



## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОРОДА В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Г.Е. Марьин<sup>1,2</sup>, Б.М. Осипов<sup>1</sup>, А.Р. Ахметшин<sup>1,3</sup>

<sup>1</sup>Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

<sup>2</sup>АО «ТАТЭНЕРГО» филиал «Казанская ТЭЦ–2», г. Казань, Россия

<sup>3</sup>Ассоциация «Росэлектромонтаж», г. Москва, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7229-412X>, [george64199@mail.ru](mailto:george64199@mail.ru)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8059-0669>, [obm0099@ya.ru](mailto:obm0099@ya.ru)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4424-7761>, [dr.akhmetshin@ieee.org](mailto:dr.akhmetshin@ieee.org)

**Резюме:** *ЦЕЛЬ.* Исследование направлено на изучение влияния топливных газов различного компонентного состава на экологические показатели работы газотурбинной установки GE 6FA. Рассмотреть возможность применения в качестве основного топлива водорода для минимизации выбросов и улучшения характеристик работы газотурбинной установки GE 6FA. *МЕТОДЫ.* Для выполнения поставленной цели был использован программный комплекс «АСГРЭТ» (Автоматизированная система газодинамических расчетов энергетических турбомашин). *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье рассмотрены перспективные направления по утилизации CO<sub>2</sub> с применением высокоэффективных технологий с дальнейшим использованием или захоронением. Представлены математическая модель газотурбинной установки GE 6FA, диаграммы изменения основных характеристик и состав выбросов при работе на разных видах топлива, включая водород. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Проведенные исследования показывают, что изменение компонентного состава газа оказывает влияние на энергетические характеристики двигателя. Приведена методика определения количественного состава CO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> в отработавших газах газотурбинной установки. Переход на резервное топливо керосин приводит к увеличению количества выбросов, что необходимо учитывать при проектировании систем улавливания вредных выбросов при двухтопливной системе подачи топливного газа. Применение водорода в качестве топлива для газовых турбин позволяет сократить не только расходы на топливоподготовку, но и минимизировать выбросы и улучшить характеристики работы газотурбинной установки.

**Ключевые слова:** газотурбинная установка; водород; режимы работы электрической станции; парниковый эффект; вредные выбросы; диоксид углерода.

**Для цитирования:** Марьин Г.Е., Осипов Б.М., Ахметшин А.Р. Исследование применения водорода в качестве топлива для улучшения энергетических и экологических показателей работы газотурбинных установок // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 2. С. 84-92. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-84-92.

## RESEARCH OF THE APPLICATION OF HYDROGEN AS A FUEL TO IMPROVE ENERGY AND ENVIRONMENTAL PERFORMANCE OF GAS TURBINE PLANTS

GE. Marin<sup>1,2</sup>, BM. Osipov<sup>1</sup>, AR. Akhmetshin<sup>1,3</sup>

<sup>1</sup>Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

<sup>2</sup>JSC «Tatenergo» branch «Kazan CHP-2», Kazan, Russia

<sup>3</sup>Association «Roselectromontazh», Moscow, Russia

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7229-412X>, [george64199@mail.ru](mailto:george64199@mail.ru)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8059-0669>, [obm0099@ya.ru](mailto:obm0099@ya.ru)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4424-7761>, [dr.akhmetshin@ieee.org](mailto:dr.akhmetshin@ieee.org)

**Abstract: THE PURPOSE.** The study is aimed at studying the effect of fuel gases of various component composition on the environmental performance of the GE 6FA gas turbine unit. Consider using hydrogen as primary sweat to minimize emissions and improve performance of the GE 6FA gas turbine. **METHODS.** To achieve this goal, the ASGRET (Automated system for gas-dynamic calculations of power turbomachines) software package was used. **RESULTS.** The article discusses promising directions for the utilization of CO<sub>2</sub> using highly efficient technologies with further use or disposal. A mathematical model of a GE 6FA gas turbine unit, diagrams of changes in the main characteristics and the composition of emissions when operating on various types of fuel, including hydrogen, are presented. **CONCLUSION.** The studies carried out show that a change in the component composition of the gas affects the energy characteristics of the engine. The method for determining the quantitative composition of CO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> in the exhaust gases of a gas turbine plant is presented. The transition to the reserve fuel kerosene leads to an increase in the amount of emissions, which must be taken into account when designing systems for capturing harmful emissions with a dual-fuel fuel gas supply system. The use of hydrogen as a fuel for gas turbines allows to reduce not only the cost of fuel preparation, but also to minimize emissions and improve the performance of the gas turbine plant.

**Keywords:** gas turbine, hydrogen; power plant operating modes; greenhouse effect; harmful emissions; carbon dioxide.

**For citation:** Marin GE, Osipov BM, Akhmetshin AR. Research of the application of hydrogen as a fuel to improve energy and environmental performance of gas turbine plants. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021; 23(2): 84-92. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-2-84-92.

### **Введение и литературный обзор**

Рост производства электроэнергии неизбежен. В настоящий момент европейские страны делают упор на развитие нетрадиционной энергетики, но в климате России такой подход кардинально отличается от принятых на Западе. Согласно стратегии развития энергетической отрасли строительство новых мощностей будет происходить на базе газотурбинных технологий, это как газовые турбины мощностью 500-600 МВт, так и маломощные установки 5-15 МВт<sup>1</sup>. Известно, что основным видом топлива для газовых турбин является природный газ, но в настоящее время предлагаются и альтернативные топлива, в том числе и водород [1]. При этом повышение спроса на электроэнергию приведет к увеличению потребления топлив, что увеличит количество выбросов вредных веществ. Стабилизировать выбросы парниковых газов был призван подписанный в 1997 году Киотский протокол. Даже сильная поддержка мирового сообщества Киотского протокола не привела к снижению выбросов на мировом уровне, так как развивающиеся страны не взяли на себя обязательства по количеству выбросов [2]. На смену Киотскому протоколу было принято Парижское соглашение. В отличие от Киотского протокола соглашение позволяет странам самим устанавливать цели по снижению количества выбросов, исходя из энергетической стратегии страны. 21 сентября 2019 года Российская Федерация ратифицировала Парижское соглашение. Согласно данному соглашению в России поставлена цель по снижению выбросов парниковых газов до уровня 75% от показателей 90-х годов. На достижение данных целей направлены федеральные проекты «Чистый воздух» и «Наилучшие доступные технологии». Данные проекты предусматривают сокращение выбросов, стимулирование промышленных и энергетических компаний к внедрению новых технологий для минимизации ущерба для окружающей среды, а также развитие и подготовку к внедрению механизма квотирования выбросов.

В продуктах сгорания диоксид углерода является основной составляющей соединений, приводящих к формированию парникового эффекта, который приводит к изменению климата [3]. Количество CO<sub>2</sub> в отработавших газах газотурбинной установки (ГТУ) зависит от содержания углерода в топливе. Сокращение объемов выбросов CO<sub>2</sub> можно достичь путем уменьшения количества сжигаемого топлива, т.е. совершенствования цикла. Также в процессе сжигания топлива образуется SO<sub>2</sub>, если сера

<sup>1</sup> Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (утв. Распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 No 1715-р) // Справочная Правовая Система Консультант Плюс (последнее обновление 26.03.2018).

содержится в топливе. Неполное сгорание топлива или неправильно выстроенный алгоритм сжигания топливовоздушной смеси приводит к образованию монооксида углерода (угарного газа) CO [4]. Его количество в отработавших газах не так велико, но увеличение его концентрации в атмосфере приводит к росту заболеваемости населения с хроническими заболеваниями легких [5].

При высоких температурах горения образуется окись азота NO и диоксид азота NO<sub>2</sub>[6]. Количество данных веществ в отработавших газах зависит от типа топлива и совершенства камеры сгорания ГТУ[7]. Выброс NO оказывает влияние на озоновый слой в верхних слоях атмосферы, а также является канцерогеном, вызывающим раковые заболевания у человека.

Вредные выбросы оказывают негативное влияние не только на окружающую среду, но и приводит к коррозии металлоконструкций, эрозионному износу, повреждению зданий и фундаментов.

В настоящий момент для уменьшения выбросов энергетического оборудования разработано и реализовано много мер минимизации воздействия на окружающую среду, к ним можно отнести:

1. Совершенствование режимов горения топлива [8];
2. Рециркуляцию отработавших газов через подающие форсунки в смеси с воздухом;
3. Применение специальных форсунок;
4. Подвод дополнительного рабочего тела в проточную часть [9];
5. Технологию очистки отработавших газов;
6. Применение водорода в качестве топлива.

Перспективным направлением по утилизации CO<sub>2</sub> является применение высокоэффективных технологий по утилизации CO<sub>2</sub> из дымовых газов, и дальнейшее его использование или захоронение [10-13].

Одним из таких направлений может быть использование CO<sub>2</sub> в качестве природного хладагента, альтернатива различным фреонам. В отличие от традиционных хладагентов CO<sub>2</sub> имеет высокую критическую и низкую тройную точку, это дает широкие пределы при промышленном применении. Может применяться при синтезе химических соединений (создание новых топлив, синтез-газов), в металлургии. Кроме промышленности очищенный CO<sub>2</sub> используется в медицине, сельском хозяйстве, в пищевой промышленности. Способность охлаждаться при испарении позволяет использовать CO<sub>2</sub> в системах пожаротушения гражданских и промышленных объектов.

Если же объемы извлеченного CO<sub>2</sub> небольшие или нет необходимости сразу его использовать, можно организовать хранение в газгольдерах. Также можно организовать захоронение в подземных шахтах, хранилищах.

Затраты на установку оборудования по улавливанию CO<sub>2</sub> не маленькие, поэтому при разработке и внедрении таких проектов необходимы точные данные по количеству выбросов и их компонентному составу. На данный момент применяются три технологии снижения выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу при эксплуатации энергетического оборудования, работающего на разных видах топлива:

1. Технология «*Pre-combustion capture*». При применении данной технологии [14] CO<sub>2</sub> удаляется из топлива при подготовке к сжиганию;
2. Технология «*Oxy Fuel*». Особенностью данной технологии является усложнение цикла, сжигание происходит при добавлении чистого кислорода. Технология «*Oxy Fuel*» [15] будет применяться в газотурбинных циклах при использовании в качестве топлива угля (технология газификации угля);
3. Технология улавливания CO<sub>2</sub> из отработавших газов энергетического оборудования.

#### **Материалы и методы**

В данном исследовании мы рассматриваем технологию улучшения энергетических и экологических показателей работы ГТУ при работе на разных видах топлива, включая водород[16]. Определение состава отработавших газов влияет на выбор состава оборудования установки улавливания CO<sub>2</sub>. На рис. 1 представлена принципиальная схема по улавливанию CO<sub>2</sub>.

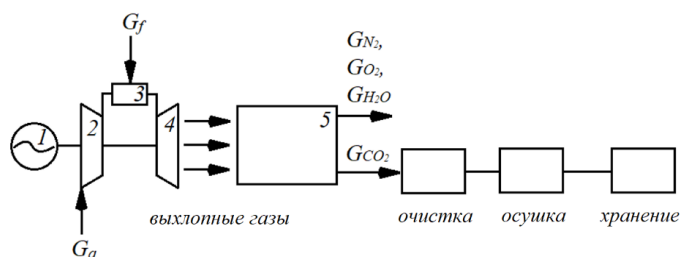


Рис. 1. Принципиальная схема по улавливанию  $\text{CO}_2$ : 1 – генератор; 2 – компрессор ГТУ; 3 – камера сгорания ГТУ; 4 – турбина; 5 – установка улавливания  $\text{CO}_2$ ;  $G_a$  – расход сжимаемого воздуха, кг/с;  $G_f$  – подводимый топливный газ кг/с;  $G_{N_2}$ ,  $G_{O_2}$ ,  $G_{H_2O}$ ,  $G_{CO_2}$  – количественный состав  $N_2$ ,  $O_2$ ,  $H_2O$ ,  $CO_2$  в отработавших газах.

Fig. 1. Schematic diagram of  $\text{CO}_2$  capture: 1- generator; 2-GTU compressor; 3-GTU combustion chamber; 4-turbine; 5- $\text{CO}_2$  capture unit;  $G_a$  - compressed air flow rate, kg / s;  $G_f$ -fuel gas input, kg / s;  $N_2$ ,  $O_2$ ,  $H_2O$ ,  $CO_2$  - the quantitative composition of  $N_2$ ,  $O_2$ ,  $H_2O$ ,  $CO_2$  in the exhaust gases.

Газовая турбина использует топливный газ различного компонентного состава. Эксплуатация газовой турбины происходит при работе на природном газе, но возможно использование керосина в качестве резервного топлива. Работа на резервном топливе может быть кратковременна, но состав продуктов сгорания будет отличаться. Альтернативой природному газу и керосину, используемых в качестве топлива газовой турбины, может быть водород. Водород является экологически чистым топливом. Сжигание водорода сопровождается выделением большого количества энергии, порядка 135-140 Мдж на 1 кг водорода. Пример состава топлива представлен в таблице 1.

Таблица 1

Компонентный состав топлива					
Компонент	Формула	Молекулярный вес	Плотность кг/м <sup>3</sup>	Объёмный состав, %	
				Газ 1	Газ 2
Метан	$\text{CH}_4$	16,0426	0,668	97,24	94,500
Этан	$\text{C}_2\text{H}_6$	30,0694	1,26	0,12	2,100
Пропан	$\text{C}_3\text{H}_8$	44,1	1,866	0,01	0,500
Изо-бутан	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	58,124	2,491	0,000	0,200
Кислород	$\text{O}_2$	31,9988	1,331	0,025	0,022
Азот	$\text{N}_2$	28,0134	1,165	2,5	2,480
Двуокись углерода	$\text{CO}_2$	44,01	1,841	0,1	0,200

Для проведения исследований необходимо определить условную формулу топливного газа [17]. Условная формула топлив представлена в таблице 2.

Таблице 2

Условная формула топлив							
№	Тип топлива	C	H	N	O	S	$i$ , кДж/кг
1.	Газ 1	6,129	24,094	0,12194	0,0564	-	-4559,38
2.	Газ 2	6,019	22,36	0,2519	0,0564	-	-4220,383
3.	Керосин	7,0768	14,6788	-	-	0,0135	-2815,1
4.	Водород	-	99,21619	-	-	-	-3965,1

### Результаты

Аппроксимация термодинамических свойств топливного газа ГТУ. Для исследований продуктов сгорания была создана математическая модель газотурбинного двигателя GE 6FA в программном комплексе «АСГРЭТ» (Автоматизированная система газодинамических расчетов энергетических турбомашин). Основные характеристики представлены в таблице 3[18-19].

Таблице 3

Технические характеристики ГТУ (GE 6FA)			
№ п/п	Технические характеристики	Ед. изм.	Значение
1	Мощность генератора	кВт	80000
2	Атмосферное давление	кгс/см <sup>2</sup>	1,013
3	Температура на входе компрессора	°С	15
4	Относительная влажность на входе в компрессор	%	60
5	Давление топлива перед газовым модулем	кгс/см <sup>2</sup>	25,9 – 30,8
6	Количество ступеней в компрессоре	шт.	18
7	Количество ступеней в турбине	шт.	3
8	Воздушный поток	м <sup>3</sup> /с	166
9	Коэффициент сжатия		15,8
10	Температура воздуха после компрессора	°С	385
11	Температура дымовых газов	°С	603
12	Температура газов после камеры сгорания	°С	1325

Функциональная схема представлена на рис. 2.

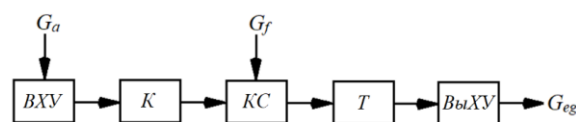


Рис. 2. Функциональная схема

Fig. 2. Functional diagram

Обозначения на рис. 2: ВХУ - входное устройство; К-компрессор; КС - камера сгорания; Т-турбина; ВыХУ- выходное устройство;  $G_a$  - расход воздуха, подаваемого в компрессор, кг/с;  $G_f$ -расход топлива,кг/с;  $G_{eg}$  - расход отработавших газов, кг/с.

Исходными данными для исследования приняты [20, 21]:  $T_{ов}=288,15$  К,  $P_{ов}=101,3$ кПа,  $\varphi =60\%$ . Мощность газовой турбины постоянная  $N=77$ МВт, температура после ГТУ постоянна 873К,  $n=5233$  об/мин.

По результатам исследования получены основные характеристики двигателя при работе на разных видах топлива, рис. 3.

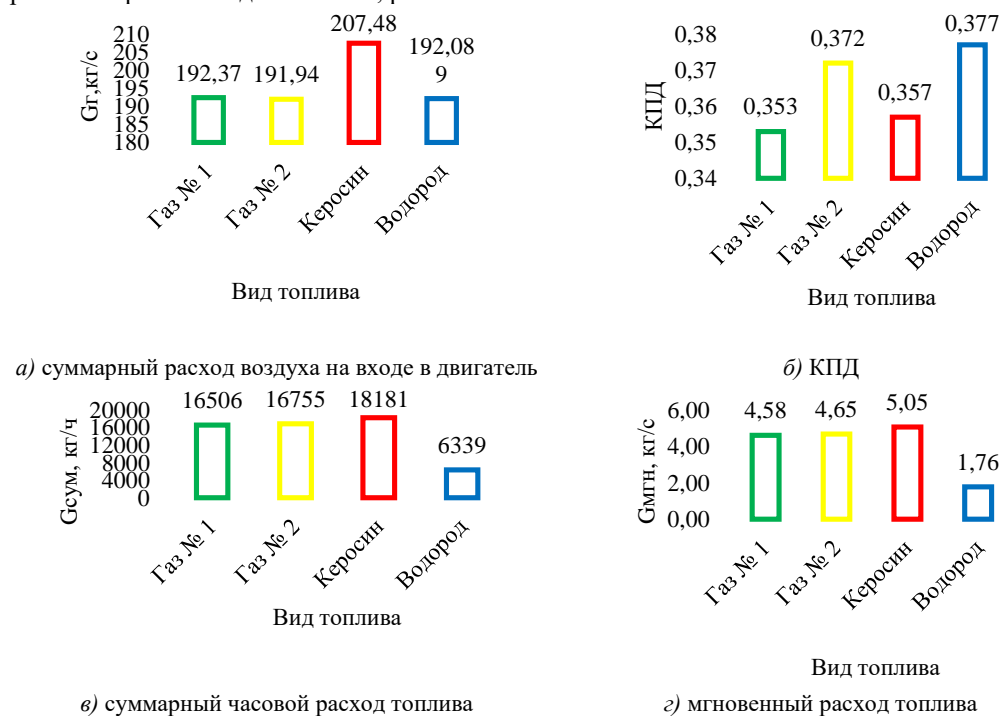


Рис. 3. Основные характеристики двигателя при работе на разных видах топлива.

Fig. 3. The main characteristics of the engine when running on different type s of fuel.

При работе на керосине, рис.3а, суммарный расход воздуха увеличивается, так как возрастает расход топливного газа. Увеличение расхода воздуха при работе на керосине достигает 7% относительно природного газа.

Максимальный эффективный КПД, рис.3б, достигается при работе на водороде. Это обусловлено высокими энергетическими характеристиками топлива.

На рис.3в и 3г видно, что при работе на водороде достигается наименьший расход топлива, а на керосине - максимальный.

Используя полученные выше данные, рассчитаем количества  $\text{CO}_2$  в отработавших газах:

$$Q_{\text{CO}_2} = G_{\text{т}} \cdot q_{\text{п}_2},$$

где  $G_{\text{т}}$  – расход топлива, кг/с;  $q_{\text{п}_2}$  – показатель относительного расхода компонента состава выхлопа.

Состав выбросов представлен на рис. 4.

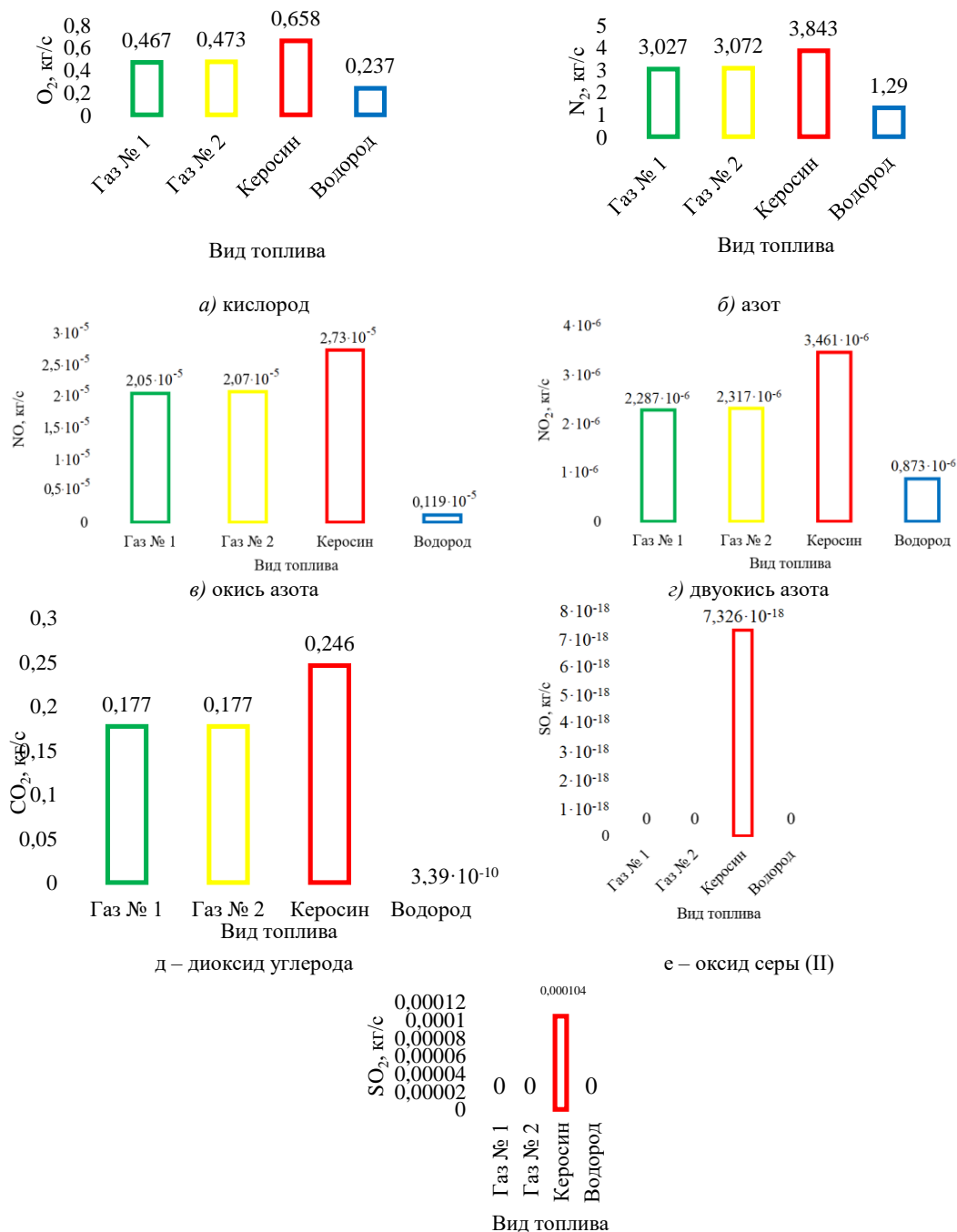


Рис. 4. Выбросы при сжигании топлива  
Fig. 4. Emissions from fuel combustion

На рис. 4 представлены численные значения основных компонентов в отработавших газах газотурбинного двигателя. Показано, что переход на резервное топливо керосин не только увеличивает расход топлива, но и повышает количество  $\text{CO}_2$ ,

NO<sub>2</sub>. Наличие серы в исходном керосине добавляет к выбросам SO<sub>x</sub>, данный фактор необходимо учитывать при переходе на резервное топливо. Важно отметить, что при переходе на водородное топливо в выбросах будут отсутствовать выбросы группы S<sub>ox</sub>, а выбросы CO и NO<sub>x</sub> будут минимальны. Содержание O<sub>2</sub> в выхлопных газах будет меньше, чем при работе на газе или керосине, это необходимо учитывать при наличии в котле-утилизаторе дожигającego устройства.

### **Обсуждение**

Экологические вызовы оказывают большое влияние на работу энергетической отрасли. Переход на использование природного газа позволил не только снизить затраты на производство электроэнергии, но и позволил сократить выбросы CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>. На данный момент по прогнозу Международного агентства по возобновляемым источникам энергии IRENA [22] будет происходить постепенное сокращение потребления природного газа и увеличиваться доля водорода в топливной корзине. Переход к водородным технологиям позволит сократить выбросы генерирующего оборудования. Конечно внедрение водородных технологий дорогостоящий процесс, но развитие технологий позволит со временем уменьшить стоимость топлива. Кроме того, необходимо выполнять жесткие требования безопасности, при эксплуатации оборудования. Водород, как и природный газ, бесцветный, смесь с воздухом взрывоопасна, но кроме этого использование водорода приводит к охрупчиванию металлов. Но данные проблемы при эксплуатации водородных установок требуют лишь разработки новых подходов к работе и эксплуатации оборудования, трубопроводов. На данный момент водород дороже природного газа, но сопоставим по стоимости с авиационным керосином, стоимость водорода составляет от \$2 до \$4 за 1 кг, но затраты на производство постоянно снижаются. Стоит отдельно отметить, что для транспортировки водорода нет необходимости создавать новую трубопроводную систему.

### **Выводы**

Проведенные исследования показывают, что изменение компонентного состава газа оказывает влияние на энергетические характеристики двигателя.

Приведена методика определения количественного состава CO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> в отработавших газах ГТУ. Показано, что переход с основного топлива ГТУ на резервное топливо керосин приводит к изменению количества выбросов. Это необходимо учитывать при проектировании систем улавливания вредных выбросов после ГТУ при двухтопливной системе подачи топливного газа.

Выбранная методика определения количества выбросов позволяет энергетическим предприятиям прогнозировать количество выбросов в зависимости от работы генерирующего оборудования.

Применение водорода в качестве топлива для газовых турбин позволяет сократить не только расходы на топливоподготовку, но и минимизировать выбросы.

Несмотря на высокую стоимость исходного топлива, применение водорода снизит расходы на утилизацию вредных выбросов.

### **Литература**

1. Марьин Г.Е., Осипов Б.М. Критерии выбора составов топлив при их сжигании в газотурбинных установках с незначительными переделками топливной системы // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24. № 2(151). С. 356-365.
2. Васильева Г.М. Киотский протокол в глобальном историческом контексте // Вестник Томского государственного университета. 2019. № 439. С. 120-127.
3. Шаповалов А.Б. К вопросу о роли диоксид углерода и его влиянии на биосферу // Образовательные ресурсы и технологии. 2017. № 3(20). С. 78-85.
4. Юдин Р.А., Шестаков Н.И., Аншелес В.Р., и др. Основные закономерности неполного сгорания природного газа // Вестник Череповецкого государственного университета. 2013. № 3-1(49). С. 26-29.
5. Евсеева А.О. Влияние тепловых электростанций на природу и человека // Colloquium-journal. 2019. № 12-2(36). С. 56-58.
6. Chen Y., Sima V., Lin W., et al. HCCI / Rich SACI gasoline combustion cycling and three-way catalyst for fuel efficiency and NO<sub>x</sub> reduction // Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. 2015. V. 137(12).
7. Sarkisov A.A., Rudakov O.A., Salivon N.D., et al. The generalized emissions characteristic of a gas-turbine engine as a function of the design and operating parameters of the combustion chamber // Thermal Engineering. 2000. V. 47(4).pp. 352-355.
8. Huang R.F., Kimilu R.K. Effects of jet pulsation intensity on a wake-stabilized non-premixed jet flame in crossflow // Experimental Thermal and Fluid Science. 2016. V. 78.pp. 153-166.

9. Marin G., Mendelev D., Osipov B., et al. Supply of additional working fluid to the flow part of the NK-8 gas turbine engine // High Speed Turbomachines and Electrical Drives Conference 2020 (HSTED-2020). E3S Web of Conferences. 2020. V. 178.
10. Иванова М.С., Вишнецкая М.В., Томский К.О. Каталитическая очистка газовых выбросов от CO<sub>2</sub> // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. 2019. № 1(69). С. 24-31.
11. Косой А.С., Зейгарник Ю.А., Попель О.С., и др. Концептуальная схема парогазовой установки с полным улавливанием диоксида углерода из продуктов сгорания // Теплоэнергетика. 2018. № 9. С. 23-32.
12. Lee U., Han C. Simulation and optimization of multi-component organic Rankine cycle integrated with post-combustion capture process // Computers and Chemical Engineering. 2015. V. 83. pp. 21-34.
13. Aresta M., Dibenedetto A., Angelini A. Catalysis for the valorization of exhaust carbon: From CO<sub>2</sub> to chemicals, materials, and fuels technological use of CO<sub>2</sub> // Chemical Reviews. 2014. V. 114(3). pp. 1709-1742. <https://doi.org/10.1021/cr4002758>.
14. Shaw R., Naskar S., Das T., et al. Review on the advanced techniques used for the capturing and storage of CO<sub>2</sub> from fossil fuel power plants // Lecture notes in civil engineering. 2021. V. 93. pp. 193-197.
15. Schorn F., Lohse D., Samsun R.C., et al. The biogas-oxyfuel process as a carbon source for power-to-fuel synthesis: Enhancing availability while reducing separation effort // Journal of CO<sub>2</sub> Utilization. 2021. V. 45.
16. Carapellucci R., Giordano L., Vaccarelli M. Application of an amine-based CO<sub>2</sub> capture system in retrofitting combined gas-steam power plants // Energy. 2017. V. 118. pp. 808-826.
17. Титов А.В., Осипов Б.М., Хамматов А.Р., и др. Применение программного комплекса град для исследований стационарных энергетических установок // Тяжелое машиностроение. 2009. № 6. С. 9-11.
18. Осипов Б.М., Титов А.В., Хамматов А.Р. Инструментальная среда исследования газотурбинных установок // Вестник Казанского государственного технического университета им. А.Н. Туполева. 2009. № 1. С. 22-25.
19. Менделеев Д.И., Марьин Г.Е., Ахметшин А.Р. Показатели режимных характеристик парогазового энергоблока пгу-110 мвт на частичных нагрузках // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 3(43). С. 47-56.
20. Марьин Г.Е., Осипов Б.М., Зунино П., и др. Влияние состава топлива на энергетические параметры газотурбинной установки // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. 22(5) С. 41-51. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-5-41-51>
21. IRENA. Global energy transformation: A road map to 2050 (2019 edition). 2019. 52 с. Доступно по URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Globalenergy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>.

#### Авторы публикации

**Марьин Георгий Евгеньевич** – старший преподаватель, Казанский государственный энергетический университет. Старший машинист энергоблоков цеха парогазовых установок АО «Татэнерго» филиал «Казанская ТЭЦ-2».

**Осипов Борис Михайлович** – канд. техн. наук, профессор, Казанский государственный энергетический университет.

**Ахметшин Азат Ринатович** – канд. техн. наук, доцент, Казанский государственный энергетический университет, ведущий специалист Ассоциации «Росэлектромонтаж».

#### References

1. Maryin GE, Osipov BM. Criteria for the selection of fuel compositions during their combustion in gas turbine installations with minor alterations of the fuel system. *Bulletin of the Irkutsk State Technical University*. 2020;2(151):356-365.
2. Vasilyeva GM. Kyoto Protocol in a global historical context. *Bulletin of Tomsk State University*. 2019;439:120-127.
3. Shapovalov AB. To the question of the role of carbon dioxide and its effect on the biosphere. *Educational resources and technologies*. 2017;3(20):78-85.
4. Yudin RA, Shestakov NI, Ansheles VR, Yudin IR, Tuvalin NA. Basic laws of incomplete combustion of natural gas. *Bulletin of the Cherepovets State University*. 2013;3-1(49):26-29.
5. Evseeva AO. The influence of thermal power plants on nature and humans. *Colloquium-*



journal. 2019;12-2(36):56-58.

6. Chen Y, Sima V, Lin W, et al. HCCI / Rich SACI gasoline combustion cycling and three-way catalyst for fuel efficiency and NO<sub>x</sub> reduction. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*. 2015;137(12):121508.

7. Sarkisov AA, Rudakov OA, Salivon ND, et al. The generalized emissions characteristic of a gas-turbine engine as a function of the design and operating parameters of the combustion chamber. *Thermal Engineering*. 2000;47(4):352-355.

8. Huang RF, Kimilu RK. Effects of jet pulsation intensity on a wake-stabilized non-premixed jet flame in crossflow. *Experimental Thermal and Fluid Science*. 2016;78:153-166.

9. Marin G, Mendelev D, Osipov B, et al. *Supply of additional working fluid to the flow part of the NK-8 gas turbine engine*. High Speed Turbomachines and Electrical Drives Conference 2020 (HSTED-2020). E3S Web of Conferences. 2020;178:01038.

10. Ivanova MS, Vishnetskaya MV, Tomskiy KO. Catalytic purification of gas emissions from CO<sub>2</sub>. *Bulletin of the North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosova*. 2019;1(69):24-31.

11. Kosoy AS, ZeigarnikYuA, Popel OS, Sinkevich MV, Filippov SP, ShterenbergVYa. Conceptual diagram of a combined cycle plant with complete capture of carbon dioxide from combustion products. *Heat power engineering*. 2018;9:23-32.

12. Lee U, Han C. Simulation and optimization of multi-component organic Rankine cycle integrated with post-combustion capture process. *Computers and Chemical Engineering*. 2015;83:21-34.

13. Aresta M, Dibenedetto A, Angelini A. Catalysis for the valorization of exhaust carbon: From CO<sub>2</sub> to chemicals, materials, and fuels technological use of CO<sub>2</sub>. *Chemical Reviews*. 2014;114(3):1709-1742. <https://doi.org/10.1021/cr4002758>.

14. Shaw R, Naskar S, Das T, et al. *Review on the advanced techniques used for the capturing and storage of CO<sub>2</sub> from fossil fuel power plants*. Lecture notes in civil engineering. 2021;93:193-197.

15. Schorn F, Lohse D, Samsun RC, et al. The biogas-oxyfuel process as a carbon source for power-to-fuel synthesis: Enhancing availability while reducing separation effort. *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*. 2021;45:101410.

16. Carapellucci R, Giordano L, Vaccarelli M. Application of an amine-based CO<sub>2</sub> capture system in retrofitting combined gas-steam power plants. *Energy*. 2017;118:808-826.

17. Alemasov VE, Dregalin AF, Tishin AP, et al. *Thermodynamic and thermophysical properties of combustion products*. VINITI Handbook. ed. acad. Glushko VP. M. Ed. VINITI. 1971;1:266

18. Titov AV, Osipov BM, Khammatov AR, et al. Application of the program complex grad for research of stationary power plants. *Heavy Engineering*. 2009;6:9-11.

19. Osipov BM, Titov AV, Khammatov AR. Instrumental environment for the study of gas turbine plants. *Bulletin of the Kazan State Technical University. A.N. Tupolev*. 2009;1:22-25.

20. Mendelev DI, Maryin GE, Akhmetshin AR. Indicators of the operating characteristics of the steam-gas power unit of the 110 MW CCGT unit at partial loads. *Bulletin of Kazan State Power Engineering University*. 2019;3(43):47-56.

21. Maryin GE, Osipov BM, Zunino P, Mendelev DI. Influence of fuel composition on the energy parameters of a gas turbine plant. *ENERGY PROBLEMS*. 2020;22(5):41-51. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-5-41-51>.

22. IRENA. *Global energy transformation: A road map to 2050* (2019 edition). 2019:52. Access mode URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Globalenergy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>.

#### Authors of the publication

**George E. Marin** – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia. JSC «Tatenergo» branch «Kazan CHP-2».

**Boris M. Osipov** – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

**Azat R. Akhmetshin** – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

**Получено**

**29 марта 2021г.**

**Отредактировано**

**5 апреля 2021г.**

**Принято**

**5 апреля 2021г.**