



ВОДОРОДНАЯ ЭКОНОМИКА

HYDROGEN ECONOMY

ХРАНЕНИЕ ВОДОРОДА
В КОМБИНИРОВАННЫХ СИСТЕМАХHYDROGEN STORAGE
IN ADSORBED STATE IN CRYOGENIC ADSORBENTS

Статья поступила в редакцию 12.01.23 Ред. Рег. № 003-001-23

The article has entered in publishing office 12.01.23 Ed. Reg. No. 003-001-23

УДК 620.9

ГАЗОВАЯ ТУРБИНА, РАБОТАЮЩАЯ В СОСТАВЕ ТЕПЛОВОЙ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ С ВОДОРОДНЫМ НАКОПИТЕЛЕМ*Марьин Г.Е.^{1,2}, Осипов Б. М.¹, Титов А.В.¹, Ахметшин А.Р.¹*¹Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия²АО «Татэнерго» филиал «Казанская ТЭЦ-2» г. Казань, Россия
george64199@mail.ru

doi: 10.15518/isjaee.2023.01.023-035

Заключение совета рецензентов: 12.01.23

Заключение совета экспертов: 23.01.23

Принято к публикации: 29.01.23

Последние несколько лет большое внимание уделяется водородной энергетике. Развитие водородных технологий приводит к снижению стоимости, как самого водородного топлива, так и водородных систем, что приводит к более широкому использованию данного вида топлива в разных отраслях топливно-энергетического комплекса.

В настоящий момент первостепенной задачей является повышение эффективности парогазовых энергоблоков, снижение износа оборудования во время пиковых потреблений электроэнергии, надежное резервирование энергоснабжения, снижение вредных выбросов при выработке тепловой и электрической энергии. Одним из современных методов для реализации данных вызовов является применение накопителей энергии. Новым решением данной проблемы может служить внедрение водородных накопителей в цикл тепловой электрической станции.

В статье рассмотрена модернизация парогазового энергоблока с газовой турбиной PG6111FA производства фирмы «General Electric» номинальной мощностью 80 МВт, парового котла-утилизатора производства ОАО «ЭнергоМашиностроительный Альянс», паровой турбины КТ-33/36-7,5/0,12. В периоды ночных разгрузок эффективный коэффициент полезного действия энергоблока падает, поэтому необходимо не разгружать оборудование, а включить в работу электролизеры для производства водородного топлива для дальнейшего использования в водородных топливных элементах. Время работы водородной системы с электролизером не ограничено по времени, работа электролизёра проходит в периоды ночных разгрузок (от 4 до 7 часов в сутки), при этом водородный накопитель работает постоянно, при таком режиме работы срок службы составляет порядка 15 лет, для стабильной работы необходимо водородное топливо и периодическое обслуживание. Важной составляющей водородной системы является водородный аккумулятор с минимальными потерями при хранении, в отличие от традиционно установленных тепловых накопителей. Исследование применения водородных накопителей в схемах тепловых электростанций показало свою эффективность, в том числе их внедрение позволяет повысить коэффициент полезного действия, снизить затраты на собственные нужды электрической станции, снизить выбросы при производстве электроэнергии, выравненный график нагрузки позволяет увеличить ресурс газовой турбины, так как турбина работает в базовом режиме. Применение нако-



пителей на тепловых станциях повышает конкурентоспособность среди традиционных систем генерации энергии.

Ключевые слова: газотурбинная установка, тепловая электрическая станция, водородное топливо, режимы работы электростанции, водородные накопители.

GAS TURBINE OPERATING AS PART OF A THERMAL POWER PLANT WITH HYDROGEN STORAGES

Marin G.E.^{1,2}, Osipov B. M.¹, Titov A.V.¹, Akhmetshin A.R.¹

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

²JSC «Tatenergo» branch «Kazan CHP-2», Kazan, Russia
george64199@mail.ru

doi: 10.15518/isjaee.2023.01.023-035

Referred: 12.01.23

Received in revised form: 23.01.23

Accepted: 29.01.23

Over the past few years, much attention has been paid to hydrogen energy. The development of hydrogen technologies leads to a reduction in the cost of both the hydrogen fuel itself and hydrogen systems, which leads to a wider use of this type of fuel in various branches of the fuel and energy complex.

At the moment, the primary task is to increase the efficiency of combined cycle power units, reduce wear and tear of equipment during peak electricity consumption, reliable backup of energy supply, and reduce harmful emissions during the generation of heat and electricity. One of the modern methods for implementing these challenges is the use of energy storage devices. A new solution to this problem can be the introduction of hydrogen storage in the cycle of a thermal power plant.

The article considers the modernization of a combined-cycle power unit with a gas turbine PG6111FA manufactured by «General Electric» with a rated power of 80 MW, a waste heat steam boiler manufactured by JSC «EnergoMashinostroitelny» Alliance, and a steam turbine KT-33/36-7.5/0.12. During periods of night unloading, the effective efficiency of the power unit drops, so it is necessary not to unload the equipment, but to turn on the electrolyzers for the production of hydrogen fuel for further use in hydrogen fuel cells. The operating time of the hydrogen system with an electrolyzer is not limited in time, the operation of the electrolyzer takes place during night unloading periods (from 4 to 7 hours a day), while the hydrogen storage works constantly, in this mode of operation, the service life is about 15 years, for stable operation it is necessary hydrogen fuel and periodic maintenance. An important component of the hydrogen system is a hydrogen battery with minimal storage losses, in contrast to traditionally installed thermal storage. Studies of the use of hydrogen storage in the circuits of thermal power plants have shown their effectiveness, including their implementation allows you to increase the efficiency, reduce the cost of own needs of the power plant, reduce emissions in the production of electricity, a leveled load schedule allows you to increase the life of the gas turbine, as the turbine works in basic mode. The use of accumulators in thermal power plants increases the competitiveness among traditional energy generation systems.

Keywords: gas turbine plant, thermal power plant, hydrogen fuel, power plant operating modes, hydrogen storage.



Марин Георгий
Евгеньевич
George Marin

Сведения об авторе: старший преподаватель ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», старший машинист энергоблоков цеха парогазовых установок АО «Татэнерго» филиал «Казанская ТЭЦ-2».

Образование: Казанский государственный энергетический университет (2011 г.).

Область научных интересов: водородная энергетика; математическое моделирование турбомашин; энергетические системы на органическом топливе.

Публикации: 97.

h-index: 8

ORCID: 0000-0002-7229-412X

Scopus Author ID: 57213835443

Research ID: AGS-9168-2022

Information about the author: Senior Lecturer Kazan State Power Engineering University, Senior Engineer of Power Units of Combined Cycle Plants Shop of JSC "Tatenergo" branch "Kazan CHP-2".

Education: Kazan State Power Engineering University (2011).

Research interests: hydrogen energy; mathematical modeling of turbomachines; energy systems on organic fuel.

Publications: 97.

h-index: 8

ORCID: 0000-0002-7229-412X

Scopus Author ID: 57213835443

Research ID: AGS-9168-2022



Осипов Борис Михайлович
Boris Osipov

Сведения об авторе: канд. тех. наук, доцент, ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет».

Образование: Казанский авиационный институт им. А.Н.Туполева (1973 г.).

Область научных интересов: водородная энергетика; математическое моделирование турбомашин; энергетические системы на органическом топливе.

Публикации: 133.
h-index: 3
ORCID: 0000-0001-8059-0669
Scopus Author ID: 6701719983
Research ID: AGM-9371-2022

Information about the author: Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Kazan State Energy University.

Education: Kazan Aviation Institute named after A.N. Tupolev (1973).

Research interests: hydrogen energy; mathematical modeling of turbomachines; energy systems on organic fuel.

Publications: 133.
h-index: 3
ORCID: 0000-0001-8059-0669
Scopus Author ID: 6701719983
Research ID: AGM-9371-2022



Титов Александр Вячеславович
Alexandr Titov

Сведения об авторе: канд. тех. наук, доцент, ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет».

Образование: Казанский авиационный институт им. А.Н.Туполева (1984 г.).

Область научных интересов: водородная энергетика; математическое моделирование турбомашин; энергетические системы на органическом топливе.

Публикации: 109.
h-index: 3
ORCID: 0000-0003-4810-6843
Scopus Author ID: 56343587900
Research ID: GLR-9981-2022

Information about the author: Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Kazan State Energy University.

Education: Kazan Aviation Institute named after A.N. Tupolev (1984).

Research interests: hydrogen energy; mathematical modeling of turbomachines; energy systems on organic fuel.

Publications: 109.
h-index: 3
ORCID: 0000-0003-4810-6843
Scopus Author ID: 56343587900
Research ID: GLR-9981-2022



Ахметшин Азат Ринатович
Azat Akhmetshin

Сведения об авторе: канд. тех. наук, доцент, ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет».

Образование: Казанский государственный энергетический университет (2009 г.).

Область научных интересов: водородная энергетика; математическое моделирование турбомашин; энергетические системы на органическом топливе.

Публикации: 167.
h-index: 10
ORCID: 0000-0003-4424-7761
Scopus Author ID: 57211796456
Research ID: AGM-7165-2022

Information about the author: Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Kazan State Energy University.

Education: Kazan State Power Engineering University (2009).

Research interests: hydrogen energy; mathematical modeling of turbomachines; energy systems on organic fuel.

Publications: 167.
h-index: 10
ORCID: 0000-0003-4424-7761
Scopus Author ID: 57211796456
Research ID: AGM-7165-2022

Введение

Декорбанизация энергетики требует увеличения доли возобновляемых источников и применения альтернативных топлив для снижения выбросов. Сложность внедрения в традиционную энергетику солнечной и ветровой систем связана с трудностями эксплуатации оборудования, поэтому производители ЭЭ в поиске новых решений. Новое оборудование должно соответствовать условию минимальных выбросов во всех режимах работы. Модернизация действующего оборудования направлена на повышение эффективности и энергосбережения.

Требования к выбросам после подписания Парижского соглашения обязывают минимизировать влияние на окружающую среду при работе генерирующего оборудования. Увеличение количества ВИЭ в энергосистеме обязывает иметь резервирование по генерирующим мощностям, так как выработ-

ка СЭС, ВЭС имеет переменный характер. Традиционная архитектура энергосистемы предполагает одновременное производство и потребление ЭЭ, при этом необходимо постоянно поддерживать баланс стохастического потребления. Решением данной проблемы является применение накопителей энергии. Если рассматривать энергосистему как единое целое, то необходимо выделить несколько направлений для ее развития с учетом сокращения выбросов:

1. Внедрение в энергосистему ВИЭ [3, 4];
2. Повышение эффективности действующего генерирующего оборудования [5, 6];
3. Применение альтернативных топлив для сжигания [7, 8].

В любом случае при продвижении представленных способов необходимо стремиться к максимальному снижению выбросов CO_x , NO_x .

Энергосистеме РФ характерно строительство большого количества парогазовых установок с высо-

коэффициентными газотурбинными установками. Для газовых турбин характерны различные способы снижения количества выбросов. Газовые турбины в основной массе работают на природном газе с содержанием метана от 90 до 99%, при этом ее работа сопровождается выбросами CO_x , NO_x , но возможно сжигание альтернативных видов топливного газа (водород, метано-водородная смесь, биогазы, синтез-газы) [9-13]. Для повышения эффективности цикла газовой турбины на тепловой электрической станции

можно использовать АБХМ, холодильные машины, впрыски различных веществ в проточную часть, системы охлаждения воздуха в компрессоре, однако данные технологии требуют глубокой модернизации газотурбинной установки [14-16]. Работа газотурбинной установки в летний период времени зависит от температуры окружающей среды. На рис.1 показано снижение мощности General Electric 6FA, при этом потребление на СН остается неизменным.

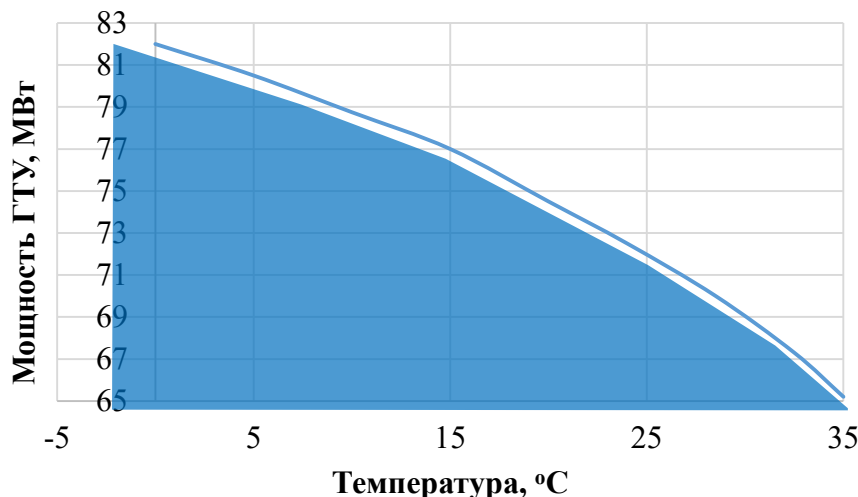


Рис. 1. Снижение мощности General Electric 6FA в зависимости от температуры окружающей среды.
Fig.1. General Electric 6FA derating based on ambient temperature.

Работа генерирующего оборудования в настоящий момент выполняется в рамках ОРЭМ. На ОРЭМ очень жесткие требования к работе оборудования, продажи электрической и тепловой энергии. Производители ЭЭ (ТЭС, ТЭЦ, ГЭС) выставляют всю производимую энергию на рынок, при этом ЭЭ на СН необходимо закупать по установленным ценам на ОРЭМ [17-19]. Конечная стоимость ЭЭ при продаже зависит от многих факторов, таких как заявки потребителя, заявки поставщика, спроса и предложения рынка ЭЭ, поэтому в дневные часы стоимость 1

МВт·ч в Европейской части России увеличивается до 1,5-1,6 тыс. руб., при этом в ночные часы цена падает до 0,8-0,9 тыс. руб. из-за отсутствия спроса. При снижении стоимости или спроса на ЭЭ генерирующее оборудование разгружают, при этом происходит снижение эффективного КПД.

Рис. 2 иллюстрирует снижение эффективного КПД газотурбинного двигателя. При ежедневном разгрузении оборудования снижается не только эффективность, но и увеличиваются затраты на производство ЭЭ.

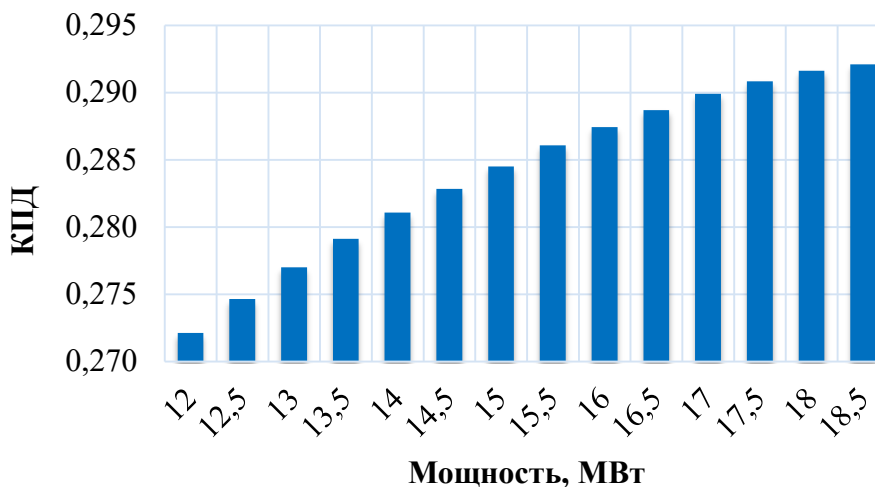


Рис. 2. Изменение эффективного КПД НК-16/18СТ от развиваемой турбиной мощности.
Fig.2. Change in the effective efficiency of NK-16/18ST from the power developed by the turbine.



Одним из способов решения проблем при ночных разгрузках и повышения эффективности оборудова-

ния является применение накопителей энергии в цикле генерирующего оборудования.

Таблица сокращений	
Буквы латинского алфавита	
$N_{дкс}$	Мощность, затрачиваемая на дожимной компрессор, кВт
$N_{н}$	Мощность, затрачиваемая на привод компрессора, кВт
$N_{гпу}$	Мощность, затрачиваемая на тиристорно-пусковое устройство, кВт
$N_{вспом}$	Мощность, затрачиваемая на вспомогательное оборудование, кВт
$N_{осв}$	Мощность, затрачиваемая на осветительные приборы, кВт
$N_{собств}$	Мощность, затрачиваемая на собственные нужды, кВт
Буквы русского алфавита	
Э	Расход электроэнергии на производство, кВт·ч/м ³
$P_{пот}$	Потребление электрической энергии, кВт·ч/кг
Ээ.у	Количество электрической энергии для работы установки, кВт
Аббревиатуры	
АБХМ	Абсорбционная холодильная машина
ГЭС	Гидроэлектростанция

ГТУ	Газотурбинная установка
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ПГУ	Парогазовая установка
РФ	Российская Федерация
КПД	Коэффициент полезного действия
ТЭС	Тепловая электрическая станция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
ОРЭМ	Оптовый рынок электроэнергии и мощности
ДПМ	Договор предоставления мощности
ЭГ	Электрогенератор
ЭД	Электродвигатель
ЭУ	Электролизная установка
ДКС	Дожимной компрессор
К	Осевой компрессор
Т	Осевая турбина
КС	Камера сгорания
КУ	Котел-утилизатор
ДТ	Дымовая труба
СН	Собственные нужды
ЭЭ	Электроэнергия
АС	Автоматизированная система
ГРЭТ	газодинамического расчета энергетических турбомашин

1. Применение системы накопления энергии на СН электростанции

В настоящий момент в РФ формируется база для создания технологий накопления энергии. К основным направлениям можно отнести: пост-литиевые технологии, метало-воздушные аккумуляторы, водородные накопители, гравитационные накопители.

Применение накопителей позволяет менять традиционную архитектуру энергетики, что в свою очередь открывает новые возможности для эффективно и надежно использования оборудования. По прогнозам агентства BloombergNEF к 2040 году суммарная мощность водородных накопителей в мировой энергетике может достигнуть 1 ГВт. На данный момент основная функция накопителей — это регулирование и поддержание частоты сети, стабилизация неравномерной генерации от ВИЭ [20-23]. Но если рассматривать применение накопителей на

тепловой электрической станции, то основными направлениями могут быть:

1. Управление генерируемой мощности;
2. Качество ЭЭ в системе;
3. Покрытие пиковых нагрузок;
4. Использование на электроснабжение СН;
5. Покрытие пусковых нагрузок на общестанционное оборудование;
6. Аварийный источник энергии при переходе на изолированную работу.

При работе на ОРЭМ вся энергия поставляется на рынок, при этом на СН ЭЭ покупается с ОРЭМ по цене выше стоимости выработки. На рис. 3 показана работа водородного накопителя и газовой турбины в составе парогазового энергоблока. При использовании водородного накопителя можно компенсировать падение мощности ГТУ при летнем ограничении, а также водородный накопитель позволяет решить проблему покупки ЭЭ на СН.

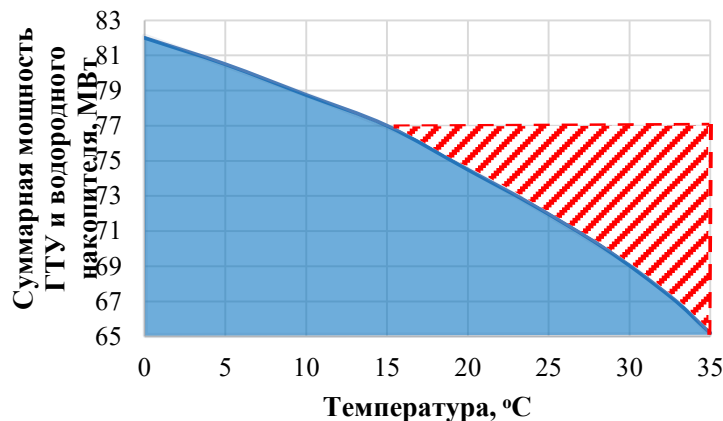


Рис. 3. Работа водородного накопителя и газовой турбины в составе парогазового энергоблока.

Fig.3. The operation of a hydrogen storage and a gas turbine as part of a combined cycle power unit.

В качестве исследуемой установки рассмотрен парогазовый энергоблок с газовой турбиной General Electric 6FA, являющейся одной из самых распространенных турбин в РФ. General Electric 6FA чаще всего используют в единичном энергоблоке совместно с паровой турбиной, при этом мощность энергоблока составит 110 МВт, в дубли-блоке двух газовых турбин и одной паровой 225 МВт. Данный энергоблок в основной массе построен по программе ДПМ, поэтому чем выше выработка, тем быстрее происходит окупаемость проекта. Математическая модель парогазового энергоблока построена в АС ГРЭТ.

При рассмотрении потребителей СН необходимо выделить наиболее энергозатратные:

1. Дожимной газовый компрессор;
2. Насосы питательного тракта;
3. Насосы охлаждающей воды;
4. Система дренажных насосов;
5. Пусковые устройства;
6. Насосы теплофикационной установки.

Мощность на СН определяется следующим образом:

$$\sum N_{\text{собств}} = N_{\text{дкс}} + N_{\text{н}} + N_{\text{тпу}} + N_{\text{вспом}} + N_{\text{осв}}, \text{ кВт}; \quad (1)$$

где:

$N_{\text{дкс}}$ – затрачиваемая мощность ДКС, кВт;

$N_{\text{н}}$ – мощность, затрачиваемая насосами, кВт;

$N_{\text{тпу}}$ – мощность, затрачиваемая на тиристорно-пусковое устройство, кВт;

$N_{\text{вспом}}$ – мощность на вспомогательное оборудование, кВт;

$N_{\text{осв}}$ – затраты на освещение, кВт.

Потребление на СН зависит от генерируемой нагрузки, температуры окружающего воздуха, состояния вспомогательного оборудования [24-26]. Чаще всего затраты на СН не превышают 10% от генерируемой мощности (рис. 4). В течение года парогазовые установки дважды в год уходят на плановые ремонтные работы сроком на 14 дней, в этот период потребление СН минимально.

На рис. 4. представлено изменение потребления СН парогазового энергоблока мощностью 110 МВт в течение года (2021 г.).

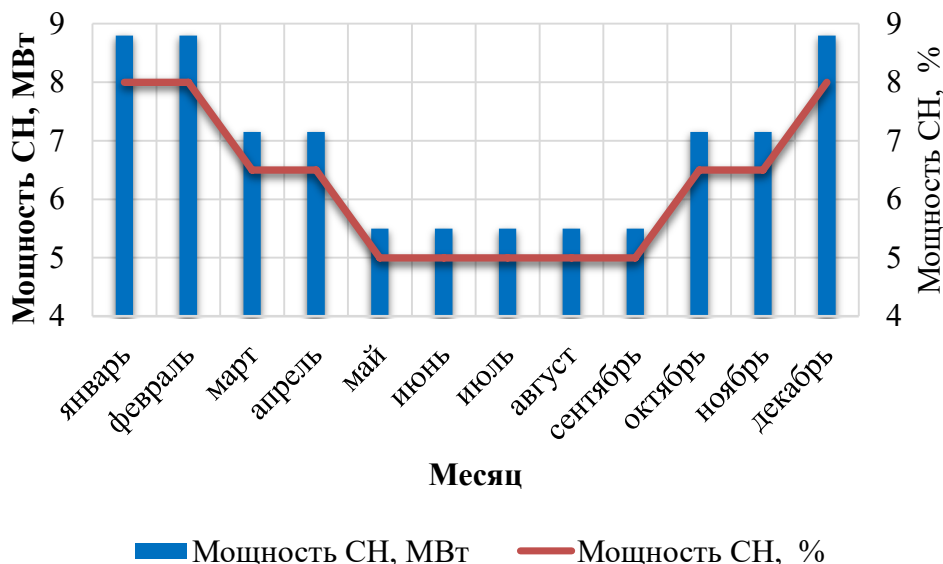


Рис. 4. Потребления энергии на СН парогазового энергоблока.
Fig.4. Energy consumption for own needs of the combined cycle power unit.

Минимальное потребление наблюдается в период с мая по сентябрь, а максимальное потребление – с декабря по февраль, данную нагрузку возможно заместить производством энергии на водородном накопителе.

2. Модернизация парогазового энергоблока с использованием водородного накопителя

Одним из перспективных направлений при создании систем накоплений, как это было отмечено выше, является применение водородных технологий. Энергия, полученная с помощью водородного топлива получена с минимальными выбросами. Предлагается интеграция водородного накопителя на ТЭС и производство водорода с помощью электролизера, в

ночные часы работы (минимальная стоимость ЭЭ) для выравнивания графика нагрузки.

Полученный газообразный водород необходимо хранить в емкостях под высоким давлением. В специальных емкостях – газгольдерах, ресиверах. Хранение водорода требует затраты на сжатие, транспортировку. Если рассматривать хранение водорода в ресиверах, тогда стоимость хранения и стоимость оборудования будут увеличиваться с увеличением давления и толщины стенок сосуда. Водородное топливо является «текучим» веществом, после закачки водород начинает проникать и растворяться в стенках сосудов и трубопроводов [27-29]. Одним из перспективных направлений создания водородных систем является использование электрохимических систем, где в качестве топлива применяют водородное топливо с последующим накоплением энергии. В

данном случае электролизер является преобразователем избыточной электрической энергии в химическую энергию водородного топлива [30-33]. Важным критерием при выборе и дальнейшем использовании таких систем является высокая энергоэффективность, большой ресурс работы, отсутствие инертности системы.

К недостаткам можно отнести:
 1. Потери в режиме ожидания;
 2. Зависимость КПД от эффективности цикла «заряда-разряда»;
 3. Потери с охлаждением.
 На рис. 5 представлена схема подключения водородной системы для выработки ЭЭ.

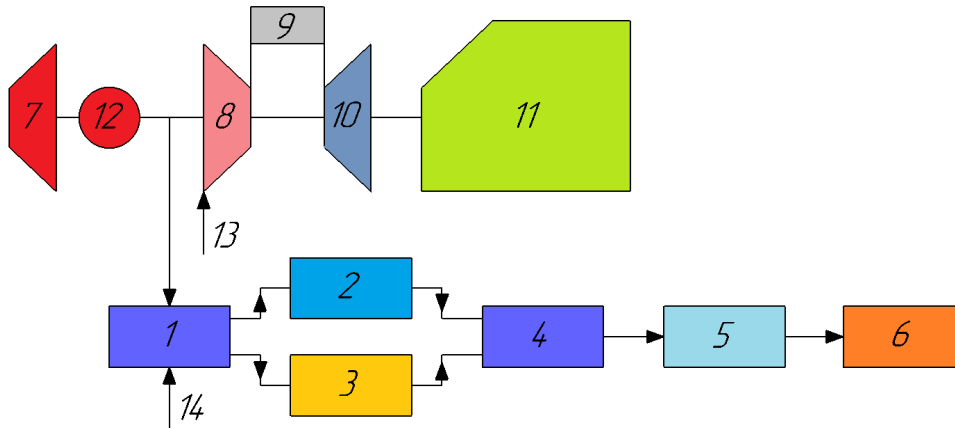


Рис. 5. Схема подключения водородной системы для выработки ЭЭ.

Схема (рис. 5) подключения водородной системы для выработки ЭЭ состоит: 1 – электролизер; 2 – бак накопления водорода; 3 – бак накопления кислорода; 4 – батарея топливного элемента; 5 – инвентар; 6 – потребитель; 7 – паровая турбина; 8 – компрессор газовой турбины; 9 – камера сгорания газовой турбины; 10 – турбина; 11 – котел-утилизатор; 12 – электрогенератор; 13 – воздух; 14 – подвод H₂O.

Fig.5. Connection diagram of a hydrogen system for power generation.

The scheme (Fig. 5) for connecting the hydrogen system to generate electricity consists of: 1 - electrolyzer; 2 - hydrogen storage tank; 3 - oxygen accumulation tank; 4 - fuel cell battery; 5 - inventory; 6 - consumer; 7 - steam turbine; 8 - gas turbine compressor; 9 - gas turbine combustion chamber; 10 - turbine; 11 - waste heat boiler; 12 - electric generator; 13 - air; 14 - H₂O supply.

3. Описание работы

На рис. 6 представлена схема включения водородного накопителя в электрическую схему энергоблока ПГУ.

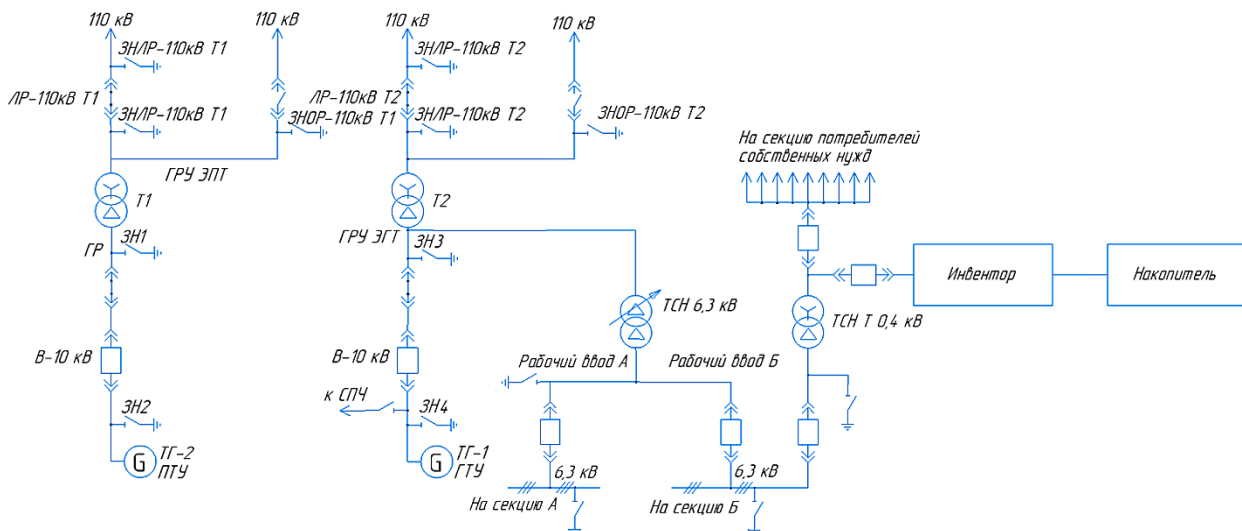


Рис. 6. Схема включения водородного накопителя в электрическую схему энергоблока ПГУ.

Fig.6. Scheme of connecting a hydrogen storage device to the electrical circuit of a CCGT power unit.

В состав данной схемы входит (рис. 6): генератор газовой турбины, генератор паровой турбины, разъединители, выключатели, секция потребителей 0,4 кВ вспомогательного оборудования, рабочие вводы

6,3 кВ, трансформатор СН, накопитель, инвентар, групповое распределительное устройство.

При работе парогазового энергоблока вспомогательное оборудование подключено в линию 0,4 кВ,



подключение инвентора к этой линии позволит в случае отключения накопителя мгновенно перейти на резервное электроснабжение.

Важно отметить, что при подключении водородного накопителя необходимо постоянное подключение аккумулятора и поддержание постоянного напряжения. Аккумуляторные батареи выбираются в

зависимости от потребителя и необходимого напряжения.

На рис. 7 представлена схема по подключению водородного накопителя с возможностью работы либо от накопителя, либо от общей сети.

При работе накопителя потребители снабжаются ЭЭ на секции 0,4 кВ, при этом стандартная схема находится в резерве.

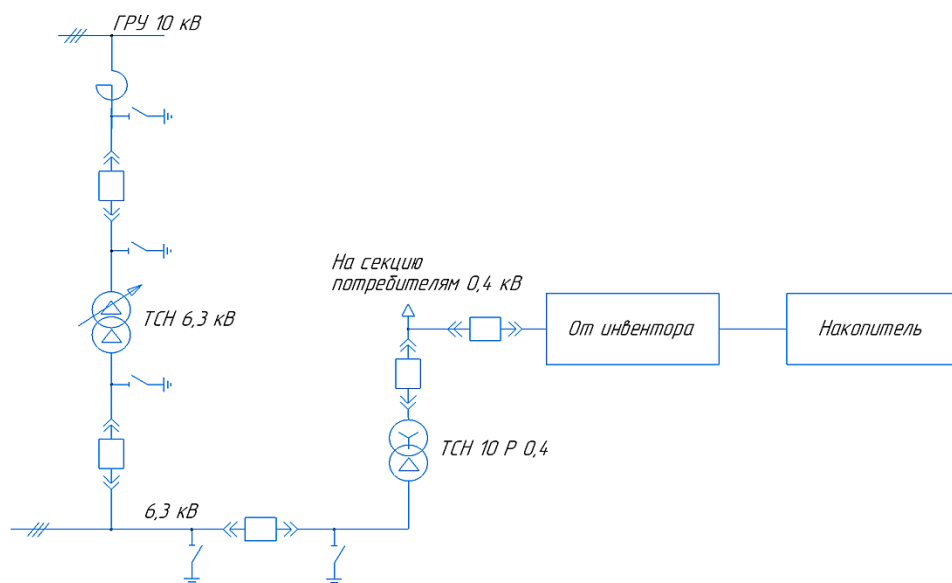


Рис. 7. Схема включения водородного накопителя в электрическую схему 0,4 кВ парогазового энергоблока.

Fig.7. Scheme of switching on the hydrogen storage into the electrical circuit of 0.4 kV combined-cycle power unit.

Водородная система должна включать электролизер для генерации водородного топлива, бак хранения водорода и водородный топливный элемент для преобразования химической энергии в электрическую. Работа топливного элемента обусловлена подачей компонентов топлива и окислителя для правильной реакции. В качестве топлива рассматривается водородное топливо, окислитель кислород [33-34]. В настоящее время работающие парогазовые энергоблоки построены по программам ДПМ, либо по про-

граммам развития энергетических компаний. ДПМ предполагает повышенную стоимость за генерируемую мощность (от 860 до 968 тыс. руб. в зависимости от подписанного договора), при работе энергоблока на оптовом рынке ЭЭ стоимость 1 МВт генерируемой мощности колеблется от 124 до 133 тыс. руб. в зависимости от ценовой зоны. На рис.8 показано предполагаемое изменение стоимости 1 МВт мощности до 2029.

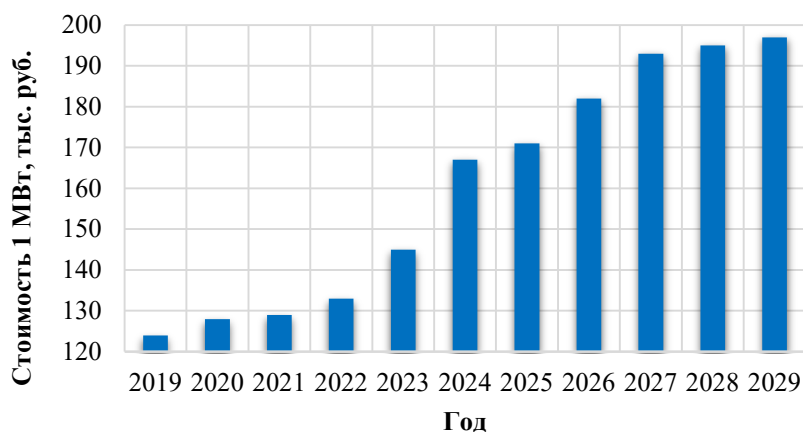


Рис. 8. Предполагаемое изменение стоимости 1 МВт мощности до 2029.

Fig.8. Estimated change in the cost of 1 MW of power until 2029.

Таким образом, при внедрении водородных накопителей на первом этапе необходимо выбирать энергоблоки, работающие по программам ДПМ. Срок окупаемости по таким программам будет в 3, 4 раза

меньше, чем при работе на рынке конкурентного отбора мощности.

Использование водородного накопителя для повышения мощности энергоблока при пиковом по-

треблении мощности может входить в противоречие с основными задачами снабжения тепловой и электрической энергии. Необходимо учитывать время и совместную работу основного оборудования и накопителя при нагрузке и разгрузке. Важно данные факторы вложить в алгоритмы совместной работы. При внедрении накопителя можно рассмотреть новые механизмы работы станции:

1. Регулирование частоты сети по активной мощности;
2. Увеличение резервной мощности в энергосистеме, при этом резерв может быть использован как для выработки, так и для минимизации потребления на СН;

3. Повышение качества ЭЭ [35,36].

Максимальная мощность, которую может генерировать накопитель, зависит от мощности паросилового оборудования, аттестованного для работы на ОРЭМ.

Ожидаемый эффект от совместной работы парогазового энергоблока и водородного накопителя является снижение выбросов при пиковой генерации мощности. При включении водородного накопителя происходит снижение выбросов. На рис. 9 представлены количественные показатели выбросов CO₂, NO_x при работе на природном газе.

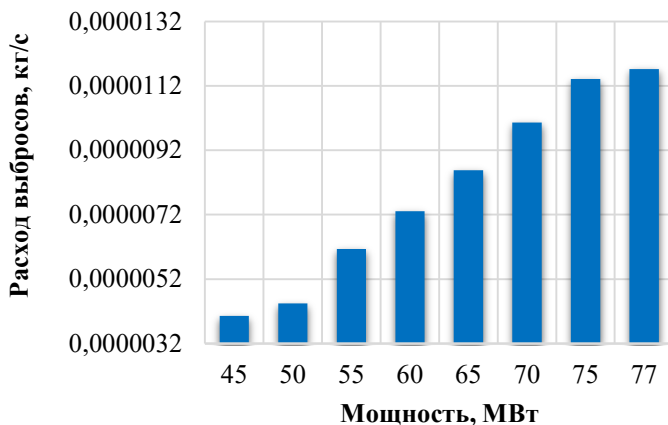
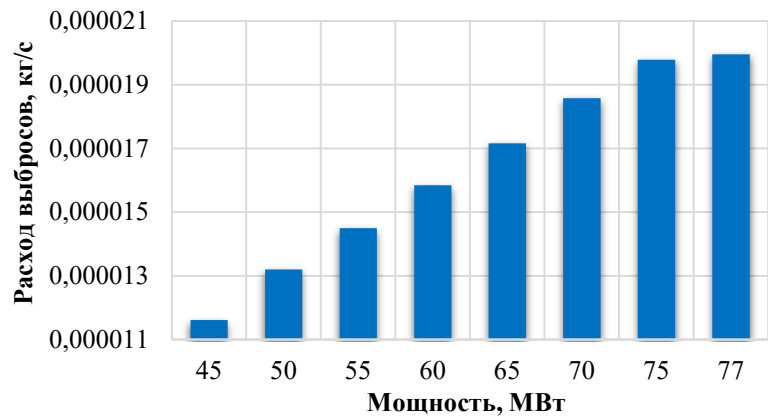
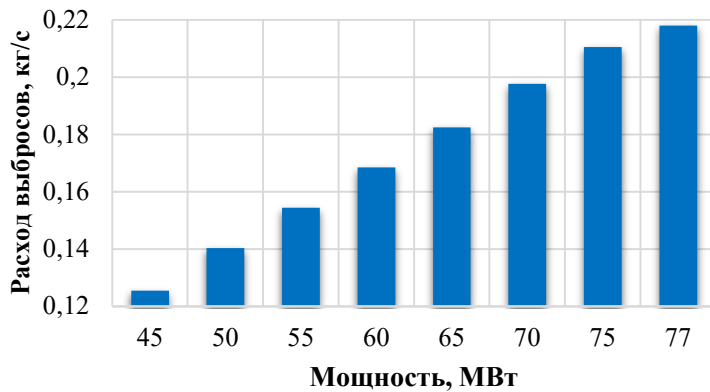


Рис. 9. Количественные показатели выбросов CO₂, NO_x при работе на природном газе.
 Fig.9. Quantitative indicators of CO₂, NO_x emissions during operation on natural gas.

Как видно из рис. 9, выбросы CO₂, NO_x при работе на природном газе зависят от вырабатываемой мощности (чем выше мощность, тем больше выбросов).

Заключение

На сегодняшний день активно развиваются новые технологии, в том числе возобновляемая и водородная энергетика. Водородное топливо является экологически чистым источником энергии с минимальными выбросами. Водород можно рассматривать как важный компонент при переходе от ископаемого к низкоуглеродному топливу. Переход от традиционной энергетике, основанной на сжигании углеводородного топлива, к новой безуглеродной энергетической системе, требует внедрения новых технологий. В долгосрочной перспективе до 2035 года производство водорода для использования в энергетике будет увеличиваться.

Парогазовые энергоблоки работают в переменном графике нагрузок, при повышении температуры воздуха происходит снижение мощности, использование водородных накопителей позволит решить вопрос покрытия летнего ограничения мощности с выдачей ЭЭ на СН.

Водородная система не создает загрязнений окружающей среды, так как продукты реакции воды. Для успешного внедрения технологии водородных накопителей необходимо развитие инфраструктуры с постоянным её совершенствованием. В данной статье представлена модернизированная электрическая схема, с питанием электрической установки, водородного накопителя. Выдача произведенной ЭЭ от накопителя реализована в линию 0,4 кВ СН. Применение накопителей на ТЭЦ, ТЭС актуальная задача повышения энергоэффективности.

Список литературы

1. Mendelev, D.I. Study of the work and efficiency improvement of combined-cycle gas turbine plants / D.I. Mendelev, Yu.Ya. Galitskii, G.E. Marin, A.R. Akhmetshin // E3S Web of Conferences. – 2019. – Vol. 124. – Art. no.05061. – DOI: 10.1051/e3sconf/201912405061.
2. Nowotny, J. Impact of hydrogen on the environment / J. Nowotny, T.N. Veziroglu // Alternative Energy and Ecology (ISJAEE). – 2019. – Vol. 01-03. – P. 16-24. – DOI: 10.15518/isjaee.2019.01-03.016-024.
3. Contreras, V.M. Methodology of assessment of renewable energy resources in Venezuela / V.M. Contreras // Alternative Energy and Ecology (ISJAEE). – 2014. – Vol. 11. – P. 56-61.
4. Solomin, E.V. The use of wind-hydrogen uninterrupted power supply plant in different climatic conditions / E.V. Solomin, I.M. Kirpichnikova, R.A. Amerkhanov, D.V. Korobatov, M. Lutovats, A.S. Martyanov // Alternative Energy and Ecology (ISJAEE). – 2018. – Vol. 13-15. – P. 30-54. – DOI: 10.15518/isjaee.2018.13-15.030-054.
5. Marin, G. Study of the properties of fuel gas in gas turbine plants depending on its composition lecture notes

in mechanical engineering / G. Marin, B. Osipov, D. Mendelev // Lecture Notes in Mechanical Engineering. – 2022. – P. 403-412. – DOI: 10.1007/978-981-16-9376-2_38.

6. Benato, A. Combined cycle power plants: A comparison between two different dynamic models to evaluate transient behaviour and residual life / A. Benato, A. Stoppato, S. Bracco // Energy Conversion and Management. – 2014. – Vol. 87, P. 1269-1280. – DOI: 10.1016/j.enconman.2014.06.017.

7. Blakey, S. Aviation gas turbine alternative fuels: A review / S. Blakey, L. Rye, C.W. Wilson // Proceedings of the Combustion Institute. – 2011. – Vol. 36. – Iss. 2. – P. 2863-2885. – DOI: 10.1016/j.proci.2010.09.011.

8. Marin, G.E. Analysis of changes in the thermophysical parameters of the gas turbine unit working fluid depending on the fuel gas composition / G.E. Marin, D.I. Mendelev, A.R. Akhmetshin // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2019. – 2019. – Art. no. 8934021. – DOI: 10.1109/FarEastCon.2019.8934021.

9. Salamov, O.M. Prospects of obtaining alternative fuel from various biomass and waste species in azerbaijan / O.M. Salamov, F.F. Aliyev // Alternative Energy and Ecology (ISJAEE). – 2019. – Vol. 01-03. – P. 25-41. – DOI: 10.15518/isjaee.2019.01-03.025-041.

10. Brizitsky, O.F. About the prospects of engine building transformation to hydrogen-containing fuel / O.F. Brizitsky, V.Y. Terentyev, V.V. Barelko, V.A. Kirillov, V.A. Sobyenin, P.V. Snytnikov, V.A. Burtsev, L.A. Bykov, M.V. Kuznetsov // Alternative Energy and Ecology (ISJAEE). – 2014. – Vol. 20. – P. 95-102. – DOI: 10.15518/isjaee.2014.20.008.

11. Marin, G. Study of the effect of fuel temperature on gas turbine performance / G. Marin, D. Mendelev, B. Osipov, A. Akhmetshin // E3S Web of Conferences. – 2020. – Vol. 178. – Art. no. 01033. – DOI: 10.1051/e3sconf/202017801033.

12. Ermolaev, D.V. A comprehensive study of thermotechnical and thermogravimetric properties of peat for power generation / D.V. Ermolaev, S.S. Timofeeva, S.I. Islamova, K.S. Bulygina, M.F. Gilfanov // Biomass Conversion and Biorefinery. – 2019. – Vol. 9. Iss. 4. – P. 767-774. – DOI: 10.1007/s13399-019-00472-8.

13. Madhlopa, A. Gas turbine fuels and fuel systems / A. Madhlopa // Green Energy and Technology. – 2018. – P. 27-49. – DOI: 10.1007/978-3-319-68388-1_2.

14. Cozzolino, R. Thermodynamic performance assessment of a novel micro-CCHP system based on a low temperature PEMFC power unit and a half-effect Li/Br absorption chiller / R. Cozzolino // Energies. – 2018. – Vol. 11. – Iss. 2. – Art. no. 315. – DOI: 10.3390/en11020315.

15. Taufan, A. Experimental performance of adsorption chiller with fin and tube heat exchanger / A. Taufan, E. Djubaedah, A. Manga, Nasiddin // AIP Conference Proceedings. – 2018. – Vol. 2001. – Art. no. 020012. – DOI: 10.1063/1.5049972.

16. Lator, G. Frequency control on an island power system with increasing proportions of combined cycle gas turbines / G. Lator, M. O'Malley // 2003 IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings. – 2003. –

Vol. 4. – Art. no. 1304727. – P. 228-234. – DOI: 10.1109/PTC.2003.1304727.

17. Wai, C. A comparative study of electric power market transaction mode // North China Electric Power University. – 2006. – P. 6.

18. Cheung, K.W. Energy and ancillary service dispatch for the interim ISO New England electricity market / K.W. Cheung, P. Shamsollahi, D. Sun, J. Milligan, M. Potishnak // IEEE Transactions on Power Systems. – 2000. – Vol. 15. – Iss. 3. – P. 968-974. – DOI: 10.1109/59.871720.

19. Schweppe, F.C. Spot pricing of electricity / F.C. Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors, R.E. Robn // Kluwer Academic Publishers. – Boston. Massachusetts. – 1998. – P. 355. – ISBN 0-89838-260-2.

20. Chew, Z.J. Low power adaptive power management with energy aware interface for wireless sensor nodes powered using piezoelectric energy harvesting / Z.J. Chew, M. Zhu // 2015 IEEE SENSORS - Proceedings. – 2015. – Art. no. 7370663. – DOI: 10.1109/ICSENS.2015.7370663.

21. Feng, X. Capacity fade-based energy management for lithium-ion batteries used in PV systems / X. Feng, H.B. Gooi, S. Chen // Electric Power Systems Research. – 2015. – Vol. 129. – P. 150-159. – DOI: 10.1016/j.epsr.2015.08.011.

22. Lee, S.G. Optimal design and operating conditions of the CO₂ liquefaction process, considering variations in cooling water temperature / S.G. Lee, G.B. Choi, J.M. Lee // Industrial and Engineering Chemistry Research. – 2015. – Vol. 54. – Iss. 51. – P. 12855-12866. – DOI: 10.1021/acs.iecr.5b02391.

23. Sankaran, K. Carbon emission and plastic pollution: How circular economy, blockchain, and artificial intelligence support energy transition? / K. Sankaran // Journal of Innovation Management. – 2019. – Vol. 7. – Iss. 4. – P. 7-13. – DOI: 10.24840/2183-0606_007.004_0002.

24. Sorrentino, S. Welding technologies for ultra-supercritical power plant materials / S. Sorrentino // Materials for Ultra-Supercritical and Advanced Ultra-Supercritical Power Plants. – 2017. P. 247-319. – DOI: 10.1016/B978-0-08-100552-1.00009-9.

25. Shi, H. Sensitivity evaluation of AP1000 nuclear power plant best estimation model / H. Shi, Q. Cai, Y. Chen // Science and Technology of Nuclear Installations. – 2017. – Vol. 2017. – Art. no. 9304520. – DOI: 10.1155/2017/9304520.

26. Choudhary, T. Thermodynamic assessment of SOFC-ICGT hybrid cycle: Energy analysis and entropy generation minimization / T. Choudhary, Sanjay // Energy. – 2017. – Vol. 134. – P. 1013-1028. – DOI: 10.1016/j.energy.2017.06.064.

27. Karpushenkava, L.S. Thermodynamic properties and hydrogen accumulation ability of fullerene hydride C₆₀H₃₆ / L.S. Karpushenkava, G.J. Kabo, V.V. Diky // Fullerenes Nanotubes and Carbon Nanostructures. – 2007. – Vol. 15. – No 4. – P. 227-247. – DOI: 10.1080/15363830701421439.

28. Tarasov, B. P. Problem of hydrogen storage and prospective uses of hydrides for hydrogen accumulation / B. P. Tarasov, M. V. Lototskii, V. A. Yartys // Russian

Journal of General Chemistry. – 2007. – Vol. 77. – No 4. – P. 694-711. – DOI: 10.1134/S1070363207040329.

29. Fakioglu, E. A review of hydrogen storage systems based on boron and its compounds / E. Fakioglu, Yu. Yürüm, T.N. Veziroglu // Alternative Energy and Ecology (ISJAE). – 2018. – Vol. 7-9. – P. 86-94. – DOI: 10.15518/isjaee.2018.07-09.086-094.

30. Shau, A. Improvement on efficiencies of dilute alkaline water electrolyzer using membranes / A. Shau, P. De, P. Ray // International Journal of Hydrogen Energy. – 2016. – Vol. 41. – Iss. 48. – P. 22652-22662. – DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.11.009.

31. Tejwani, V.S. Control strategy for utility interactive hybrid PV Hydrogen System / V.S. Tejwani, B.N. Suthar // IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2016. – Art. no. 7741666. – DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741666.

32. Gutiérrez-Martín, F. Power-to-SNG technology for energy storage at large scales / F. Gutiérrez-Martín, L.M. Rodríguez-Antón // International Journal of Hydrogen Energy. – 2016. – Vol. 41. – Iss. 42. – P. 19290-19303. – DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.07.097.

33. Kiciński, W. Carbon gel-derived Fe–N–C electrocatalysts for hydrogen-air polymer electrolyte fuel cells / W. Kiciński, S. Dyjak, W. Tokarz // Journal of Power Sources. – 2021. – Vol. 513. – P. 230537. – DOI: 10.1016/j.jpowsour.2021.230537.

34. Jaouen, F. Toward platinum group metal-free catalysts for hydrogen/air proton-exchange membrane fuel cells / F. Jaouen, D. Jones, N. Coutard, V. Artero, P. Strasser, A. Kucernak // Johnson Matthey Technology Review. – 2018. – Vol. 62. – No 2. – P. 231-255. – DOI: 10.1595/205651318X696828.

35. Nazarychev, S.A. Full compensation of reactive power in electric networks 0.4-10kV / S.A. Nazarychev, A.R. Akhmetshin, S.O. Gaponenko // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – Vol. 1588. – Iss. 1. – Art. no. 012036. – DOI: 10.1088/1742-6596/1588/1/012036.

36. Suslov, K. Development of the methodological basis of the simulation modelling of the multi-energy systems / K. Suslov, V. Piskunova, D. Gerasimov, E. Ukolova, A. Akhmetshin, P. Lombardi, P. Komarnicki // E3S Web of Conferences. – 2019. – Vol. 124. Art. no. 01049. – DOI: 10.1051/e3sconf/201912401049.

References

1. Mendelev D.I., Galitskii Yu.Ya., Marin G.E., Akhmetshin A.R. Study of the work and efficiency improvement of combined-cycle gas turbine plants. *E3S Web of Conferences*, 2019;124:05061.

2. Nowotny J., Veziroglu T.N. Impact of hydrogen on the environment. *Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*, 2019;01-03:16-24.

3. Contreras V.M. Methodology of assessment of renewable energy resources in Venezuela. *Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*, 2014;11:56-61.

4. Solomin E.V., Kirpichnikova I.M., Amerkhanov R.A., Korobov D.V., Lutovats M., Martyanov A.S. The use of wind-hydrogen uninterrupted power supply plant in different climatic conditions. *Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*, 2018;13-15:30-54



5. Marin G., Osipov B., Mendeleev D. Study of the properties of fuel gas in gas turbine plants depending on its composition lecture notes in mechanical engineering. *Lecture Notes in Mechanical Engineering*, 2022;403-412.
6. Benato A., Stoppato A., Bracco S. Combined cycle power plants: A comparison between two different dynamic models to evaluate transient behaviour and residual life. *Energy Conversion and Management*, 2014;87:1269-1280.
7. Blakey S., Rye L., Wilson C.W. Aviation gas turbine alternative fuels: A review. *Proceedings of the Combustion Institute*, 2011;36(2):2863-2885.
8. Marin G.E., Mendeleev D.I., Akhmetshin A.R. Analysis of changes in the thermophysical parameters of the gas turbine unit working fluid depending on the fuel gas composition. *2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2019*, 2019:8934021.
9. Salamov O.M., Aliyev F.F. Prospects of obtaining alternative fuel from various biomass and waste species in Azerbaijan. *Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*, 2019;01-03:25-41.
10. Brizitsky O.F., Terentyev V.Y., Barelko V.V., Kirillov V.A., Sobyenin V.A., Snytnikov P.V., Burtsev V.A., Bykov L.A., Kuznetsov M.V. About the prospects of engine building transformation to hydrogen-containing fuel. *Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*, 2014;20:95-102.
11. Marin G., Mendeleev D., Osipov B., Akhmetshin A. Study of the effect of fuel temperature on gas turbine performance. *E3S Web of Conferences*, 2020;178:01033.
12. Ermolaev D.V., Timofeeva S.S., Islamova S.I., Bulygina K.S., Gilfanov M.F. A comprehensive study of thermotechnical and thermogravimetric properties of peat for power generation. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 2019;9(4):767-774.
13. Madhlopa A. Gas turbine fuels and fuel systems. *Green Energy and Technology*, 2018:27-49.
14. Cozzolino R. Thermodynamic performance assessment of a novel micro-CCHP system based on a low temperature PEMFC power unit and a half-effect Li/Br absorption chiller. *Energies*, 2018;11(2):315.
15. Taufan A., Djubaedah E., Manga A., Nasiddin. Experimental performance of adsorption chiller with fin and tube heat exchanger. *AIP Conference Proceedings*, 2018;2001:020012.
16. Lalor G., O'Malley M. Frequency control on an island power system with increasing proportions of combined cycle gas turbines. *2003 IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings*, 2003;4:1304727.
17. Wai C. A comparative study of electric power market transaction mode. *North China Electric Power University*, 2006:6.
18. Cheung K.W., Shamsollahi P., Sun D., Milligan J., Potishnak M. Energy and ancillary service dispatch for the interim ISO New England electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2000;15(3):968-974.
19. Scheppe F.C., Caramanis M.C., Tabors R.D., Robn R.E. Spot pricing of electricity, *Kluwer Academic Publishers*, 1998:355.
20. Chew Z.J., Zhu M. Low power adaptive power management with energy aware interface for wireless sensor nodes powered using piezoelectric energy harvesting. *2015 IEEE SENSORS - Proceedings*. 2015:7370663.
21. Feng X., Gooi H.B., Chen S. Capacity fade-based energy management for lithium-ion batteries used in PV systems. *Electric Power Systems Research*, 2015;129:150-159.
22. Lee S.G., Choi G.B., Lee J.M. Optimal design and operating conditions of the CO₂ liquefaction process, considering variations in cooling water temperature. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2015;54(51):12855-12866.
23. Sankaran K. Carbon emission and plastic pollution: How circular economy, blockchain, and artificial intelligence support energy transition? *Journal of Innovation Management*, 2019;7(4):7-13.
24. Sorrentino S. Welding technologies for ultra-supercritical power plant materials. *Materials for Ultra-Supercritical and Advanced Ultra-Supercritical Power Plants*, 2017:247-319.
25. Shi H. Cai Q., Chen Y. Sensitivity evaluation of AP1000 nuclear power plant best estimation model. *Science and Technology of Nuclear Installations*. 2017;2017:9304520.
26. Choudhary T. Sanjay Thermodynamic assessment of SOFC-ICGT hybrid cycle: Energy analysis and entropy generation minimization. *Energy*, 2017;134:1013-1028.
27. Karpushenkava L.S., Kabo G.J., Diky V.V. Thermodynamic properties and hydrogen accumulation ability of fullerene hydride C60H36. *Fullerenes Nanotubes and Carbon Nanostructures*, 2007;15(4):227-247.
28. Tarasov B.P., Tarasov B.P., Lototskii M.V., Yartys' V.A. Problem of hydrogen storage and prospective uses of hydrides for hydrogen accumulation. *Russian Journal of General Chemistry*, 2007;77(4):694-711.
29. Fakioglu E., Yürüm Yu., Veziroglu T.N. A review of hydrogen storage systems based on boron and its compounds. *Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*, 2018;7-9:86-94.
30. Shau A., De P., Ray P. Improvement on efficiencies of dilute alkaline water electrolyzer using membranes. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016;41(48):22652-22662.
31. Tejwani V.S., Suthar B.N. Control strategy for utility interactive hybrid PV Hydrogen System. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2016:7741666.
32. Gutiérrez-Martín F., Rodríguez-Antón L.M. Power-to-SNG technology for energy storage at large scales. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016;41(2):19290-19303.
33. Kiciński W., Dyjak S., Tokarz W. Carbon gel-derived Fe-N-C electrocatalysts for hydrogen-air polymer electrolyte fuel cells. *Journal of Power Sources*, 2021;513:230537

34. Jaouen F., Jones D., Coutard N., Artero V., Strasser P., Kucernak A. Toward platinum group metal-free catalysts for hydrogen/air proton-exchange membrane fuel cells. *Johnson Matthey Technology Review*, 2018;62(2):231-255.

35. Nazarychev S.A., Akhmetshin A.R., Gaponenko S.O. Full compensation of reactive power in electric

networks 0.4-10kV. *Journal of Physics: Conference Series*, 2020;1588(1):012036.

36. Suslov K., Piskunova V., Gerasimov D., Ukolova E., Akhmetshin A., Lombardi P., Komarnicki P. Development of the methodological basis of the simulation modelling of the multi-energy systems. *E3S Web of Conferences*, 2019;124:01049.

Транслитерация по BSI



Китай построит комплекс по улавливанию CO₂ мощностью 10 млн. т в год



Китайская Sinopec, китайская сталелитейная компания China Baowu, британская нефтегазовая корпорация Shell и немецкий нефтехимический концерн BASF подписали меморандум о проведении ТЭО проекта по улавливанию, хранению и утилизации углекислого газа (CCUS) мощностью 10 млн. т в год в восточном Китае.

Стороны изучат возможность транспортировки углекислого газа с промышленных предприятий в среднем и нижнем течении реки Янцзы на станцию приема CO₂ с последующей отправкой сырья в морские и подземные хранилища с помощью трубопроводов. Мощность проекта в шесть с лишним раз превзойдет объем улавливания CO₂, который Sinopec обеспечила в 2021 г. (1,52 млн. т, согласно официальному сообщению компании). Ранее Sinopec уже зарекомендовала себя в качестве лидера по темпам внедрения технологий CCUS в Китае. Компания в 2012 г. впервые в истории КНР начала использовать их при выработке электроэнергии из угля, с 2015 г. стала внедрять данные технологии на объектах собственных дочерних предприятий (Sinopec Nanjing

Chemical Industries Co., и Sinopec East China Oil and Gas Company), а в 2022 г. ввела в строй крупнейший в стране CCUS-комплекс Qilu-Shengli, мощность которого (1 млн. т в год) сопоставима с высадкой 9 млн. деревьев.

Проект Sinopec, China Baowu, Shell и BASF станет вторым по величине среди проектов в сфере CCUS, объявленных к сегодняшнему дню по всему миру. Крупнейшим же пока является проект строительства CCUS-хаба в Хьюстоне, который собирается реализовать ExxonMobil совместно с еще 13 компаниями, в том числе французской Air Liquide и немецкой Linde. Мощность комплекса к 2030 г. должна будет составить 50 млн. т в год, а к 2040 г. – 100 млн. т в год.

Проекты в сфере CCUS особенно востребованы в обрабатывающих отраслях, на долю которых приходится свыше половины выбросов в промышленности. По оценке McKinsey, общая доля сталелитейной, цементной и химической отраслей в глобальной структуре промышленных выбросов составляет 58%, тогда как доля добычи нефти, газа и угля – лишь 21% (при доле всех прочих секторов в 21%). Если переход на ВИЭ позволяет купировать выбросы так называемой второй категории (Scope 2 emissions), связанных с потреблением электроэнергии, то проекты CCUS обеспечивают сокращение выбросов первого типа (Scope 1), которые образуются при непосредственном производстве промышленной продукции. При этом наибольшую сложность представляет третья категория выбросов (Scope 3), эмитентами которых являются поставщики сырья (Upstream) и потребители конечной продукции (Downstream).

globalenergyprize.org

