

УДК 62-622
Код ГРНТИ 44.31.39

doi 10.54708/19926502_2025_29210837

Анализ параметров эффективности работы ГТУ в зависимости от типа используемого топлива

Е.Э. Бикмухаметова*, Н.С. Сенюшкин

ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий» (УУНиТ), г. Уфа, Россия

Аннотация. В статье приведены построение и базовый расчет газотурбинных установок, для дальнейшего расчета этих же установок на различных топливных смесях. Расчет и анализ параметров работы ГТУ в зависимости от содержания водорода и метана. Приведена зависимость КПД от содержания водорода в топливной смеси с метаном. Возможность и перспектива использования различных топливных смесей при работе ГТУ.

Ключевые слова: газотурбинная установка, микротурбина, параметры ГТУ, топливная смесь, теплотворная способность, метан, водород, низшая теплота сгорания.

*elizavetabikmuh@gmail.com

Введение

В наше время остро стоит вопрос глобального потепления. Для возможности решения этой проблемы, мир стремится перейти к производству и эксплуатации техники с мини-мальным выбросом вредных веществ. Несмотря на то, что использование возобновляемых источников энергии растет, доля использования ВИЭ в энергетике составляет примерно 22,1% в мире и 1,6% общей доли в России. Главной проблемой возобновляемых источников является их нестабильность. Большинство электростанций попрежнему используют ископаемое топливо [2].

На 1 января 2022 года 66,1 % установленной мощности ЕЭС России приходится на ТЭС (в т.ч. 49,5% – газ и 16,2% – уголь), 20,3% – ГЭС, 12% – АЭС, 1,6% – ВИЭ. При традиционной, исторически сложившейся структуре генерации практически 2/3 общего объема выработки электроэнергии осуществляется на ТЭС, а на долю «зеленой» генерации (АЭС, ГЭС, СЭС и ВЭС) приходится всего 33,9%. Таким образом, для осуществления энергоперехода и достижения углеродной нейтральности к 2060 году доля «зеленой» генерации будет расти, отметил замглавы дирекции СО ЕЭС [1].

В настоящее время в России увеличение генерирующих мощностей ведется по большей части за счет использования ПГУ и ГТУ.

В ЕЭС России паросиловые установки, которые исчерпали свой эксплуатационный срок, как правило, заменяют на ГТУ и ПГУ. Ввод в эксплуатацию установленной мощности генерирующего оборудования на основе газотурбинных с годами повышается. В 2015, 2016 и 2017 годах – 47%, 52% и 83% соответственно. Доля группы ПГУ в структуре выработки электроэнергии всех станций ЕЭС России за 2022 год составила 17%, что на 1,4% выше, чем за предыдущий год. Также на перспективу до 2025 года планируется ввод новых крупных энергоблоков ПГУ с единичной мощностью 200 МВт и выше, суммарной установленной мощностью около 1 ГВт [3].

Основной объем выбросов углекислого газа образуется в результате сгорания топлива в процессе выработки электроэнергии и тепла. В России энергетика выбрасывает примерно 2,18 млрд т углекислого газа, что составляет 82,3% от общего объема, выбрасываемых парниковых газов.

При оценке воздействия выбросов парниковых газов определяется объем выбросов и поглощений CO₂ в углеродных единицах. Разные парниковые газы принято измерять единым эквивалентом в углеродных единицах – эквивалентом тонн выбросов углекислого газа (CO₂). Например, тонна метана имеет эквивалент, исчисляемый в 28 тонн углекислого газа.

Поскольку правительство поощряет производство и применение водорода в энергетике, использование газовых турбин потенциально может стать средством снижения количества выбросов CO_2 при использовании хорошо зарекомендовавшей себя технологии [4].

История водородной энергетики началась в первой половине XIX века. Именно тогда был создан прототип водородно-кислотного топливного элемента, что стало экспериментальным доказательством возможности его использования для выработки энергии. В 1820 году Уильям Сесил выступил с докладом перед Кембриджским философским обществом, предложив использовать водород для привода в движение машин. Первый патент на двигатель, работающий на смеси водорода и кислорода, был выдан в Англии в 1841 году. Тем не менее, практического применения H_2 -энергетике пришлось ждать целое столетие. В 1959 году сотрудник Кембриджского университета оснастил топливный элемент ионообменной мембраной, что привело к повышению эффективности его работы. Активные исследования и разработки в области водородной энергетики и технологии начались в нашей стране в середине 1970-х годов [5].

На переработку угля приходится 18% производства водорода, 4% обеспечивается за счет зеленого водорода и 78% – переработкой природного газа и нефти. Водород – это более чистая альтернатива традиционному топливу.

К 2050 году мировой спрос на водород должен достичь 528 млн тонн – против 87 млн в 2020, – а его доля в мировом потреблении составит 18%, из них 10% будет приходиться на зеленый водород [6].

Водород не имеет вредных выбросов при окислении (например, отсутствие CO , CO_2 , SO_x сажи и т.д.), при этом, при включении водорода в топливную смесь, в газотурбинных горелках возникают проблемы: увеличения образования NO_x из-за повышения температуры сгорания, необходимость модификации газотурбинных горелок, разработанных для гидроуглеродных топлив, чтобы обеспечить достаточно низкий уровень выбросов NO_x/CO при стабильном горении. Стали исследоваться эффекты добавления водорода в смеси на уровне компонентов.

Несмотря на то, что проводились многочисленные исследования, в которых изучался потенциал смешивания, при этом практически не проводилось исследований условий работы системы, при которых достигается наибольшая производительность при добавлении водорода в топливную смесь. Из-за различий в химических свойствах водорода и природного газа при добавлении большего количества водорода в топливную смесь возникают нелинейные изменения в выбросах и производительности системы. Поэтому оптимальное соотношение эквивалентности для различных количеств добавляемого водорода нуждается в дальнейшем изучении. В данной работе будет проанализирован простой цикл Брайтона с 0–100% H_2 в смеси с метаном при различных рабочих условиях. Будет проведено комплексное параметрическое исследование для изучения влияния различных параметров системы (например, изоэнтропийного КПД турбомашин, общего соотношения давлений) на системную эффективность модели газовой турбины. Анализ позволит оценить эффективность работы ГТУ, работающей на топливной смеси с различным содержанием водорода и метана; выяснить, изменяются ли основные параметры турбины; выполнить экономическую оценку и прийти к общему заключению, какое топливо для разных случаев является более перспективным.

Анализ зависимости эффективности работы турбины с использованием различного топлива, проводится на базе газотурбинных установок CAPSTONE 30 и ГТП-10/95.

Базовый расчет ГТП, расчет климатических и нагрузочных характеристик.

Сравнение с экспериментальными данными

Расчет турбоустановок будет проводиться в программе DVIGwT. Система DVIGwT предназначена для проведения структурного и параметрического анализа газотурбинных двигателей.

Были смоделированы (Рис.1 и Рис. 2) и рассчитаны две газотурбинные установки, которые показали, что вне зависимости от характеристик турбины и отличий в конструкции соотношения и тенденции при использовании идентичных топлив одинаковы.

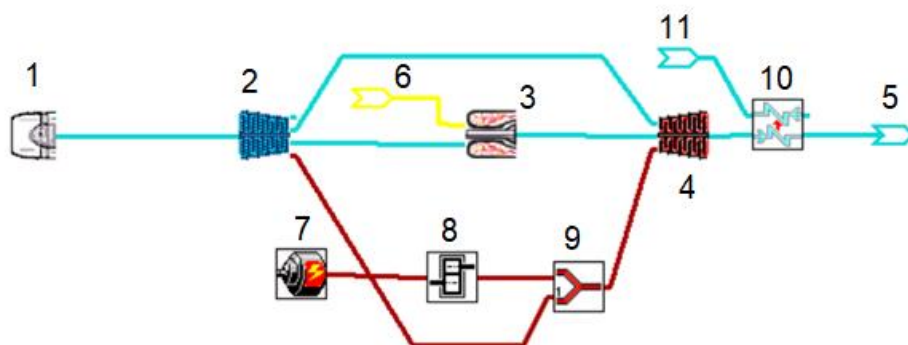


Рисунок 1. Расчетная схема для термодинамического расчета Capstone C30:

1 – входное устройство; 2 – компрессор; 3 – камера сгорания; 4 – газовая турбина; 5 – выходное устройство; 6 – вход топлива; 7 – источник-потребитель мощности; 8 – редуктор; 9 – суммирование мощности; 10 – рекуператор (теплообменник); 11 – вход газа.

После проведенного расчета получили следующие параметры, приведенные в Табл. 1.

Таблица 1. Выходные параметры Capstone C30

Параметр	Значение DVIGwT	Теоретические характеристики
КПД по выработки электрической энергии на тепловом потреблении, %	23,674	26 ± 2
Электрическая мощность установки, кВт	30	30
Мощность компрессора, кВт	42,99	
Мощность турбины, кВт	74,63	80
Температура газа на выходе из турбины, К	773,82	807
Давление газа на выходе из турбины, кПа	104,78	108
Температура на выходе, К	548	548
Удельный расход условного топлива на производство эл. энергии, г/(кВт·ч)	342,8131	383
Расход топлива, $\text{нм}^3/\text{ч}$	12,738	11,5

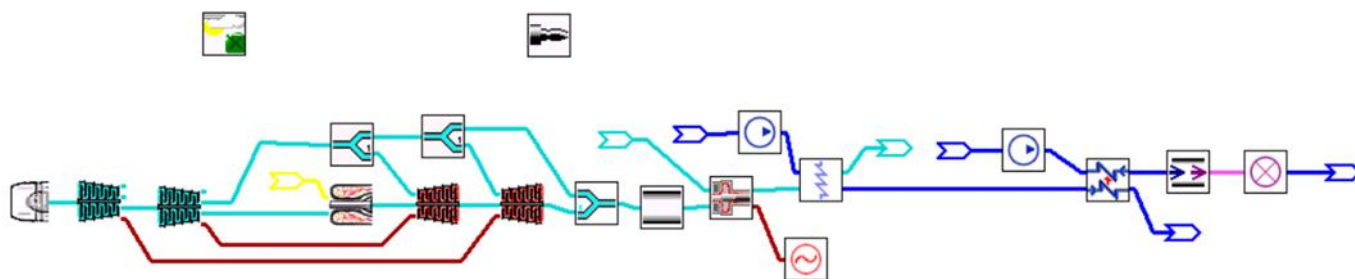


Рисунок 2. Расчетная схема для термодинамического расчета ГТП-10/95.

После проведенного расчета получили следующие параметры, приведенные в Табл. 2.

Таблица 2. Выходные параметры ГТП-10/95

Параметр	Значение DVIGwT	Экспериментальные данные
Абсолютный электрический КПД, %	22,5973	22,224
Электрическая мощность установки, кВт	8000	8000
Температура газа на выходе из турбины, К	741,082	743,6
Давление газа на выходе из турбины, кПа	106,808	105,402
Удельный расход условного топлива на производство эл. энергии, г/(кВт·ч)	210,909	
Удельный расход условного топлива на производство теплоты, кг/ГДж	34,6317	

Расчетное исследование параметров работы ГТУ при использовании различных топливных смесей

В данной части работы мы провели исследование по использованию топливной смеси с различным содержанием водорода и метана. Построили графики зависимости изменения основных характеристик турбины при добавлении в топливную смесь метана водород от 0 до 100%.

Рассчитали низшую теплоту сгорания при различном содержании в топливной смеси водорода, значения представлены в Табл. 3.

Таблица 3. Низшая теплота сгорания различных топливных смесей

Содержание метана, %	Содержание водорода, %	Низшая теплота сгорания, кДж/нм ³
100	0	35850,0
90	10	33350,6
80	20	30851,2
70	30	28351,8
60	40	25852,4
50	50	23353,0
40	60	20853,6
30	70	18354,2
20	80	15854,8
10	90	13355,4
0	100	10856,0

Далее были рассчитаны КПД газотурбинных установок, работающих на различных топливных смесях.

Выведем формулу электрического КПД для ГТУ.

1. Эффективный КПД:

$$\eta_e = \frac{N_e}{Q_{\text{КС}}} = \frac{3600}{H_u \cdot \eta_{\Gamma} \cdot C_e}. \quad (1)$$

2. Удельный расход топлива:

$$C_e = \frac{G_{\text{ГЧ}}}{N_e}. \quad (2)$$

Подставив формулу (2) в (1), получим:

$$\eta_e = \frac{3600 \cdot N_e}{H_u \cdot \eta_{\Gamma} \cdot G_{\text{ГЧ}}}. \quad (3)$$

1. Мощность на выходном валу:

$$N_e = N_T \cdot \eta_T - N_K. \quad (4)$$

2. Часовой расход топлива

$$G_{T, \text{час}} = G_T \cdot 3600. \quad (5)$$

3. Расход топлива в камере сгорания:

$$G_T = G_{KC} \cdot q_T. \quad (6)$$

Подставляя все в общую формулу, получим:

$$\eta_e = \frac{3600 \cdot (N_T \cdot \eta_T - N_K)}{H_u \cdot \eta_T \cdot 3600 \cdot G_T} = \frac{N_T \cdot \eta_T - N_K}{H_u \cdot \eta_T \cdot G_T}. \quad (7)$$

По нашим расчетам мощности компрессора и турбины не зависят от используемого топлива, следовательно эффективный КПД установки зависит только от расхода топлива и низшей теплотворной способности. Параметры газотурбинных установок представлены в Табл. 4 и Табл. 5.

Таблица 4. Параметры газотурбинной установки Capstone C30

Содержание метана, %	Содержание водорода, %	Мощность турбины, кВт	Мощность компрессора, кВт	Расход топлива, т/ч	Низшая теплотворная способность, кДж/нм ³
100	0	74,632	42,993	0,00911	35850,0
90	10	74,632	42,993	0,00792	33350,6
80	20	74,632	42,993	0,00702	30851,2
70	30	74,632	42,993	0,00630	28351,8
60	40	74,632	42,993	0,00569	25852,4
50	50	74,632	42,993	0,00522	23353,0
40	60	74,632	42,993	0,00482	20853,6
30	70	74,632	42,993	0,00450	18354,2
20	80	74,632	42,993	0,00421	15854,8
10	90	74,632	42,993	0,00396	13355,4
0	100	74,632	42,993	0,00382	10856,0

Таблица 5. Параметры газотурбинной установки ГТП-10/95

Содержание водорода, %	Мощность ТНД, кВт	Мощность ТВД, кВт	Мощность КНД, кВт	Мощность КВД, кВт	Расход топлива, т/ч	Низшая теплотворная способность, кДж/нм ³
0	6464,793	8423,819	6400,145	8297,462	2,547	35850,0
10	6464,793	8423,819	6400,145	8297,462	2,216	33350,6
20	6464,793	8423,819	6400,145	8297,462	1,962	30851,2
30	6464,793	8423,819	6400,145	8297,462	1,760	28351,8
40	6464,793	8423,819	6400,145	8297,462	1,597	25852,4
50	6464,793	8423,819	6400,145	8297,462	1,463	23353,0
60	6464,793	8423,819	6400,145	8297,462	1,350	20853,6
70	6464,793	8423,819	6400,145	8297,462	1,255	18354,2
80	6464,793	8423,819	6400,145	8297,462	1,176	15854,8
90	6464,793	8423,819	6400,145	8297,462	1,111	13355,4
100	6464,793	8423,819	6400,145	8297,462	1,068	10856,0

Расход топлива в камере сгорания:

$$G_T = G_{KC} \cdot q_T. \quad (8)$$

Относительный расход топлива:

$$q_T = \frac{G_{TC}}{G_{KC}} = \frac{i_{BG}^* - i_{BK}^*}{Hu \cdot \eta_T - i_{TG}^* + i_{T0}} = \frac{c_p T_{TG}^* - c_p T_{BK}^*}{Hu \cdot \eta_T - n T_{TG}^* + n T_0}. \quad (9)$$

Расход воздуха в камере сгорания:

$$G_{KC} = G_B \cdot (1 - \overline{G_{O_{XЛ}}} - \overline{G_{O_{ТБ}}} - \overline{G_{УТ}}). \quad (10)$$

Подставим выражение (9) и (10) в уравнение (8):

$$G_T = G_{KC} \cdot q_T = G_B \cdot (1 - \overline{G_{O_{XЛ}}} - \overline{G_{O_{ТБ}}} - \overline{G_{УТ}}) \cdot \frac{c_p T_{TG}^* - c_p T_{BK}^*}{Hu \cdot \eta_T - n T_{TG}^* + n T_0}. \quad (11)$$

В расчете мы не учитываем изменения температур при сжигании топливных смесей при разных соотношениях метана и водорода. Моделируя термодинамический расчет, мы берем температуры неизменными, а также отборы и расход охлаждающего воздуха остаются неизменным, следовательно расход топлива зависит только от низшей теплотворной способности топливной смеси.

Анализ показал, что максимальный КПД установка выдает при работе на смеси с содержанием 40% метана и 60% водорода. Но даже максимальный КПД всего в 1,022 раза превышает КПД установки, работающей на 100% метане и в 1,038 раза больше КПД при работе на 100% водороде. Следовательно, можем сделать вывод, что КПД практически не зависит от топлива.

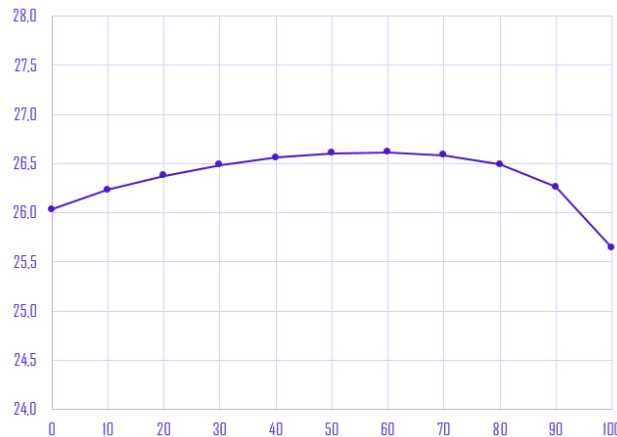


Рисунок 3. Зависимость КПД микротурбины Capstone C30 от содержания водорода топливной смеси.

На графике наглядно видно малое изменение КПД при изменении соотношения метан-водород.

Нами был проведен экономический расчет, в котором было выявлено, что при использовании 100 % водорода затраты увеличиваются в 1,258 раз в сравнении с общими затратами при работе установки на 100 % метане.

$$\frac{3_{\text{мз}}^{\text{водород}}}{3_{\text{мз}}^{\text{метан}}} = 1,258.$$

Заключение

В ходе работы был произведен расчет микротурбины Capstone C30 и ГТП-10/95, работающих на газообразном топливе. Выполнили расчет изменяя содержание водорода от 0 до 100% в топливной смеси с метаном. Был произведен анализ основных параметров ГТУ, таких как КПД, расход топлива, мощность компрессора и газовой турбины. Выяснили что КПД мало

изменяется при увеличении содержания водорода в топливной смеси, при постоянных температурах.

Произвели экономический расчет, в котором рассмотрели использование ГТУ на 100% метане и 100% водороде, полученном специально, так называемом зеленом водороде.

Можем сделать вывод, что КПД изменяется в малой степени. Исходя из экономического расчета затраты на топливо при работе ГТУ на водороде в 1,258 раз выше. Водород является перспективным только для объектов энергетики с близким расположением к производствам с побочным продуктом в виде водорода, таким как нефтехимические заводы. В других случаях более перспективным является использование трубопроводного газа.

Литература:

1. Системный оператор рассказал об планируемых изменениях в структуре производства электроэнергии в условиях энергетического перехода / [Электронный ресурс] АО «Системный оператор Единой энергетической системы». [The system operator spoke about the planned changes in the structure of electricity production in the context of the energy transition / [Electronic resource] JSC “System Operator of the Unified Energy System” (in Russian)]. URL: <https://www.sops.ru/news/press-release/press-release-view/news/17665/>.
2. Возобновляемая энергетика: типы, преимущества и недостатки, развитие и перспективы / [Электронный ресурс] RENWEX 2025. [Renewable energy: types, advantages and disadvantages, development and prospects / [Electronic resource] RENWEX 2025 (in Russian)]. URL: <https://www.renwex.ru/ru/ii/vozobnovlyaemaya-ehnergetika/>.
3. Полякова О.Ю. Регулирование частоты при выделении дефицитного энергорайона с ПГУ на изолированную работу: автореф. дис. ... канд. техн. наук 05.14.02 / Полякова О.Ю. – Екатеринбург, 2020. – 23 с. [Polyakova O.Yu. Frequency regulation when allocating a deficit energy region with a combined-cycle plant for isolated operation: Cand. Sci. thesis abstract. Ekaterinburg. 2020. 23 p. (in Russian)].
4. Завалеев И., Куприянова М. Выбросы парниковых газов и их взаимосвязь с выработкой энергии // СОК. 2019. № 9. С. 82–89. [Zavaleev I., Kupriyanova M. Greenhouse gas emissions and their relationship with energy production // Plumbing. Heating. Conditioning. Energy Saving. 2019. No. 9. P. 82–89 (in Russian)].
5. Максимов В. Водород – основа энергетики будущего / [Электронный ресурс] elec.ru. [Maksimov V. Hydrogen is the basis of the energy of the future / [Electronic resource] elec.ru (in Russian)]. URL: <https://www.elec.ru/publications/alternativnaja-energetika/6099/>.
6. Кизимов В. Перспективы и недостатки водородной энергетики / [Электронный ресурс] // Т-Ж. [Kizimov V. Prospects and disadvantages of hydrogen energy / [Electronic resource] Tinkoff Journal (in Russian)]. URL: <https://journal.tinkoff.ru/news/review-vodorod/>.

Об авторах:

БИКМУХАМЕТОВА Елизавета Эдуардовна, магистрант 1-го курса, инженер кафедры ПГМ, УУНиТ, 32, ул. Заки Валиди, г. Уфа, Республика Башкортостан, 450076, Россия, elizavetabikmuh@gmail.com.

СЕНЮШКИН Николай Сергеевич, канд. техн. наук, доцент кафедры АТиТ, УУНиТ, 32, ул. Заки Валиди, г. Уфа, Республика Башкортостан, 450076, Россия, aviastar-ufa@mail.ru.

Metadata:

Title: Analysis of the GTU performance parameters depending on the type of fuel used.

Author 1: Elizaveta Eduardovna Bikmukhametova, 1st year Master's student, Engineer of the Department of Applied Hydromechanics, Ufa University of Science and Technology, 32 Zaki Validi st., Ufa, Republic of Bashkortostan, 450076, Russia, elizavetabikmuh@gmail.com.

Author 2: Nikolay Sergeevich Senyushkin, Candidate of Sciences, Associate Professor of the Department of Aviation Thermal Engineering and Thermal Power Engineering, Ufa University of Science and Technology, 32 Zaki Validi st., Ufa, Republic of Bashkortostan, 450076, Russia, aviastar-ufa@mail.ru.

Abstract: The article presents the construction and basic calculation of gas turbine installations, for further calculation of the same installations on various fuel mixtures. Calculation and analysis of GTU operation parameters depending on the content of hydrogen and methane. The dependence of efficiency on the hydrogen content in the fuel mixture with methane is shown. The possibility and prospect of using various fuel mixtures in the operation of GTU.

Keywords: gas turbine unit, microturbine, GTU parameters, fuel mixture, calorific value, methane, hydrogen, low heat of combustion.