

ВНЕДРЕНИЕ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В СХЕМЫ ТЭЦ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ

Киришина Е.Ю.¹, Аникина И.Д.²

¹АО «Силовые Машины», г. Санкт-Петербург, Россия

^{1,2}Санкт-Петербургский политехнический университет, г. Санкт-Петербург, Россия
kirshina.elena.yu@yandex.ru

Резюме: *АКТУАЛЬНОСТЬ.* Повышение эффективности работы станции с увеличением рабочих мощностей является одной из приоритетных задач развития энергоустановок. Одним из решений данного вопроса является внедрение топливных элементов в качестве основного или дополнительного источника мощности и теплоты. Разработка качественной схемы внедрения топливных элементов на тепловые станции позволит повысить их производственную мощность с возможностью дальнейшего снижения углеродного следа путем уменьшения потребления природного газа. *ЦЕЛЬ.* Проведение анализа эффективности внедрения топливных элементов для увеличения производственных мощностей ТЭЦ. *МЕТОДЫ.* При решении поставленной задачи применялся метод, основанный на законе сохранения энергии при стационарных условиях работы схем. Выбранный метод расчета был реализован с применением программного обеспечения MatLab, DvigWT и Microsoft Excel. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье представлены три вида схем ТЭЦ в компоновке с топливными элементами и указанием их конкретных достоинств и недостатков. Выполнен анализ методов добычи водорода с выбором одного из них путем выполнения оценки себестоимости производства водорода. Произведен технико-экономический анализ внедрения топливных элементов на станции с учетом стоимости выработки водорода. Осуществлен расчет углеродного следа от внедрения топливных элементов на станции. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* При внедрении топливных элементов на ТЭЦ увеличивается производственная эффективность выработки электрической энергии на более чем 20 %, а мощность блока по выработке электроэнергии увеличивается на более чем 30 МВт. Расчеты показали, что использование топливных элементов приводит к значительному увеличению производственных мощностей, однако необходимо более подробно изучить методологию расчета самих топливных элементов и пути добычи водорода.

Ключевые слова: топливные элементы; водород; тепловая электрическая станция; парогазовая установка; комбинированная установка; экономическая целесообразность; электролиз..

Для цитирования: Киришина Е.Ю., Аникина И.Д. Внедрение топливных элементов в схемы тэц для увеличения производственных мощностей // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2023. Т.25. № 4. С. 41-52. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-4-41-52.

INCREASING THE PRODUCTION CAPACITY OF THE CHP BY INTRODUCING FUEL CELLS

EYu. Kirshina¹, ID. Anikina²

¹Joint Stock Company «Power machines», Saint-Petersburg, Russia

^{1,2}St. Petersburg Polytechnic University, Saint-Petersburg, Russia
kirshina.elena.yu@yandex.ru

Abstract: *RELEVANCE.* Improving the efficiency of the plant with an increase in operating capacity is one of the priority tasks of the development of power plants. One of the solutions to this issue is the introduction of fuel cells as the main or additional source of power and heat. The development of a high-quality scheme for the introduction of fuel cells into thermal power plants will increase their production capacity with the possibility of further reducing the carbon footprint by reducing the consumption of natural gas. *THE PURPOSE.* To develop thermal

power plant schemes in combination with fuel cells to increase the thermal efficiency of the thermal power plant. To consider the types of fuel cells and the principle of their operation and to analyze their effectiveness with justification of the choice of a specific type for further calculations. To study the methods and principles of hydrogen extraction with the choice of the optimal solution directly within the framework of this work. Perform a technical and economic analysis of the introduction of fuel cells to the station. **METHODS.** When solving this problem, we used a method based on the law of conservation of energy under stationary operating conditions of the circuits was used. The chosen calculation method was implemented using MatLab, DvigWT and Microsoft Excel software. **RESULTS.** This article presents three types of thermal power plant schemes in a layout with fuel cells and an indication of their specific advantages and disadvantages. The analysis of methods of hydrogen extraction with the choice of one of them by performing an estimate of the cost of hydrogen production is carried out. A technical and economic analysis of the introduction of fuel cells at the plant has been carried out, taking into account the cost of hydrogen production. The carbon footprint from the introduction of fuel cells at the station has been calculated. **CONCLUSION.** Using fuel cells at the CHP increases the production efficiency of electricity generation by more than 20%, and the power of the power generation unit increases by more than 30 MW. Calculations have shown that the use of fuel cells leads to a significant increase in production capacity, but it is necessary to study in more detail the methodology for calculating the fuel cells themselves and the ways of hydrogen production.

Keywords: fuel cells; hydrogen; thermal power plant; combined cycle gas plant; combined plant; economic feasibility; electrolysis.

For citation: Kirshina EYu, Anikina ID. Increasing the production capacity of the CHP by introducing fuel cells. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2023;25(4):41-52. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-4-41-52.

Введение (Introduction)

Природные ресурсы является наиболее широко применяемыми ресурсами. Их применяют повсеместно, не задумываясь о том, что это наиболее загрязняющее атмосферу и окружающую среду ресурс. Кроме того, природные ресурсы являются исчерпаемыми и невозобновляемыми, что вскоре приведет к их полному исчезновению [1].

На сегодняшний день многие страны озабочены проблемой парниковых газов и глобального потепления из-за них. Россия в том числе. По данным Европейской комиссии Россия занимает пятое место среди стран по наибольшим выбросам CO_2 за год. Это не самый большой показатель, но и не такой маленький. Только 1942,54 млн т за 2021 год парниковых газов было произведено на территории России [2].

Ещё одной главной проблемой энергетики является применение низкопотенциальных энергоустановок. Всё меньший прирост КПД и их единичной мощности достигается в современных энергоустановках [3]. Большая часть разработок направлена на улучшение протекания процесса, но не пересмотр его самого. Последней «прорывной» технологией с пересмотром работы самого цикла является создание цикла Брайтона-Ренкина путем надстройки парового контура (цикл Ренкина) газовым (цикл Брайтона).

Данный цикл до сих пор широко развит и продолжает развиваться, однако его применение позволяет достигать все меньший прирост КПД и единичных мощностей.

Одной из идей создания высокопотенциальной установки принадлежит английскому физiku Вильяму Гроуву, который в 1839 году исследовал электролиз воды в растворах серной кислоты на платиновых электродах. Замкнув электроды ученый реализовал гальванический элемент с двумя газовыми электродами (водород и кислород) и кислотным электролитом (серная кислота) тем самым дав предпосылки к созданию топливных элементов [4].

На данный момент топливные элементы переживают активную стадию развития. Их конструкции совершенствуются, а количество используемых электролитов для протекания процесса с каждым разом растет. Также существует и множество вариантов применения топливных элементов: они широко применяются в машиностроении и в качестве аккумуляторных батарей для ноутбуков и телефонов, предпринимаются попытки применения их в авиации и в энергоустановках.

В данной статье предлагается рассмотреть применение топливных элементов на ТЭЦ с возможностью их дальнейшей реализации на самом объекте.

В работе были выполнены следующие задачи:

1. Разработка схем включения установки с топливными элементами в составе ПГУ-блока;

2. Анализ влияние ТЭ на КПД по выработке электрической энергии каждого из циклов;

3. Выполнение технико-экономического анализа внедрения ТЭ.

В работе представлена классическая схема ПГУ, на базе которой будут приведены три дополнительные схемы с топливными элементами. Для каждой схемы будут представлены их технические параметры и представлена экономическая обоснованность применения той или иной схемы.

Также в работе приведен предварительный анализ добычи водорода для работы топливных элементов и технико-экономический анализ нескольких вариантов электролиза. Дополнительно к этому рассмотрен углеродный след от внедрения каждой из схем с предложениями улучшения данного параметра.

Данная статья может дать импульс к созданию гибридных станций с топливными элементами для повышения КПД энергетических установок и вырабатываемой ими единичной мощности.

Такое решение позволит наиболее эффективно использовать природные ресурсы с наибольшим КПД, а усовершенствование методов добычи водорода позволит производить его не только для работы топливных элементов с наибольшей эффективностью и наименьшим загрязнением окружающей среды, но и для его продажи.

Целью исследования является разработка наиболее работоспособной, экономически и энергетически выгодной в применении схемы станции в компоновке с топливными элементами. Рассчитать технико-экономические параметры каждой предлагаемой схемы и отследить, как внедрение топливных элементов на станцию повлияют на углеродный след.

Научная значимость данного исследования заключается в теоретическом рассмотрении вариантов компоновки ТЭЦ с топливными элементами с целью выявления положительных и отрицательных факторов, которые могут повлиять на работу всей станции. Также изучение углеродного следа позволит оценить возможность применения топливных элементов с дальнейшим изучением рабочего процесса для его улучшения.

Практическая значимость исследования заключается в том, что данные исследования можно применить непосредственно на станции для улучшения технико-экономических показателей с дальнейшим снижением выбросов углеродного газа в атмосферу. Также данные исследования можно применить при разработке мини-ТЭЦ на базе топливных элементов с выбором оптимальной схемы для тех или иных нужд.

Литературный обзор (Literature review)

Наиболее подробно о существующих типах топливных элементов (ТЭ) и их практическом применении рассмотрено в трудах [5, 6]. Авторы статьи уделили большое внимание наиболее распространенным типам ТЭ, их конструкции, основным характеристикам и их применению в различных сферах жизнедеятельности людей.

Авторы статьи отмечают, что при стационарном энергоснабжении наиболее привлекательными выступают высокотемпературные топливные элементы (ТОТЭ), которые позволяют достичь наибольшей эффективности при конверсии природного газа за счет отходящей теплоты. Однако наиболее надежными считают установки на основе фосфорной кислоты (ФКТЭ) для решения задач децентрализованного энергообеспечения и для транспортных средств.

Более подробно о ТЭ описано в трудах [7], где автором рассмотрены конструкции и варианты их применения в различных отраслях. В данной книге большое внимание уделено механизму работы ТЭ и путям их совершенствованию.

Относительно конструкций ТЭ существует множество вариантов их реализации, которые имеют как свои достоинства, так и недостатки, но многие ученые продолжают разрабатывать все более совершенные установки. Например, в статье [8] предложена конструкция мембранно-электродного блока (МЭБ), изготовленного с помощью технологии трафаретной печати. С помощью численной модели были найдены основные параметры модели и в дальнейшем проведены более качественные расчеты.

На данный момент конструкции ТЭ представляют собой небольшие блоки, которые собирают воедино в пакеты при необходимости получения большей мощности, например, для работы на станциях. Так в статье [9] рассмотрен вариант планарного

пакетного исполнения ТОТЭ и рассчитаны потери устойчивости конструкции. В работе рассчитана рациональная геометрическая характеристика и доказана ее справедливость.

Также для планарных исполнений ТОТЭ в статье [10] рассмотрены трехслойные керамические мембраны на основе стабилизированного диоксида циркония. Данные мембраны были получены методом литья на движущуюся ленту и было доказано, что такая конструкция мембран достаточно большой предел прочности на изгиб и по значению превосходит однослойные мембраны. В статье упоминается, что такие мембраны прошли непосредственно испытания на работающем ТОТЭ и доказали свою эффективность в работе.

Относительно технико-экономической целесообразности применения непосредственно водорода на тепловой электростанции (ТЭС) описано в статье [11], где авторы рассмотрели методику использования избыточной электроэнергии ТЭС для производства водорода. В статье представлен вариант добычи водорода методом электролиза в периоды ежедневных провалов электропотребления на ТЭС. Предлагается применение водорода для перегрева пара в паротурбинных блоках (ПТУ) путем сжигания водорода в паровой среде.

Также наиболее подробно о проблемах и преимуществах применения водорода в энергосистеме описано в трудах [12]. В издании затрагивается вопрос актуальности интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему, в том числе «зеленый» водород. Авторами приведен обзор всех нюансов при переходе на водородную энергетику и затронуты вопросы снижения углеродного следа на этапах добычи водорода.

Исходя из способа добычи водорода его классифицируют по нескольким видам: зеленый, желтый (оранжевый), бирюзовый, изумрудный, серый, голубой, коричневый (бурый). Исходя из потребностей, выбирается необходимая классификация водорода и под данный тип подбирается технология его получения. Классификация водорода по способам производства представлена в работе [13]. Статья посвящена подробному изучению каждого из типов водорода и представлены варианты их добычи и где тот или иной тип может применяться.

Одной из технологий добычи водорода является электролиз воды. Данной теме посвящены работы [14, 15], в которых представлен анализ последних разработок в данной области включая высокопроизводительные недорогие электролизаторы. В дополнение рассмотрены варианты дальнейшего улучшения процесса электролиза воды с представлением дорожной карты для поддержания разработок, связанных с электролизом.

Также наиболее изученным методом добычи водорода является метод паровой конверсии метана, пропана и других газов. Например, в патенте [16] рассматривается изобретение парового конвертера жидкого углеводородного с охлаждением. Такое решение возникло при изучении процесса протекания реакции, тем самым учеными отмечено, что при повышении концентрации монооксида углерода (угарного газа) в парогазовой смеси приводит к перегреванию катализатора, что приводит к его термической дезактивации. Для исключения такого риска был придуман блок охлаждения катализатора и описан в работе.

Тем не менее, добыча водорода сопровождается большими выбросами диоксида углерода. В статье [17] автор представил результаты сравнительного расчета углеродного следа при различных вариантах опционального оснащения холодильного оборудования. Рассмотрены холодильные машины с полной, частичной и без рекуперации тепла в конденсаторе воздушного охлаждения.

При разработке данной тематики, не смотря на обширные научные труды, возникли трудности с определением конструкции ТЭ. Многие применяемые ТЭ и имеющие открытый доступ к своей конструкции и техническим параметрам на данный момент имеют малые мощности. Более мощные ТЭ, направленные на работу непосредственно на промышленных предприятиях, являются скрытыми в связи с их научной новизной.

Также на данный момент в России нет аналогов производства ТЭ для промышленных предприятий, не смотря на их эффективность.

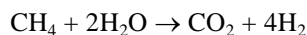
Материалы и методы (Materials and methods)

В связи с вышеуказанной проблемой, при моделировании в качестве ТЭ принимался объект, представляющий собой черный ящик и известными входными и выходными параметрами. В основу расчета принимался закон сохранения энергии, закон Фарадея и уравнение Гиббса-Гельмгольца.

На основе изученных литературных источников было принято, что наиболее подходящим для работы на промышленных предприятиях являются твердооксидные топливные элементы (ТОТЭ), так как они имеют наибольший КПД и рабочие температуры до 1000°C. Однако, при понижении температуры ниже 800°C значительно снижается проводимость, что требует смены типа ТЭ. Тем не менее, применение различного рода электролитов, например, $CE_{1-x}Gd_xO_{2-x/2}$ позволяет увеличить температурный порог проводимости до 600°C [18].

В ходе выполнения работы было разработано три варианта схем ТОТЭ с ПГУ. За основу была принята схема ПГУ-блока, состоящая из паровой турбины SST-300, газовой турбины SGT-800, котла-утилизатора Е-57,5/12,0-7,4/0,6-520/280.

В расчетах принималось, что водород добывается путем применения метода паровой конверсии метана, так как данный метод является одним из наиболее изученных способов добычи водорода и представляет собой протекание простейшей реакции [19, 20]:



Также, выполнив сравнение реакций между паровой конверсией метана, пропана или электролизом можно сделать вывод, что при паровой конверсии метана достигается наибольшая выработка водорода в соотношении $\frac{1}{4}$.

Принципиальная схема ПГУ представлена на рисунке 1.

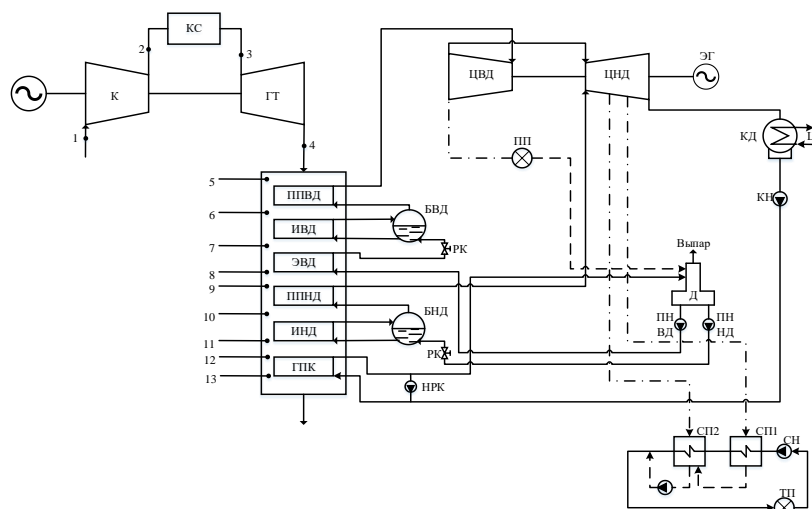


Рис.1 Основной контур парогазовой установки:

К – компрессор; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина; ППВД – пароперегреватель высокого давления; ИВД – испаритель высокого давления; БВД – барабан высокого давления; РК – регулирующий клапан; ЭВД – экономайзер высокого давления; ППНД – пароперегреватель низкого давления; ИНД – испаритель низкого давления; БНД – барабан низкого давления; ГПК – газовый подогреватель конденсата; ЦВД – цилиндр высокого давления; ЦНД – цилиндр низкого давления; ЭГ – электрогенератор; ПП – промышленный потребитель; КД – конденсатор; ЦВ – циркуляционная вода; КН – конденсатный насос; Д – деаэратор; ПНВД – питательный насос высокого давления; ПННД – питательный насос низкого давления; СП1, СП2 – сетевой подогреватель; СН – сетевой насос; ТП – тепловой потребитель; НРК – рециркуляционный насос.

Fig. 1 The main circuit of the combined cycle plant:

K – compressor; CC – combustion chamber; GT – gas turbine; HPSS – high pressure steam superheater; HPE – high pressure evaporator; HPD – high pressure drum; CV – control valve; HPE – high pressure economizer; LPSS – low pressure steam superheater; LPE – low pressure evaporator; LPD – low pressure drum; GCH – gas condensate heater; HPC – high pressure cylinder; LPC – low pressure cylinder; EG – electric generator; IC – industrial consumer; KD – capacitor; CW – circulating water; KP – condensate pump; D – deaerator; HP GP – high pressure feed pump; LP GP – low pressure feed pump; NH1, NH2 – network heater; NP – network pump; HC – heat consumer; RP – recirculation pump.

При выполнении расчета данной схемы были получены следующие данные:

- мощность блока по выработке электрической энергии – 61,83 МВт;
- КПД блока по выработке электрической энергии – 45,76 %;
- полный расход топлива – 2,935 кг/с.

При выполнении дальнейших расчетов брались данные только по выработке электрической энергии и затраты на её выработку. Для более корректного сравнения рабочих параметров основной схемы ПГУ с применением ТЭ все рассчитываемые параметры принимались стационарными. Такой подход позволяет оценить работоспособность классической схемы относительно схем с ТЭ.

Также, дальнейший анализ схем выполнялся с условием, что ТЭ получают на выходе аналогичные параметры по температуре, обеспечивающие корректную работу схемы ПГУ.

При анализе схем ПГУ и приблизительных расчетах было принято решение, что наиболее выгодным будет внедрение ТЭ в схему ГТУ.

Первый вариант компоновки схемы ПГУ с ТЭ представлен на рисунке 2.

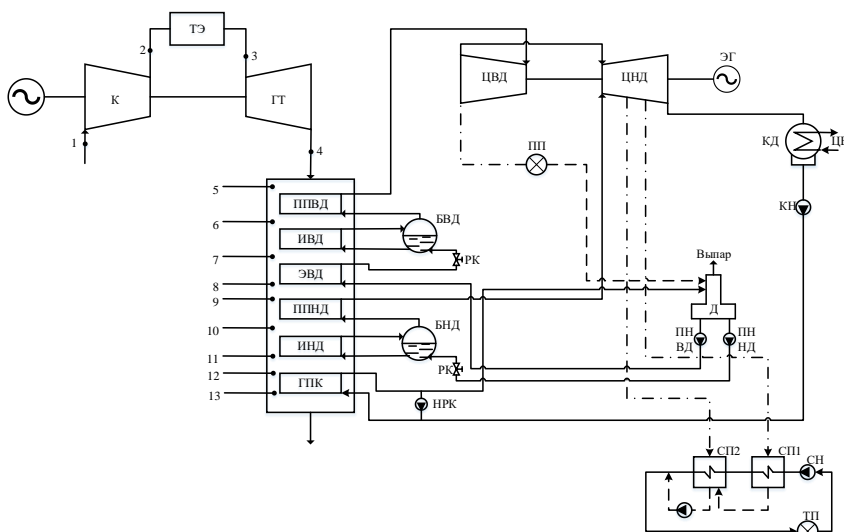


Рис. 2 Парогазовый контур с топливными элементами и замещенной камерой сгорания

Fig. 2 Combined-cycle circuit with fuel cells and a replaced combustion chamber

*Источник: составлено автором.

Source: compiled by the author

При такой компоновке были получены следующие параметры:

- мощность блока по выработке электрической энергии – 94,2 МВт;
- КПД блока по выработке электрической энергии – 65,4 %;
- полный расход топлива – 5,25 кг/с.

Применение такого варианта компоновки позволяет добиться увеличения мощности блока по выработке электроэнергии на 32,4 МВт, относительно классической схемы. Также увеличивается КПД блока на 19,6 %. тем не менее при такой компоновке увеличивается расход топлива практически в 2 раза.

Такое увеличение расхода топлива объясняется тем, что для генерации водорода, использующегося в ТЭ, применяется метод паровой конверсии метана. То есть большие затраты топлива получились исходя из реакции (1). Для получения необходимого количества водорода, требуется затратить в 2 раза больше природного газа, чем при его классическом сжигании.

Также при более детальном изучении ТЭ можно выяснить, что при такой компоновке ТЭ будет работать при высоких давлениях и температуре [21, 22]. Такой характер работы приводит к ускоренной деградации блоков ТЭ, тем самым требуется их частая замена, что приводит к дополнительным финансовым затратам.

Анализируя данную проблемы был разработан второй вариант компоновки ПГУ с ТЭ, представленный на рис. 3.

При такой компоновке получены следующие данные:

- мощность блока по выработке электрической энергии – 80,5 МВт;
- КПД блока по выработке электрической энергии – 58,9 %;
- полный расход топлива – 2,6 кг/с.

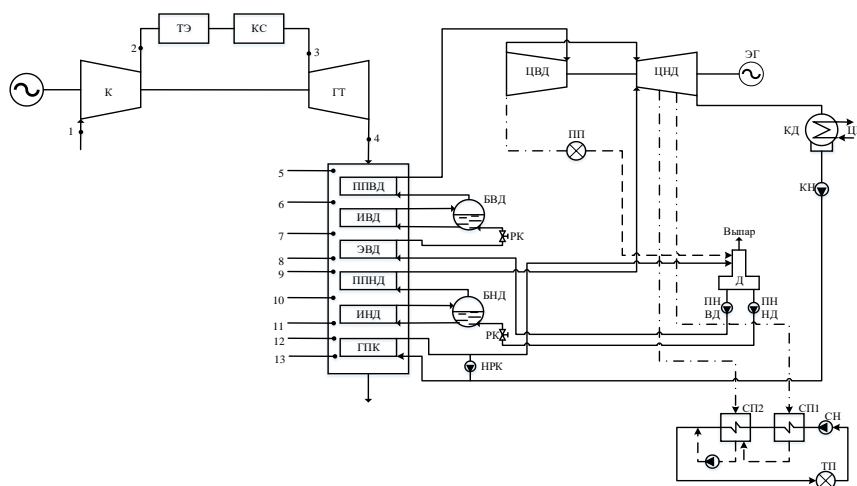


Рис. 3 Парогазовый контур с топливными
элементами и дожиганием в камере
сгорания

*Источник: составлено автором.

Fig. 3 Combined-cycle circuit with fuel cells and afterburning in the combustion chamber

Source: compiled by the author

Как видно из расчетов, полученные параметры немного ниже, чем в первом варианте компоновки, однако, относительно классической схемы, мощность блока по выработке электрической энергии выросла на 18,7 МВт, КПД блока по выработке электроэнергии выросло на 13,1 %, а потребление топлива снизилось на 0,34 кг/с.

Данная компоновка позволяет улучшить все основные параметры схемы и к тому же, при необходимости, появляется возможность регулирования процесса. То есть, для регулирования нагрузок можно увеличивать или уменьшать нагрузку на ТЭ или полностью выводить его из строя (например, для замены блоков ТЭ) без остановки протекания основного процесса. К тому же, такая компоновка позволяет снизить нагрузку на ТЭ путем снижения его рабочей температуры и получением необходимого тепла путем дожигания в КС. Таким образом появляется возможность увеличить срок службы ТЭ, устранив его деградацию от воздействия высоких температур, оставив только воздействие от высоких давлений.

Для устранения сразу двух факторов деградации был разработан третий вариант компоновки схемы ПГУ с ТЭ, представленного на рисунке 4.

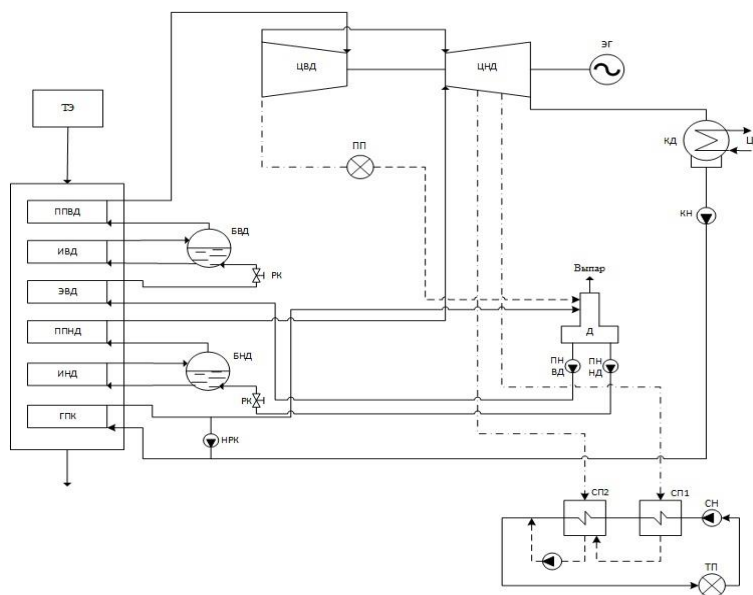


Рис. 4 Парогазовый контур с топливными элементами и замещенной схемой ГТУ

**Источник: составлено автором.*

Fig. 4 Combined-cycle gas circuit with fuel cells and a replaced GTU circuit

Source: compiled by the author

При такой компоновке получены следующие параметры:

- мощность блока по выработке электрической энергии – 105,1 МВт;
- КПД блока по выработке электрической энергии – 79,8 %;
- полный расход топлива – 18,7 кг/с.

Как видно из полученных данных, мощность блока по выработке электроэнергии и КПД значительно выросли, но вместе с ними и выросло потребление топлива более чем в 6 раз.

Несмотря на снижение нагрузки на ТЭ по температуре и давлению было получено значительное увеличение полного расхода топлива.

Такая компоновка требует более детального расчета экономической выгоды для анализа целесообразности ее применения на ТЭЦ. Требуется оценка соотношения стоимости затрат топлива к затратам на смену блоков ТЭ после их полного выхода из строя по причине деградации и потере рабочего ресурса.

Результаты и обсуждение (Results and discussion)

Для более наглядного сравнения в таблице 1 приведены расчетные параметры каждой из рассматриваемых схем.

Таблица 1

Table 1

Результаты расчета схем ТЭЦ
Results of calculation of CHP schemes

Название схемы	Суммарная мощность по выработке электроэнергии, МВт	Суммарный КПД по выработке электроэнергии, %	Мощность топливного элемента	Полный расход топлива, кг/с
Классическая ПГУ	61,83	45,76	-	2,935
ПГУ с ТЭ и замещенной КС	94,2	65,4	32,4	5,25
ПГУ с ТЭ и дожиганием в КС	80,48	58,9	18,7	2,6
ПГУ с ТЭ и замещенной схемой ГТУ	105,1	79,8	43,3	18,7

**Источник: составлено автором. Source: compiled by the author*

Сравнивая полученные данные и ранее затронутые комментарии можно сделать вывод, что наиболее энергоэффективной является схема ПГУ с ТЭ и дожиганием в КС. При такой компоновке достигается увеличение основных параметров, таких как мощность по выработке электроэнергии и КПД. Также получено снижение полного расхода топлива относительно классической схемы ПГУ и появляется возможность регулирования работы ТЭ с возможностью его полного выведения из работы (при необходимости) без выведения из работы основного оборудования и его полного останова.

Оценка экономической целесообразности применения ТЭ приведена в таблице 2.

Таблица 2

Table 2

Оценка окупаемости применения топливных элементов на ТЭЦ
Estimation of fuel cell payback at CHP

Название параметра	ПГУ с ТЭ и замещенной КС	ПГУ с ТЭ и дожиганием в КС	ПГУ с ТЭ и замещенной схемой ГТУ
Стоимость установки с водородными топливными элементами без учета транспортировки, млрд. руб.	4,131	2,360	12,98
Оценочная стоимость установки получения водорода производительностью 10 кг/ч, млрд.руб.	4,643	2,278	16,64
Затраты на эксплуатацию и ТОиР, млрд. руб/кг*год	15,04	7,379	53,93
Удельные амортизационные отчисления и налог на имущество, млрд. руб/кг*год	29,83	14,64	106,9
Стоимость природного газа, млрд.руб/год	5,298	2,599	18,99
Себестоимость отпускаемой электрической энергии,	250,9	180,4	252,8

Название параметра	ПГУ с ТЭ и замещенной КС	ПГУ с ТЭ и дожиганием в КС	ПГУ с ТЭ и замещенной схемой ГТУ
млрд.руб/год			
Суммарная годовая прибыль, млрд.руб./год	192	151,2	43,356

*Источник: составлено автором. Source: compiled by the author

Как видно из расчетов, наиболее прибыльной является схема ГТУ с ТЭ и замещенной КС. Тем не менее схема ПГУ с ТЭ и дожиганием в КС также является достаточно прибыльной и доказывает не только свою энергетическую эффективность, но и экономическую.

Однако, необходимо учесть, что в данных расчетах не учитываются затраты на такие значимые сегменты, как заработная плата, амортизационные отчисления, затраты на ремонт и эксплуатацию основного и вспомогательного оборудования всей ТЭЦ. Тем не менее, даже без их учета можно сделать вывод, что система является рентабельной, а внедрение ТЭ на ТЭЦ позволит их окупить в достаточно быстрые сроки, учитывая их частую замену по причине деградации.

Таким образом, при проектировании и выполнении расчетов был получен вариант компоновки ПГУ с ТЭ и дожиганием в КС. Представленные расчеты доказывают эффективность разработанной схемы и, при внедрении данной схемы непосредственно на производство, позволяет добиться энергетической и экономической эффективности от внедрения, а также позволяет вывести энергетику России на новый уровень.

Тем не менее, имеется еще один вопрос, требующий более глобального изучения. При применении метода паровой конверсии метана для получения водорода на выходе установки получают достаточно большие выбросы CO₂, несмотря на то, что сам ТЭ является экологически чистым и не имеет практически никаких вредных выбросов в атмосферу.

На рис. 5 представлены сравнительные характеристики углеродного следа от внедрения каждой из схем.

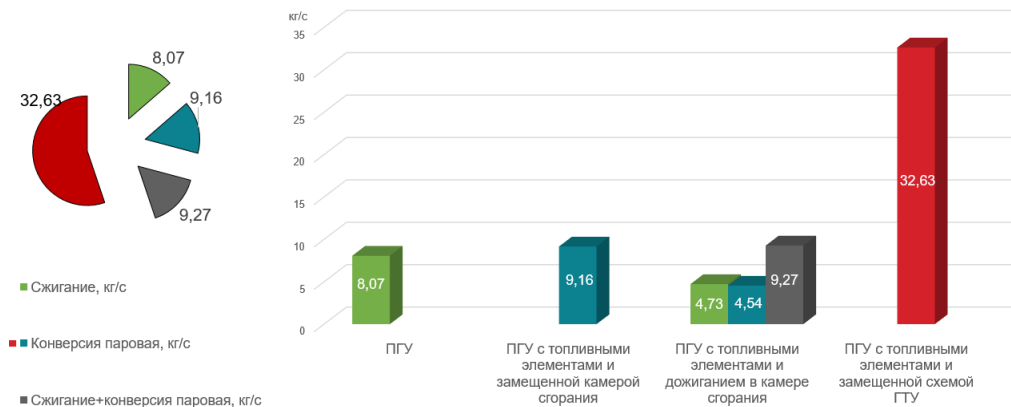


Рис. 5 Оценка углеродного следа от внедрения каждой из схем

Fig. 5 Assessment of the carbon footprint from the implementation of each of the schemes

*Источник: составлено автором.

Source: compiled by the author

Как видно из графика, наибольший углеродный след виден при расчете ПГУ с ТЭ и замещенной схемой ГТУ. В других случаях отслеживается незначительное увеличение углеродного следа.

Таким образом, для дальнейшего внедрения ТЭ на станции необходима проработка вопроса добычи водорода для его работы и совершенствование существующих технологий для снижения углеродного следа [23] непосредственно на этапе протекания реакции получения H₂.

Многие вопросы относительно ТЭ до сих пор не до конца изучены и требуют более полной проработки, тем не менее уже сейчас можно сделать вывод об их необходимости как в энергетике, так и в других сферах жизнедеятельности человека. Как упоминалось ранее, ТЭ имеют широкий спектр применения не только на станциях, но и в автомобилестроении, авиации, в портативных устройствах и т.п.

Заключение (Conclusions)

Наиболее перспективной к внедрению является схема ПГУ с ТЭ и дожиганием в КС. При такой компоновке достигается повышение всех рассматриваемых параметров: суммарная мощность по выработке электроэнергии возрастает на 18,7 МВт, Суммарный КПД по выработке электроэнергии вырос на 13%, полный расход топлива снизился на 0,34 кг/с.

При данной компоновке появляется возможность регулирования мощности ТЭ повышая или понижая тем самым расход топлива и количество вырабатываемого углекислого газа от установки по выработке водорода методом паровой конверсии метана.

Для снижения углеродного следа предлагается применять различного рода фильтры для прямого захвата углекислого газа, его хранения и переработки, а также иные технологии, способствующие его снижению. Таким образом, появляется возможность сделать производство и сжигание водорода более экологичным.

Несмотря на некоторые недостатки, отмеченные в статье, относительно внедрения ТЭ на станции они не являются критическими и при должной проработке вопроса устранимы.

Внедрение новой технологии непосредственно на станции позволит увеличить производственные мощности самой станции и ее КПД, снизить затраты на топливо, при применении соответствующей методики и более детальном проработке вопроса, а также позволит снизить вредные выбросы в окружающую среду, сделав энергетику более чистой и привлекательной.

Литература

1. Овчинникова Н.Г., Жидкова Е.И., Тимофеева В.А. Рациональное использование и охрана природных ресурсов города Азова // Экономика и экология территориальных образований. 2020. Т.4. №1. С. 52-60.
2. CO2 emissions of all world countries. [Article]. Available at: https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2022?vis=tot#emissions_table. Accessed: 5.12.2022.
3. Зайнетдинов Р.А. Термодинамический анализ эффективности использования тепловой энергии в поршневых двигателях // Известия международной академии аграрного образования. 2017. №35. С. 35-39.
4. История открытия топливного элемента. Доступно по: https://studopedia.su/16_35115_istoriya-otkritiya-toplivnogo-elementa.html. Ссылка активна на 4 февраля 2023.
5. Козлов С.И., Фатеев В.Н. Топливные элементы – перспективные химические источники электрической энергии // Транспорт на альтернативном топливе. 2014. №2(38). С. 7-22.
6. Филиппов С.П., Голодницкий А.Э., Кашин А.М. Топливные элементы и водородная энергетика // Энергетическая политика. 2020. №11(153). С. 28-39.
7. Коровин Н.В. Топливные элементы и электро-химические энергоустановки. М.: Издательство МЭИ, 2005. 278 с.
8. Sharafutdinov AU, Fedotov YUS, Bredikhin SI. Solid oxide fuel cell stack simulation using effective medium approximation // Kimya problemleri. 2020. Vol. 18, N3. pp. 298-314.
9. Мусави С.А., Рагимова А.А. Исследование наборов твердооксидных топливных элементов в пакетном исполнении // Бюллетень науки и практики. 2021. Т.7. №12. С. 175-184.
10. Агаркова Е.А., Агарков Д.А., Бурмистров И.Н. и др. Трехслойные мембраны для планарных твердооксидных топливных элементов электролит-поддерживающие конструкции: характеристики и применение // Электрохимия. 2020. Т.56. №2. С. 141-148.
11. Лисин Е.М., Паршина А.С., Замешаева И.С., Мусаева Д.Э. Техноэкономические аспекты производства и использования водорода на тепловых электростанциях // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2022. Т. 14. №2 (54). С. 120-133.
12. Белобородов С.С., Гашо Е.Г., Ненашев А.В. Возобновляемые источники энергии и водород в энергосистеме: проблемы и преимущества. СПб.: Научное издание. 2021. 151 с.
13. Green Hydrogen: A guide to policy making. Abu Dhabi: IRENA (International Renewable Energy Agency); 2020. 52 p.
14. Kumar SS, Himabindu V. Hydrogen production by PEM water electrolysis_A review // Materials Science for Energy Technologies. 2019. №3. pp. 442-454.

15. Nicita A., Maggio G., Andaloro A., Squadrito G. Green hydrogen as feedstock: Financial analysis of a photovoltaic-powered electrolysis plant // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020. №. 20. pp. 11395-11408.
16. Фролов В.А., Янкевич А.И., Прохоров Н.С. Конвертор паровой конверсии СО с охлаждением. Патент РФ на изобретение №2580186. 10.04.2016. Бюл. №10. Доступно по: https://yandex.ru/patents/doc/RU2580186C1_20160410. Ссылка активна на 12 января 2023.
17. Шубин И.Л., Стронгин А.С. Ключевые факторы влияния инженерного оборудования зданий на показатели углеродного следа // *Биосферная совместимость: человек, регион, технологии*. 2022. №3(39). С. 12-20.
18. Kharton V.V. Handbook of Solid State Electrochemistry. Germany: 2009. 506 p.
19. LeValley T.L., Richard A.R., Fan M. The progress in water gas shift and steam reforming hydrogen production technologies – A review // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2014. Vol. 39. Pp. 16983-17000.
20. Макарян И.А., Седов И.В., Никитин А.В. и др. Современные подходы к получению водорода из углеводородного сырья // *Научный журнал Российского газового общества*. 2020. №1 (24). С. 50-68.
21. Larminie J., Dicks A. Fuel Cell Systems Explained. Michigan: 2003. 418 p.
22. Tazi B., Savadogo O. Parameters of PEM fuel-cell based on new membranes fabricated from Nafion, silicotungstic acid and thiophene // *Electrochim. Acta*. 2000. Vol. 45. pp. 4329-4339.
23. Филимонова А.А., Власова А.Ю., Камалиева Р.Ф. Методы декарбонизации процесса получения электроэнергии в твердооксидном топливном элементе / 2022. Т.24. No 6. С. 72-82. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-6-72-82.

Авторы публикации

Киришина Елена Юрьевна – инженер-конструктор АО «Силовые машины», соискатель ученой степени при высшей школе атомной и тепловой энергетики, Санкт-Петербургский политехнический университет. *ORCID**: <http://orcid.org/0000-0002-0278-5951>. *E-mail* kirshina.elena.yu@yandex.ru.

Аникина Ирина Дмитриевна – канд.техн.наук, доцент высшей школы атомной и тепловой энергетики, Санкт-Петербургский политехнический университет. *E-mail* ia.88@mail.ru.

Reference

1. Ovchinnikova NG, ZHidkova EI, Timofeeva VA. Racional'noe ispol'zovanie i ohrana prirodnih resursov goroda Azova. *Ekonomika i ekologiya territorial'nyh obrazovaniy*. 2020;4(1):52-60.
2. CO2 emissions of all world countries. [Article]. Available at: https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2022?vis=tot#emissions_table. Accessed: 5.12.2022.
3. Zajnetdinov RA. Termodinamicheskij analiz effektivnosti ispol'zovaniya teplovoj energii v porshnevnyh dvigatelyah. *Izvestiya mezhdunarodnoj akademii agrarnogo obrazovaniya*. 2017;35:35-39.
4. Istoriya otkrytiya toplivnogo elementa. Available at: https://studopedia.su/16_35115_istoriya-otkritiya-toplivnogo-elementa.html. Accessed: 4 Feb 2023.
5. Kozlov SI, Fateev VN. Toplivnye elementy – perspektivnye khimicheskie istochniki elektricheskoi energii. *Transport na al'ternativnom toplive*. 2014; 38(2):7-22.
6. Filippov SP, Golodnitskii AE, Kashin AM. Toplivnye elementy i vodorodnaya energetika. *Energeticheskaya politika*. 2020; 153(11):28-39.
7. Korovin NV. *Toplivnye elementy i elektro-khimicheskie energoustanovki*. Moscow: Izdatel'stvo MEI, 2005. 278 p.
8. Sharafutdinov AU, Fedotov YUS, Bredikhin SI. Solid oxide fuel cell stack simulation using effective medium approximation. *Kimya problemleri*. 2020;18(3):298-314.
9. Musavi SA, Ragimova AA. Issledovanie naborov tverdooksidnykh toplivnykh elementov v paketnom ispolnenii. *Byulleten' nauki i praktiki*. 2021;1.7(12):175-184.
10. Agarkova EA, Agarkov DA, Burmistrov IN, et al. Trekhsloynnye membrany dlya

planarnykh tverdotsidnykh toplivnykh elementov elektrolit-podderzhivayushchie konstruktivnykh: kharakteristiki i primenenie. *Elektrokhimiya*. 2020;56(2):141-148.

11. Lisin EM, Parshina AS, Zameshaeva IS, et al. Tekhnikoekonomicheskie aspekty proizvodstva i ispol'zovaniya vodoroda na teplovykh elektrostantsiyakh. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta*. 2022;14(54-2):120-133.

12. Beloborodov SS, Gasho EG, Nenashev AV. *Vozobnovlyаемые источники энергии и водород в энергосистеме: проблемы и преимущества*. Saint Petersburg: Naukoemkie tekhnologii. 2021. 151 p.

13. *Green Hydrogen: A guide to policy making*. Abu Dhabi: IRENA (International Renewable Energy Agency); 2020. 52 p.

14. Kumar SS, Himabindu V. Hydrogen production by PEM water electrolysis_A review. *Materials Science for Energy Technologies*. 2019;3:442-454.

15. Nicita A, Maggio G, Andaloro A, et al. Green hydrogen as feedstock: Financial analysis of a photovoltaic-powered electrolysis plant. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020;20:11395-11408.

16. Frolov VA, Yankevich AI, Prokhorov NS. *Konvertor parovoi konversii SO₂ s okhlazhdeniem*. Patent RUS №2580186. 10.04.2016. Byul. №10. Available at: https://yandex.ru/patents/doc/RU2580186C1_20160410. Accessed: 12 Jan 2023.

17. Shubin IL, Strongin AS. Klyuchevye faktory vliyaniya inzhenernogo oborudovaniya zdaniy na pokazateli uglerodnogo sleda. *Biosferaya sovmestimost': chelovek, region, tekhnologii*. 2022;39(3):12-20.

18. Kharton VV. *Handbook of Solid State Electrochemistry*. Germany: 2009. 506 p.

19. LeValley T.L., Richard A.R., Fan M. The progress in water gas shift and steam reforming hydrogen production technologies – A review. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2014;39:16983-17000.

20. Makaryan IA, Sedov IV, Nikitin AV, et al. Sovremennye podhody k polucheniyu vodoroda iz uglevodorodnogo syr'ya. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva*. 2020;24(1):50-68.

21. Larminie J, Dicks A. *Fuel Cell Systems Explained*. Michigan: 2003. 418 p.

22. Tazi B, Savadogo O. Parameters of PEM fuel-cell based on new membranes fabricated from Nafion, silicotungstic acid and thiophene. *Electrochim. Acta*. 2000;45:4329-4339.

23. Filimonova AA, Vlasova AY, Kamaliev RF. Metody dekarbonizatsii protsessa polucheniya elektroenergii v tverdotsidnom toplivnom elemente. 2022;24(6):72-82. (doi:10.30724/1998-9903-2022-24-6-72-82).

Authors of the publication

Elena Yu. Kirshina – JSC «Power machines», Saint Peterburg, Russia, candidate for a degree of «higher School of Nuclear and Thermal Power Engineering» of St. Petersburg Polytechnic University. ORCID 0000-0002-0278-5951. E-mail kirshina.elena.yu@yandex.ru.

Irina D. Anikina – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of «higher School of Nuclear and Thermal Power Engineering» of St. Petersburg Polytechnic University. E-mail ia.88@mail.ru

Шифр научной специальности:

2.4.5. Энергетические системы и комплексы (технические науки).

Смежные специальности в рамках группы научной специальности:

1.4.6. Электрохимия (технические науки);

2.4.6. Теоретическая и прикладная теплотехника (технические науки).

Получено

01.08.2023г.

Отредактировано

07.08.2023г.

Принято

08.08.2023г.