



Добавление водорода к топливному газу для повышения энергетических характеристик газотурбинных установок

© Г.Е. Марьин***, Б.М. Осипов*, А.Р. Ахметшин****, М.В. Савина*

*Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

**АО «Татэнерго» филиал «Казанская ТЭЦ-2», г. Казань, Россия

***Ассоциация «Росэлектромонтаж», г. Москва, Россия

Резюме: Цель – расчет технико-экономической эффективности добавления водорода к природному газу для улучшения энергетических характеристик топлива газотурбинных установок при длительной эксплуатации месторождений газа. Для разработки математической модели газотурбинного двигателя General Electric 6FA применялись методы математического моделирования в программе АС ГРЭТ. Показано, что снижение теплотворной способности топлива приводит к увеличению расхода топлива на 11%, происходит увеличение количества CO₂, NO, NO₂ в выхлопных газах газовой турбины. Установлено, что в период отрицательных температур и пиковых режимов работы оборудования мощность турбины будет ограничена пропускной способностью топливной системы (максимальное ее значение составило 5,04 кг/с). Показано, что одним из способов повышения энергетических характеристик является добавление водорода к исходному природному газу. Проведены расчеты энергетической эффективности при различных соотношениях компонентов топлива (водорода и природного газа) при переменных режимах работы установки в диапазоне нагрузок от 75 до 85 МВт. Рассчитан мгновенный расход топливного газа: при мощности 85 МВт он составил 5,04 кг/с (при содержании в подаваемом топливе 4,5% водорода и 95,5% природного газа). Показано, что добавление водорода ввиду его высокой стоимости целесообразно производить только в пиковых режимах для достижения максимальной мощности газотурбинной установки. Предложенный метод добавки водорода в количестве 4,5% к топливному газу позволяет сохранить максимальный расход топлива в количестве 5,04 кг/с для достижения наибольшей мощности 85 МВт. При использовании данного метода нет ограничений по максимальной и пиковой мощностям газотурбинной установки.

Ключевые слова: парогазовая установка, газотурбинная установка, режимы работы электростанции, топливный газ, компонент, процесс сгорания

Для цитирования: Марьин Г.Е., Осипов Б.М., Ахметшин А.Р., Савина М.В. Добавление водорода к топливному газу для повышения энергетических характеристик газотурбинных установок. *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2021. Т. 25. № 3. С. 342–355. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-3-342-355>

Adding hydrogen to fuel gas to improve energy performance of gas-turbine plants

George E. Marin***, Boris M. Osipov*, Azat R. Akhmetshin****, Maria V. Savina*

*Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

**JSC 'Tatenergo', Branch of Kazan CHP-2, Kazan, Russia

***Rouselectromontazh Association, Moscow, Russia

Abstract: The study aims to calculate the technical and economic efficiency of adding hydrogen to natural gas to improve the energy characteristic of the fuel in gas-turbine plants during long-term gas field operations. Mathematical modelling techniques in the CAS CFDPT (computer-aided system for computational fluid dynamics of power turbomachinery) program were used to develop a mathematical model of the General Electric 6FA gas turbine engine. It was shown that a decrease in the calorific value of the fuel leads to an increase in fuel consumption by 11% and the amount of CO₂, NO₂ in the turbine exhaust gas. It was determined that, during the freezing season and peak power rating operations, the turbine power is limited by the fuel system capacity (its maximum value amounted to 5.04 kg/s). It was shown that energy characteristics can be improved by adding hydrogen to the feed natural gas. Energy efficiency was calculated at different fuel components (hydrogen and natural gas) ratios at variable-load operation in the range between 75 and 85 MW. Instant fuel gas flow amounted to 5.04 kg/s (with 4.5% hydrogen and 95.5% natural gas in the feed fuel) at 85 MW. Due to its high cost, the use of hydrogen is only advisable in peak power rating operations to reach the maximum capacity of the gas-turbine plant. The proposed method of adding 4.5% hydrogen to fuel gas allows the maximum fuel consumption to

be maintained at a rate of 5.04 kg/s to reach the topping power of 85 MW. When using this method, there are no limitations on the maximum and peak capacity of the gas-turbine plant.

Keywords: combined cycle plant, gas turbine-plants, power plant operation modes, fuel gas, component, combustion process

For citation: Marin GE, Osipov BM, Akhmetshin AR, Savina MV. Adding hydrogen to fuel gas to improve energy performance of gas-turbine plants. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tehnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2021;25(3):342–355. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-3-342-355>

ВВЕДЕНИЕ

Программа развития традиционной энергетики Российской Федерации предусматривает увеличение количества строительства парогазовых энергоблоков. Согласно «Энергетической стратегии России до 2035 года», приоритетным будет применение газотурбинных технологий¹. Суммарный ввод новых генерирующих мощностей составит 15–18 ГВт. В этот список входят как эффективные газовые турбины большой единичной мощности (160, 400, 500 МВт), так и парогазовые установки на их базе (250–850 МВт) с эффективным КПД до 64%, а также мини-ТЭЦ на базе газовых турбин (5–15 МВт).

Системы сжигания топлива в данных установках позволяют работать газовым турбинам с широким спектром топливных газов, при этом необходимо соблюдать экологическую политику и сохранять минимальные выбросы вредных веществ в атмосферу. Поэтому системы сжигания топлива требуют особого внимания к качеству топлива и его компонентному составу [1].

Для современных газовых турбин характерно совмещение количественно-качественного регулирования во всем диапазоне нагрузок. Первые газотурбинные двигатели начали использоваться в энергетике благодаря авиации, где основная функция системы управления регулировкой расхода топлива сводилась к правильному дозированию топлива для базовых и форсажных режимов работы, так как состав топлива не изменялся в течение полета самолета, а выбросы зависели от совершенства камеры сгорания. Энергетические газотурбинные установки работают в разных диапазонах нагрузки и с изменениями в со-

ставе топлива, поэтому система управления двигателем играет важную роль. Необходима не только качественная топливоподготовка, но и правильное сжигания топлива, которое позволит сократить аварийные режимы работы двигателем и минимизировать выбросы вредных веществ [2–4].

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В настоящее время основным видом топливного газа для газотурбинных установок является природный газ различного состава. Но постепенно начинают использоваться и другие газообразные виды топлива и их смеси. Состав топливного газа может изменяться в широких пределах. От газа, состоящего в основном из метана, до газов с тяжелыми углеводородами (бутана и более тяжелых) или газов с большим количеством негорючих газов. Современные газовые турбины ориентированы на сжигание природного газа, состоящего из метана. Однако развитие водородной энергетики, получение газа из биомассы, выделение различных технологических газов ставят задачи адаптации топливной системы газовой турбины под каждый вид топлива в отдельности, а в лучшем случае – к совместному или последовательному сжиганию многокомпонентных топливных газов [5–7].

Топливный газ представляет смесь топливных горючих и инертных газов, охватывающих широкий диапазон теплотворной способности. Качество и компонентный состав топлива, сжигаемого в газовой турбине, влияют не только на качество горения, но и на срок службы горячего тракта турбины [8]. Также состав газа оказывает влияние на ге-

¹Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (28.01.2021).



нерируемую мощность и эффективность газотурбинных установок (ГТУ).

В данном исследовании рассмотрен вопрос изменения энергетических характеристик газовой турбины в зависимости от компонентного состава топлива. Альтернативные виды топлива сильно отличаются по составу по сравнению с природным газом, а значит, влияют на эффективность работы оборудования. Также использование альтернативных видов топлива повлияет на конечную цену продукта – электроэнергию, так как основные затраты на ее производство – это топливные затраты.

Процессы преобразования топлива и его сгорания являются сложными процессами, тем не менее при работе, а также проектировании необходимо определять термодинамические свойства компонентов топлива. При горении образуются продукты сгорания, представляющие многокомпонентную газообразную смесь. Для расчета энталпии газообразной смеси необходимо определить количественный состав индивидуальных веществ. Топливо может быть однокомпонентным, двухкомпонентным и многокомпонентным. Элементный состав, описывающий содержание химических элементов в топливном газе, необходимо задавать в виде условной формулы. Условная формула исследуемых газов представлена в таблице 2.

При долгосрочной эксплуатации возможно изменение компонентного состава газа, поступающего с определенного месторождения. В связи с этим в данной работе рассмотрен природный газ одного и того же месторождения, но с учетом изменения его компонентного состава. В качестве альтер-

нативного газа рассмотрено применение водорода. С развитием альтернативных топлив очень остро встает вопрос взаимозаменяемости топливных газов с минимальными изменениями в топливной системе. В зависимости от соотношения горючих газов топливный газ имеет разную теплотворную способность. А впоследствии при сжигании отличаются плотность и температура топлива, что также оказывает влияние на срок службы ГТУ.

В данной статье как альтернативное топливо рассмотрен водород. Газы № 1, 2, 3 – это газы одного и того же месторождения с разницей 10 и 15 лет от начала эксплуатации (табл. 1, 2).

Еще одним важным параметром при непрерывной работе газовой турбины является индекс Воббе, вычисляемый для конкретного газа и давления его подачи в камеру сгорания. Если данный индекс двух различных газов совпадает, то работа системы подготовки топлива и настройка системы подачи газа остаются в работе без изменений. Если же отклонение составляет больше 5%, то необходимы остановка оборудования и настройка системы сгорания турбины. Это условие верно при работе турбины на двух видах топлива: основном и резервном. Поэтому перспективны исследования различных составов биогазов. Таким образом, можно к биогазам добавлять водород, тем самым повышая энергетические характеристики топлива. Также технологии газификации позволяют перерабатывать углеводороды в синтез-газы, которые в дальнейшем могут использоваться в энергетических установках.

Таблица 1. Изменение компонентного состава газа с учетом времени
Table 1. Change in gas component composition over the time

№	Наименование показателя	Формула	Газ, %		
			№ 1	№ 2	№ 3
1	Метан	CH ₄	95,1603	93,2212	90,75065
2	Этан	C ₂ H ₆	0,2402	2,861	3,861689
3	Пропан	C ₃ H ₈	0,01	0,992	1,348472
4	Изобутан	C ₄ H ₁₀	0	0,336	0,710917
6	Кислород	O ₂	0,0471	0,0489	0,048922
7	Азот	N ₂	4,27391	2,2059	2,741063
8	Диоксид углерода	CO ₂	0,2685	0,335	0,538288

Таблица 2. Аппроксимация характеристик термодинамических свойств топлив различного состава
Table 2. Approximation of characteristics of thermodynamic properties of fuels of different compositions

№	Топливо	C	H	N	O	Энталпия, кДж/кг
1	газ	№ 1	5,97	23,538	0,302	0,056
2		№ 2	6,03	22,771	0,239	0,056
3		№ 3	6,08	23,527	0,193	0,056
4	Водород	–	99,216	–	–	-3965,1

Для исследований выбрана газовая турбина GEPG111 6FA мощностью 77 МВт (табл. 3). Газотурбинная установка является одновальным осевым турбоагрегатом, оснащенным 18-ступенчатым компрессором с одним рядом поворотных направляющих лопаток на входе в компрессор, шестью камерами сгорания, а также 3-ступенчатой турбиной с воздушным охлаждением на всех трех сопловых ступенях. Привод генератора осуществляется через понижающий редуктор на переднем конце вала компрессора.

Газовая турбина PG6111FA специально сконструирована для работы в парогазовом цикле. Тепло горячих выхлопных газов от ГТУ используется в котле-утилизаторе для получения перегретого пара.

Для исследования влияния различных составов топлив была создана математическая модель ГТУ (рис. 1, 2) с помощью программного комплекса АС ГРЭТ [9], разработанного коллективом авторов в Казанском государственном энергетическом университете; кроме того, данный комплекс может учитывать изменения нагрузки в энергетической системе [10, 11].

В связи с тем, что чаще всего мощные газовые турбины включают в схему парогазовые установки, рассмотрен режим работы при постоянной нагрузке. Такой режим работы необходим для более экономичной работы. Базовый режим работы подразумевает постоянство температуры на выходе и в камере сгорания газовой турбины [12–15].

Таблица 3. Технические характеристики газотурбинной установки PG6111FA
Table 3. PG6111FA gas turbine unit specifications

Характеристика	Размерность	Значение
Мощность на клеммах генератора	кВт	77211
Атмосферное давление	МПа	0,09934
Температура на входе в компрессор	°C	15
Относительная влажность на входе в компрессор	%	60
Падение давления в системе впуска	Па	833,56
Статическое давление на выпуске при условиях ISO	Па	3432,32
Низшая теплотворная способность топлива	кДж/кг	49194
Температура топлива	°C	30
Давление топлива перед газовым модулем	МПа	2,59 – 3,08
Коэффициент мощности	–	0,85
Количество ступеней в компрессоре	шт.	18
Количество ступеней в турбине	шт.	3
Расход воздуха	м ³ /с	166
Степень сжатия	–	15,8
Температура воздуха после компрессора	°C	385
Температура уходящих газов	°C	603
Температура газов после камеры сгорания	°C	1325

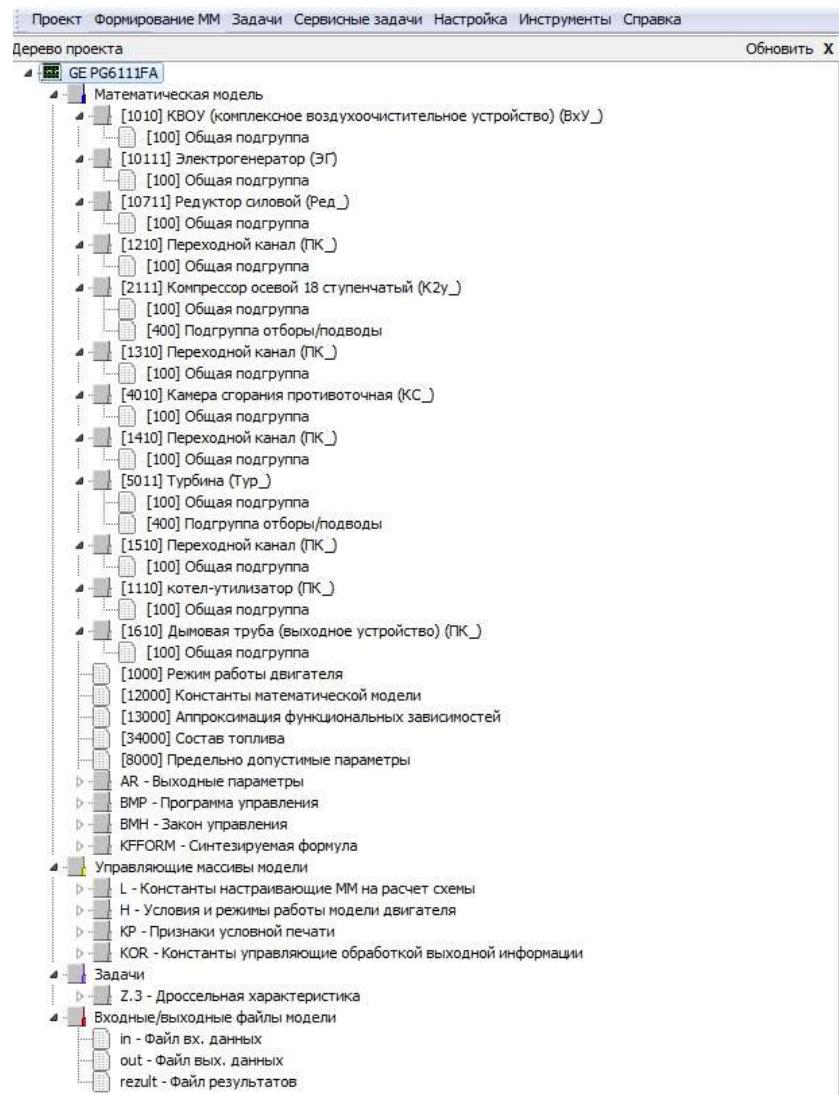


Рис. 1. Меню программного комплекса для расчета газотурбинной установки PG1116FA в АС «ГРЭТ»

Fig. 1. Menu of the software package for calculation of PG1116FA gas turbine unit in the Automated system of gas-dynamic calculations of power turbomachines (AS GDCPT)

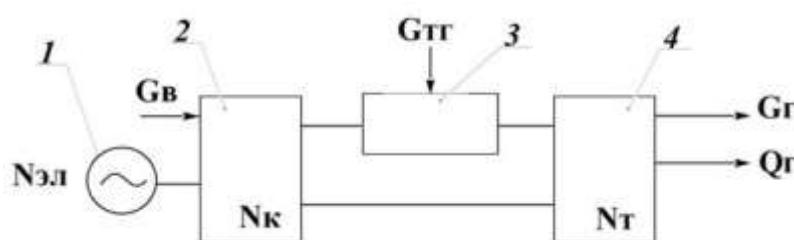


Рис. 2. Блок-схема моделирования газотурбинной установки в АС «ГРЭТ»

1 – электротурбогенератор; 2 – компрессор; 3 – камера сгорания; 4 – газовая турбина.

$N_{эл}$ – генерируемая мощность, МВт; N_k – мощность, потребляемая на сжатие воздуха, МВт; N_m – мощность, вырабатываемая газовой турбиной, МВт; G_e – воздух, поступающий в компрессор газовой турбины; G_{me} – топливный газ, поступающий в камеру сгорания; G_e – отработавшие газы газотурбинных установок;

Q_e – теплота уходящих газов газотурбинных установок

Fig. 2. Block diagram of the gas turbine unit simulation in AS GDCPT

1 – electric generator; 2 – compressor; 3 – combustion chamber; 4 – gas turbine.

$N_{эл}$ – generated power, MW; N_k – power consumed for air compression, MW; N_m – power generated by the gas turbine, MW; G_e – air entering the gas turbine compressor; G_{me} – fuel gas entering the combustion chamber; G_e – exhaust gases of gas turbine units; Q_e – heat of gas turbine unit exhaust gases

Исходные данные:

- атмосферное давление на входе в компрессор: $P_{\text{вх}} = 0,101325 \text{ МПа}$;
- температура воздуха на входе в компрессор: $T_{\text{вх}} = 288 \text{ К}$;
- относительная влажность на входе в компрессор составляет 60%;
- температура уходящих газов: $T_{\text{вых}} = 874 \text{ К}$.

Коэффициент полезного действия можно определить по следующей формуле:

$$\eta_{\text{эфф}} = \frac{N_m}{G_m \cdot H_n} \cdot 3600,$$

где $\eta_{\text{эфф}}$ – эффективный коэффициент полезного действия, д.е.; N_m – мощность, развивающаяся газовой турбиной, МВт; G_m – мгновенный расход топлива, кг/с; H_n – низшая теплотворная способность топлива, кДж/м³.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

На рис. 3 представлено изменение расхода воздуха, потребляемого газовой турбиной в зависимости от мгновенной мощности.

Как очевидно из рис. 3, изменение компонентного состава приводит к увеличению потребляемого воздуха, что дает увеличение затрат на сжатие воздуха.

При изменении состава топлива происходит снижение эффективного КПД турбины (рис. 4).

Снижение эффективного КПД (см. рис. 4) зависит от состава топливного газа, входящих в его состав примесей, но стоит обратить внимание, что снижение КПД при изменении нагрузки газовой турбины незначительно. Это объясняется тем, что турбина работает при изменении нагрузки по закону количественно-качественного регулирования.

Появление в исходных газах примесей и инертных газов приводит к повышению расхода топлива (рис. 5).

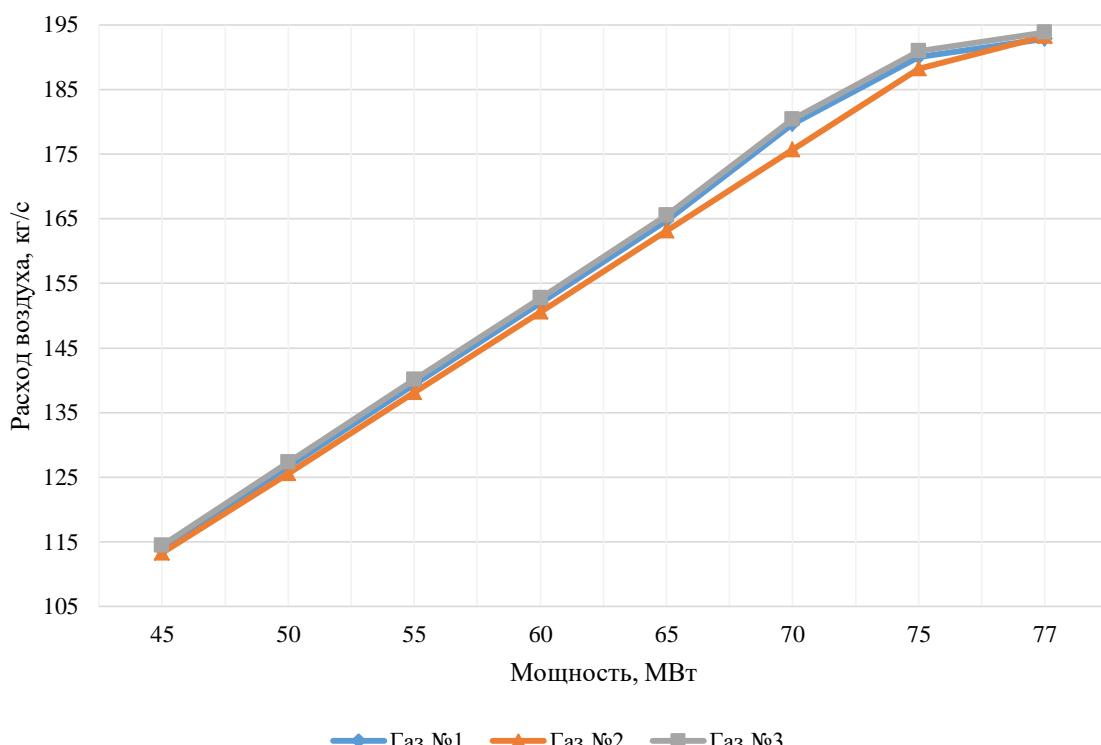


Рис. 3. Изменение расхода воздуха, потребляемого газовой турбиной в зависимости от мгновенной мощности и состава газа

Fig. 3. Variations in gas turbine air consumption depending on the instantaneous power and gas composition

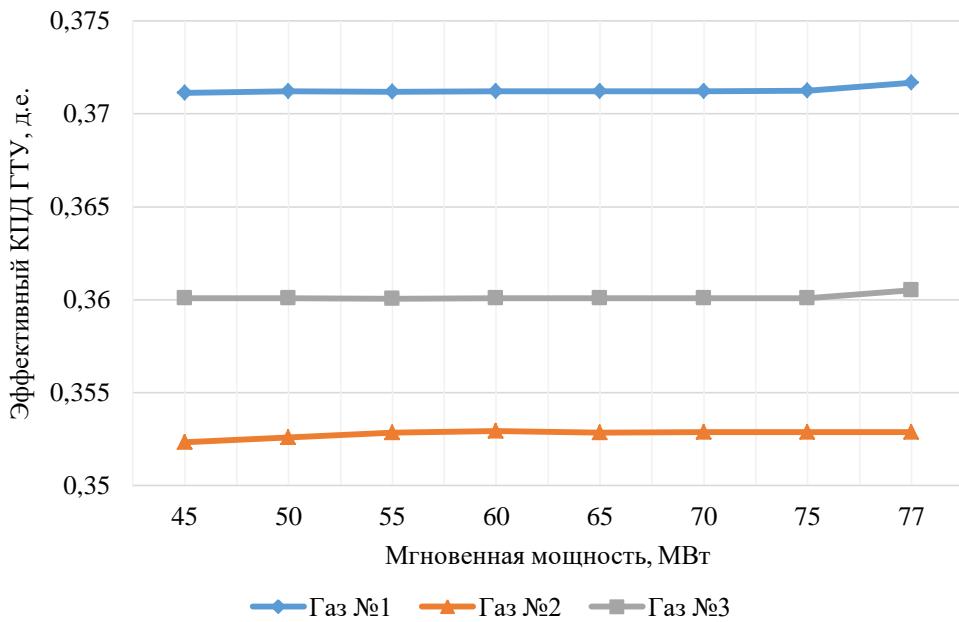


Рис. 4. Изменение эффективного коэффициента полезного действия газовой турбины в зависимости от мгновенной мощности и состава газа

Fig. 4. Variations in the gas turbine efficiency depending on the instantaneous power and gas composition

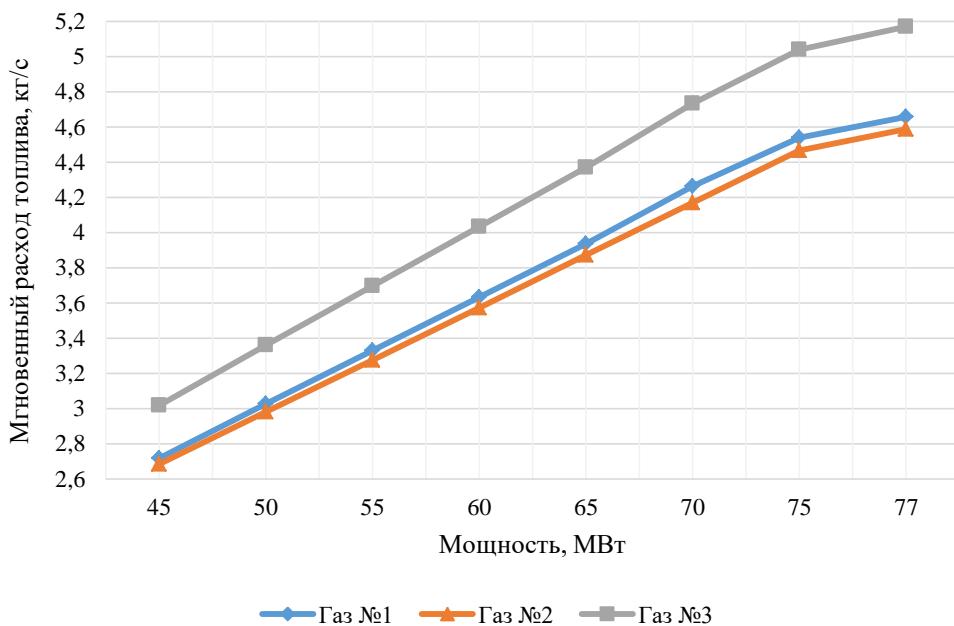


Рис. 5. Изменение мгновенного расхода топлива в зависимости от мгновенной мощности и состава газа

Fig. 5. Variations in the instantaneous fuel consumption depending on the instantaneous power and gas composition

Увеличение количества азота и диоксида углерода в исходном топливе № 3 приводит к существенному увеличению топливного газа, что приводит к дополнительным затратам на топливоподготовку. Как видно из рис. 5, происходит увеличение расхода топлива на 11%.

Одним из самых существенных изменений при смене топлива для газовой турбины является изменение состава выбросов отработавших газов. Увеличение расхода топливного газа приводит к увеличению выбросов (рис. 6).

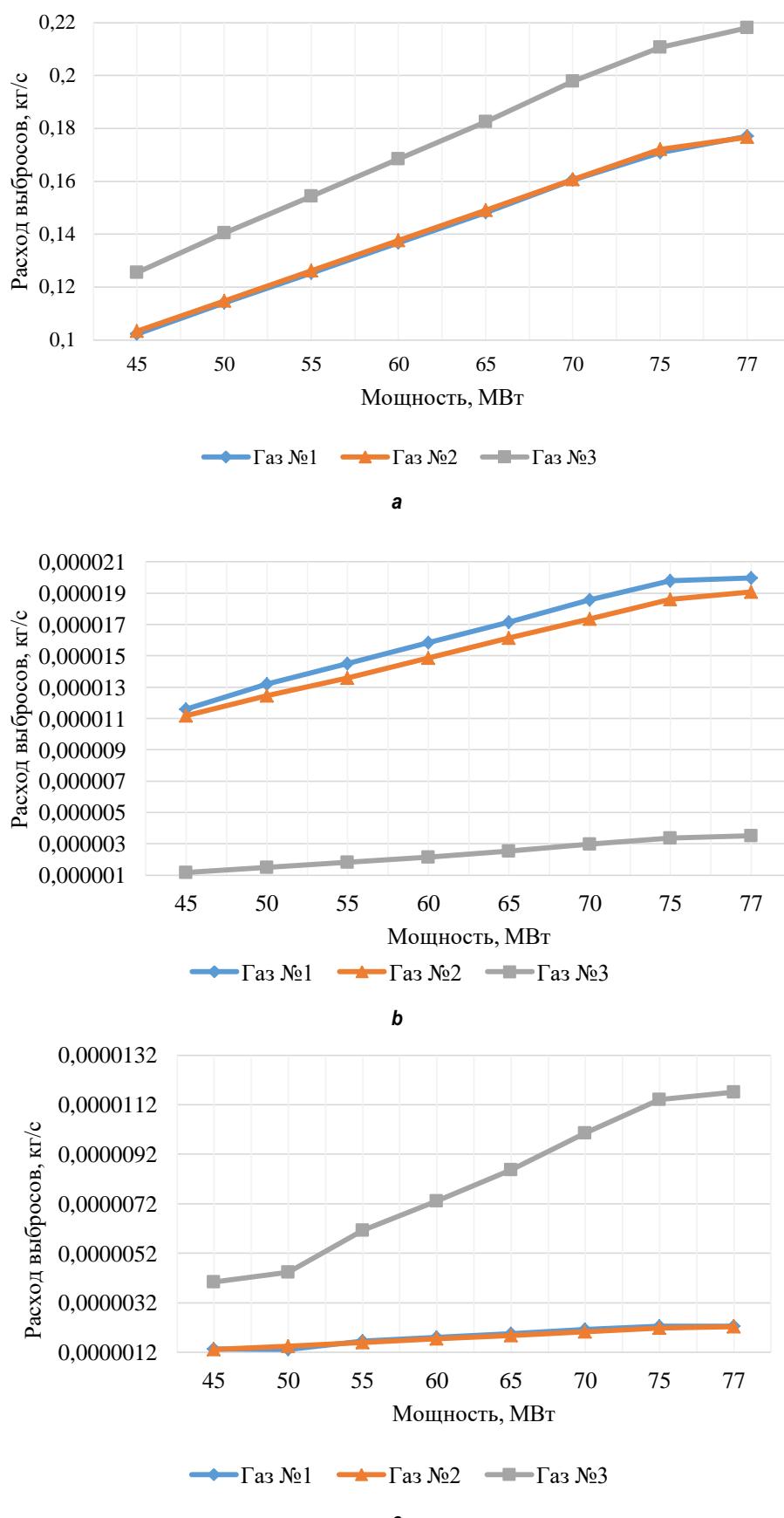


Рис. 6. Выбросы отработавших газов: а – CO₂; б – NO; в – NO₂
 Fig. 6. Exhaust gas emissions: a – CO₂; b – NO; c – NO₂

С увеличением мощности генерирующего оборудования происходит увеличение количества выбросов (см. рис. 6). При достижении мощности 77 МВт происходит увеличение выбросов CO_2 на топливном газе № 3 на 10% по сравнению с топливными газами № 1, 2. При этом происходит увеличение выбросов NO_2 , а количество NO снижается.

При изучении состава выхлопных газов газовой турбины очень важно определить количество кислорода O_2 . В настоящий момент одним из способов повышения мощности парогазовых энергоблоков является установка дожигающего устройства в проточной части котла-utiлизатора [16]. Для правильного горения необходимо поддерживать содержание кислорода в определенном диапазоне, рис. 7.

При дальнейшем ухудшении энергетических свойств топливного газа будет происходить увеличение расхода топлива. Особенностью работы газовых турбин является несение максимальных нагрузок в период отрицательных температур, что приводит к увеличению мгновенного расхода топлива. Увеличение расхода топлива допустимо в определенных пределах, так как вспомогательное оборудование и подводящие газопроводы рассчитаны на определенные параметры и режимы работы, в связи с этим достижение максимумов генерируемой мощности невозможно. Система газораспределения и газопотребления имеет устоявшуюся схему

снабжения природным газом, и прокладка новых коммуникаций (кроме большой стоимости) требует проблематичных согласований [17–21].

Одним из способов повышения эффективности использования топлива может быть добавка к исходному природному газу альтернативных топлив [22, 23]. В данном случае показано, что произойдет при добавлении водорода с условной формулой: Н 99,21619.

Водород в качестве топлива для ГТУ является дорогостоящим на данный момент. Поэтому рассмотрен вариант добавления в незначительных количествах водорода к природному газу. В связи с тем, что производительность дожигающего компрессора топливного газа берется с запасом не более 10%, то при достижении максимальной производительности мощность ГТУ будет зависеть от работы дожигающего компрессора (мощность ГТУ будет ограничена).

В результате исследований определен расход подмеса водорода, он составляет 4,5%.

На рис. 8 представлена зависимость мощности газовой турбины от расхода топливного газа с водородом, на рис. 9 – часовой расход топлива при различной мощности ГТУ. На рис. 8 и рис. 9 видно, что при постоянном расходе газа равном 5,04 кг/с добавление водорода приводит к увеличению мощности газовой турбины.

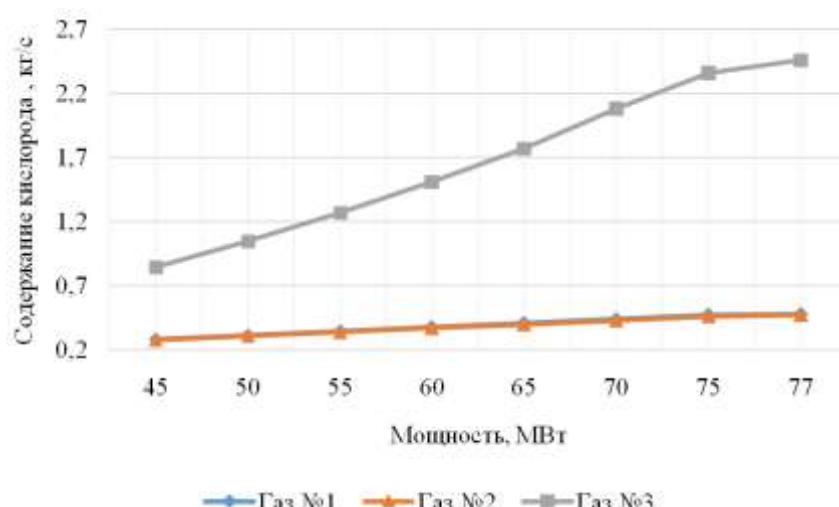


Рис. 7. Содержание кислорода в зависимости от мощности
Fig. 7. Oxygen content as a function of power

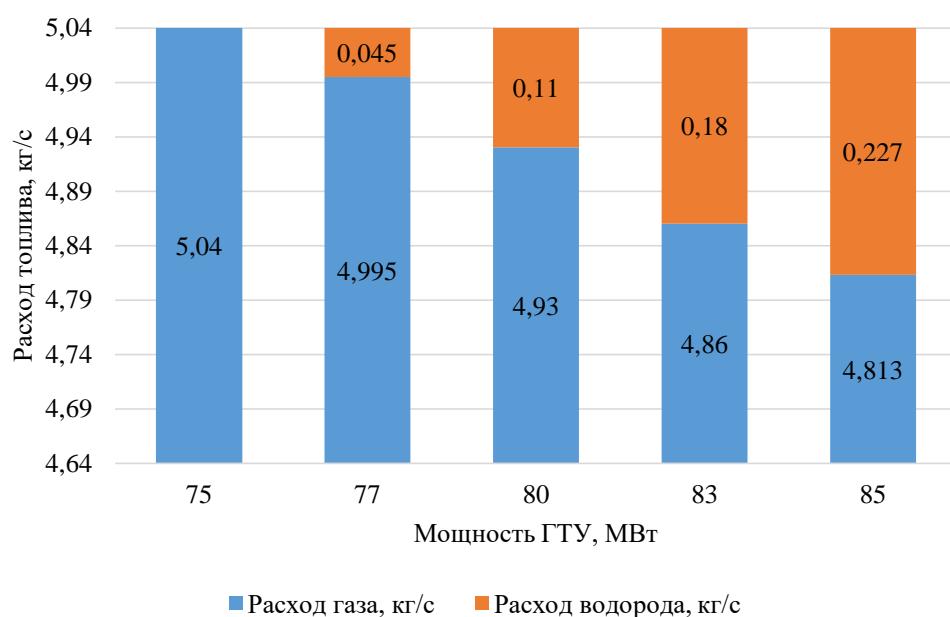


Рис. 8. Зависимость мощности газовой турбины от расхода топлива
Fig. 8. Gas turbine power versus fuel consumption

Высокие энергетические характеристики водорода позволяют повысить мощность ГТУ. Добавление водорода к топливному газу в количестве 0,227 кг/с позволяет получить необходимую генерируемую мощность газовой турбины 85 МВт, при этом общий расход топливного газа будет снижаться на величину добавки водорода.

При добавлении водорода к топливному

газу происходит снижение часового расхода топлива. Снижение суммарного расхода топлива при мощности 85 МВт составит 13%; так как происходит добавка водорода к природному газу, суммарный расход смеси газа и водорода остается неизменным. Следовательно, изменение режима работы вспомогательного оборудования при переменных режимах ГТУ будет минимально.

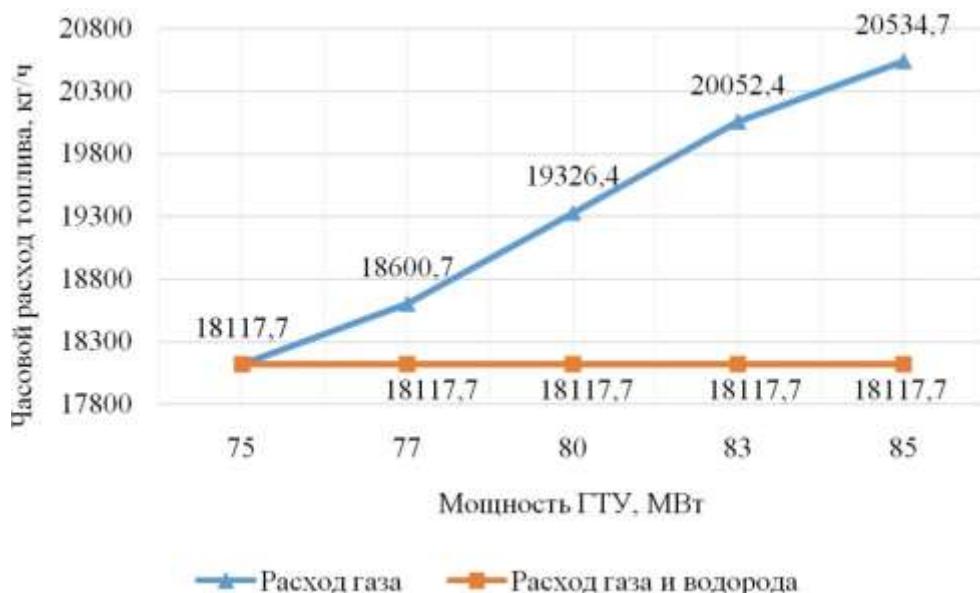


Рис. 9. Зависимость часового расхода топлива мощности при различной мощности газотурбинных установок
Fig. 9. Dependence of the installation hourly fuel consumption at different power capacity of gas-turbine units



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований установлено, что при длительной эксплуатации месторождений природного газа происходит изменение компонентного состава. Изменение компонентного состава природного газа оказывает влияние не только на энергетические характеристики газовой турбины, но и на состав продуктов сгорания. Выбрано оптимальное соотношение природного газа 95,5% и водорода 4,5% для получения необходимой генерируемой мощности ГТУ. Состав топливного газа может изменяться в широких пределах: от газа, состоящего в основном из

метана, до газов с тяжелыми углеводородами. Одним из способов повышения эффективности использования топлива может быть добавка к исходному природному газу альтернативных топлив. В данном исследовании рассмотрено добавление водорода к топливному газу – как результат, кроме повышения генерируемой мощности и уменьшения расхода топлива, произойдет уменьшение выбросов. Мы предполагаем, что снижение расхода природного газа приведет к снижению выбросов CO₂, NO, NO₂ в уходящих газах газотурбинной установки.

Список литературы

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. С. 356–365. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-2-356-365>
2. Марьин Г.Е., Осипов Б.М., Зунино П., Менделеев Д.И. Влияние состава топлива на энергетические параметры газотурбинной установки // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22. № 5. С. 41–51. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-5-41-51>
3. De Vries H., Mokhov A.V., Levinsky H.B. The impact of natural gas/hydrogen mixtures on the performance of end-use equipment: Interchangeability analysis for domestic appliances // Applied Energy. 2017. Vol. 208. P. 1007–1019. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.049>
4. Cho H.M., He Bang-Quan. Combustion and emission characteristics of a lean burn natural gas engine // International Journal of Automotive Technology. 2008. Vol. 9. No. 4. P. 415–422. <https://doi.org/10.1007/s12239-008-0050-5>
5. Lokini P., Roshan D.K., Kushari A. Influence of swirl and primary zone airflow rate on the emissions and performance of a liquid-fueled gas turbine combustor // Journal of Energy Resources Technology. 2019. Vol. 141. Iss. 6. P. 062009. <https://doi.org/10.1115/1.4042410>
6. 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 // International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon) (Vladivostok, 1–4 October 2019). Vladivostok: IEEE, 2019. P. 1–4. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2019.8934021>
7. Alcaráz-Calderon A.M., González-Díaz M.O., Mendez Á., González-Santalo J.M., González-Díaz A. Natural gas combined cycle with exhaust gas recirculation and CO₂ capture at part-load operation // Journal of the Energy Institute. 2019. Vol. 92. Iss. 2. P. 370–381. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2017.12.007>
8. Swamy M., Singh K., Pavan A.H.V., Harison M.C.A., Jayaraman G. Failure investigation of frame 6FA gas turbine compressor blades // Transactions of the Indian Institute of Metals. 2016. Vol. 69. P. 647–651. <https://doi.org/10.1007/s12666-015-0775-6>
9. Титов А.В., Осипов Б.М. Инструментальная среда для исследования газотурбинных установок на математических моделях // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2017. № 4. С. 17–21.
10. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Халтурин В.А. Энергосберегающие решения в распределительных электрических сетях на основе анализа их фактических нагрузок // Электроэнергия. Передача и распределение. 2020. № 5. С. 68–73.
11. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Халтурин В.А. Актуализация расчетных электрических нагрузок с последующим практическим применением на примере Республики Татарстан // Промышленная энергетика. 2021. № 2. С. 32–40. <https://doi.org/10.34831/EP.2021.15.61.005>
12. Ермолов Д.В., Тимофеева С.С. Влияние моделей структуры асфальтенов высоковязкого углеводородного сырья на энергетические характеристики получаемого синтез-газа // Труды Академэнерго. 2019. № 3. С. 122–134. <https://doi.org/10.34129/2070-4755-2019-56-3-122-134>
13. Бачев Н.Л., Шилова А.А., Матюнин О.О., Бульбович Р.В. Организация низкотемпературного бедного горения утилизируемого газа // Проблемы региональной энергетики. 2020. № 3. С. 56–68. <https://doi.org/10.5281/zenodo.4018968>
14. Lukai Zheng, Cronly J., Ubogu E., Ahmed I., Yang Zhang, Khandelwal B. Experimental investigation on alternative fuel combustion performance using a gas turbine combustor // Applied Energy. 2019. Vol. 238. P. 1530–1542. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.175>
15. Lukai Zheng, Chenxing Ling, Ubogu E.A., Cronly J., Ahmed I., Yang Zhang, et al. Effects of alternative fuel properties on particulate produced in a gas turbine com-

- bustor // Energy Fuels. 2018. Vol. 32. No. 9. P. 9883–9897. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b01442>
16. Esclapez L., Ma P.C., Mayhew E., Rui Xu, Stouffer S., Tonghun Lee, et al. Fuel effects on lean blow-out in a realistic gas turbine combustor // Combustion and Flame. 2017. Vol. 181. P. 82–99. <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2017.02.035>
17. Цанев С.В., Буров В.Д., Торжков В.Е. Дожигание топлива в тепловой схеме конденсационных парогазовых установок с котлами-utiлизаторами одного давления. М.: Изд-во МЭИ, 2004. 48 с.
18. Kayfeci M., Keçebaş A., Bayat M. Hydrogen Production // Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies. Academic Press, 2019. P. 45–83. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00003-5>
19. Dodds P.E., Staffell I., Hawkes A.D., Li Francis, Grunewald P., McDowall W., et al. Hydrogen and fuel cell technologies for heating: a review // International Journal of Hydrogen Energy. 2015. Vol. 40. Iss. 5. P. 2065–2083. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.11.059>
20. Jinlong Liu, Dumitrescu C.E. Numerical investigation of methane number and Wobbe index effects in LeanBurn natural gas spark-ignition combustion // Energy Fuels. 2019. Vol. 33. No. 5. P. 4564–4574. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b04463>
21. Shaker M., Sundfor E., Farine G., Slater C., Farine P.A., Briand D. Design and optimization of a low power and fast response viscometer used for determination of the natural gas Wobbe index // IEEE Sensors Journal. 2019. Vol. 19. No. 23. P. 10999–11006. <https://doi.org/10.1109/jsen.2019.2928479>
22. Roy P.S., Ryu Ch., Chan Seung Park. Predicting Wobbe index and methane number of a renewable natural gas by the measurement of simple physical properties // Fuel. 2018. Vol. 224. P. 121–127. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.074>
23. Islamova S.I., Timofeeva S.S., Khamatgalimov A.R., Ermolaev D.V. Kinetic analysis of the thermal decomposition of lowland and high-moor peats // Solid Fuel Chemistry. 2020. Vol. 54. P. 154–162. <https://doi.org/10.3103/S0361521920030040>

References

1. Marin GE, Osipov BM. Choice criteria in the composition of fuel applied in gas turbine installations with minor fuel system modifications. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tehnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2020;24(2):356–365. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-2-356-365>
2. Marin GE, Osipov BM, Zunino P, Mendeleev DI. Influence of fuel composition on energy parameters of gas turbine plant. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki = Power engineering: Research, Equipment, Technology*. 2020;22(5):41–51. (In Russ.) <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-5-41-51>
3. De Vries H, Mokhov AV, Levinsky HB. The impact of natural gas/hydrogen mixtures on the performance of end-use equipment: Interchangeability analysis for domestic appliances. *Applied Energy*. 2017;208:1007–1019. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.049>
4. Cho HM, He Bang-Quan. Combustion and emission characteristics of a lean burn natural gas engine. *International Journal of Automotive Technology*. 2008;9(4):415–422. <https://doi.org/10.1007/s12239-008-0050-5>
5. Lokini P, Roshan DK, Kushari A. 5. Lokini P, Roshan DK, Kushari A. Influence of swirl and primary zone airflow rate on the emissions and performance of a liquid-fueled gas turbine combustor. *Journal of Energy Resources Technology*. 2019;141(6):062009. <https://doi.org/10.1115/1.4042410>
6. Marin GE, Mendeleev DI, Akhmetshin AR. Analysis of changes in the thermophysical parameters of the gas turbine unit working fluid depending on the fuel gas composition. In: *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)*. 1–4 October 2019, Vladivostok. Vladivostok: IEEE; 2019, p. 1–4. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2019.8934021>
7. Alcaráz-Calderón AM, González-Díaz MO, Méndez Á, González-Santalo JM, González-Díaz A. Natural gas combined cycle with exhaust gas recirculation and CO₂ capture at part-load operation. *Journal of the Energy Institute*. 2019;92(2):370–381. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2017.12.007>
8. Swamy M, Singh K, Pavan AHV, Harison MCA, Jayaraman G. Failure investigation of frame 6FA gas turbine compressor blades. *Transactions of the Indian Institute of Metals*. 2016. Vol. 69. P. 647–651. <https://doi.org/10.1007/s12666-015-0775-6>
9. Titov AV, Osipov BM. Instrumental medium for gas turbine research on mathematical models. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta*. 2017;4:17–21. (In Russ.)
10. Soluyanov Yul, Fedotov AI, Akhmetshin AR, Khalturin VA. Energy-saving solutions in distribution electric networks based on the analysis of their actual loads. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie*. 2020;5(62):68–73. (In Russ.)
11. Soluyanov Yul, Fedotov AI, Akhmetshin AR, Khalturin VA. Actualization of calculated electrical loads with subsequent practical application on the example of the Republic of Tatarstan. *Promyshlennaya energetika*. 2021;2:32–40. (In Russ.) <https://doi.org/10.34831/EP.2021.15.61.005>
12. Ermolaev DV, Timofeeva SS. Influence of the structure models of asphaltenes of high-viscous hydrocarbon feedstocks on the thermal properties of produced syngas. *Trudy Akademenergo*. 2019;3:122–134. (In Russ.) <https://doi.org/10.34129/2070-4755-2019-56-3-122-134>
13. Bachev NL, Shilova AA, Matyunin OO, Bulbovich RV. Organization of low-temperature poor combustion of recycled gas. *Problemy regional'noi energetiki = Problems of regional energy*. 2020;3:56–68. (In Russ.) <https://doi.org/10.5281/zenodo.4018968>
14. Lukai Zheng, Cronly J, Ubogu E, Ahmed I, Yang



- Zhang, Khandelwal B. Experimental investigation on alternative fuel combustion performance using a gas turbine combustor. *Applied Energy*. 2019;238:1530–1542. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.175>
15. Lukai Zheng, Chenxing Ling, Ubogu EA, Cronly J, Ahmed I, Yang Zhang, et al. Effects of alternative fuel properties on particulate produced in a gas turbine combustor. *Energy Fuels*. 2018;32(9):9883–9897. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b01442>
16. Esclapez L, Ma PC, Mayhew E, Rui Xu, Stouffer S, Tonghun Lee, et al. Fuel effects on lean blow-out in a realistic gas turbine combustor. *Combustion and Flame*. 2017;181:82–99. <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2017.02.035>
17. Tsanev SV, Burov VD, Torzhkov VE. *Fuel afterburning in the thermal circuit of condensing combined cycle plants with waste-heat boilers of the same pressure*. Moscow: Moscow Power Engineering Institute; 2004, 48 p. (In Russ.)
18. Kayfeci M, Keçebaş A, Bayat M. Hydrogen production. In: *Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies*. Academic Press; 2019, p. 45–83. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00003-5>
19. Dodds PE, Staffell I, Hawkes AD, Li Francis, Grünewald P, McDowall W, et al. Hydrogen and fuel cell tech-
- nologies for heating: a review. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2015;40(5):2065–2083. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.11.059>
20. Jinlong Liu, Dumitrescu CE. Numerical investigation of methane number and Wobbe index effects in LeanBurn natural gas spark-ignition combustion. *Energy Fuels*. 2019;33(5):4564–4574. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b04463>
21. Shaker M, Sundfor E, Farine G, Slater C, Farine PA, Briand D. Design and optimization of a low power and fast response viscometer used for determination of the natural gas Wobbe index. *IEEE Sensors Journal*. 2019;19(23):10999–11006. <https://doi.org/10.1109/jsen.2019.2928479>
22. Roy PS, Ryu Ch, Chan Seung Park. Predicting Wobbe index and methane number of a renewable natural gas by the measurement of simple physical properties. *Fuel*. 2018;224:121–127. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.074>
23. Islamova SI, Timofeeva SS, Khamatgalimov AR, Ermolaev DV. Kinetic analysis of the thermal decomposition of lowland and high-moor peats. *Solid Fuel Chemistry*. 2020;54:154–162. <https://doi.org/10.3103/S0361521920030040>

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Марьин Георгий Евгеньевич,
старший машинист энергоблоков
цеха парогазовых установок,
АО «Татэнерго», филиал «Казанская ТЭЦ-2»,
420021, г. Казань, ул. Салимжанова, 1, Россия;
старший преподаватель кафедры энергетического
машиностроения,
Казанский государственный энергетический
университет,
420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51, Россия;
✉ e-mail: george64199@mail.ru

Осипов Борис Михайлович,
кандидат технических наук, доцент,
профессор кафедры энергетического
машиностроения,
Казанский государственный энергетический
университет,
420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51, Россия;
✉ e-mail: obm0099@ya.ru

Ахметшин Азат Ринатович,
кандидат технических наук, доцент кафедры
энергетического машиностроения,
Казанский государственный энергетический
университет,
420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51, Россия;
ведущий специалист Ассоциации
«Росэлектромонтаж»,
111250, г. Москва, пр. Завода «Серп и Молот»,
6/1/615, Россия;
✉ e-mail: dr.akhmetshin@ieee.org

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

George E. Marin,
Senior Control Room Operator of the Combined
Cycle Plant of JSC ‘Tatenergo’, Branch of Kazan CHP-2,
1 Salimzhanov St., Kazan 420021, Russia;
Senior Lecturer of the Department
of Power Engineering,
Kazan State Power Engineering University,
51 Krasnoselskaya St., Kazan 420066, Russia;
✉ e-mail: george64199@mail.ru

Boris M. Osipov,
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Professor of the Department of Power Engineering,
Kazan State Power Engineering University,
51 Krasnoselskaya St., Kazan 420066, Russia;
✉ e-mail: obm0099@ya.ru

Azat R. Akhmetshin,
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department
of Power Engineering,
Kazan State Power Engineering University,
51 Krasnoselskaya St., Kazan 420066, Russia;
✉ e-mail: dr.akhmetshin@ieee.org
Chief Specialist of the Roselectromontazh Association,
6/1/615, Zavoda Serp i Molot proezd, Moscow 111250,
Russia;
✉ e-mail: dr.akhmetshin@ieee.org

Савина Мария Валерьевна,
кандидат технических наук,
доцент кафедры энергетического
машиностроения,
Казанский государственный энергетический
университет,
420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51, Россия;
e-mail: pmv_83@mail.ru

Maria V. Savina,
Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor of the Department of Power
Engineering,
Kazan State Power Engineering University,
51 Krasnoselskaya St., Kazan 420066, Russia;
e-mail: e-mail: pmv_83@mail.ru

Заявленный вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Contribution of the authors

The authors contributed equally to this article.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

*Все авторы прочитали и одобрили окончательный
вариант рукописи.*

*The final manuscript has been read and approved by all
the co-authors.*

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 11.03.2021; одобрена
после рецензирования 11.05.2021; принятая к публикации
30.06.2021.

Information about the article

The article was submitted 11.03.2021; approved after
reviewing 11.05.2021; accepted for publication
30.06.2021.