

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-1-76-96>

УДК 620.97

Принципы организации и функционирования мини-ТЭЦ на местных видах топлива в условиях водородной энергетики

Р. С. Игнатович¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

Реферат. В статье рассмотрены принципы организации и функционирования мини-ТЭЦ на местных видах топлива (МВТ) в условиях водородной и безуглеродной энергетики. В ходе анализа литературных источников на тему текущего состояния развития мини-ТЭЦ на МВТ в структуре энергетического баланса страны выявлен ряд вопросов, связанных с их эксплуатацией и строительством, образовавшихся после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС. Отмечено, что потенциальным путем развития подобных энергоисточников является переход к многоцелевой выработке продуктов на основании принципов функционирования энергетического хаба, что потенциально позволит снизить зависимость энергоисточника от работы Объединенной энергетической системы (ОЭС). Произведен анализ открытых литературных источников о потенциальной роли МВТ при переходе к безуглеродной энергетике. В данном контексте рассмотрена работа мини-ТЭЦ на МВТ по двум сценариям: рекуперация из продуктов сгорания CO₂ с последующей очисткой до пищевого качества и продаж непосредственным потребителям, а также изменение режимов работы энергоисточника посредством накопления избыточной электрической энергии в виде водорода при работе мини-ТЭЦ в соответствии с тепловой нагрузкой потребителей. На базе архивных данных действующей мини-ТЭЦ, выбранной для исследования в качестве объекта-аналога, произведена оценка экономических условий развития мини-ТЭЦ на МВТ при интеграции в их схемы установок по извлечению CO₂ пищевого качества или для производства и накопления водорода. Для систем производства диоксида углерода пищевого качества построена функциональная зависимость, позволяющая производить предварительную оценку величины простого срока окупаемости при ее интеграции в схему. В принятых условиях для объекта исследования простой срок окупаемости, полученный с использованием построенной зависимости, составил величину менее трех лет. Для систем накопления избыточной электрической энергии в виде водорода рассмотрены три варианта организации работы. На базе объекта исследования определены граничные условия соотношения минимального и максимального дифференцированного тарифа на покупку электрической энергии ОЭС, при которых целесообразно дальнейшее рассмотрение экономических показателей проекта по интеграции в схему мини-ТЭЦ на МВТ модуля накопления электрической энергии в виде водорода.

Ключевые слова: мини-ТЭЦ, местные виды топлива, диоксид углерода, водород, хранение энергии, тригенерация, полигенерация, энергоэффективность, энергетическая безопасность

Для цитирования: Игнатович, Р. С. Принципы организации и функционирования мини-ТЭЦ на местных видах топлива в условиях водородной энергетики / Р. С. Игнатович // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2025. Т. 68, № 1. С. 76–96. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-1-76-96>

Адрес для переписки

Игнатович Роман Сергеевич
Белорусский национальный технический университет
пр. Независимости, 65/2,
220113, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 308-26-25
pte@bntu.by

Address for correspondence

Ignatovich Roman S.
Belarusian National Technical University
65/2, Nezavistimosti Ave.,
220113, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 308-26-25
pte@bntu.by

Principles of Organization and Functioning of Mini-CHP Plants Using Local Fuels in Conditions of Hydrogen Energy

R. S. Ignatovich¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. This article discusses the principles of organization and operation of mini-CHP plants on local fuels (LF) to the conditions of hydrogen and carbon-free energy. The analysis of literary sources on the current state of development of mini-CHP plants on LF in the structure of the country's energy balance revealed a number of issues related to their operation and construction that arose after the commissioning of the Belarusian NPP. It is noted that a potential way to develop such energy sources is to switch to multi-purpose product development based on the principles of operation of the energy hub, which will potentially reduce the dependence of the energy source on the operation of the Unified Energy System (UES). The analysis of open literature sources on the potential role of LF in the transition to carbon-free energy was carried out. In this context, the operation of a mini-CHP plant on LF is considered according to two scenarios, viz. recovery of CO₂ from combustion products, followed by purification to food grade and sale to direct consumers, as well as changing the operating modes of the energy source by means of the accumulation of excess electrical energy in the form of hydrogen during the operation of a mini-CHP plant in accordance with the thermal load of consumers. Based on archival data from an operating wood chip-fueled mini-CHP with an ORC module that was selected for research as an analog object, an assessment of the economic conditions for the development of mini-CHP plants on LF was made when integrating food-grade CO₂ extraction units or for the production and accumulation of hydrogen into their schemes. For food grade carbon dioxide production systems, a functional dependency has been built that allows for a preliminary estimate of the value of the simple payback period when integrated into the scheme. Under the accepted conditions for the study object, the simple payback period obtained using the built dependency was less than 3 years. For systems of accumulation of excess electrical energy in the form of hydrogen, 3 options of the organization of work were considered. Based on the research object, the presence of boundary conditions for the ratio of the minimum and maximum differentiated tariff for the purchase of electric energy of the UES has been determined, under which it is advisable to further consider the economic indicators of the project for integrating a module for accumulating electric energy in the form of hydrogen into the scheme of a mini-CHP plant on LP.

Keywords: mini-CHP, local fuels, carbon dioxide, hydrogen, energy accumulation, trigeneration, polygeneration, energy efficiency, energy security

For citation: Ignatovich R. S. (2025) Principles of Organization and Functioning of Mini-CHP Plants Using Local Fuels in Conditions of Hydrogen Energy. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 68 (1), 76–96. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-68-1-76-96> (in Russian)

Введение

В рамках обеспечения энергетической безопасности и проведения политики декарбонизации экономики в Республике Беларусь предполагается максимальное использование собственных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) [1–4]. Ключевыми преимуществами использования местных видов топлива (МВТ) является сокращение потребления импортируемого природного газа и соответственно валютных затрат на его приобретение, а также создание в стране соответствующей индустрии и новых рабочих мест [5, 6]. Кроме того, использование традиционных для Республики Беларусь МВТ, к которым в первую очередь относятся древесина и торф [2],

способствует снижению выбросов CO₂ в структуре энергетического баланса, так как согласно современной концепции «углеродной нейтральности» сжигание биомассы не ведет к увеличению выбросов парниковых газов в атмосферу [7], что особенно актуально в связи с обязательствами, взятыми на себя нашей страной в рамках присоединения к Парижскому климатическому соглашению [8, 9]. При этом открытым остается вопрос выбора вида теплоисточника в системах централизованного теплоснабжения при использовании МВТ. Ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС и относительно высокая удельная стоимость электрогенерирующих мощностей на МВТ [10, 11] склоняют чашу весов к применению в качестве теплоисточников котельных. Однако мировой опыт развития и применения теплофикации, как наиболее энергоэффективного решения в области теплоснабжения [12], требует более тщательного исследования данной проблемы.

Следовательно, актуальным остается вопрос поиска путей повышения экономической привлекательности при строительстве и эксплуатации мини-ТЭЦ, работающих на МВТ, а также разработка научно-методических материалов и рекомендаций, на основании которых в дальнейшем может быть осуществлен макроэкономический анализ целесообразности увеличения доли подобных энергоисточников в структуре энергетического баланса Республики Беларусь. Среди вариантов повышения экономической привлекательности мини-ТЭЦ на МВТ выделены изменение режимов работы генерирующего оборудования с накоплением избыточной тепловой либо электрической энергии [13, 14], развитие полигенерационной выработки на базе мини-ТЭЦ с опцией дополнительного производства холода, диоксида углерода [15, 16], водорода [17], синтетического природного газа [18, 19].

Принципы организации мини-ТЭЦ на МВТ

Целью настоящей работы являлось развитие принципов организации и функционирования комбинированных энергоисточников, работающих на МВТ, в условиях водородной и безуглеродной энергетики. Ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС установленной электрической мощностью 2,4 ГВт оказывает существенное влияние на преобразование энергетической системы Республики Беларусь. Ожидается, что благодаря АЭС доля природного газа в структуре энергетического баланса страны снизится до 60 % [20]. А так как данный вид энергоисточников считается низкоуглеродным [21], подобная диверсификация топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) является существенным шагом на пути к декарбонизации энергетической системы и повышению энергетической безопасности страны. В работах [5, 6] отмечено, что одним из возможных шагов в данном направлении может быть увеличение доли МВТ в структуре ТЭР. Кроме того, в данных работах также сформулированы факторы привлекательности строительства комбинированных энергоисточников малой мощности (мини-ТЭЦ) на МВТ. Вместе с этим очевидно, что важную роль при определении путей дальнейшего развития энергетической системы играют экономические показатели систем энергоснабжения на МВТ.

Использование мини-ТЭЦ на МВТ для обеспечения теплоснабжения малых городов, промышленных предприятий либо иных потребителей тепловой энергии соответствует принципу децентрализации энергетической системы [22], что в свою очередь приводит к повышению надежности энергоснабжения потребителей, так как энергия вырабатывается вблизи места ее потребления.

В настоящей работе рассмотрен перевод мини-ТЭЦ на МВТ на полигенерационную (многоцелевую) выработку энергии для обеспечения интеграции энергоисточника с другими отраслями экономики. При этом рассмотрены два различных подхода к модернизации схемы мини-ТЭЦ, а именно: интеграция в схему энергоисточника модулей производства дополнительных высокомаржинальных продуктов (диоксид углерода [15, 16], водород [17]), а также изменение режимов работы энергоисточника посредством накопления избыточной электрической энергии в виде водорода в часы падения ее потребления [13] для последующего преобразования в электрическую энергию и продажи в часы пикового потребления. В первом случае экономический эффект мини-ТЭЦ на МВТ связан с реализацией дополнительных продуктов сторонним потребителям, а во втором случае экономический эффект достигается посредством распределения мощности, продаваемой в Объединенную энергетическую систему (ОЭС) либо потребителям, исходя из установившихся тарифов. При этом в обоих вариантах возможно сохранение иерархической структуры технологической системы [23], что позволяет, например, снизить риски ошибок при обеспечении потребителей первой категории. Вариант с накоплением электрической энергии для балансировки неравномерности суточного графика потребления энергии вызывает интерес в контексте понижения зависимости энергоисточника от энергетической системы.

Следует отметить, что предложенная концепция работы мини-ТЭЦ на МВТ с опцией производства, помимо тепловой и электрической энергии, диоксида углерода, а также «зеленых» энергоносителей (таких, как водород) соответствует принципам работы энергетического хаба [20, 21], так как предполагает интегрированное (комбинированное) производство различных видов энергии, оптимизацию распределения энергии, а также накопление энергии, что способствует повышению устойчивости работы системы в целом. В результате критерием эффективности мини-ТЭЦ, входящей в состав энергетического хаба, становится не выработка электрической энергии на тепловом потреблении, а экономический эффект, получаемый при работе всего энергоцентра.

В связи с тем, что при сжигании МВТ выбросы диоксида углерода принято считать равными нулю, интерес вызывает определение величины снижения выбросов CO_2 при переходе от сжигания ископаемого топлива на сжигание биомассы. Методология для подобных расчетов приведена в документе Clean Development Mechanism (CMD), разработанном под эгидой ООН [24]. Наиболее общим среди приведенных в указанной методике уравнением для определения величины выбросов диоксида углерода является

$$COEF_i = NCV_i \cdot EF_{CO_2i}, \quad (1)$$

где $COEF_i$ – величина выбросов CO_2 при сжигании ископаемого топлива i -го типа, кг CO_2 ; NCV_i – количество энергии, выделяемое при сжигании ископаемого топлива i -го типа, ГДж; EF_{CO_2i} – коэффициент, характеризующий удельные выбросы диоксида углерода, образующиеся при сжигании ископаемого топлива i -го типа, кг CO_2 /ГДж.

С использованием (1) можно оценить удельную величину снижения выбросов CO_2 при генерации 1 кВт·ч (0,0036 ГДж) электрической энергии в случае замены природного газа на МВТ следующим образом. Выбросы CO_2 при сжигании МВТ принимаются равными нулю, а при сжигании природного газа коэффициент, характеризующий удельные выбросы CO_2 , равным 56,1 кг CO_2 /ГДж. Тогда для 1 кВт·ч электрической энергии (при электрическом КПД энергоисточника 40 %) при переходе на МВТ снижение выбросов CO_2 составит 0,50 кг CO_2 /(кВт·ч).

При этом следует отметить, что ряд европейских исследователей, например [25, 26], ставят под сомнение текущий подход к определению величины выбросов парниковых газов, образующихся при сжигании биомассы. В [25] отмечается, что современный подход к концепции «углеродной нейтральности» не учитывает возможность долгосрочного хранения древесины либо ее полезного использования. Авторы статьи приходят к выводу, что увеличение потребления продуктов из древесины, а также использование ископаемого топлива с низким количеством выбросов парниковых газов, например природного газа, в период энергетического перехода к безуглеродным возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) (гидроэнергетика, солнечная и ветровая энергетика, атомная энергетика) является предпочтительным для количественного снижения выбросов парниковых газов в атмосферу. В этом контексте следует отметить, что одним из недостатков МВТ является повышенное, в сравнении с чистыми углеводородами, удельное содержание CO_2 на единицу установленной мощности в продуктах сгорания биомассы [27, 24]. В отчете [26] говорится о том, что согласно документу European Green Deal 2020 г. в существующие энергетические директивы вносятся некоторые поправки, среди которых отказ Европейского союза от поддержки использования биомассы (особенно древесины) в энергетическом секторе.

Таким образом, из всего вышесказанного следует, что с течением времени мини-ТЭЦ на МВТ могут перестать считаться безуглеродными источниками энергии. В этой связи дальнейшим шагом развития энергоисточников, работающих МВТ, в направлении углеродной нейтральности может стать внедрение мероприятий по извлечению углекислоты из продуктов сгорания с целью последующего использования в промышленных целях, в технологических процессах или, например, в технологиях производства синтетического природного газа [18, 19]. Интеграция в схемы мини-ТЭЦ на МВТ технологии улавливания, полезного использования и хранения CO_2 (Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS)) гарантированно позволит считать данные энергоисточники объектами с отрицательными выбросами загрязняющих веществ в атмосферу. Кроме того, технология

CCUS выделяется Международным энергетическим агентством [28] как основная для достижения целей углеродной нейтральности, так как она способствует сокращению выбросов парниковых газов в ключевых секторах промышленности и энергетики.

Оценка экономических условий развития мини-ТЭЦ на МВТ путем интеграции в их схему установок по извлечению CO₂ пищевого качества из продуктов сгорания

На сегодняшний день в Республике Беларусь отсутствуют экономические стимулы для снижения выбросов диоксида углерода в окружающую среду, а также для реализации дорогостоящих мероприятий, связанных с CCUS. В этой связи экономическая целесообразность при интеграции в схему мини-ТЭЦ модуля извлечения диоксида углерода возможна только в случае реализации извлекаемого продукта непосредственным потребителям. В работе [15] приведен сравнительный анализ технологий извлечения CO₂ из продуктов сгорания мини-ТЭЦ на МВТ. Согласно результатам, приведенным в данной работе, ни одна из технологий извлечения диоксида углерода не позволяет получать на 100 % очищенный CO₂. Так, физический и адсорбционный методы извлечения способны обеспечить степень чистоты диоксида углерода 68 и 77 % соответственно, что является основным сдерживающим фактором для применения данных технологий. Потенциальными потребителями углекислоты такого качества могут быть нефтедобывающие компании, способные организовывать закачку углекислоты в истощенные месторождения, что позволит увеличить их выработку [29], но в условиях нашей страны это направление использования извлекаемого из дымовых газов диоксида углерода малоперспективно. Альтернативной сферой применения CO₂ такого качества могут стать парниковые хозяйства, где углекислый газ может быть использован для повышения урожайности во время светового дня [30]. Однако данный метод применения может потребовать организацию систем хранения углекислого газа в ночные часы. Кроме того, в производственных технологиях парниковых хозяйств применяются более простые способы подкормки растений углекислотой.

Нашедший наибольшее распространение в промышленности метод химической абсорбции без дополнительных мероприятий по очистке позволяет получать CO₂ чистотой порядка 85 % [15], в то время как согласно ГОСТ 8050–85 [31] для применения CO₂ в пищевой промышленности его доля в газовой смеси должна составлять от 98,8 % (2-й сорт) до 99,8 % (высший сорт). Таким образом, для достижения пищевого качества диоксида углерода требуется выполнять дополнительную очистку извлекаемого CO₂ в специальном технологическом модуле, технологическая схема которого приведена в работах [32, 33]. Наиболее перспективными в условиях Республики Беларусь потребителями диоксида углерода пищевого качества могут выступать предприятия пищевой промышленности, объем производства которых, согласно [34, 35], в последние годы непрерывно растет.

В рамках данного исследования рассмотрен вопрос экономической целесообразности интеграции в схему мини-ТЭЦ на МВТ модулей извлечения диоксида углерода из продуктов сгорания с последующей очисткой до пищевого качества. В качестве критерия для оценки выбран простой срок окупаемости, выраженный в виде зависимостей, связывающих экономические факторы (тарифы на электрическую энергию, топливо, абсорбент и рыночную стоимость CO_2), с одной стороны, и технические характеристики подобных установок, с другой [36].

На основании информации, полученной от заводов – изготовителей установок извлечения CO_2 пищевого качества, определена функциональная зависимость, определяющая капитальные затраты:

$$K_{\text{кап}} = 57,72 \cdot 10^3 e^{(7,39 \cdot 10^{-4} \cdot G_{\text{CO}_2})}, \quad (2)$$

где G_{CO_2} – производительность установки по очищенному CO_2 , кг/ч.

Функциональная зависимость, позволяющая производить предварительную оценку простого срока окупаемости установки по производству CO_2 пищевого качества [15]:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{кап}} \cdot 1,27 + K_{\text{дост}}}{G_{\text{CO}_2} n \delta \left(S_{\text{CO}_2} - \left(0,2 S_{\text{эз}} + 0,0006 S_{\text{МЭА}} + \frac{2,5 r S_{\text{т-ва}}}{\eta_{\text{ка}} Q_{\text{н}}^{\text{p}}} \right) \delta_{\text{экспл}} \right)}, \quad (3)$$

где $T_{\text{ок}}$ – простой срок установки модуля, лет; G_{CO_2} – производительность установки по очищенному CO_2 , кг/ч; n – число часов работы установки в год, ч/год; δ – коэффициент загрузки оборудования от номинальной производительности; S_{CO_2} – стоимость CO_2 , дол./кг; $S_{\text{эз}}$ – то же электрической энергии, дол./(кВт·ч); $S_{\text{МЭА}}$ – то же раствора МЭА, дол./кг; $S_{\text{т-ва}}$ – то же топлива, дол./м³ (для газообразного топлива), дол./кг (для твердого топлива); r – скрытая теплота парообразования при рабочем давлении, кДж/кг; $\eta_{\text{ка}}$ – КПД генерирующего пар оборудования, %; $Q_{\text{н}}^{\text{p}}$ – низшая рабочая теплота сгорания топлива, кДж/м³ (для газообразного топлива), кДж/кг (для твердого топлива); $K_{\text{кап}}$ – капитальные затраты на основное и вспомогательное оборудование, дол.; $K_{\text{дост}}$ – затраты на доставку оборудования до производственной площадки, дол.; $\delta_{\text{экспл}}$ – коэффициент затрат на эксплуатационные расходы; 1,27 – коэффициент на строительные-монтажные, проектно-изыскательские и пуско-наладочные работы в соответствии с [37]; 0,2 – удельное потребление электрической энергии на 1 кг CO_2 ; кВт·ч/кг CO_2 ; 0,0006 – удельные потери МЭА на 1 кг CO_2 ; кг МЭА/кг CO_2 ; 2,5 – удельное потребление насыщенного пара на нужды установки на 1 кг CO_2 ; кг пара/кг CO_2 .

Для оценки экономической целесообразности мероприятий по интеграции в схему энергоисточника модуля производства CO_2 пищевого качества в качестве объекта исследования рассмотрена функционирующая в г. Минске мини-ТЭЦ УП «Минсккоммунтеплосеть» по ул. Павловского, в состав которой входит энергоблок с двумя котлами на МВТ тепловой мощностью по 4 МВт

и ORC-установкой электрической мощностью 1,2 МВт [15–16]. В табл. 1 приведены исходные данные, принятые при выполнении численного исследования. На рис. 1 представлены зависимости для величины простого срока окупаемости от производительности установки и стоимости CO_2 .

Таблица 1

Исходные значения независимых параметров, принятые при оценке срока окупаемости установки по извлечению CO_2 из продуктов сгорания мини-ТЭЦ на МВт
The initial values of the independent parameters used in estimating the payback period of a plant for extracting CO_2 from combustion products of a mini-CHP plant on LF

Наименование	Обозначение	Величина
Число часов работы установки в год, ч/год	n	7500
Коэффициент загрузки оборудования, %	δ	80
Стоимость электрической энергии, дол./кВт·ч	$S_{ээ}$	0,15
Стоимость раствора МЭА, дол./кг	$S_{\text{МЭА}}$	6
Стоимость топлива, дол./кг	$S_{\text{т-ва}}$	0,05
Давление насыщенного пара, бар (изб.)	p	3,5
Скрытая теплота парообразования пара, кДж/кг	r	2120
КПД теплогенерирующего оборудования, %	$\eta_{\text{ка}}$	85
Низшая рабочая теплота сгорания топлива, кДж/кг	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	10100
Стоимость доставки оборудования, дол.	$K_{\text{достав}}$	100 000
Коэффициент затрат на эксплуатационные расходы	$\delta_{\text{экспл}}$	1,5

Как следует из рис. 1, величина простого срока окупаемости при интеграции модуля производства CO_2 пищевого качества производительностью 300 кг/ч в схему мини-ТЭЦ на МВт при стоимости диоксида углерода 0,5 дол./кг составит менее трех лет. Следовательно, при принятых исходных данных интеграция модуля производства углекислоты пищевого качества в состав энергоисточника целесообразна.

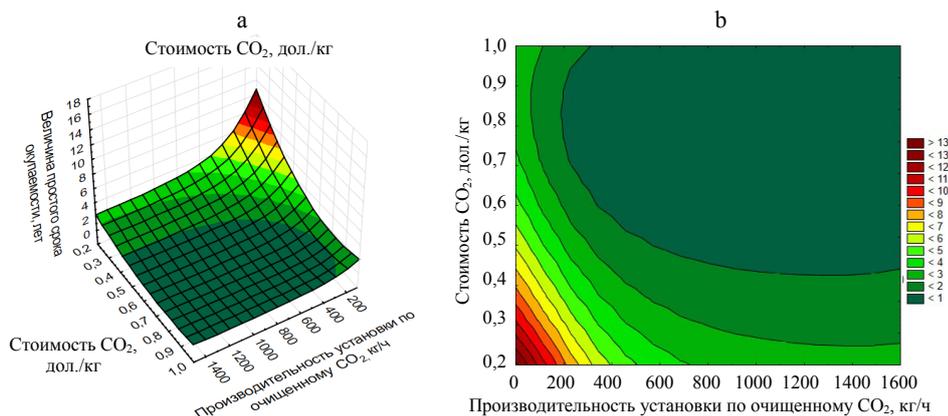


Рис. 1. Характер изменения простого срока окупаемости от производительности установки по очищенному CO_2 и стоимости CO_2 : а – в виде поверхности; б – в виде проекции

Fig. 1. The nature of the change in the simple payback period from the plant's performance in terms of purified CO_2 and the cost of CO_2 : а – in the form of a surface; б – in the form of a projection

Определение экономических условий развития мини-ТЭЦ на МВТ путем интеграции в их схему установок по производству водорода

Рассмотрим экономическую целесообразность повышения маневренности мини-ТЭЦ на МВТ путем интеграции в ее схему установки для аккумулирования избыточной электрической энергии в виде водорода посредством электролиза воды [13]. Производство и накопление водорода предполагается осуществлять в часы суточного падения потребления электрической энергии в ОЭС, энергетической – при работе мини-ТЭЦ в соответствии с тепловым графиком потребления энергии. Полученный водород может быть продан конечным потребителям в чистом виде либо преобразован в электрическую энергию в часы ее максимального потребления в ОЭС. В последнем случае экономический эффект может быть достигнут за счет применения дифференцированного по времени суток тарифа, реализованного в Республике Беларусь. Значения тарифов динамичны и ежегодно корректируются. По состоянию на 2024 г., тарифы на электрическую энергию по трем временным интервалам для юридических лиц составляют [38]:

- 0,38794 руб./кВт·ч – с 6:00 до 15:00;
- 0,35421 руб./кВт·ч – с 15:00 до 23:00;
- 0,2024 руб./кВт·ч – с 23:00 до 6:00.

Таким образом, по состоянию на 2024 г., соотношение максимального суточного тарифа к минимальному составляло величину, равную 1,9.

Выполним анализ экономической целесообразности интеграции модуля накопления водорода посредством электролиза в схему мини-ТЭЦ на МВТ с использованием архивных данных по режимам работы вышеупомянутой мини-ТЭЦ УП «Минсккоммунтепелосеть» по ул. Павловского. При этом определение загрузки мини-ТЭЦ и соответствующего количества отпущенной потребителям тепловой энергии осуществлялось в соответствии с функциональной моделью, приведенной в работе [13] и отнесенной к объекту исследования. Рассмотрены три возможных варианта работы блока накопления электрической энергии посредством водорода:

сценарий 1 – накопление водорода, полученного в часы минимальных тарифов на электрическую энергию в ОЭС (с 23:00 до 6:00), с последующей продажей в чистом виде непосредственным потребителям водорода;

сценарий 2 – накопление водорода, полученного от ОРС-установки в часы минимальных тарифов на электрическую энергию в ОЭС (с 23:00 до 6:00) без реверса из ОЭС, с последующим преобразованием водорода посредством топливного элемента в электрическую энергию в часы максимальных тарифов на электрическую энергию в ОЭС (с 6:00 до 15:00);

сценарий 3 – накопление водорода, полученного от ОРС-установки в часы минимальных тарифов на электрическую энергию в ОЭС (с 23:00 до 6:00) с дополнительным реверсом из ОЭС, с последующим преобразованием водорода посредством топливного элемента в электрическую энергию в часы максимальных тарифов на электрическую энергию в ОЭС (с 6:00 до 15:00).

Экономический эффект от интеграции в схему мини-ТЭЦ модуля генерации водорода заключается в том, что комбинированный энергоисточник, вместо того чтобы продавать электрическую энергию в ОЭС по минимальному тарифу, тем самым усложняя работу ОЭС в часы провала потребле-

ния энергии в отопительный период, накапливает избыточную электрическую энергию до тех пор, пока тарифы не вырастут до максимальных. В данном случае рост тарифов соответствует максимальному спросу на электрическую энергию и поэтому дополнительный отпуск электроэнергии в сеть облегчает прохождение пиковых нагрузок ОЭС. Сценарий 3 также предполагает дополнительную закупку электрической энергии из сети по минимальным тарифам для преобразования ее в водород и последующей продажи в ОЭС по максимальному тарифу.

В качестве базового рассмотрен вариант работы мини-ТЭЦ на МВТ с отпуском тепловой и электрической энергии во внешние сети. Экономический эффект для обозначенных сценариев рассчитывается при работе мини-ТЭЦ с нагрузкой, соответствующей графикам потребления тепловой энергии, т. е. в режиме работы по тепловому потреблению. При данной постановке задачи абсолютные значения величины получаемого денежного потока не имели решающего значения, поэтому предметом расчета являлась оценка целесообразности работы по вышеуказанным сценариям. Для всех сценариев график отпуска тепловой энергии потребителям для каждого временного интервала зафиксирован одинаковым. Данные обстоятельства позволяют также не учитывать величину денежного потока от реализации тепловой энергии потребителям при сопоставлении экономической эффективности предложенных сценариев. Как предлагалось в [13], емкость электролизеров была подобрана в соответствии с установленной электрической мощностью мини-ТЭЦ.

Для визуализации описанных выше сценариев работы мини-ТЭЦ на МВТ с опцией накопления электрической энергии в виде водорода в табл. 2 приведена циклограмма, отражающая время протекания процессов отпуска электрической энергии (ЭЭ), сгенерированной на мини-ТЭЦ, генерации и накопления H_2 , преобразования H_2 в электрическую энергию, а также дополнительной покупки электрической энергии из ОЭС.

В случае сценария 1 электрическая энергия, генерируемая на мини-ТЭЦ, используется для генерации водорода. Полученный водород сжимается посредством компрессоров и направляется непосредственным потребителям. Согласно [39], наиболее подходящим оборудованием для получения водорода в обозначенных условиях является щелочной электролиз. Удельные затраты электрической энергии на 1 кг H_2 составляют от 47 до 66 кВт·ч/кг. При расчетах экономической эффективности использовано среднее значение из данного диапазона (56,5 кВт·ч/кг). Кроме того, при расчете потребления электрической энергии учитывались затраты на сжатие водорода. Как отмечалось в [13], величина удельных затрат на сжатие H_2 до давления, при котором обычно осуществляются транспортировка и хранение водорода, составляет до 6 кВт·ч/кг.

В случае сценария 2 предполагается, что потребители чистого водорода отсутствуют и электрическая энергия, генерируемая на мини-ТЭЦ в часы минимальных тарифов на электрическую энергию в ОЭС (с 23:00 до 6:00), преобразуется в водород и накапливается. Затем в период максимальных тарифов на электрическую энергию в ОЭС (с 6:00 до 15:00) накопленный водород используется в топливных элементах. При проведении расчетов в качестве технической характеристики топливных эле-

В топливном элементе предлагается использовать чистый водород, полученный в результате электролиза, без использования его для комбинированной выработки энергии (в целях минимизации капитальных затрат, а также получения максимальной величины электрического КПД). По этой причине рекомендуется использование щелочного топливного элемента. На основании данных из [41, 42] величина электрического КПД щелочного топливного элемента (AFC) принята равной 60 %.

Сценарий 3 аналогичен сценарию 2, за исключением того, что предполагает реверс электрической энергии из ОЭС. Как говорилось ранее, установленная мощность электролизера для всех сценариев подбирается в соответствии с установленной электрической мощностью мини-ТЭЦ. При этом согласно сценарию 2 загрузка электролизера в период минимальных тарифов на электрическую энергию должна быть пропорциональна текущей загрузке мини-ТЭЦ. В случае сценария 3 электролизер в обозначенный период загружен на номинальную мощность. Обеспечивается это за счет закупки из ОЭС дополнительной электрической энергии.

В качестве исходных данных при выполнении расчета величины денежного потока, получаемой при работе объекта исследования в соответствии с представленными сценариями, приняты архивные данные по температуре наружного воздуха в г. Минске по интервалам времени за 2023 г. [43], информация о начале и окончании отопительного периода в 2023 г. [44, 45].

На рис. 2 приведена зависимость величины денежного потока, получаемого при реализации электрической энергии на объекте исследования (по архивным данным 2023 г.), от тарифа на ее покупку в ночные часы для сценариев 2, 3 на фоне базового сценария.

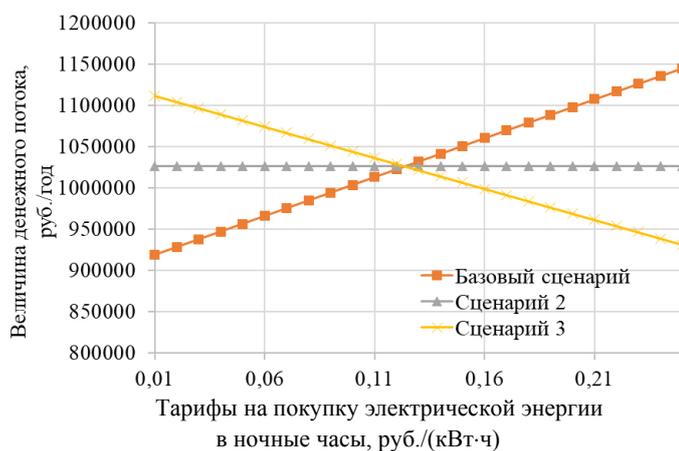


Рис. 2. Зависимость величины денежного потока при реализации электрической энергии на объекте исследования (по архивным данным 2023 г.) от тарифа на ее покупку в ночные часы

Fig. 2. Dependency of the amount of cash flow during the sale of electric energy at the research object (according to archival data in 2023) on the tariff for its purchase at night

На рис. 3 приведена зависимость величины денежного потока при реализации электрической энергии и водорода потребителям (согласно сценарию 1) от тарифа на покупку H_2 сторонними потребителями.

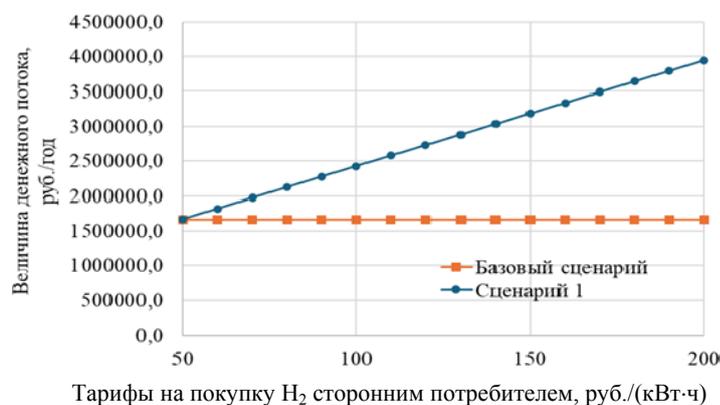


Рис. 3. Зависимость величины денежного потока при реализации электрической энергии и водорода потребителям (согласно сценарию 1) от тарифа на покупку H_2 сторонними потребителями

Fig. 3. Dependency of the amount of cash flow during the sale of electric energy and hydrogen to consumers (according to scenario 1) on the tariff for the purchase of H_2 by third-party consumers

На рис. 4 приведена зависимость величины денежного потока при реализации электрической энергии на объекте исследования (по архивным данным 2023 г.) от тарифа на ее покупку в часы пикового потребления.

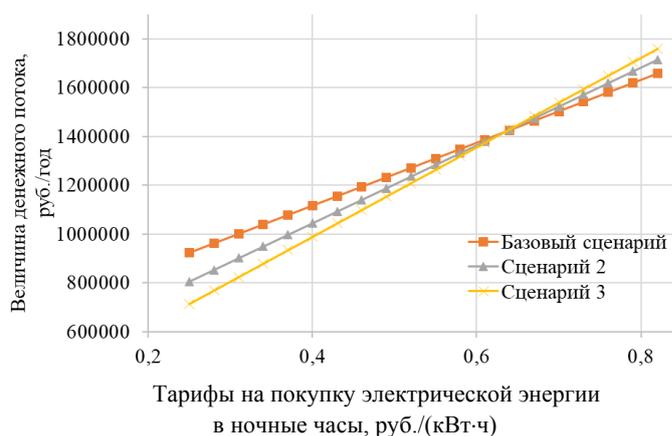


Рис. 4. Зависимость величины денежного потока при реализации электрической энергии на объекте исследования (по архивным данным 2023 г.) от тарифа на ее покупку в часы пикового потребления

Fig. 4. Dependency of the amount of cash flow during the sale of electric energy at the research object (according to archival data in 2023) on the tariff for its purchase during peak consumption hours

При анализе графиков на рис. 2 и 4 можно выделить граничные условия абсолютных величин, при которых мероприятия по накоплению энергии становятся экономически целесообразными. При этом соотношение максимального тарифа к минимальному в точке пересечения величины денежного потока для сценариев 2, 3 с базовым вариантом для обоих графиков составляет величину, равную 3,1. После проведения первичной оценки должно быть выполнено более полное технико-экономическое обоснование, включающее в себя определение капитальных затрат на необходимое оборудование (электролизеры, система сжатия, система подготовки воды, система адсорбционной осушки, система хранения, система разрядки и другое), с применением стандартных показателей экономической эффективности (простой и динамический срок окупаемости, ЧДД и т. д.).

ВЫВОДЫ

1. Выявлен ряд вопросов, связанных с эксплуатацией мини-ТЭЦ на МВТ и их строительством, после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС. Определено, что потенциальным путем их развития является переход к многоцелевой выработке продуктов на основании принципов функционирования энергетического хаба, что позволит снижать зависимость энергисточника от работы Объединенной энергетической системы.

2. Предложена концепция строительства (реконструкции) мини-ТЭЦ на МВТ по полигенерационной (многоцелевой) схеме с генерацией электрической и тепловой энергии и получением дополнительных материальных потоков диоксида углерода пищевого качества и водорода.

3. На базе архивных данных мини-ТЭЦ УП «Минсккоммунтеплосеть» по ул. Павловского, выбранной для исследования в качестве объекта-аналога, произведена оценка экономических условий развития мини-ТЭЦ на МВТ при интеграции в ее схему установок по извлечению CO_2 пищевого качества, а также установок для производства и накопления водорода. Для систем производства диоксида углерода пищевого качества построена функциональная зависимость, позволяющая производить предварительную оценку величины простого срока окупаемости при ее интеграции в схему. В принятых условиях для объекта исследования величина простого срока окупаемости, полученная с использованием построенной зависимости, составила величину менее трех лет. Для систем накопления избыточной электрической энергии в виде водорода рассмотрены три варианта организации работы, определены граничные условия соотношения минимального и максимального дифференцированных тарифов на покупку электрической энергии ОЭС, при которых целесообразно дальнейшее рассмотрение экономических показателей проекта по интеграции в схему мини-ТЭЦ на МВТ модуля накопления электрической энергии в виде водорода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Об утверждении концепции энергетической безопасности Республики Беларусь: постановление Совета Министров Респ. Беларусь от 23 дек. 2015 г. № 1084 // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь. URL: <https://pravo.by/document/?guid=3871&p0=C21501084>.
2. О государственной программе «Энергосбережение» на 2021–2025 годы: постановление Совета Министров Респ. Беларусь от 24 фев. 2021 г. № 103 // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь. URL: <https://pravo.by/document/?guid=3871&p0=C22100103>.
3. Программа комплексной модернизации производств энергетической сферы на 2021–2025 годы: постановление М-ва энергетики Респ. Беларусь от 5 апр. 2021 г. № 19. URL: <https://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/2021/%D0%9F%D0%9A%D0%9C%D0%AD%202025-%D1%81.pdf>.
4. Богдан, А. А. Синергетическая парадигма и инновационные решения в сфере энергетической безопасности / А. А. Богдан, Р. С. Игнатович // Информационные и инновационные технологии в науке и образовании: 5-я Всерос. науч.-практ. конф. Таганрог, 2020. С. 26–30.
5. Седнин, В. А. О целесообразности строительства мини-ТЭЦ на местных видах топлива в условиях Республики Беларусь. Ч. 1: Состояние использования местных видов топлива в системах теплоснабжения / В. А. Седнин, Р. С. Игнатович, И. Л. Иокова // Наука и техника. 2023. № 5. С. 418–427. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-5-418-427>.
6. Седнин, В. А. О целесообразности строительства мини-ТЭЦ на местных видах топлива в условиях Республики Беларусь. Ч. 2: Роль мини-ТЭЦ в системах теплоснабжения городов и населенных пунктов Беларуси / В. А. Седнин, Р. С. Игнатович, И. Л. Иокова // Наука и техника. 2023. № 6. С. 508–518. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-6-508-518>.
7. Оценка эмиссии парниковых газов при использовании ископаемых топлив и биомассы / М. В. Губинский, А. Ю. Усенко, Г. Л. Шевченко, Ю. В. Шишко // Интегрированные технологии и энергосбережение. 2007. № 2. С. 39–42.
8. Парижское климатическое соглашение // Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь. URL: <http://minpriroda.gov.by/ru/paris-ru/> (дата обращения: 10.06.2023).
9. Об установлении определяемого на национальном уровне вклада Республики Беларусь в сокращение выбросов парниковых газов до 2030 г.: постановление Совета Министров Респ. Беларусь от 29 сент. 2021 г. № 553 // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь. URL: <https://pravo.by/document/?guid=12551&p0=C22100553>.
10. Biomass for Power Generation and CHP / IEA. 2007. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1028bee0-2da1-4d68-8b0a-9e5e03e93690/essentials3.pdf>. (date of access: 18.07.2023).
11. Techno-Economic Assessment of an Off-Grid Biomass Gasification CHP Plant for an Olive Oil Mill in the Region of Marrakech-Safi, Morocco / D. Sánchez-Lozano, A. Escámez, R. Aguado [et al.] // Applied Sciences. 2023. Vol. 13, No 10. P. 5965. <https://doi.org/10.3390/app13105965>.
12. Оценка термодинамической эффективности Объединенной энергетической системы Беларуси. Ч. 2 / В. Н. Романюк [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2023. Т. 66, № 2. С. 141–157. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-141-157>.
13. Игнатович, Р. С. Анализ и оптимизация режимов работы мини-ТЭЦ на местных видах топлива в условиях профицита электроэнергетических мощностей в Объединенной энергетической системе Беларуси. Ч. 2 / Р. С. Игнатович, В. А. Седнин, Е. С. Зуева // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2024. № 4. С. 315–331. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-4-315-331>.

14. Игнатович, Р. С. Прогнозирование потребления тепловой энергии для увеличения вовлеченности мини-ТЭЦ в структуру выработки энергии / Р. С. Игнатович, В. А. Седнин // *Muqobil energetika = Альтернативная энергетика*. 2024. № 12 (Спец. вып.). С. 102–106. URL: https://drive.google.com/file/d/1QuREX-WJupvSv2kCM51ZBsNQQG_zKPtO/view.
15. Седнин, В. А. Анализ эффективности технологий извлечения диоксида углерода из продуктов сгорания / В. А. Седнин, Р. С. Игнатович // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. № 6. С. 524–538. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-6-524-538>.
16. Игнатович, Р. С. Технологии извлечения CO₂ из продуктов сгорания = CO₂ Recovery Technologies From Combustion Products / Р. С. Игнатович, В. А. Седнин // *Энергетика Беларуси-2022: материалы Респ. науч.-практ. конф., 25–26 мая 2022 г. / сост. И. Н. Прокопеня*. Минск: БНТУ, 2022. С. 43–48. URL: <https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/121697/43-48.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
17. Седнин, В. А. Анализ эффективности технологии производства водорода на мини-ТЭЦ на местных видах топлива термохимическим методом / В. А. Седнин, Р. С. Игнатович // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. № 4. С. 354–373. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-4-354-373>.
18. Игнатович, Р. С. Технология производства синтетического природного газа на теплоисточниках, работающих на твердом топливе / Р. С. Игнатович // *Энергостарт: материалы Всерос. молодеж. науч.-практ. конф., 12–14 нояб. 2020 г. / редкол.: Р. В. Беляевский (отв. редактор) [и др.]*. Кемерово: Кузбас. гос. техн. ун-т им. Т. Ф. Горбачева, 2021. URL: [https://science.kuzstu.ru/wp-content/Events/Conference/energostart/pages/Articles/110.pdf](https://science.kuzstu.ru/wp-content/Events/Conference/energostart/2020/energostart/pages/Articles/110.pdf).
19. Игнатович, Р. С. Минитеплоэлектроцентраль на местных видах топлива с опцией производства синтетического природного газа / Р. С. Игнатович, В. А. Седнин // *Актуальные проблемы энергетике: материалы 76-й науч.-техн. конф. студентов и аспирантов / ред. Т. Е. Жуковская*. Минск: БНТУ, 2020. С. 104–107.
20. Виктор Каранкевич: «С вводом АЭС доля природного газа в энергобалансе Беларуси снизится до 60 %» // *Министерство энергетики Республики Беларусь*. URL: https://minenergo.gov.by/press/glavnye-novosti/viktor-karankevich-s-vvodom-aes-dolya-prirodnogo-gaza-v-energobalanse-belarusi-snizitsya-do-60-/?sphrase_id=52175 (дата обращения: 01.06.2023).
21. Nuclear Power and Climate Change: Decarbonization // IAEA. URL: <https://www.iaea.org/topics/nuclear-power-and-climate-change> (date of access: 01.11.2024).
22. Power system organization structures for the renewable energy era / International Renewable Energy Agency. IRENA, 2020. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jan/IRENA_Power_system_structures_2020.pdf. (date of access: 01.11.2024).
23. Куприянов, М. С. Принципы построения технических самоорганизующихся систем / Куприянов М. С., А. В. Кочетков // *Известия СПбГЭТУ «ЛЭТИ»*. 2014. № 8. С. 28–32.
24. Methodological Tool “Tool to Calculate Project or Leakage CO₂ Emissions From Fossil Fuel Combustion”. Version 02. URL: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-03-v2.pdf>.
25. Leturcq, P. Wood Preservation (Carbon Sequestration) Or Wood Burning (Fossil-Fuel Substitution), Which is Better for Mitigating Climate Change? / P. Leturcq // *Annals of Forest Science*. 2014. Vol. 71. С. 117–124. <https://doi.org/10.1007/s13595-013-0269-9>.
26. European Green Deal Policy Guide / KPMG. KPMG International, 2022. URL: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/xx/pdf/2022/01/green-deal-policy-guide-web-2022.pdf>. (date of access: 09.06.2024).
27. Экология промышленных технологий: учеб.-метод. комплекс / сост.: О. Ф. Краецкая, И. Н. Прокопеня. Минск: БНТУ, 2014. URL: <https://rep.bntu.by/handle/data/10557>.
28. Energy Technology Perspectives 2020 / International Energy Agency. IEA. 2020. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf.

29. Технологии улавливания, полезного использования и хранения двуокси углерода (CCUS) / А. А. Осипцев, И. В. Гайда, Е. В. Грушевенко, С. Капитонов. Scoltech, 2022. URL: https://esg-library.mgimo.ru/publications/tehnologii-ulavlivaniya-poleznogo-ispolzovaniya-i-khraneniya-dvuokisi-ugleroda-ccus/?utm_source=yandex.by&utm_medium=organic&utm_campaign=yandex.by&utm_referrer=yandex.by.
30. CO₂ Enrichment in Greenhouse Production: Towards a Sustainable Approach / A. Wang, J. Lv, J. Wang, K. Shi // *Frontiers in Plant Science*. 2022. Vol. 13. P. 1029901. <https://doi.org/10.3389/fpls.2022.1029901>.
31. Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия: ГОСТ 8050–85. Взамен ГОСТ 8050–76; введ. 01.01.1987. М.: Стандартинформ, 2006. 24 с.
32. The Opportunities for Reducing GHG Emissions Through the Capture of Carbon Dioxide During the Production of Bioethanol: ‘Pumping Carbon from the Atmosphere’. London: Imperial College Centre for Energy Policy and Technology, 2005. URL: http://silvaeculture.couk/pdfs/BS_CO2_capture_Final_14jan05.pdf (date of access: 25.06.2024).
33. Кунце, В. Технология солода и пива / В. Кунце. СПб.: Профессия. 2001. 912 с.
34. Свирейко, Н. Е. Развитие пищевой промышленности Республики Беларусь: тенденции и перспективы / Н. Е. Свирейко // *Пищевая промышленность: наука и технологии*. 2022. Т. 15, № 4. С. 6–12. [https://doi.org/10.47612/2073-4794-2022-15-4\(58\)-6-12](https://doi.org/10.47612/2073-4794-2022-15-4(58)-6-12).
35. Павлов, К. В. Современное состояние и тенденции развития пищевой промышленности Республики Беларусь / К. В. Павлов, Е. В. Бубнова // *Корпоративное управление и инновационное развитие экономики Севера: Вестник Научно-исследовательского центра корпоративного права, управления и венчурного инвестирования Сыктывкарского государственного университета*. 2023. Т. 3, №. 2. С. 164–175. <https://doi.org/10.34130/2070-4992-2023-3-2-164>.
36. Седнин, В. А. Техничко-экономическое сопоставление технических решений для энергоцентров на базе компрессорных станций магистральных газопроводов / В. А. Седнин, А. А. Абрамовский // *Энергия и Менеджмент*. 2017. № 5. С. 26–31.
37. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий: утв. Департаментом по энергоэффективности Гос. ком. по стандартизации Респ. Беларусь от 11 нояб. 2020 г. Минск, 2020. 144 с. URL: https://energoeffect.gov.by/supervision/framework/20201118_terem2.
38. Декларация об уровне тарифов на электрическую энергию, отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики ГПО «Белэнерго» для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей: М-во антимонопольного регулирования и торговли Респ. Беларусь от 06 февр. 2024 г. № 43. URL: https://energo.by/upload/doc/%D0%94%D0%95%D0%9A%D0%9B%D0%90%D0%A0%D0%90%D0%A6%D0%98%D0%AF%20%D1%8D%D1%8D_2024.pdf.
39. Игнатович, Р. С. Анализ и оптимизация режимов работы мини-ТЭЦ на местных видах топлива в условиях профицита электроэнергетических мощностей в Объединенной энергетической системе Беларуси. Ч. 1 / Р. С. Игнатович, В. А. Седнин, Е. С. Зуева // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2024. Т. 67, № 3. С. 241–256. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-3-241-256>.
40. Hydrogen production: fundamentals and case study summaries / K. W. Harrison, R. Remick, G. D. Martin, A. Hoskin // 18th World Hydrogen Energy Conference 2010 – WHEC 2010. Book 3: Hydrogen Production Technologies, Part 2: Proceedings of the WHEC, May 16–21 2010 / eds.: D. Stolten, T. Grube. Essen, 2010. P. 207–226. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/34994434.pdf>.
41. Сравнительный анализ различных видов топливных элементов // *Cleandex*. – URL: <http://www.cleandex.ru/articles/2015/08/08/fuelcell-comparative?ysclid=m1cee27ciz290628098>. – Дата публ.: 08.08.2015.
42. Salameh, Z. Renewable energy system design / Z. Salameh. – Academic Press, 2014. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-20257-1>.

43. Архив погоды в Минске / Уручье // rp5.by. URL: https://rp5.by/%D0%90%D1%80%D1%85%D0%B8%D0%B2_%D0%BF%D0%BE%D0%B3%D0%BE%D0%B4%D1%8B_%D0%B2_%D0%9C%D0%B8%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%B5_%D0%A3%D1%80%D1%83%D1%87%D1%8C%D0%B5 (дата обращения: 20.08.2024).
44. Отопление в жилых домах начинают отключать в Минске // Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь. URL: https://energoeffect.gov.by/news/news_2023/20230417_news2. Дата публ.: 17.04.2023.
45. В Минске начался отопительный сезон. Кому и когда дадут тепло // Минск Новости. URL: <https://minsknews.by/v-minske-nachalsya-otopitelnyj-sezon-komu-i-kogda-dadut-teplo/>. Дата публ.: 09.10.2023.

Поступила 30.10.2024 Подписана в печать 08.01.2025 Опубликовано онлайн 31.01.2025

REFERENCES

1. On the Approval of the Concept of Energy Security of the Republic of Belarus: Resolution of the Council of Ministers of the Republic of Belarus, December 23, 2015, No. 1084. *National Register of Legal Acts of the Republic of Belarus*. Available at: <https://pravo.by/document/?guid=3871&p0=C21501084> (in Russian).
2. On the state program “Energy Saving” for 2021-2025: Resolution of the Council of Ministers of the Republic of Belarus, February 24, 2021, No. 103. *National Register of Legal Acts of the Republic of Belarus*. Available at: <https://pravo.by/document/?guid=3871&p0=C22100103> (in Russian).
3. The Program of Comprehensive Modernization of Energy Production for 2021-2025: Resolution of the Ministry of Energy of the Republic of Belarus, April 5, 2021, No. 19. Available at: <https://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/2021/%D0%9F%D0%9A%D0%9C%D0%AD%202025-%D1%81.pdf> (in Russian).
4. Bogdan A. A., Ignatovich R. S. (2020) The Synergetic Paradigm and Innovative Solutions in the Field of Energy Security. *Informatsionnye i innovatsionnye tekhnologii v nauke i obrazovanii: 5-ya Vseros. nauch.-prakt. konf.* [Information and Innovative Technologies in Science and Education: 5th All-Russian Scientific and Practical Conference]. Taganrog, 26–30 (in Russian).
5. Sednin V. A., Ignatovich R. S., Iokova I. L. (2023) On the Feasibility of Building Mini-Thermal Power Plant Using Local Fuels in the Conditions of the Republic of Belarus. Part 1. State of Use of Local Fuels in Heat Supply Systems. *Nauka i Tehnika = Science & Technique*, 22 (5), 418–427. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-5-418-427> (in Russian).
6. Sednin V. A., Ignatovich R. S., Iokova I. L. (2023) On the Feasibility of Building Mini-Thermal Power Plant Using Local Fuels in the Conditions of the Republic of Belarus. Part 2. Role of Mini-Thermal Power Plant in Heat Supply Systems of Cities and Settlements in Belarus. *Nauka i Tehnika = Science & Technique*, 22 (6), 508–518. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-6-508-518> (in Russian).
7. Gubinsky M. V. (2007) Assessment of Greenhouse Gas Emissions from the Use of Fossil Fuels and Biomass. *Integrirovannye tekhnologii i energosberezhenie = Integrated Technologies and Energy Conservation*, (2), 39–42 (in Russian).
8. The Paris Climate Agreement. *Ministry of Natural Resources and Environmental Protection of the Republic of Belarus*. Available at: <http://minpriroda.gov.by/ru/paris-ru/> (accessed 10 Juny 2023) (in Russian).
9. On the Establishment of a Nationally Determined Contribution of the Republic of Belarus to the Reduction of Greenhouse Gas Emissions by 2030: Resolution of the Council of Ministers of the Republic of Belarus. Belarus, September 29, 2021, No. 553. *National Register of Legal Acts of the Republic of Belarus*. Available at: <https://pravo.by/document/?guid=12551&p0=C22100553>.

10. IEA (2007) *Biomass for Power Generation and CHP*. Available at: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1028bee0-2da1-4d68-8b0a-9e5e03e93690/essentials3.pdf> (accessed 18 July 2023).
11. Sánchez-Lozano D., Escámez A., Aguado R., Oulbi S., Hadria R., Vera D. (2023) Techno-Economic Assessment of an Off-Grid Biomass Gasification CHP Plant for an Olive Oil Mill in the Region of Marrakech-Safi, Morocco. *Applied Sciences*, 13 (10), 5965. <https://doi.org/10.3390/app13105965>.
12. Romaniuk V. N., Bobich A. A., Ryzhova T. V., Bubyr T. V., Yanchuk V. V., Yatsukhna Y. S. (2023) Assessment of Thermodynamic Efficiency of the Belarusian Energy System. Part 2. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 66 (2), 141–157 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-141-157>.
13. Ignatovich R. S., Sednin V. A., Zuyeva Ye. S. (2024) Analysis and Optimization of Operating Modes of Mini-CHP on Local Fuels in Conditions of Surplus Electric Power Capacities in the Unified Energy System of Belarus. Part 2. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 67 (4), 315–331. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-4-315-331> (in Russian).
14. Ignatovich R. S., Sednin V. A. (2024) Forecasting the Consumption of Thermal Energy to Increase the Involvement of Mini-CHP Plants in the Structure of Energy Production. *Muqobil Energetika = Alternative Energy*, (12, Special issue), 102–106. Available at: https://drive.google.com/file/d/1QuREX-WJupvSv2kCM51ZBsNQQG_zKPtO/view.
15. Sednin V. A., Ignatovich R. S. (2022) Analysis of the Efficiency of Technologies for Extraction Carbon Dioxide from Combustion Products. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 65 (6), 524–538. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-6-524-538> (in Russian).
16. Ignatovich R. S., Sednin V. A. (2022) Technologies for Extracting CO₂ from Combustion Products. *Energetika Belarusi-2022: materialy Respublik. nauch.-prakt. konf., 25–26 maya 2022 g.* [Energy of Belarus-2022. Materials of the Republican Scientific and Practical Conference, May 25-26, 2022]. Minsk, BNTU, 2022, pp. 43–48. Available at: <https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/121697/43-48.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (in Russian).
17. Sednin V. A., Ignatovich R. S. (2023) Analysis of the Efficiency of Hydrogen Production Technology at Mini-CHP Plants Using Local Fuels by Thermochemical Method. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 66 (4), 354–373 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-4-354-373>.
18. Ignatovich R. S. (2021) Technology of Production of Synthetic Natural Gas on Heat Sources Operating on Solid Fuels. *Energostart: materialy Vseros. molodezh. nauch.-prakt. konf., 12–14 noyab. 2020 g.* [Energostart: Proceedings of the All-Russian Youth Scientific and Practical Conference, November 12-14, 2020]. Kemerovo, T. F. Gorbachev Kuzbass State Technical University. Available at: <https://science.kuzstu.ru/wp-content/Events/Conference/energostart/2020/energostart/pages/Articles/110.pdf> (in Russian).
19. Ignatovich R. S. (2020) Miniteploelectric Power Plant Using Local Fuels with the Option of Producing Synthetic Natural Gas. *Aktual'nye problemy energetiki: materialy 76-i nauch.-tekh. konf. studentov i aspirantov* [Topical Problems of Energy. Proceedings of the 76th Scientific and Technical Conference of Students and Postgraduates]. Minsk, BNTU, 104–107 (in Russian).
20. Viktor Karankevich: “With the Commissioning of the NPP, the Share of Natural Gas in the Energy Balance of Belarus will Decrease to 60%”. *Ministry of Energy of the Republic of Belarus*. Available at: https://minenergo.gov.by/press/glavnye-novosti/viktor-karankevich-s-vvodom-aes-dolya-prirodnogo-gaza-v-energobalanse-belarusi-snizitsya-do-60-/?sphrase_id=52175 (accessed 01 June 2023) (in Russian).

21. Nuclear power and climate change: Decarbonization. *IAEA*. Available at: <https://www.iaea.org/topics/nuclear-power-and-climate-change> (accessed 01 November 2024).
22. IRENA (2020). *Power System Organization Structures for the Renewable Energy Era*. Available at: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jan/IRENA_Power_system_structures_2020.pdf (accessed 01 November 2024).
23. Kupriyanov M. S., Kochetkov A. V. (2014) Principles of Technical Self-Organizing Systems Construction. *Proceedings of Saint Petersburg Electrotechnical University*, (8), 28–32 (in Russian).
24. *Methodological Tool “Tool to Calculate Project or Leakage CO₂ Emissions From Fossil Fuel Combustion”. Version 02*. Available at: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-03-v2.pdf>.
25. Leturcq P. (2013) Wood Preservation (Carbon Sequestration) or Wood Burning (Fossil-Fuel Substitution), which is Better for Mitigating Climate Change? *Annals of Forest Science*, 71 (2), 117–124. <https://doi.org/10.1007/s13595-013-0269-9>.
26. KPMG International (2022) *European Green Deal policy guide*. Available at: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/xx/pdf/2022/01/green-deal-policy-guide-web-2022.pdf> (accessed 09 June 2024).
27. Kraetskaya O. F., Prokopenya I. N. (Compiled) (2014) *27. Ecology of Industrial Technologies*. Minsk, BNTU. Available at: <https://rep.bntu.by/handle/data/10557> (in Russian).
28. IEA (2020) *Energy Technology Perspectives 2020*. Available at: https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf.
29. Osiptsov A., Gayda I., Grushevenko E., Kapitonov S. (2022) *Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) Technologies*. Scoltech. 79. Available at: https://esg-library.mgimo.ru/publications/tekhnologii-ulavlivaniya-poleznogo-ispolzovaniya-i-khraneniya-dvuokisi-ugleroda-ccus/?utm_source=yandex.by&utm_medium=organic&utm_campaign=yandex.by&utm_referrer=yandex.by (in Russian).
30. Wang A., Lv J., Wang J., Shi K. (2022) CO₂ Enrichment in Greenhouse Production: Towards a Sustainable Approach. *Frontiers in Plant Sciences*, 13, 1029901. <https://doi.org/10.3389/fpls.2022.1029901>.
31. State Standard 8050–85. *Gaseous and Liquid Carbon Dioxide. Specifications*. Moscow, Standartinform Publ., 2006. 22 (in Russian).
32. *The Opportunities for Reducing GHG Emissions through the Capture of Carbon Dioxide During the Production of Bioethanol: ‘Pumping Carbon from the Atmosphere’* (2005). London, Imperial College Centre for Energy Policy and Technology. 49. Available at: http://silvaeculture.co.uk/pdfs/BS_CO2_capture_Final_14jan05.pdf (accessed 25 June 2024).
33. Kunze W. (1998) *Technologie Brauer und Mälzer*. Berlin, VLB Berlin.
34. Svireyko N. E. (2022) Development of the Food Industry of the Republic of Belarus: Trends and Prospects. *Food Industry: Science and Technology*, 15 (4), 6–12 (in Russian). [https://doi.org/10.47612/2073-4794-2022-15-4\(58\)-6-12](https://doi.org/10.47612/2073-4794-2022-15-4(58)-6-12).
35. Pavlov K. V., Bubnova E. V. (2023) Current State and Development Trends of the Food Industry of the Republic of Belarus. *Korporativnoe upravlenie i innovacionnoe razvitie ekonomiki Severa: Vestnik Nauchnoissledovatel'skogo centra korporativnogo prava, upravleniya i venchurnogo investirovaniya Syktyvkar'skogo gosudarstvennogo universiteta* [Corporate Governance and Innovative Development of the Economy of the North: Bulletin of the Research Center for Corporate Law, Management and Venture Investment of Syktyvkar State University], 3 (2), 164–175 (in Russian). <https://doi.org/10.34130/2070-4992-2023-3-2-164>.
36. Sednin V. A., Abrazovskii A. A. (2017) Technical and Economic Comparison of Technical Solutions for Energy Centers Based on Compressor Plants of Main Gas Pipelines. *Energiya i Menedzhment* [Energy and Manahement], (5), 26–31 (in Russian).
37. *Methodological Recommendations for the Preparation of Feasibility Studies for Energy-Saving Measures Approved by the Department of Energy Efficiency of the State Committee for Standardization of the Republic of Belarus 11.11.2020*. Minsk, 2020. 144. Available at: https://energoeffect.gov.by/supervision/framework/20201118_tepem2 (in Russian).

38. *Declaration on the Level of Tariffs for Electric Energy supplied by the Republican Unitary Enterprises of the Electric Power Industry of the SIA Belenergo for Legal Entities and Individual Entrepreneurs*. Ministry of Antimonopoly Regulation and Trade of the Republic of Belarus, 02.06.2024, No 43. Available at: https://www.energo.by/upload/doc/%D0%94%D0%95%D0%9A%D0%9B%D0%90%D0%A0%D0%90%D0%A6%D0%98%D0%AF_%D0%AD%D0%AD_%D0%B8%D1%8E%D0%BB%D1%8C.pdf (in Russian).
39. Ignatovich R. S., Sednin V. A., Zuyeva Ye. S. (2024) Analysis and Optimization of Operating Modes of Mini-CHP on Local Fuels in Conditions of Surplus Electric Power Capacities in the Unified Energy System of Belarus. Part 2. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 67 (4), 315–331 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-4-315-331>.
40. Harrison K. W., Remick R., Martin G. D., Hoskin A. (2010) Hydrogen production: fundamentals and case study summaries. Stolten D., Grube T. (eds). *18th World Hydrogen Energy Conference 2010 – WHEC 2010. Book 3: Hydrogen Production Technologies, Part 2: Proceedings of the WHEC, May 16-21 2010*. Essen, 207–226. Available at: <https://core.ac.uk/download/pdf/34994434.pdf>.
41. Comparative Analysis of Different Types of Fuel Cells. (08 August 2015). *Cleandex*. Available at: <http://www.cleandex.ru/articles/2015/08/08/fuelcell-comparative?ysclid=m1cee27ciz290628098> (in Russian).
42. Salameh Z. (2014) *Renewable Energy System Design*. Academic Press. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-20257-1>.
43. Weather Archive in Minsk / Uruchye. *rp5.by*. Available at: https://rp5.by/%D0%90%D1%80%D1%85%D0%B8%D0%B2_%D0%BF%D0%BE%D0%B3%D0%BE%D0%B4%D1%8B_%D0%B2_%D0%9C%D0%B8%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%B5_%D0%A3%D1%80%D1%83%D1%87%D1%8C%D0%B5 (accessed 20 August 2024) (in Russian).
44. Department of Energy Efficiency of the State Committee for Standardization of the Republic of Belarus (17 April 2023) *Heating in Residential Buildings Begins to Turn off in Minsk*. Available at: https://energoeffect.gov.by/news/news_2023/20230417_news2 (in Russian).
45. The Heating Season Has Started in Minsk. To Whom and When They Will Give Heat. (09 October 2023) *Minsk News*. Available at: <https://minsknews.by/v-minske-nachalsya-otopitelnyj-sezon-komu-i-kogda-dadut-teplo> (in Russian).

Received: 30 October 2024

Accepted: 8 January 2025

Published online: 31 January 2025