

УДК 621.311.22

Анализ эффективности теплогенерирующей установки в переменных режимах работы при сжигании дополнительного топлива за котлом-утилизатором

Б.Л. Шельгин, Е.С. Малков
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
Иваново, Российская Федерация
E-mail: admin@tes.ispu.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса: В настоящее время теоретически обосновано применение камеры сжигания топлива и дополнительного теплообменника за котлом-утилизатором для нагрева сетевой воды. Необходимо оценить эффективность такого энергоблока при переменных режимах работы газовой турбины.

Материалы и методы: Разработка зависимостей выполнена на основе технической документации по парогазовым установкам и расчету котельных агрегатов.

Результаты: На основе установленных математических зависимостей для номинального режима работы парогазовой установки, включающей котел-утилизатор с дополнительным газодводящим теплообменником и камерой сжигания дополнительного топлива, получены формулы для оценки эффективности работы энергоустановки при переменных режимах. На основании полученных уравнений проведен анализ эффективности работы парогазовой установки при переменных режимах работы.

Выводы: Установлено, что повышение коэффициента полезного действия энергоустановки при использовании дополнительного газодводящего теплообменника и камеры сгорания дополнительного топлива за котлом-утилизатором при переменных режимах работы составляет от 1,5 до 5,1 %. Полученные математические уравнения позволяют не только оперативно определять режимные и технико-экономические характеристики объекта, но и прогнозировать их изменение в зависимости от исходных данных применительно к аналогичным установкам, утилизирующим теплоту уходящих из ГТУ газов.

Ключевые слова: камера сжигания дополнительного топлива, переменный режим, относительный расход дополнительного топлива, тепловая мощность.

Efficiency Analysis of Heat Producing Unit at Variable Operating Modes While Burning Additional Fuel in Heat Recovery Boiler

B.L. Shelygin, E.S. Malkov
Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation
E-mail: admin@tes.ispu.ru

Abstract

Background: Currently the usage of the fuel combustion chamber and additional heat exchanger behind the heat recovery boiler for the heating network water is theoretically proved. It is necessary to evaluate the effectiveness of such power generating unit at variable operating modes of a gas turbine.

Materials and methods: Development of dependency is made on the basis of technical documentation for combined-cycle gas turbine and the calculation of boilers.

Results: Based on the established mathematical dependences for nominal operation mode of combined cycle plant, which includes a heat recovery boiler with an additional gas-water heat exchanger and combustion chamber additional fuel formulas for evaluating the performance of power unit at variable modes are obtained. Based on the obtained equations the analysis of efficiency combined cycle plant at variable modes operating was performed.

Conclusions: The author concludes that the efficiency increases in the power unit with the optional gas-water heat exchanger and the combustion of additional fuel behind heat recovery boiler at variable modes operating is from 1,5 to 5,1%. The considered mathematical equations allow not only to define the mode and technical and economical characteristics of the object but also to predict the changes with regards to the source data concerning to the similar units, which utilize the heat from gases of the gas-turbine units.

Key words: combustion chamber of additional fuel, variable mode, the relative consumption of additional fuel, heat power.

В зависимости от нагрузки потребителя, в процессе эксплуатации парогазовых установок (ПГУ) ТЭС газотурбинные установки (ГТУ) работают при переменных режимах [1]. В составе ПГУ котел-утилизатор (КУ) и находящиеся в газовом тракте за ним теплообменники являются пассивными элементами [2]. Условия их работы определяются режимными особенностями ГТУ.

Ранее нами [3] была установлена целесообразность последовательного размещения в газоходе за КУ камеры сгорания дополнительного топлива (КСДТ) и газодводящего теплообменника (ГВТ). При создании АСУ энергоблока и алгоритма управления объектом необходима разработка статических характеристик, представляющих зависимости выходных па-

раметров конкретного элемента установки от определяющих факторов.

Ниже выполнен расчетный анализ изменения отдельных энергетических характеристик установки и ГТУ при пониженной электрической мощности ГТУ $N_{ГТУ}$ в зависимости от расхода подаваемого в КСДТ топлива $V_{доп}$.

Исследование проводилось на примере входящей в состав ПГУ-325 расчетной модели ГТЭ-110 [4]. Анализ выполнен при теплоте сгорания природного газа $Q_H^c = 35,6$ МДж/м³, температуре наружного воздуха $t_{нар} = 0$ °С и кратности снижения относительной нагрузки ГТУ:

$$\eta_{ГТУ} = N_{ГТУ} / N_{ГТУ}^{НОМ}, \quad (1)$$

где $N_{ГТУ}^{НОМ}$ – номинальная мощность ГТУ при номинальном расходе топлива в камеру сгорания (КС) $V_{ГТУ}^{НОМ}$.

В результате преобразования математических зависимостей, полученных в [4], значения КПД (брутто) и коэффициента избытка воздуха в ГТУ определяются согласно уравнениям:

$$\eta_{ГТУ} = 0,36 - 0,127(1 - \eta_{ГТУ})^{1,07}; \quad (2)$$

$$\alpha_{ГТУ} = 3,2 + 4,84(1 - \eta_{ГТУ})^{1,3}. \quad (3)$$

Для выполнения сравнительного анализа показателей энергоустановки при переменных режимах ее работы ($\eta_{ГТУ} = 0,4-1,0$) приняты коэффициенты изменения:

- расхода топлива в ГТУ: $k_{ГТУ} = V_{ГТУ} / V_{ГТУ}^{НОМ}$;
- расхода дополнительного топлива в КСДТ: $k_{доп} = V_{доп} / V_{доп}^{НОМ}$.

Исследование проводилось при $k_{ГТУ} = 0,503-1,0$ и $k_{доп} = 0,5-1,0$. Исходные данные для расчета характеристик энергоустановки представлены в табл. 1.

В работе [5] установлены зависимости изменения коэффициента избытка воздуха за КСДТ от общего расхода топлива в энергоустановку $\alpha_{ДТ}^{ВЫХ}$ и от дополнительно сжигаемого

топлива $\alpha_{(доп)ДТ}^{ВЫХ}$. Применительно к переменным режимам агрегата данные значения представлены в табл. 2 и на рис. 1.

Обобщающие зависимости коэффициентов избытка воздуха за КСДТ от определяющих факторов имеют следующий вид:

$$\alpha_{ДТ}^{ВЫХ} = K_1 - K_2(k_{доп})^{0,9}; \quad (4)$$

$$\alpha_{доп(ДТ)}^{ВЫХ} = K_3 - K_4(k_{доп})^{0,8}, \quad (5)$$

где $K_1 = 2,05 + 0,95(\alpha_{ГТУ}^{ВХ} - 3,2)$;

$$K_2 = 1,65 + 0,53(\alpha_{ГТУ}^{ВХ} - 3,2)^{0,45};$$

$$K_3 = 14,8 + 7,5(\alpha_{ГТУ}^{ВХ} - 3,2);$$

$$K_4 = 17,4 + 4,6(\alpha_{ГТУ}^{ВХ} - 3,2).$$

Применительно к переменным режимам работы энергоустановки и снижению мощности ГТУ температура газов за КСДТ определяется согласно зависимости [5]

$$\vartheta_{ДТ}^{ВЫХ} = \vartheta_{ДТ}^{ВХ} + \frac{2,81 \cdot k_{ГТУ} (V_{доп} / V_{ГТУ}) \cdot 10^3}{\alpha_{ГТУ} + 0,1}, \quad (6)$$

где $\vartheta_{ДТ}^{ВХ}$ – температура газов на входе в КСДТ, °С.

В результате преобразований зависимость температуры газов на выходе из КСДТ от коэффициента изменения расхода дополнительного топлива и относительной мощности ГТУ при температуре $\vartheta_{ДТ}^{ВХ} = 100$ °С представляется в виде, °С,

$$\vartheta_{ДТ}^{ВЫХ} = K_5 + K_6(k_{доп} - 0,5), \quad (7)$$

где $K_5 = 191 - 63,3(1 - \eta_{ГТУ})$;

$$K_6 = 184 - 131(1 - \eta_{ГТУ})^{0,95}.$$

Независимо от загруженности ГТУ, с увеличением расхода дополнительного топлива в КСДТ температура газов на выходе из нее $\vartheta_{ДТ}^{ВЫХ}$ возрастает, особенно при максимальной мощности ГТУ.

Таблица 1. Исходные данные для расчета характеристик энергоустановки при переменных режимах работы ГТУ и изменении расхода природного газа в КСДТ

Наименование характеристики	Относительная мощность ГТУ $\eta_{ГТУ}$											
	0,4			0,6			0,8			1,0		
Коэффициент изменения расхода топлива в ГТУ $k_{ГТУ}$	0,503			0,691			0,855			1,0		
Коэффициент изменения расхода дополнительного топлива в КСДТ $k_{доп}$	0,5	0,75	1,0	0,5	0,75	1,0	0,5	0,75	1,0	0,5	0,75	1,0
Расход дополнительно сжигаемого в КСДТ топлива $V_{доп}$, м ³ /с	0,925	1,39	1,85	0,925	1,39	1,85	0,925	1,39	1,85	0,925	1,39	1,85
Относительный расход дополнительно сжигаемого топлива $V_{доп} / V_{ГТУ}$	0,214	0,321	0,428	0,16	0,234	0,311	0,126	0,189	0,251	0,108	0,101	0,215

В случае минимальной нагрузки ГТУ ($\eta_{ГТУ} = 0,4$) и при снижении коэффициента изменения расхода дополнительного топлива $k_{доп}$ от 1,0 до 0,5 температура $\vartheta_{ДТ}^{вых}$ снижается на 51 °С. При максимальной нагрузке ГТУ ($\eta_{ГТУ} = 1,0$) температура газов за КСДТ снижается в большей мере (на 91 °С), достигая при наименьшем расходе дополнительного топлива ($k_{доп} = 0,5$) величины 191 °С.

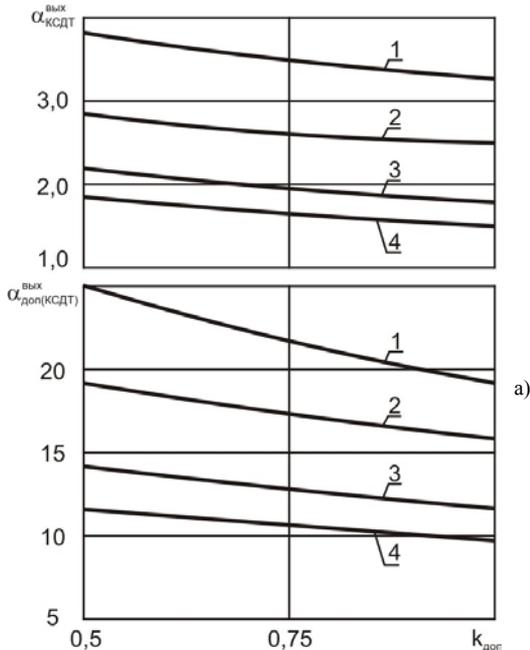


Рис. 1. Зависимости значений коэффициента избытка воздуха за КСДТ относительно общего (а) и дополнительного (б) расхода топлива от коэффициента изменения расхода топлива в КСДТ и относительной мощности ГТУ $\eta_{ГТУ}$: 1 – 0,4; 2 – 0,6; 3 – 0,8; 4 – 1,0

Для расчета КПД ГВТ предложено уравнение, определяемое граничными температурами газового потока:

$$\eta_{ГВТ} = \frac{\vartheta_{ДТ}^{вых} - \vartheta_{ух}}{\vartheta_{ДТ}^{вых}}, \quad (8)$$

где $\vartheta_{ух}$ – температура уходящих газов за ГВТ, °С.

На основании [5], в результате преобразований обобщающая зависимость $\eta_{ГВТ}$ от определяющих факторов описывается следующим выражением:

$$\eta_{ГВТ} = K_9 + 0,3(k_{доп} - 0,5)^{0,83}, \quad (9)$$

где $K_9 = 0,485 - 0,23(1 - \eta_{ГТУ})$.

Независимо от расхода дополнительного топлива в КСДТ (от коэффициента $k_{доп}$) наивысшие значения $\eta_{ГВТ} = 0,48 - 0,65$ соответствуют максимальной относительной мощности ГТУ. В случаях снижения нагрузки ГТУ при повышенных значениях коэффициента избытка воздуха в ГТУ $\alpha_{ГТУ} = 3,8 - 5,69$ температура газов за КСДТ $\vartheta_{ДТ}^{вых}$ снижается, и снижаются зна-

чения $\eta_{ГВТ}$. При неизменной температуре уходящих газов $\vartheta_{ух} = 100$ °С, снижении относительной мощности ГТУ от 1,0 до 0,4 величина КПД ГВТ $\eta_{ГВТ}$ уменьшается от 0,51–0,61 до 0,34–0,4 (рис. 2).

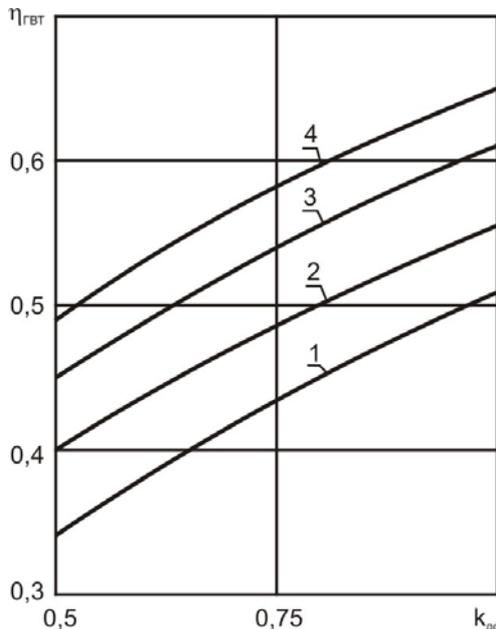


Рис. 2. Зависимости КПД газоводяного теплообменника от коэффициента изменения расхода топлива в КСДТ при $\vartheta_{ДТ}^{вых} = 100$ °С и относительной мощности ГТУ $\eta_{ГТУ}$: 1 – 0,4; 2 – 0,6; 3 – 0,8; 4 – 1,0

Применительно к переменным режимам работы энергоустановки и снижению нагрузки ГТУ тепловую мощность ГВТ, по сравнению с электрической мощностью ГТУ $N_{ГТУ}^э$ и ее КПД $\eta_{ГТУ}$, представим в виде выражения

$$\frac{Q_{ГВТ}}{N_{ГТУ}^э} = \frac{[\alpha_{ГТУ} + 0,1(k_{ГТУ} \cdot B_{доп}/B_{ГТУ})](\vartheta_{ДТ}^{вых} - \vartheta_{ух})}{2,81 \cdot \eta_{ГТУ} \cdot 10^3}. \quad (10)$$

При температурах $\vartheta_{ДТ}^{вх} = \vartheta_{ух} = 100$ °С обобщающая зависимость относительной тепловой мощности ГВТ от определяющих факторов (рис. 3) имеет вид

$$\frac{Q_{ГВТ}}{N_{ГТУ}^э} = K_{10} + K_{11}(k_{доп} - 0,5), \quad (11)$$

где $K_{10} = 0,29 + 0,15(1 - \eta_{ГТУ})^{1,1}$;

$K_{11} = 0,61 + 0,26(1 - \eta_{ГТУ})^{1,27}$.

Для конкретной нагрузки ГТУ при неизменном значении коэффициента избытка воздуха $\alpha_{ГТУ}$ с увеличением расхода дополнительного топлива в КСДТ, когда $k_{доп}$ возрастает от 0,5 до 1,0 за счет повышения температуры $\vartheta_{ДТ}^{вых}$, относительная тепловая мощность ГВТ возрастает в пределах $Q_{ГВТ}/N_{ГТУ}^э = 0,3 - 0,74$.

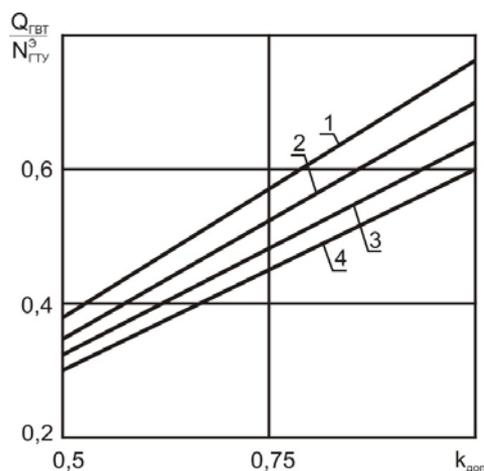


Рис. 3. Зависимости отношения тепловой мощности ГВТ к электрической нагрузке ГТУ от коэффициента изменения расхода топлива в КСДТ при $\vartheta_{\text{ДТ}}^{\text{вых}} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$ и относительной мощности ГТУ $\eta_{\text{ГТУ}}$: 1 – 0,4; 2 – 0,6; 3 – 0,8; 4 – 1,0

При постоянных расходах дополнительного топлива в случае неизменного значения коэффициента $k_{\text{доп}}$ с уменьшением $\eta_{\text{ГТУ}}$ отношение $Q_{\text{ГВТ}}/N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}$ возрастает на 0,08–0,14.

В работе [5] получено уравнение для оценки повышения КПД энергоустановки $\Delta\eta_{\text{уст}}$,

по сравнению с вариантом КУ без КСДТ и ГВТ. Математическое выражение установлено при $\vartheta_{\text{yx}} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$ для номинальной мощности ГТУ с максимальным расходом топлива $V_{\text{ГТУ}}$ и минимальным значением коэффициента α_{yx} .

При неизменной степени сгорания топлива величина $\Delta\eta_{\text{уст}}$ преимущественно определяется изменением потери теплоты с уходящими газами Δq_2 за счет снижения коэффициента избытка воздуха в уходящих газах за КСДТ $\alpha_{\text{ДТ}}^{\text{вых}}$ (табл. 2).

В результате преобразования выражения, полученного в [5], применительно к переменным режимам работы котлоагрегата математическое описание зависимости повышения КПД энергоустановки от определяющих факторов (рис. 4) представляется в виде

$$\Delta\eta_{\text{уст}} = K_{12} + K_{13}(k_{\text{доп}} - 0,5)^{0,9}, \quad (12)$$

$$\text{где } K_{12} = 0,0115 + 0,018(1 - \eta_{\text{ГТУ}})^{1,4};$$

$$K_{13} = 0,033 + 0,039(1 - \eta_{\text{ГТУ}})^{1,17}.$$

Таблица 2. Результаты расчетного анализа изменения характеристик энергоустановки при переменных режимах работы ГТУ и изменении расхода природного газа в КСДТ

Наименование характеристики	Относительная мощность ГТУ $\eta_{\text{ГТУ}}$											
	0,4			0,6			0,8			1,0		
Коэффициент изменения расхода дополнительного топлива в КСДТ, $k_{\text{доп}}$	0,5	0,75	1,0	0,5	0,75	1,0	0,5	0,75	1,0	0,5	0,75	1,0
Коэффициент избытка воздуха за КСДТ по отношению к дополнительно сжигаемому топливу $V_{\text{доп}}, \alpha_{\text{доп}}^{\text{вых}}$	25,1	21,9	18,9	19,1	17,3	15,4	14,3	12,9	11,6	11,9	10,7	9,7
Температура газов на выходе из КСДТ $\vartheta_{\text{ДТ}}^{\text{вых}}, \text{ }^\circ\text{C}$	153	178	204	165	195	227	177	216	255	191	237	283
КПД газоводяного теплообменника, $\eta_{\text{ГТВ}}$	0,343	0,44	0,51	0,4	0,49	0,56	0,44	0,54	0,61	0,48	0,58	0,65
Относительная тепловая мощность, $q_{\text{ГВТ}}$	0,381	0,563	0,75	0,354	0,51	0,69	0,317	0,48	0,64	0,3	0,45	0,6
Потери теплоты с уходящими газами при отсутствии КСДТ и ГВТ, q_2^0	0,288			0,247			0,21			0,183		
Потери теплоты с уходящими газами при размещении за КУ КСДТ и ГВТ, q_2	0,251	0,236	0,221	0,21	0,2	0,19	0,18	0,17	0,16	0,157	0,147	0,138
Снижение потери теплоты за счет размещения КСДТ и ГВТ в газоходе за КУ, Δq_2	0,037	0,051	0,067	0,035	0,047	0,057	0,03	0,04	0,05	0,029	0,036	0,045
Повышение КПД энергоустановки за счет размещения ГВТ, $\Delta\eta_{\text{уст}}$	0,021	0,037	0,051	0,02	0,031	0,041	0,015	0,025	0,035	0,011	0,021	0,029

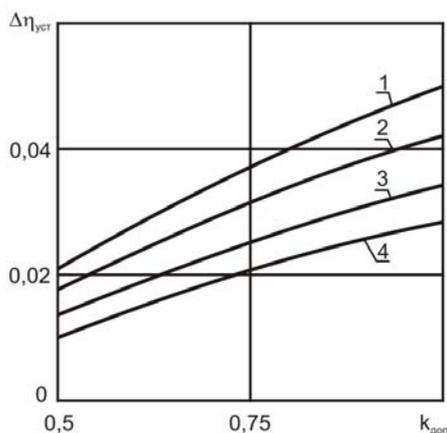


Рис. 4. Зависимости повышения КПД энергоустановки, по сравнению с вариантом КУ без КСДТ и ГВТ, от коэффициента изменения расхода топлива при $\vartheta_{\text{ДТ}}^{\text{вых}} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$ и относительной мощности ГТУ $n_{\text{ГТУ}}$: 1 – 0,4; 2 – 0,6; 3 – 0,8; 4 – 1,0

При максимальной электрической мощности ГТУ ($n_{\text{ГТУ}} = 1,0$) с увеличением коэффициента изменения дополнительного расхода топлива в пределах $k_{\text{доп}} = 0,5 - 1,0$ величина повышения КПД энергоустановки $\Delta\eta_{\text{уст}}$ возрастает от 0,011 до 0,029. Это происходит за счет более полного использования кислорода, содержащегося в уходящих газах, на окисление горючих веществ дополнительно сжигаемого топлива, а также за счет снижения коэффициента $\alpha_{\text{ДТ}}^{\text{вых}}$ и, как следствие, более глубокого снижения потери теплоты q_2 .

В случаях понижения нагрузки ГТУ во всем диапазоне изменения расхода топлива в КСДТ величина $\Delta\eta_{\text{уст}}$ дополнительно возрастает на 0,01–0,023, достигая при $n_{\text{ГТУ}} = 0,4$ значений 0,021–0,051.

Таким образом, расчетными исследованиями установлены зависимости, позволяющие

Шельгин Борис Леонидович,

ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, профессор кафедры тепловых электрических станций, адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408, телефон (4932) 41-60-56, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Малков Евгений Сергеевич,

ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», аспирант, инженер кафедры тепловых электрических станций, адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408, телефон (4932) 41-60-56, e-mail: admin@tes.ispu.ru

щие оценить эффективность работы парогазовой установки при использовании дополнительного газодводяного теплообменника и камеры сгорания дополнительного топлива за котлом-утилизатором при переменных режимах работы. Полученные математические уравнения позволяют не только оперативно определять режимные и технико-экономические характеристики объекта, но и прогнозировать их изменение в зависимости от исходных данных, утилизирующим теплоту уходящих из ГТУ газов.

Список литературы

1. **Ольховский Г.Г.** Энергетические газотурбинные установки. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. **Цанев С.В., Бузов В.Д., Ремезов А.Н.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / под ред. С.В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
3. **Шельгин Б.Л., Мошкарин А.В., Малков Е.С.** Определение условий использования в качестве окислителя уходящих из котла-утилизатора газов для сжигания дополнительного топлива // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 2. – С. 4–7.
4. **Мошкарин А.В., Шельгин Б.Л., Жамлиханов Т.А.** Режимные характеристики ГТЭ-110 для энергоблока ПГУ-325 // Вестник ИГЭУ. – 2010. – Вып. 2. – С. 7–10.
5. **Шельгин Б.Л., Мошкарин А.В., Малков Е.С.** О тепловой эффективности использования уходящих газов котла-утилизатора при сжигании дополнительного топлива // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 4. – С. 8–12.

References

1. Ol'khovskiy, G.G. *Energeticheskie gazoturbinnnye ustanovki* [Power Gas-turbine Units]. Moscow, Energoatomizdat, 1985.
2. Tsanev, S.V., Burov, V.D., Remezov, A.N. *Gazoturbinnnye i parogazovye ustanovki teplovyykh elektrostantsiy* [Gas-turbine and Combined-cycle Gas-turbine Units of Thermal Power Plants]. Moscow, Izdatel'stvo MEI, 2002.
3. Shelygin, B.L., Moshkarin, A.V., Malkov, E.S. *Vestnik ISPEU*, 2012, issue 2, pp. 4–7.
4. Moshkarin, A.V., Shelygin, B.L., Zhamlikhanov, T.A. *Vestnik ISPEU*, 2010, issue 2, pp. 7–10.
5. Shelygin, B.L., Moshkarin, A.V., Malkov, E.S. *Vestnik ISPEU*, 2012, issue 4, pp. 8–12.