations, with or without hydrogen // *«Turbomachinery International»*. Dec. 4, 2020.
15. Howarth R.W. How green is blue hydrogen? / Howarth R.W., Jacobson M.Z. // *Energy Sci Eng.* 2021;9:1676-1687. DOI 10.1002/ese3.956
16. World's largest hydrogen fuel cell power plant / *Fuel Cells Bulletin*, Volume 2021, Issue 11, 2021, ISSN 1464-2859, DOI 10.1016/S1464-2859(21)00602-7.
17. NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER) Higher Resolution Daily Time Series Renewable Energy Community. Available on: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. (7.12.2022).

18. Golovko, S. V. Analysis of influence of climatic factors on selecting types of solar panels / S. V. Golovko, D. A. Zadorkin // Bulletin of Astrakhan State Technical University. – 2020; 70(2): 21-26. (in Russ.).
19. Bairamov, A.N. *Razrabotka nauchnykh osnov povysheniya effektivnosti AES pri kombinirovanii s vodorodnym kompleksom* [dissertation]. Saratov; 2021. (in Russ.).

Authors of the publication

Yurii E. Nikolaev – Doctor of Engineering Science, professor of the department "Thermal and Nuclear Power Engineering" named after A.I. Andryushchenko, Energy Institute, Yuri Gagarin State Technical University of Saratov. e-mail: niko00949@mail.ru, ORCID: 0000-0002-8655-448X

Maksim A. Aidarov – Postgraduate student, assistant of the department "Thermal and Nuclear Power Engineering" named after A.I. Andryushchenko, Energy Institute, Yuri Gagarin State Technical University of Saratov e-mail: maksim.aydarov@mail.ru. SPIN-code: 2425-8970

Шифр научной специальности: 2.4.5. Энергетические системы и комплексы.

Получено **14.12.2023 г.**

Отредактировано **19.02.2024 г.**

Принято **07.03.2024 г.**