

УДК 621. 311. 22

СРАВНИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМНАЯ ТЕПЛОВАЯ И ТОПЛИВНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОТОПИТЕЛЬНЫХ ПГУ

М.С. Анкудинова, Е.А. Ларин, Л.А. Сандалова

Ankudinova1608@gmail.com, larin@sstu.ru

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.

Ключевые слова: отопительные парогазовые установки, котел-утилизатор, надежность, системная топливная эффективность

Аннотация

Изложены особенности термодинамического анализа отопительных парогазовых установок в системах теплоэнергоснабжения, выполненных по сложным схемам. Показано, что критерием топливной эффективности ПГУ является абсолютная и относительная экономия топлива в системе. Выявлено влияние надежности работы ПГУ на относительную экономию топлива. Показано, что отопительные ПГУ, выполненные по схеме с тремя уровнями давления генерируемого в котле – утилизаторе пара обеспечивают максимальную экономию топлива. Результаты работы могут быть использованы при выборе оптимальных схем и параметров ПГУ.

Введение

Совершенствование бинарных парогазовых установок (ПГУ) связано с повышением температуры газа перед газовой турбиной (до 1600-1700⁰С), начальных параметров пара (вплоть до суперсверхкритических с одним или двумя промежуточными перегревами пара), усложнением тепловых схем установок (применением двух и трех уровней докритического давления генерируемого в котлах-утилизаторах (КУ) пара), комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, реализацией их конкурентных преимуществ (в частности, термодинамической и топливной эффективности и маневренных характеристик) в системах теплоэнергоснабжения. Повышение термодинамической эффективности циклов ПГУ связано с усложнением их схем и обуславливает снижение надежности работы ПГУ в системах теплоэнергоснабжения [1].

Теоретическая часть

Особенности термодинамического анализа и расчета системной топливной эффективности рассмотрим на примере наиболее сложной отопительной ПГУ, выполненной по схеме с тремя уровнями давления генерируемого в КУ пара, представленной на рис.1. На рис.2 приведен условный термодинамический цикл, реализующий приведенную схему ПГУ.

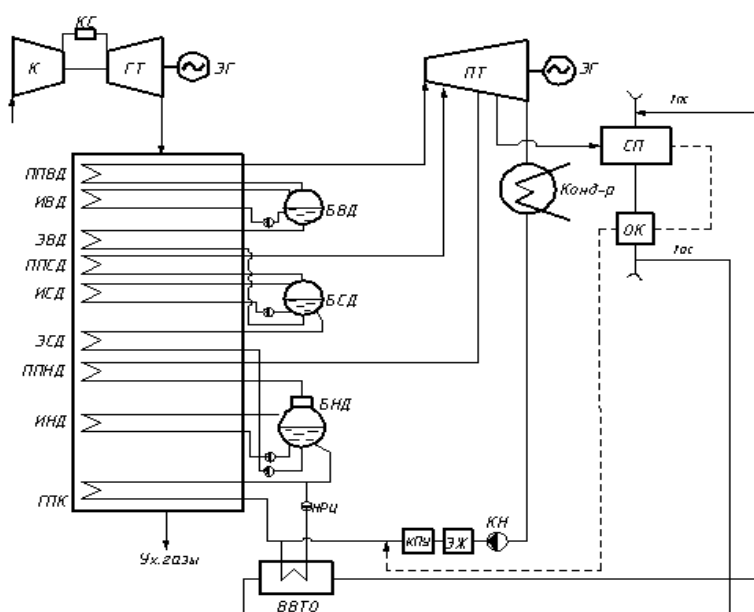


Рис.1. Принципиальная тепловая схема отопительной ПГУ с тремя уровнями давления генерируемого пара

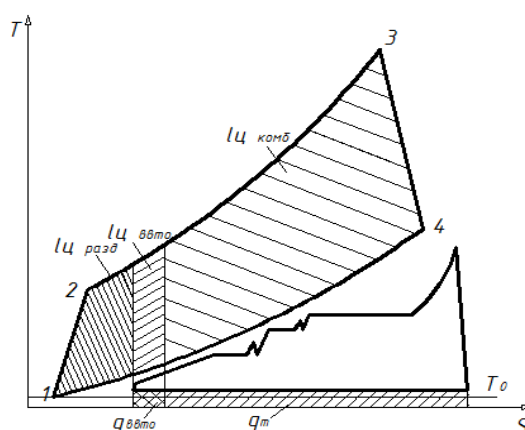


Рис.2. Условный термодинамический цикл отопительной ПГУ с тремя уровнями давления генерируемого пара

Из рис. 2 следует, что полезную работу газотурбинной установки (ГТУ) можно представить в виде суммы трех составляющих. Первая составляющая $\Delta l_{ц\text{ комб}}$ характеризует высокоэффективную работу газотурбинного цикла в комбинированном цикле на тепловом потреблении паротурбинного цикла за счет полезного использования теплоты уходящих газов в КУ. Вторая составляющая $\Delta l_{ц\text{ ВВТО}}$ характеризует эффективную работу газотурбинного цикла на тепловом потреблении за счет утилизации теплоты уходящих газов в водоводяном теплообменнике (ВВТО). Наконец, третья составляющая $\Delta l_{ц\text{ разд}}$ соответствует низкоэффективной выработке полезной работы газотурбинного цикла, которая может приводить к перерасходу топлива в системе. Полезную работу паротурбинного цикла традиционно можно представить двумя составляющими. Первая составляющая характеризует выработку электроэнергии на тепловом потреблении за счет использования отборного пара на теплоснабжение, а вторая соответствует конденсационной выработке. Следует отметить, что эффективность конденсационной выработки электроэнергии оказывается выше таковой в паротурбинном цикле, т.к. это выработка в комбинированном парогазовом цикле.

Расчет удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении для ПГУ с ВВТО, встроенным в газовый подогреватель конденсата (ГПК), имеет некоторые особенности.

Теплота топлива газотурбинного цикла используется для отдельной, комбинированной выработки электрической энергии и для получения тепла в ВВТО

$$N_{ГТУ} = \Delta N_{ГТУ}^{КОМБ} + \Delta N_{ГТУ}^{ВВТО} + \Delta N_{ГТУ}^{РАЗД}, \quad (1)$$

где $\Delta N_{ГТУ}^{КОМБ} = N_{ГТУ} \cdot \phi_{ку}$ - часть мощности ГТУ, выработанной комбинированным

способом; $\phi_{ку} = \frac{Q_{КУ}^0}{Q_{КУ}^{расч}} = \frac{G_{nc}(h_{\theta 1} - h_*)}{G_{nc}(h_{\theta 1} - h_{oc})}$ - доля располагаемой теплоты утилизации,

используемой для комбинированной выработки электроэнергии в паротурбинном цикле; $\Delta N_{ГТУ}^{ВВТО} = N_{ГТУ} \cdot \phi_{ВВТО}$ - часть мощности ГТУ на базе теплоты, переданной в

ВВТО; $\phi_{ВВТО} = \frac{Q_{ВВТО}^0}{Q_{КУ}^{расч}} = \frac{G_{nc}(h_* - h_{yx})}{G_{nc}(h_{\theta 1} - h_{oc})}$ - доля теплоты ВВТО от располагаемой

теплоты утилизации; $\Delta N_{ГТУ}^{РАЗД} = N_{ГТУ} \cdot \phi_2$ - часть мощности ГТУ, выработанной так

называемым, отдельным способом; $\phi_2 = \frac{Q_2^{ГТУ}}{Q_{КУ}^{расч}} = \frac{G_{nc}(h_{yx} - h_0)}{G_{nc}(h_{\theta 1} - h_{oc})}$ - доля теплоты с

уходящими газами; $h_{\theta 1}, h_0, h_*, h_{yx}, h_{oc}$ - соответственно, энтальпия продуктов сгорания после ГТУ, КУ, ВВТО, уходящих газов и окружающей среды.

Кроме того, теплоту утилизации газотурбинного цикла $Q_{ку}$, используемой для комбинированной выработки электроэнергии и теплоты в паро-турбинном цикле, необходимо разделить на выработку электроэнергии на тепловом потреблении и конденсационную выработку.

Величину $\Delta N_{ГТУ}^{КОМБ}$ следует разделить на две составляющие

$$\Delta N_{ГТУ}^{КОМБ} = \Delta N_{ГТУ}^{ТФ} + \Delta N_{ГТУ}^{РАЗД}, \quad (2)$$

где $\Delta N_{ГТУ}^{ТФ} = \Delta N_{ГТУ}^{КОМБ} \cdot \frac{\Delta N_{ПГУ}^{ТФ}}{N_{ПГУ}}$ - часть мощности комбинированной выработки в газотурбинном цикле, приходящаяся на теплофикационную выработку в паротурбинном цикле; $\Delta N_{ГТУ}^{РАЗД}$ - часть мощности $\Delta N_{ГТУ}^{КОМБ}$, выработанной в газотурбинном цикле относимая к раздельному способу в комбинированном парогазовом цикле.

Величину $\Delta N_{ПГУ}^{ТФ}$ можно рассчитать по формуле

$$\Delta N_{ПГУ}^{ТФ} = D_o^{ВД} (h_0 - h_*) + (D_o^{ВД} + D_o^{СД}) (h_{см} - h_{**}) + (D_o^{ВД} + D_o^{СД} + D_o^{НД}) (h_{см*} - h_{отб}), \quad (3)$$

где $D_o^{ВД}, D_o^{СД}, D_o^{НД}$ - соответственно, расходы пара высокого, среднего и низкого давления; $h_0, h_*, h_{**}, h_{см}, h_{см*}, h_{отб}$ - соответственно, энтальпия свежего пара, пара после ЦВД и ЦСД, в точках подвода и смешения пара в турбине, отборного пара.

Таким образом, при расчете удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении $y_{\text{э}}$ необходимо учитывать ту часть электроэнергии, которая была выработана в газотурбинном цикле с учетом теплофикационного отбора в турбине - $\Delta N_{ГТУ}^{ТФ}$, часть электроэнергии, выработанной на базе теплоты теплофикационного отбора в паротурбинном цикле - $\Delta N_{ПГУ}^{ТФ}$ и часть электроэнергии, выработанной в газотурбинном цикле на базе теплоты, отданной в ВВТО - $\Delta N_{ГТУ}^{ВВТО}$. В этой связи формула для расчета величины $y_{\text{э}}$ примет вид

$$y_{\text{э}} = \frac{\Delta N_{ГТУ}^{ВВТО} + \Delta N_{ГТУ}^{ТФ} + \Delta N_{ПГУ}^{ТФ}}{Q_{ВВТО} + Q_{ОТП}}, \quad (4)$$

где $Q_{ВВТО}$ - теплота, отданная в ВВТО; $Q_{ОТП}$ - теплота, отданная в теплофикационном отборе паровой турбины.

Сравнительный анализ системной топливной эффективности проведен для схем бинарных ПГУ, отличающихся числом уровней давлений генерируемого в КУ пара и выполненных на базе ГТУ типа PG6111FA фирмы General Electric мощностью 77 МВт со следующими характеристиками: степень повышения давления в компрессоре 15,8, расход воздуха через компрессор 203,3 кг/с, температура продуктов сгорания после турбины 600°C. В качестве паровой турбины принята турбина типа Т- 25/33-7,6/0,12 ОАО «Калужский турбинный завод» с параметрами свежего пара высокого давления 8,6 МПа и 535 °С. В основу

расчета конструктивных характеристик КУ положен разработанный и зарегистрированный программный комплекс [2]. В таблице 1 приведены результаты расчетов характеристик КУ ПГУ, выполненной по схемам с одним, двумя и тремя контурами.

Таблица 1. Характеристики КУ ПГУ, выполненной по схеме с одним, двумя и тремя уровнями генерируемого давления пара

Элемент	Средний температурный напор	Коэффициент теплопередачи	Тепловая мощность	Площадь теплообменной поверхности
	(°C)	(Вт/м ² ·К)	(МВт)	(м ²)
III давления				
ППВД	104.7	19.87	23.47	11 282
ИВД	73.55	22.1	45.58	28 042
ЭВД	19.63	18.9	9.9	26 679
ППСД	11.51	12.37	0.103	724
ИСД	19.27	21.74	2.19	5 228
ЭСД	39.69	20.98	0.388	466
ППНД	53.62	36.34	0.826	424
ИНД	38.69	17.22	14.33	21 506
ГПК	22.44	17.79	16.43	41 654
Суммарные тепловая мощность и поверхность КУ			113.21	136 005
II давления				
ППВД	104.65	19.87	23.5	11 299
ИВД	73.5	23.5	45.65	26 406
ЭВД	31.85	18.9	20.22	33 576
ППНД	26.64	35.45	0.478	506
ИНД	25.81	17.21	8.29	18 653
ГПК	18.52	17.75	14.39	43 764
Суммарные тепловая мощность и поверхность КУ			112.53	134 204
I давления				
ПЕ	106.34	19.87	22.25	10 530
ИСП	74.91	23.5	42.61	24 206
ГПК	27.37	18.9	27.82	53 773
Суммарные тепловая мощность и поверхность КУ			92.68	88 509

Расчетно-теоретическими исследованиями установлено влияние температуры наружного воздуха на конфигурацию цикла и термодинамические параметры рабочих тел ПГУ. На рис. 3 показано влияние температуры наружного воздуха на конфигурацию термодинамического цикла отопительной ПГУ. Из рисунка следует, что расходные и энергетические характеристики и показатели термодинамического совершенства циклов ПГУ зависят от температуры наружного воздуха (в том числе и от температуры отвода теплоты в паротурбинном цикле, которая в общем случае

может быть как выше, так и ниже температуры окружающей среды), а также объемов, структуры и режимов потребления тепловой энергии.

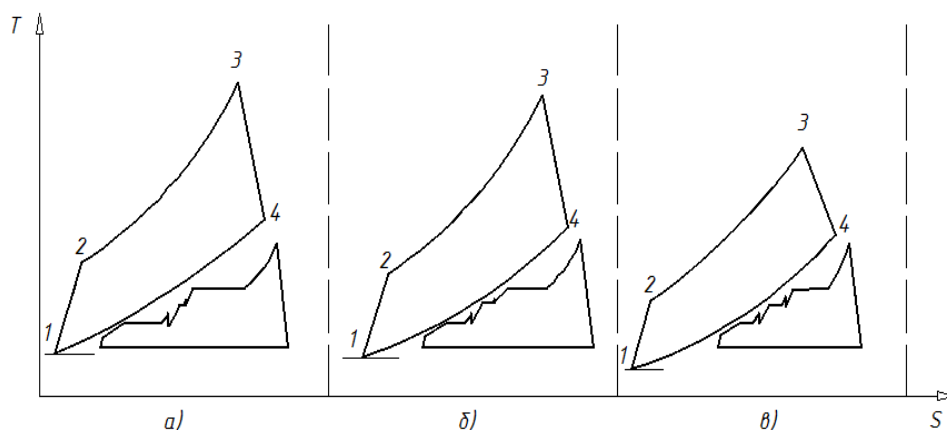


Рис. 3. Влияние температуры наружного воздуха на конфигурацию термодинамического цикла ПГУ (а) летний режим; б) осенне-весенний режим; в) зимний режим)

В таблице 2 представлены результаты расчетов энергетических характеристик отопительной ПГУ при различных температурах наружного воздуха. При этом тепловая мощность ПГУ при расчетной температуре наружного воздуха составляет 89,5 МВт.

Таблица 2. Энергетические характеристики отопительной ПГУ, выполненной по различным схемам

Схе- -ма	Ре- -жим	$N_{гту}$	$N_{пту}$	Q ввто	Q отб	$\Delta N_{гту}^{ввто}$	$\Delta N_{гту}^{комб}$	$\Delta N_{гту}^{тф}$	$\Delta N_{пту}^{тф}$	уэ
	(°C)	(МВт)	(МВт)	(МВт)	(Гкал/ ч)	(МВт)	(МВт)	(МВт)	(МВт)	(МВт/ МВт)
I давл.	+30	66.70	27.08	5.97	21.58	3.02	47.50	35.05	19.98	1.87
	+15	77.42	25.59	6.45	21.59	3.64	49.22	37.36	19.43	1.91
	-1,8	85.97	22.03	6.88	70.50	4.05	55.37	54.15	21.55	0.90
	-26	89.18	19.33	7.83	70.80	4.55	54.23	52.65	18.77	0.84
II давл.	+30	66.70	31.24	5.97	21.58	3.02	56.10	43.58	24.66	2.29
	+15	77.42	31.42	6.45	21.59	3.64	63,66	59.52	24.44	2.46
	-1,8	85.97	22.90	6.88	70.50	4.11	67.16	66.27	22.59	1.04
	-26	89.18	19.79	7.83	70.80	4.66	65.98	64.56	19.36	0.98
III давл.	+30	66.70	31.29	5.97	21.58	2.97	57.10	38.53	21.12	2.02
	+15	77.42	33.55	6.45	21.59	3.64	65.01	43.11	22.35	2.20
	-1,8	85.97	25.28	6.88	70.50	4.11	68.68	65.07	23.96	1.05
	-26	89.18	22.11	7.83	70.80	4.66	67.16	62.18	20.47	0.96

Широко используемые в настоящее время показатели эффективности отопительных ПГУ, такие как абсолютный электрический КПД $\eta_{э}$, КПД по выработке электроэнергии $\eta_{э(пгу)}$, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении $y_{э}$, коэффициент использования теплоты топлива $\kappa_{ит}$ в отдельности не отражают степень использования максимальной работы, не учитывают параметры отпускаемой тепловой энергии, не оценивают экономию от комбинированной выработки электроэнергии и теплоты и не могут являться критериями выбора оптимальных решений проектируемых отопительных ПГУ. Величины удельных расходов топлива на выработанные электрическую и тепловую энергию ($b_{э}$ и b_{q}) также не могут быть показателями совершенства, т.к. распределение расхода топлива при любой методике является условным.

В основу оценки системной экономии топлива при использовании отопительных ПГУ по сравнению с отдельной схемой выработки электрической и тепловой энергии положен предложенный в [3] показатель величины системной экономии топлива ΔB_c , определяемой как

$$\Delta B_c = (B_{кэс} + B_{кот}) - B_{пгу} - \Delta B_{над}, \quad (5)$$

где $B_{кэс}$ – расход топлива на КЭС на выработку электрической энергии $\mathcal{E}_{выр}$; $B_{кот}$ – расход топлива на выработку тепловой энергии $Q_{выр}$; $B_{пгу}$ – расход топлива в ПГУ; $\Delta B_{над}$ – дополнительные системные затраты (экономию) топлива, связанные с обеспечением заданных показателей надежности электро- и теплоснабжения потребителей. Обязательным условием применимости (5) является обеспечение заданных структуры, объемов и режимов потребления электрической и тепловой энергии в системе теплоэнергоснабжения.

Удельная системная экономия топлива при использовании отопительных ПГУ определится как

$$\beta = \Delta B_c / B_{пгу}, \quad (6)$$

Расходы топлива $B_{кэс}$ и $B_{кот}$ определяются по формулам

$$B_{кэс} = \frac{\mathcal{E}_{выр}}{\eta_{э}^{кэс} Q_n^p}; B_{кот} = \frac{Q_{выр}}{\eta^{кот} Q_n^p}, \quad (7)$$

где $\mathcal{E}_{выр}$ и $Q_{выр}$ – выработанные электрическая и тепловая энергия в отдельной схеме.

Усложнение тепловых схем ПГУ приводит к снижению показателей надежности. Определение удельной экономии топлива и сравнение различных схем отопительных ПГУ проведено при условии заданного индекса надежности электроснабжения F и заданных нормированных значений показателей надежности систем теплоснабжения. Указанный подход определяет необходимость учета дополнительных системных затрат топлива на функционирование аварийного резерва мощности в системах энергоснабжения.

В соответствии с [4] дополнительные топливные затраты в системе электроснабжения на функционирование аварийного резерва мощности можно рассчитать по формуле

$$\Delta B_{\text{над}}^{\text{э}} = r \cdot N_c (1 - K_{\text{ГЭ}}) \tau_{\text{пл}} (\epsilon_T^{\text{рез}} - \epsilon_T^{\text{э}}), \quad (8)$$

где r – величина аварийного резерва мощности в системе суммарной мощностью N_c ; $K_{\text{ГЭ}}$ – коэффициент готовности ПГУ по отпуску электроэнергии; $\tau_{\text{пл}}$ – плановое число часов работы ПГУ; $\epsilon_T^{\text{рез}}, \epsilon_T^{\text{э}}$ – соответственно, удельные расходы топлива на выработку электроэнергии на резервной установке в системе и рассматриваемой ПГУ.

Дополнительные топливные затраты в резервные установки в системе теплоснабжения определяются как

$$\Delta B_{\text{над}}^{\text{Т}} = \sum_{j=1}^m \tau_j \cdot Q_{\text{Tj}}^{\text{ПГУ}} (1 - K_{\text{ГТ}}) (\epsilon_{\text{кот}}^{\text{рез}} - \epsilon_{\text{T}}^{\text{T}}), \quad (9)$$

где τ_j – плановое число часов работы ПГУ с тепловой нагрузкой Q_{Tj} ; $K_{\text{ГТ}}$ – коэффициент готовности ПГУ по отпуску тепловой энергии; $\epsilon_{\text{кот}}^{\text{рез}}, \epsilon_{\text{T}}^{\text{T}}$ – соответственно, удельные расходы топлива на резервной котельной и выработку тепловой энергии на ПГУ.

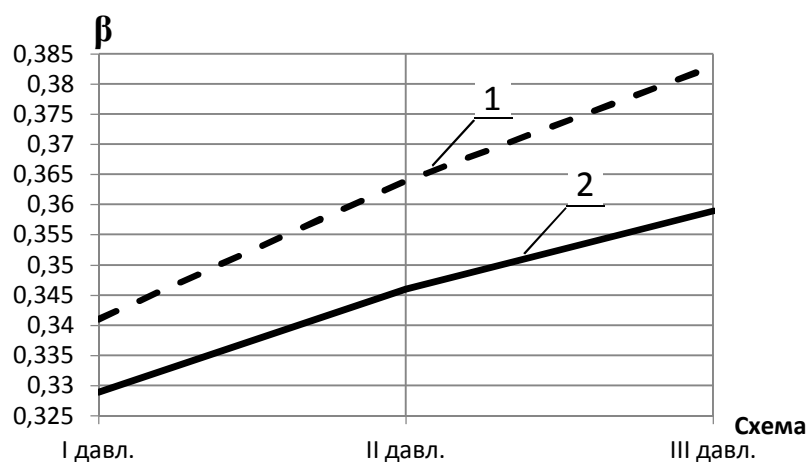


Рис.4. Изменение удельной системной экономии топлива при использовании отопительных ПГУ, выполненных по различным схемам 1-изменение β без учета надежности ПГУ; 2- изменение β с учетом надежности ПГУ

Используя приведенные методические положения и результаты расчетных исследований эффективности ПГУ, приведенных в таблице 2, определена сравнительная системная топливная эффективность отопительных ПГУ, выполненных по различным схемам. На рис.4 показано влияние схемы ПГУ и

надежности работы ПГУ на величину удельной системной экономии топлива по сравнению с отдельной схемой выработки электрической и тепловой энергии. В расчетах приняты следующие исходные данные: $\epsilon_T^{\text{э}}=325$ г у.т./кВт·ч; $\epsilon_T^{\text{т}}=160$ кг у.т./Гкал; значения $\epsilon_T^{\text{э}}$ и $\epsilon_T^{\text{т}}$ для каждого режима работы ПГУ рассчитывались по методике ОРГРЭС [5].

Заключение

1. На основе термодинамического анализа структурно-сложных схем отопительных ПГУ разработана методика расчета абсолютной и относительной системной экономии топлива, учитывающая режимы и надежность работы ПГУ.

2. Удельная экономия топлива при использовании ПГУ составляет 0,33-0,38 в зависимости от схемы ПГУ и показателей надежности. Максимальная экономия топлива обеспечивается в схемах ПГУ с трехконтурным котлом-утилизатором.

Поступила 06.03.2015г.

Литература

1. Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учеб. пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов; под ред. С.В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 584 с.
2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2014660962. Расчет и выбор котла-утилизатора газотрубного/ Долотовский И.В., Анкудинова М.С.- Заявка № 2014617519; Зарегистр. в реестре программ для ЭВМ 20.10.2014
3. Анкудинова, М.С. Математическая модель и методика расчета безотказности парогенераторов отопительных парогазовых установок / М.С. Анкудинова, Е.А. Ларин, Л.А. Сандалова // Вестник СГТУ. – 2012.- № 2 (66).– С. 152-157.
4. Анкудинова М.С. Оптимизация аварийного резерва мощности в развивающейся энергосистеме / М.С. Анкудинова, Е.А. Ларин, К.Э. Обозов // Проблемы энерго- и ресурсосбережения : сб. науч. тр. / СГТУ. - Саратов, 2014. - С. 20-25.
5. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных: Приказ М-ва энергетики Рос. Федерации от 30.12.2008 № 323 // СПС «Гарант».

M.S. Ankudinova, E.A. Larin, L.A. Sandalova

COMPARATIVE THERMAL AND FUEL SYSTEMIC EFFECTIVENESS OF COMBINED CYCLE COGENERATION POWER PLANTS // Transactions of Academenergo. -2015. -N 1. –P. 47-56.

e-mail: Ankudinova1608@gmail.com, larin@sstu.ru

Yuri Gagarin State Technical University of Saratov

Keywords: combined cycle gas turbine power plant, heat recovery steam generator, reliability, system wide fuel efficiency

Abstract

The particular qualities of thermodynamic analysis of structural-complicated combined cycle gas turbine (CCGT) power plant in Power Supply System are described. The absolute and relative measures of system fuel economy are criteria of fuel efficiency. The influence of reliability of CCGT on relative measure of fuel economy was shown up in the article. Maximum of system wide fuel efficiency are provided in model of CCGT with triple pressure heat recovery steam generator (HRSG). It is possible for research results to be used in selection procedure of optimum configurations and parameters of CCGT.