



O'zgaruvchan ish sharoitida mini-IEM ni optimallashtirish

Lola A. Nizamova¹, Roman A. Zaxidov², Saodat R. Axmatova^{1, a)}

¹ katta o'qituvchi, Toshkent davlat texnika universiteti, Tashkent, 100095, O'zbekiston; lola.nizamova.80@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0003-9704-0681>

² DSc, prof, Energetika muamollari instituti, Tashkent, 100000, O'zbekiston; r.zaxidov@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0001-4638-1043>

^{1, a)} katta o'qituvchi, Toshkent davlat texnika universiteti, Tashkent, 100095, O'zbekiston; saodataxmatova2274@mail.com
<https://orcid.org/0009-0004-9699-0180>

Dolzarblik: ushbu maqolada kogeneratsiya usuli yordamida issiqlik va elektr energiyasini ishlab chiqarish uchun ilg'or texnologiyalardan foydalanish muhokama qilinadi. Issiqlik va elektr energiyasini iste'mol qilishning ma'lum jadvalarini hisobga olgan holda, vazifalar quyidagilardan iborat: kerakli quvvatga ega mini-IEM ni tanlash, uning ulanish sxemasi va sxema elementlarini optimallashtirish, hosil bo'lgan issiqlik va elektr energiyasining narxini hisoblash va investitsiya samaradorligini baholash. Mavjud issiqlik iste'moli hisobidan arzon elektr energiyasini olish imkonini beradigan texnologiyaga ega ishlab chiqarish quvvatlarini yaratish elektr energiyasi yetkazib beruvchilar o'rtasida raqobatni yuzaga keltiradi va tariflarning o'sishini cheklovchi omil bo'lib xizmat qiladi.

Maqsad: issiqlik samaradorlik ko'rsatkichlari va loyihaviy issiqlik yuklari darajasining ish parametrlariga ta'sirini tahlil qilish, stansiyaning asosiy jihozlarning tarkibi, gaz turbinasi agregatlarining texnik tavsiflari, joriy havo haroratining mavsumiy o'zgarishi.

Usullar: rivojlanish jarayonida termodinamik tahlil usullari qo'llanilgan. Mini-IEM parametrlarini optimallashtirishda tuzilgan tenglamalar tizimi farqlandi.

Natijalar: variantlarni hisoblash bilan tasdiqlangan, kamroq quvvatli va tejamkor gaz turbinalariga ega bo'lgan gaz turbinasi- IEM har yili tejamkor bo'lishi mumkin, ishlatiladigan gaz turbinalarining standart o'lchamlari ya'ni asosiy uskunaning tarkibini tanlashga jiddiy e'tibor berish kerak.

Kalit so'zlar: parametrlarni optimallashtirish, gaz turbinalari, mini- IEM, termodinamik tahlil.

For citation: L.A. Nizamova, R.A. Zaxidov, S.R. Axmatova. Optimization of mini-CHP under variable operating conditions. Scientific and technical journal of Problems of Energy and Sources Saving, 2024, no. 4, pp. 141-147.

<https://doi.org/10.5281/zenodo.14580518>

Received: 24.10.2024

Revised: 19.11.2024

Accepted: 12.12.2024

Published: 27.12.2024

Copyright: © Lola A. Nizamova, Roman A. Zaxidov, Saodat R. Axmatova, 2024. Submitted to Problems of Energy and Sources Saving for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Оптимизация мини-ТЭЦ в условиях переменных режимов работы

Лола А. Низамова¹, Роман А. Захидов², Саodat Р. Ахматова^{1, a)}

¹ ст.преп. Ташкентский государственный технический университет, 100095, Узбекистан; lola.nizamova.80@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0003-9704-0681>

² д.т.н., проф. Институт проблем энергетики, Ташкент; 100000, Узбекистан, r.zaxidov@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0001-4638-1043>

^{1, a)} ст.преп. Ташкентский государственный технический университет, 100095, Узбекистан; saodataxmatova2274@mail.com
<https://orcid.org/0009-0004-9699-0180>

Актуальность: в данной статье рассматривается применение передовой технологии выработки тепловой и электрической энергии методом когенерации. Задачами являются при известных графиках потребления тепловой и электрической энергии: подобрать мини-ТЭЦ необходимой мощности, оптимизировать схему ее подключения и элементы схемы, рассчитать себестоимость получаемой тепловой и электрической энергии и оценить эффективность вложения средств. Создание генерирующих мощностей с технологией, позволяющей получить дешевую электроэнергию на существующем тепловом потреблении, создаст конкуренцию среди поставщиков электроэнергии и будет служить сдерживающим фактором для роста тарифов.

Цель: анализ влияния на показатели тепловой экономичности и режимные параметры уровня расчетных тепловых нагрузок, состава основного оборудования станции, технических характеристик газотурбинных установок, сезонного изменения текущей температуры атмосферного воздуха.

Методы: при разработке были использованы методы термодинамического анализа. При оптимизации параметров мини-ТЭЦ выполнено дифференцирование системы составленных уравнений.

Результаты: подтверждены расчетным путем варианты вывод о том, что большей экономичностью в годовом разрезе может обладать ГТУ-ТЭЦ с менее мощными и экономичными ГТУ, то есть при выборе состава основного оборудования подбору типоразмера применяемых газовых турбин следует уделять серьезное внимание.

Ключевые слова: оптимизация параметров, газовые турбины, мини-ТЭЦ, термодинамический анализ.



Optimization of mini-CHP under variable operating conditions

Lola A. Nizamova¹, Roman A. Zakhidov², Saodat R. Axmatova^{1, a)}

¹ senior teacher, Tashkent State Technical University, Tashkent, 100095, Uzbekistan; lola.nizamova.80@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0003-9704-0681>

² DSc, prof. Institute of energy problems, Tashkent, 100000, Uzbekistan; r.zakhidov@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0001-4638-1043>

^{1, a)} senior teacher, Tashkent State Technical University, Tashkent, 100095, Uzbekistan; saodataxmatova2274@mail.com
<https://orcid.org/0009-0004-9699-0180>

Relevance: this article discusses the use of advanced technology for generating thermal and electrical energy using the cogeneration method. Given the known schedules of thermal and electrical energy consumption, the tasks are: select a mini-CHP of the required power, optimize its connection diagram and circuit elements, calculate the cost of the resulting thermal and electrical energy and evaluate the efficiency of the investment. The creation of generating capacities with technology that makes it possible to obtain cheap electricity from existing heat consumption will create competition among electricity suppliers and will serve as a restraining factor for tariff growth.

Aim: analysis of the impact on thermal efficiency indicators and operating parameters of the level of design heat loads, the composition of the main equipment of the station, technical characteristics of gas turbine units, seasonal changes in the current ambient air temperature.

Methods: thermodynamic analysis methods were used during development. When optimizing the parameters of a mini-CHP, the system of compiled equations was differentiated.

Results: the calculations of the options confirmed the conclusion that gas turbine-CHP plants with less powerful and economical gas turbines can have greater annual efficiency, that is, when choosing the composition of the main equipment, the selection of the standard size of the gas turbines used should be given serious attention.

Keywords: parameter optimization, gas turbines, mini-CHP, thermodynamic analysis.

1. Введение (Introduction)

Тепловая экономичность мини-ТЭЦ зависит от большого числа разнородных факторов [1]. Их можно подразделить на несколько групп: величина расчетных тепловых нагрузок, тип теплофикационной системы, температурный график теплосети; климатические факторы; режимные факторы; конструктивные факторы.

Величина расчетной присоединенной тепловой нагрузки является основным исходным показателем при проектировании мини-ТЭЦ, определяющим выбор состава и единичной мощности основного оборудования [2]. Важное значение при этом имеет и доля расчетной нагрузки горячего водоснабжения. Электрическая мощность мини-ТЭЦ и величина годовой выработки электроэнергии обычно являются для мини-ТЭЦ производными факторами, зависящими от уровня тепловых нагрузок. Определенное влияние на выбор состава основного оборудования и характеристик мини-ТЭЦ оказывают также тип теплофикационной системы и температурный график теплосети [3].

Так как заданные тепловые нагрузки мини-ТЭЦ могут быть покрыты при различном составе основного оборудования, то задача выбора состава основного оборудования является многовариантной. Оптимальный тип и состав оборудования должен определяться технико-экономическими расчетами по среднегодовым показателям тепловой экономичности, с учетом стоимости оборудования, годовой выработки тепловой и электрической энергии, тарифов на электрическую и тепловую энергию на региональном рынке, форм и источников финансирования строительства мини-ТЭЦ. Необходимым элементом решения этой сложной многофакторной оптимизационной задачи является определение годовых интегральных показателей тепловой экономичности для каждого варианта состава основного оборудования мини-ТЭЦ [4]. Эти показатели в свою очередь тесно связаны с рядом конструктивных, климатических и режимных факторов, в частности, с продолжительностью работы мини-ТЭЦ в течении года в режиме теплоснабжения, длительностью отопительного периода, продолжительностью стояния температур наружного воздуха за этот период, соответствующей климатическим условиям района расположения станции [5].

2. Методы и материалы (Methods and Materials)

С другой стороны, значительный интерес представляет анализ характера изменения показателей мини-ТЭЦ и ее элементов в зависимости от ряда внешних факторов, главными из которых являются температуры наружного воздуха, соотношения между расчетной тепловой нагрузкой и нагрузкой горячего водоснабжения [6].

На рис. 1 и 2 приведены характерный температурный график теплосети газотурбинной мини-ТЭЦ и график тепловых нагрузок по продолжительности для климатических условий Ташкента. Эти данные использовались при определении годовых расходов топлива в конкретных технико-экономических расчетах.

Для климатического района г. Ташкента ход изменения температур наружного воздуха был аппроксимирован с использованием программного продукта MathCAD тригонометрической зависимостью:

- среднесуточной:

$$\bar{t}_{\text{нв},t} = A \cdot \cos\left(2n \frac{\pi}{365} + \pi\right) + \bar{t}_{\text{год}};$$

где A - амплитуда годовой температуры, $\bar{t}_{\text{год}}$ - среднегодовая температура; n - номер суток в году;

- среднечасовой

$$\bar{t}_{\text{нв},\tau} = A_1 \cdot \cos\left(2\tau \frac{\pi}{24} + \pi\right) + \bar{t}_{\text{год}},$$

где A_1 - амплитуда среднесуточной температуры, определяется отдельно для ясных и пасмурных суток: $A_1=5$ (ясно), $A_1=3$ (пасмурно), τ - номер часа суток.

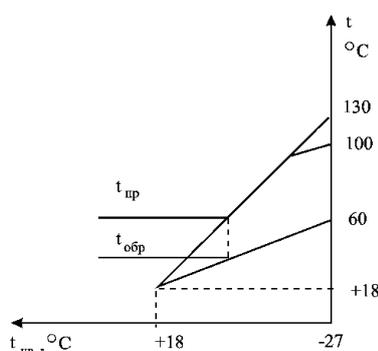


Рис.1. Температурный график теплосети
Fig.1. Temperature graph heating network

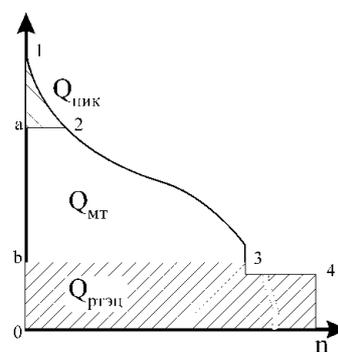


Рис.2. График тепловых нагрузок по продолжительности
Fig.2. Thermal load schedule by duration

Погрешность аппроксимации не превышает $0,3$ °C, что вполне допустимо для технических расчетов [7].

После завершения каждого цикла текущее значение времени увеличивается на час - заданный временной интервал. Проверяется условие $t_{\text{нв}} > 8$ °C, при его выполнении принимается $Q_{\text{от}} = 0$ и расчет характеристик газотурбинной установки ГТУ-ТЭЦ прекращается [8].

Характеристики котла-утилизатора выбраны для условий расчетной температуры для отопления. При этом поверхность теплообмена выбрана из условий покрытия максимальной тепловой нагрузки [9]. При расчетах котла-утилизатора на переменных режимах использованы следующие соотношения - температура уходящих газов за котел-утилизатор (КУ) [10]:

$$t_{\text{yx}} = t_4 - \frac{Q_{\text{от}}}{c_p \cdot G_{\text{yx}}}; \quad (1)$$

где t_4 - температура газа на выходе газовой турбины, C; G_{yx} - расход газов котла-утилизатора.

Коэффициент теплопередачи в котле-утилизаторе рассчитывается по формуле [11]:

$$k_v = k_F \cdot F/V; \quad (2)$$

здесь: k_F - коэффициент теплопередачи на единицу поверхности кДж/(с·м²·K); F/V - коэффициент компактности [12].

В цикле производится сравнение тепловой нагрузки, которую может покрыть [13] в этом режиме котел-утилизатор, $Q_{\text{ут}}$, и тепловой нагрузки $Q_{\text{от}}$. Если $Q_{\text{от}} > Q_{\text{ут}}$, то рассчитывается дополнительное количество дожигаемого топлива $V_{\text{дж}}$. Производятся итерационные расчеты по уточнению фактически достигаемой нагрузки котла-утилизатора и его характеристик - коэффициента теплопередачи, среднего температурного напора, температуры уходящих газов [14].

Расход условного топлива в камеру сгорания ГТУ [15]:

$$B_{\text{КС}}^{\text{ГТ}} = \frac{0,123 \cdot N_{\text{ГТ}}^{\text{ГТ}}}{\eta_{\text{ГТ}}^{\text{ГТ}}}. \quad (3)$$

В дальнейшем для каждой текущей величины определяется соответствующая ей температура наружного воздуха $t_{\text{нв}}$, рассчитываются характеристики ГТУ и котла-утилизатора, сравнивается его нагрузка с текущей тепловой нагрузкой $Q_{\text{от}}$ [16]. Если $Q_{\text{ку}} > Q_{\text{от}}$, то производится определение суммарной нагрузки КУ. Проверяется условие - оказалась ли текущая температура $t_{\text{нв}} < 8$ °C, если да, то тепловая нагрузка мини-ТЭЦ складывается из нагрузок отопительной $Q_{\text{от}}$ и вентиляционной $Q_{\text{вент}}$. Рассчитываются температуры прямой и обратной сетевой воды, суммарная тепловая нагрузка мини-ТЭЦ $Q_{\text{ку}}$, характеристики котла-утилизатора. Затем следует ряд



проверок условий, позволяющих уточнить для текущих режимов нагрузку [17], покрываемую с помощью дожигания дополнительного топлива в дожигающем устройстве КУ, удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию Эти циклические расчеты повторяются вплоть до достижения времени τ отопительного периода. После этого ведется накопление сумм по отдельным временным интервалам и рассчитываются годовые показатели работы мини-ТЭЦ - выработка электроэнергии, тепловой энергии по заданному графику тепловых нагрузок, в том числе котлами-утилизаторами, годовые расходы топлива в камеру сгорания турбины и на дожигательные устройства, среднегодовые удельные расходы условного топлива [18].

В процессе расчетов анализируется влияние на показатели тепловой экономичности и режимные параметры уровня расчетных тепловых нагрузок, состава основного оборудования станции, технических характеристик газотурбинных установок, сезонного изменения текущей температуры атмосферного воздуха [17]. Расчеты проведены для климатических условий г.Ташкента, где расположена котельная «Водник» применительно к мини -ТЭЦ с закрытой теплотенью с расчетным температурным графиком 130/70⁰С. Присоединенная расчетная тепловая нагрузка Q составила 50 МВт.

Можно проанализировать влияние на показатели станции вида топлива - жидкого или газа, ряда технических характеристик газотурбинных установок - начальной температуры газа, степени повышения давления, расхода воздуха, КПД компрессора и турбины, характеристики компрессора, избытка воздуха в уходящих газах турбины и их температуры, гидравлических сопротивлений газоздушного тракта, включая аэродинамическое сопротивление котла-утилизатора [2].

Табл. 1. Характеристики ГТУ при $t_{нв} = +15$ °С

Table 1. Characteristics of the gas turbine unit at $t_{nv} = +15$ °С

Характеристики	ГТД-2500А	НК-14Э	ГТУ-8,5
1. Температура газа перед турбиной t_3 , °С	1147	1023	1040
2. Степень повышения давления в компрессоре π_k	25	9,5	8,8
3. Расход воздуха через компрессор G, кг/с	93	31,5	39
4. Электрическая мощность, МВт	28,7	9,5	8,5

Программа предоставляет возможность проведения анализа влияния на выходные показатели ГТУ-ТЭЦ характеристик котла-утилизатора - расчетных значений коэффициента теплопередачи, температуры уходящих газов, величины поверхности нагрева. Последние, в свою очередь, определяются выбором расчетной температуры наружного воздуха для определения проектных показателей котла-утилизатора - тепловой мощности и поверхности нагрева.

Состав основного оборудования электростанции включает ГТУ и водогрейные котлы-утилизаторы с дожиганием топлива. В расчетах для мини-ТЭЦ тепловой мощностью 50 МВт использованы данные ГТУ, приведенные в табл. 1.

Характеристики котла-утилизатора: расчетная температура наружного воздуха для -17 °С; расчетная температура уходящих газов за $t_{yx} = 120$ °С; максимальная температура сетевой воды $t_{пр} = 130$ °С.

В расчетах характеристик мини-ТЭЦ так же принято: расчетная температура наружного воздуха $t_{нв} = -27$ °С; расчетная доля вентиляционной нагрузки 0,05; расчетная температура для вентиляции $t_{вент} = -15$ °С.

Расчет текущих характеристик ГТУ-ТЭЦ проводился для всего диапазона изменения температур наружного воздуха - от +8 до -17 °С, соответствующего полному времени работы мини-ТЭЦ за отопительный период. Расчет велся для режимов, различающихся на временной интервал в 1 час. Таким образом, при $\tau=4650$ часов полное число рассчитываемых режимов составляло 4650. Для каждого из этих режимов определялась выработка электрической и тепловой энергии. В дальнейшем, при определении среднеинтегральных годовых значений выработки энергии на мини-ТЭЦ производилось суммирование:

$$Э_{\text{год}} = \sum_{i=1}^m \Delta \varepsilon_i \quad \text{и} \quad Q_{\text{год}} = \sum_{i=1}^m Q_i \quad (4)$$

Для анализа динамики изменения показателей работы ГТУ на экран дисплея выводится информация о их значениях через каждые 500 часов. Это позволяет построить графические зависимости характеристик ГТУ-ТЭЦ.

В момент начала отопительного сезона $t_{нв}=+8$ °С включается одна ГТУ с КУ. Суммарная тепловая мощность КУ оказывается избыточной $Q_{от}=3913,6$ кВт (τ) < $Q_{ку}= 5211,33$ кВт (τ), поэтому часть уходящих газов байпасируется. Это приводит к резкому возрастанию удельных расходов топлива на вырабатываемую электрическую b_e и тепловую энергию b_t . При понижении температуры наружного воздуха до $t_{нв}=+2$ °С тепловая нагрузка $Q_{от}$ сравнивается с $Q_{ку}$, а



затем начинает ее превышать. В это время в работу вводится дожигающее устройство, нагрузка которого $Q_{дж} = Q_{от} - Q_{ку}$ определяется дефицитом тепловой мощности котла-утилизатора. Период времени, в течение которого производится дожигание дополнительного топлива в КУ до момента пуска второго энергоагрегата, зависит от соотношения стоимости дожигаемого топлива и капиталовложений в энергоустановку.

По мере понижения температуры наружного воздуха происходит изменение характеристик газотурбинного агрегата - увеличивается расход уходящих газов G_{yx} после турбины, увеличивается электрическая мощность $N_{ГТУ}$, тепловая нагрузка.

3. Результаты исследования (Results)

Результаты при использовании на мини-ТЭЦ различных типов ГТУ приведены в табл.2.

Табл. 2. Результаты расчета мини-ТЭЦ типа ГТУ-8,5

Table 2. Calculation results of mini-CHP type GTU-8.5

$t_{нв}, ^\circ\text{C}$	$Q_{ут}, \text{кВт(т)}$	$\eta_{ГТУ}$	$b_{ГТУ}, \text{кг/с}$	$G_{yx}, \text{м}^3/\text{с}$
-10	13530,5	0,3051	0,5996	25,07
-5	13837,7	0,3035	0,6028	24,84
0	14140,5	0,3020	0,6058	24,61
+5	14439,1	0,3005	0,6088	24,38
+8	14616,0	0,2996	0,6106	24,25

Сравнение вариантов проводилось при неизменной тепловой мощности станции. Рассматривается вариант мини-ТЭЦ с расчетной тепловой нагрузкой $Q_{от}=50\text{МВт}$. Коэффициент теплофикации по рекомендации [9] $\eta=0,8$. Основное оборудование мини-ТЭЦ состоит из трех ГТУ, снабженных котлами-утилизаторами, оборудованных дожигающими устройствами. Котел-утилизатор ГТУ типа 1 имеет наибольшую мощность, поэтому необходимо на частичных режимах байпасировать значительное количество выхлопных газов. Однако, при расчетной температуре, когда необходимо дожигание топлива для покрытия нагрузки в других вариантах необходим бóльший расход топлива на дожигание в КУ. Вследствие этого удельные расходы условного топлива b_s и b_r при расчетной температуре достигают минимума. В результате годовые показатели мини-ТЭЦ сильно различаются (табл.3).

Табл. 3. Годовые показатели работы мини-ТЭЦ

Table 3. Annual performance indicators of mini-CHP

Характеристики мини-ТЭЦ	1-й тип	2-й тип	3-й тип
Годовая выработка электроэнергии Э, МВт·ч/год	205205	92800	83300
Годовая выработка теплоты Q, ГВт·ч/год			
Годовой отпуск теплоты из КУ Q, ГВт·ч/год	119,852	122,058	120,146
Годовой отпуск теплоты ДУ Q, ГВт·ч/год	14,705	5,882	8,823
Годовой расход топлива ГТУ, тыс. м ³ /год	26774,893	22793,678	22851,926
Годовой расход топлива ДУ, тыс. м ³ /год	1584,202	633,681	1250,521
Годовой расход топлива мини-ТЭЦ, тыс. м ³ /год	28359,095	23427,359	24102,447

Для соблюдения корректности сравнения вариантов характеристики котла-утилизатора рассчитывались применительно к каждой установке (табл.4).

Табл. 4. Характеристики котлов утилизаторов

Table 4. Characteristics of waste heat boilers

Характеристики КУ	Варианты		
	1	2	3
Коэффициент теплопередачи k, Вт/(м ² ·°C)	158,6736	147,2286	147,58
Объемный коэффициент теплопередачи k_v , Вт/(м ³ ·°C)	2798,51	2636,1	2620,21
Температурный напор Δt , °C	116,55	138,78	132,43
Высота пакета, м	4,68	4,86	4,864
Длина и ширина пакета, м	4,154	2,72	2,646

4. Заключение (Conclusions)

Рассмотрение этих вариантов говорит о том, что большей экономичностью в годовом разрезе



может обладать ГТУ-ТЭЦ с менее мощными и экономичными ГТУ, то есть при выборе состава основного оборудования подбору типоразмера применяемых газовых турбин следует уделять серьезное внимание.

Разработанный алгоритм и программа дают возможность анализа вариантов по выбору наиболее рационального состава оборудования с точки зрения тепловой экономичности ГТУ-ТЭЦ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems: Implementation, Operation, and Control. / Edited by Toshihisa Funabashi. - Elsevier Inc., 2016. 313 p.
2. Боровков В.М., Петрущенко В.А., Васькин В.В. Тепловые схемы мини-ТЭЦ с противодавленческими паровыми турбинами на базе существующих котельных. /Труды СПбГПУ. Энергомашиностроение. 2004. №491. -С. 71-74.
3. Петрущенко В.А., Васькин В.В. К определению технико-экономических показателей мини-ТЭЦ. //Новости теплоснабжения. 2004. №6. -С. 25-28.
4. Петрущенко В.А. Обсуждение целесообразности использования термина "мини-ТЭЦ". //Новости теплоснабжения. 2004. №7. -С. 29-30.
5. Хлебалин Ю., Николаев Ю., Андреев Д. Оптимизация электрической мощности ПТУ при реконструкции котельных в малые ТЭЦ //Промышленная энергетика.1998. №9.-С.37- 40.
6. Турбин В.С., Сотникова О.А., Китаев Д.Н. Альтернативные источники от мини-ТЭЦ. Воронежский гос.архитектурно-строит. университет. /Сборник статей. 2005. №6. -С. 76-78.
7. Скиба М.В. Тенденции развития рынка газотурбинных установок //Вестник Самарского государственного университета. Серия «Экономика и управление». 2015. № 9/2 (131). с.156–164.
8. Буланин В.А., Захидов Р.А. Пути совершенствования теплоэнергетики Узбекистана // Узбекский журнал "Проблемы информатики и энергетики", № 2, 1992. -С. 23-28.
9. Баринберг Г.Д., Бененсон Е.И. Влияние параметров свежего пара, промежуточного перегрева и единичной мощности на экономичность теплофикационных турбин. /В сб.: Опыт создания турбин и дизелей. Свердловск, Ср.-Уральск. кн. изд-во, 1969. -С. 97-102.
10. Вольфберг Д.Б. XIV конгресс мировой энергетической конференции. //Энергохозяйство за рубежом, 1990, № 1. -С. 1-5.
11. Буланин В.А., Буланин А.В., Лапин Е.А. Газотурбинные технологии – в энергетику Белгородской области //Газотурбинные технологии, 2001, № 1 (10). -С. 14-16.
12. Масленников В.М., Выскубенко Ю.А., Штеренберг В.Я. (СССР), Смитсон Г.Р., Робсон Ф.Л., Лемон А.В., Лохон В.Т. (США). Парогазовые установки с внутрицикловой газификацией топлива и экологические проблемы энергетики. -М.: Наука, 1983. -264 с.
13. R. Kadi, A. Bouam, S. Aissani. Analyze of gas turbine performances with the presence of the steam water in the combustion chamber, Revue des Energies Renouvelables ICRESD-07 Tlemcen (2007), p. 327 – 335
14. H. Haselbacher, "Performance of Water/Steam Injected Gas Turbine Power Plants Consisting of Standard Gas Turbines and Turbo Expanders", Int. J. Energy Technology and Policy, Vol. 3, No1/2, 2005.
15. K. Mathioudakis, Evaluation of Steam and Water Injection Effects on Gas Turbine Operation using Explicit Analytical Relations, Instn. Mech. Engrs., Vol. 216, Part A: J Power and Energy 2002.
16. D.Y. Cheng & A.L.C. Nelson, "The Chronological Development of the Change Cycle Steam Injected Gas Turbine During the Past 25 Years", Proceedings of ASME Turbo Expo 2002, Amsterdam, the Netherlands, June 3-6, 2002.
17. D. Zhao, Y. Ohno, T. Furuhashi, H. Yamashita, N. Arai and Y. Hisazumi, "Combustion Technology in a Novel Gas Turbine System with Steam Injection and Two-Stage Combustion", Journal of Chemical Engineering of Japan, Vol. 34, No9, pp. 1159 - 1164, 2001.
18. Y. Ohno, D. Zhao, T. Furuhashi, H. Yamashita, N. Arai and Y. Hisazumi, "Combustion Characteristics and NOx Formation of a Gas Turbine System with Steam Injection and Two-Stage Combustion", Journal of Chemical Engineering of Japan, 2001.

REFERENCES

1. Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems: Implementation, Operation, and Control. Edited by Toshihisa Funabashi. Elsevier Inc., 2016, 313 p.
2. Borovkov V.M., Petrushchenkov V.A., Vaskin V.V. *Thermal Schemes of Mini-CHP Plants with Backpressure Steam Turbines Based on Existing Boiler Houses*. Proceedings of SPbGPU. Power Engineering, 2004, No. 491, pp. 71-74.
3. Petrushchenkov V.A., Vaskin V.V. *Determining the Technical and Economic Indicators of*



- Mini-CHP Plants*. Heating Supply News, 2004, No. 6, pp. 25-28.
4. Petrushchenkov V.A. *Discussion on the Appropriateness of the Term "Mini-CHP"*. Heating Supply News, 2004, No. 7, pp. 29-30.
 5. Khlebalin Yu., Nikolaev Yu., Andreev D. *Optimization of Electrical Power of Combined Heat and Power Plants during Boiler House Reconstruction into Small CHP Plants*. Industrial Energy, 1998, No. 9, pp. 37-40.
 6. Turbin V.S., Sotnikova O.A., Kitaev D.N. *Alternative Sources from Mini-CHP Plants*. Voronezh State University of Architecture and Civil Engineering. Collection of Articles, 2005, No. 6, pp. 76-78.
 7. Skiba M.V. *Trends in the Development of the Gas Turbine Installations Market*. Bulletin of Samara State University. Series "Economics and Management," 2015, No. 9/2 (131), pp. 156-164.
 8. Bulanin V.A., Zakhidov R.A. *Ways to Improve Heat Power Engineering in Uzbekistan*. Uzbek Journal "Problems of Informatics and Energy," 1992, No. 2, pp. 23-28.
 9. Barinberg G.D., Benenson E.I. *Effect of Fresh Steam Parameters, Intermediate Superheating, and Unit Capacity on the Efficiency of Cogeneration Turbines*. In: Experience in Creating Turbines and Diesel Engines. Sverdlovsk, Mid-Ural Publishing House, 1969, pp. 97-102.
 10. Wolfberg D.B. *XIV Congress of the World Energy Conference*. Energy Management Abroad, 1990, No. 1, pp. 1-5.
 11. Bulanin V.A., Bulanin A.V., Lapin E.A. *Gas Turbine Technologies for the Energy Sector of Belgorod Region*. Gas Turbine Technologies, 2001, No. 1 (10), pp. 14-16.
 12. Maslennikov V.M., Vyskuenko Yu.A., Shterenberg V.Ya. (USSR), Smithson G.R., Robson F.L., Lemon A.V., Lochon V.T. (USA). *Combined-Cycle Plants with Intra-Cycle Fuel Gasification and Environmental Issues in Energy*. Moscow: Nauka, 1983, 264 p.
 13. R. Kadi, A. Bouam, S. Aissani. *Analysis of Gas Turbine Performance with the Presence of Steam Water in the Combustion Chamber*. Revue des Energies Renouvelables ICRES-07 Tlemcen, 2007, pp. 327-335.
 14. H. Haselbacher. *Performance of Water/Steam Injected Gas Turbine Power Plants Consisting of Standard Gas Turbines and Turbo Expanders*. International Journal of Energy Technology and Policy, Vol. 3, No. 1/2, 2005.
 15. K. Mathioudakis. *Evaluation of Steam and Water Injection Effects on Gas Turbine Operation Using Explicit Analytical Relations*. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, Vol. 216, 2002.
 16. D.Y. Cheng & A.L.C. Nelson. *The Chronological Development of the Change Cycle Steam Injected Gas Turbine During the Past 25 Years*. Proceedings of ASME Turbo Expo 2002, Amsterdam, the Netherlands, June 3-6, 2002.
 17. D. Zhao, Y. Ohno, T. Furuhashi, H. Yamashita, N. Arai, and Y. Hisazumi. *Combustion Technology in a Novel Gas Turbine System with Steam Injection and Two-Stage Combustion*. Journal of Chemical Engineering of Japan, Vol. 34, No. 9, pp. 1159-1164, 2001.
 18. Y. Ohno, D. Zhao, T. Furuhashi, H. Yamashita, N. Arai, and Y. Hisazumi. *Combustion Characteristics and NOx Formation of a Gas Turbine System with Steam Injection and Two-Stage Combustion*. Journal of Chemical Engineering of Japan, 2001.