

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ ПАРОТУРБИННЫХ ТЭЦ В ПАРОГАЗОВЫЕ ПУТЕМ ГАЗОТУРБИННОЙ НАДСТРОЙКИ

Докт. техн. наук НОЗДРЕНКО Г. В., канд. техн. наук ЩИННИКОВ П. А.,
инж. ЛОВЦОВ А. А.

*Новосибирский государственный технический университет,
ОАО «НотЭП»*

Реконструкция пылеугольных паротурбинных ТЭЦ в парогазовые (ПГ-ТЭЦ) путем газотурбинной надстройки (ГТН) актуальна. При этом повышается технический уровень ТЭЦ, увеличивается комбинированная выработка электро- и теплотенергии, возрастает эффективность ПГ-ТЭЦ по сравнению с традиционной пылеугольной паротурбинной ТЭЦ (ПТ-ТЭЦ).

В статье эффективность реконструкции ПТ-ТЭЦ в ПГ-ТЭЦ (рис. 1) оценивается на основе системной экономии топлива при энергоснабжении потребителей электроэнергией и теплотенергией (под теплотенергией понимается работоспособность отборного на нужды теплотенергетического пара по отношению к температуре окружающей среды). При этом сравниваемые варианты приводятся к одинаковым эксергетическому, надежности и экологическому эффектам.

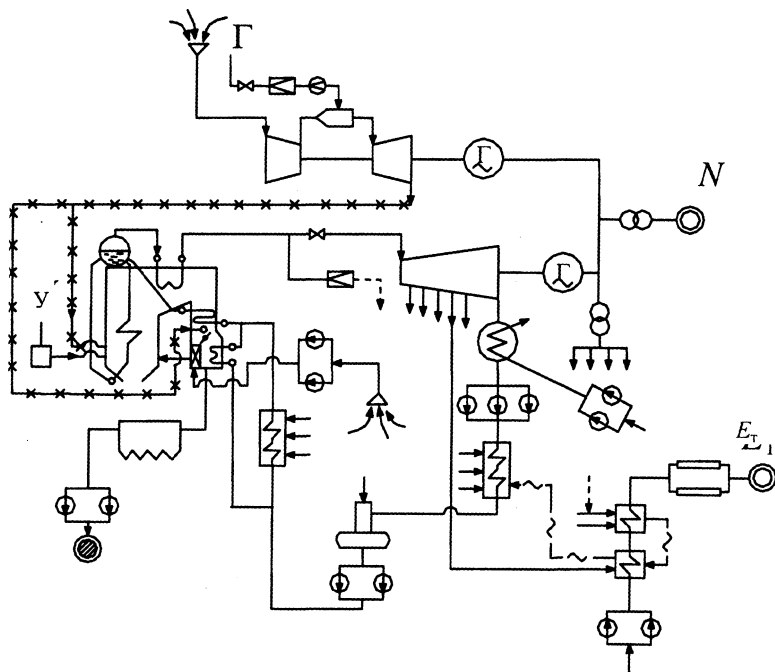


Рис. 1. Структурно-функциональная схема ПГ-ТЭЦ с ГТН и пылеугольными котлами: У, Г – уголь, газ; N, E_T – отпуск электроэнергии и теплотенергии

При приведении вариантов к одинаковому эксергетическому эффекту системная экономия топлива будет достигаться за счет различной эксергетической эффективности ПГ–ТЭЦ по сравнению с ПТ–ТЭЦ с замещаемой КЭС при условии одинаковой надежности энергоснабжения, кг у. т./год:

$$\Delta B_1 = B_{\text{ТЭЦ}} + B_{\text{КЭС}} - B_{\text{ПГУ}}, \quad (1)$$

где соответствующие расходы топлива:

$$B_{\text{ТЭЦ}} = 0,123 \cdot 8760 \varphi_s \left[(N - N_{\text{ГТН}}) K_r^N + E_t K_r^E \right] \eta_{\text{ТЭЦ}}^{-1}; \quad (2)$$

$$B_{\text{КЭС}} = 0,123 \cdot 8760 \varphi_s N_{\text{ГТН}} K_r^N \eta_{\text{КЭС}}^{-1}; \quad (3)$$

$$B_{\text{ПГУ}} = 0,123 \cdot 8760 \varphi_s (N K_r^N + E_t K_r^E) \eta_{\text{ПГУ}}^{-1}. \quad (4)$$

Здесь K_r^N , K_r^E – коэффициенты готовности парогазовой ТЭЦ при работе в электроэнергосистеме и системе теплоснабжения; $\eta_{\text{ТЭЦ}}$, $\eta_{\text{КЭС}}$, $\eta_{\text{ПГУ}}$ – эксергетические КПД; $(N - N_{\text{ГТН}})$ – отпуск электроэнергии от ПТ–ТЭЦ; $N_{\text{КЭС}} = N_{\text{ГТН}}$ – то же от замещаемой КЭС; $N_{\text{ГТН}}$ – то же от ГТН; φ_s – вероятность стационарного режима [1, 2]; E_t – отпуск теплоэксергии.

Таким образом

$$\Delta B_1 = 0,123 \cdot 8760 \varphi_s (N K_r^N + E_t K_r^E) \eta_{\text{ПГУ}}^{-1} \left[(1 - \xi_{\text{ГТН}}) \frac{\eta_{\text{ПГУ}}}{\eta_{\text{ТЭЦ}}} + \xi_{\text{ГТН}} \frac{\eta_{\text{ПГУ}}}{\eta_{\text{КЭС}}} - 1 \right]. \quad (5)$$

Электрическая и теплоэксергетическая доли отпуска эксергии от ПГ–ТЭЦ:

$$\xi_N = \frac{N K_r^N}{N K_r^N + E_t K_r^E}; \quad \xi_E = 1 - \xi_N; \quad \xi_{\text{ГТН}} = \frac{N_{\text{ГТН}} K_r^N}{N K_r^N + E_t K_r^E}, \quad (6)$$

где ξ_N – доля отпуска электроэнергии от паротурбинной части ПГ–ТЭЦ; ξ_E – то же теплоэксергии; $\xi_{\text{ГТН}}$ – то же электроэнергии от газотурбинной надстройки ПГ–ТЭЦ.

Экономия топлива из-за отказов в системе энергоснабжения (рис. 2) энергоблоков ПГ–ТЭЦ, ПТ–ТЭЦ, КЭС и замещения их аварийным резервом при одинаковом покрытии графиков нагрузок ($\varphi_s = \text{idem}$), кг у. т./год:

$$\Delta B_2 = B_{\text{ТЭЦ}}^R + B_{\text{КЭС}}^R - B_{\text{ПГУ}}^R, \quad (7)$$

где $B_{\text{ТЭЦ}}^R$, $B_{\text{КЭС}}^R$, $B_{\text{ПГУ}}^R$ – расходы топлива замещаемым электрическим и теплоэксергетическим аварийным резервом соответственно ТЭЦ, КЭС и ПГУ, причем:

$$B_{ТЭЦ}^R = 0,123 \cdot 8760 \varphi_s (NK_r^N + E_r K_r^E) \times \quad (8)$$

$$\times \left[(\xi_N - \xi_{ГТН}) \left(\frac{1 - K_{rпт}^N}{K_r^N} \right) \frac{1}{\eta_R^N} + \xi_E \left(\frac{1 - K_{rпт}^E}{K_r^E} \right) \frac{1}{\eta_R^E} \right];$$

$$B_{КЭС}^R = 0,123 \cdot 8760 \varphi_s (NK_r^N + E_r K_r^E) \xi_{ГТН} \left(1 - \frac{K_{КЭС}}{K_r^N} \right) \frac{1}{\eta_R^N}; \quad (9)$$

$$B_{ПГУ}^R = 0,123 \cdot 8760 \varphi_s (NK_r^N + E_r K_r^E) \times \quad (10)$$

$$\times \left[\xi_N \left(1 - \frac{K_{rпт}^N}{K_r^N} \right) \frac{1}{\eta_R^N} + \xi_E \left(1 - \frac{K_{rпт}^E}{K_r^E} \right) \frac{1}{\eta_R^E} \right].$$

Здесь η_R^N , η_R^E – эксергетические КПД резервных энергоблоков и котельной; $K_{rпт}^N$, $K_{rпт}^E$, $K_r^{КЭС}$ – коэффициенты готовности паротурбинной установки при работе по электрическому и тепловому графикам нагрузки и коэффициент готовности КЭС соответственно.

С учетом (8)...(10)

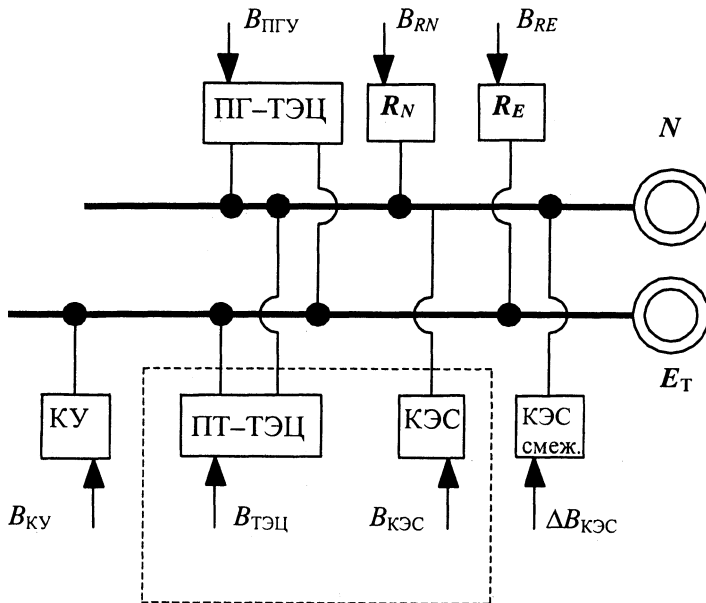


Рис. 2. Сравнительная схема энергоснабжения потребителей от ПГ-ТЭЦ и ПТ-ТЭЦ совместно с КЭС: R_N , R_E – резервные электрическая и теплоэксергетическая мощности; КУ, КЭС смежная – компенсирующие теплоэксергетическая и электрическая мощности из смежных систем; B – соответствующие расходы топлива

$$\Delta B_2 = 0,123 \cdot 8760 \varphi_s (NK_r^N + E_r K_r^E) \times \quad (11)$$

$$\times \left[\xi_N \left(1 - \frac{K_{r\text{ПТ}}^N}{K_r^N} \right) \frac{1}{\eta_R^N} + \xi_E \left(1 - \frac{K_{r\text{ПТ}}^E}{K_r^E} \right) \frac{1}{\eta_R^E} + \xi_{\text{ГТН}} \frac{K_{r\text{ПТ}}^N}{K_r^N} \left(1 - \frac{K_r^{\text{КЭС}}}{K_{r\text{ПТ}}^N} \right) \frac{1}{\eta_R^N} \right].$$

Экономия условного топлива в связи с компенсацией замыкающими КЭС и котельными недостающего отпуска эксергии ΔE_3 от ПТ–ТЭЦ по сравнению с ПГ–ТЭЦ, обусловленной различными режимными параметрами ($\varphi_s \neq \varphi_{s\text{ПТ}} \neq \varphi_s^{\text{КЭС}}$, где $\varphi_{s\text{ПТ}}$ – вероятность стационарного режима на паротурбинных установках; $\varphi_s^{\text{КЭС}}$ – вероятность стационарного режима на КЭС) при покрытии графиков нагрузки при $K_r^N = \text{idem}$ и $K_r^E = \text{idem}$, кг у. т./год:

$$\Delta B_3 = 0,123 \cdot 8760 \varphi_s (NK_r^N + E_r K_r^E) \times \quad (12)$$

$$\times \left\{ \left[\xi_N \left(1 - \frac{\varphi_{s\text{ПТ}}}{\varphi_s} \right) + \xi_E \left(1 - \frac{\varphi_{s\text{ПТ}}}{\varphi_s} \right) \frac{1}{\eta_R^E} + \xi_{\text{ГТН}} \left(1 - \frac{\varphi_s^{\text{КЭС}}}{\varphi_s} \right) \frac{1}{\eta_R^N} \right] \right\}.$$

При этом недостающий отпуск эксергии

$$\Delta E_3 = 8760 \left[\begin{aligned} & NK_r^N \varphi_s \left(1 - \frac{\varphi_{s\text{ПТ}}}{\varphi_s} \right) + \\ & + N_{\text{ГТН}} K_r^N \varphi_{sR} \left(1 - \frac{\varphi_s^{\text{КЭС}}}{\varphi_s} \right) + E_r K_r^E \varphi_s \left(1 - \frac{\varphi_{s\text{ПТ}}}{\varphi_s} \right). \end{aligned} \right] \quad (13)$$

Площадь ареала функционирования ПГ–ТЭЦ при обеспечении ПДВ и круговой розе ветров определяется по эквивалентному диаметру с учетом расстояния по оси дымового факела, на котором наблюдается максимальная концентрация вредных веществ. При различной эмиссии вредных веществ ПГ–ТЭЦ вместе с замыкающей КЭС условие одинакового экологического эффекта заключается в следующем:

$$B_{\text{ТЭЦ}}^3 + B_{\text{КЭС}}^3 = \mu B_{\text{ПГУ}}, \quad (14)$$

где μ – коэффициент, характеризующий относительную эмиссию вредных веществ в экологическую инфраструктуру при условии обеспеченности ПДВ в данном ареале ПГ–ТЭЦ по сравнению с совместной работой ПТ–ТЭЦ и КЭС; $B_{\text{ТЭЦ}}^3$, $B_{\text{КЭС}}^3$ – допустимые по условиям приведения к одинаковой экологической нагрузке расходы топлива на ПТ–ТЭЦ и замещаемой КЭС.

С учетом (4)

$$B_{ТЭЦ}^3 + B_{КЭС}^3 = \mu \cdot 0,123 \cdot 8760 \varphi_s (NK_r^N + E_r K_r^E) \eta_{ПГУ}^{-1}. \quad (15)$$

Недостающий отпуск потребителю электроэнергии и теплоэнергии компенсируется из смежного ареала замещающими КЭС и котельной за счет перетоков электроэнергии и теплоэнергии:

$$\Delta N_{КЭС} = 8760 \varphi_s NK_r^N (1 - \mu); \quad \Delta E_k = 8760 \varphi_s E_r K_r^E (1 - \mu). \quad (16)$$

Расход топлива на замещающей КЭС и котельной:

$$\Delta B_{КЭС} = 0,123 \Delta N_{КЭС} \frac{1}{\eta_{КЭС} \eta_{эл}}; \quad \Delta B_k = 0,123 \Delta E_k \frac{1}{\eta_k \eta_{тр}}, \quad (17)$$

где $\eta_{эл}$, $\eta_{тр}$ – КПД транспорта к дальним потребителям электроэнергии и теплоэнергии; η_k – то же замещаемой котельной.

Таким образом, системная экономия топлива при приведении вариантов к одинаковому экологическому эффекту

$$\Delta B_4 = (1 - \mu) 0,123 \cdot 8760 \varphi_s (NK_r^N + E_r K_r^E) \times \quad (18)$$

$$\times \left(\xi_N \frac{1}{\eta_{КЭС} \eta_{эл}} + \xi_E \frac{1}{\eta_k \eta_{тр}} - \frac{1}{\eta_{ПГУ}} \right).$$

Удельная экономия условного топлива, кг у. т./ (кВт·ч):

$$\Delta b_i = \Delta B_i / [8760 \varphi_s (NK_r^N + E_r K_r^E)]; \quad (19)$$

$$\Delta b = \sum \Delta b_i,$$

где $i = 1, \dots, 4$ – учитываемые факторы экономии топлива.

Эксергетический КПД ПГ–ТЭЦ

$$\eta_{ПГУ} = \frac{\eta_{ТЭЦ}}{1 - \xi_{ГТН} \left\{ 1 - \frac{\eta_{ТЭЦ}}{\eta_{ГТН}} [1 - \psi_{ТЭЦ} (1 - \eta_{ГТН})] \right\}}, \quad (20)$$

где $\psi_{ТЭЦ}$ – доля теплоэнергии, уходящей после ГТН газов, сбрасываемых в котел ПГ–ТЭЦ.

Далее в качестве примера показана системная экономия топлива при следующих исходных данных: $\xi_N = 0,87$; $\xi_E = 0,13$; $\xi_{ГТН} = 0,27$; $\xi_{КЭС} = 0,35$; $\eta_K = 0,1$; $\eta_{RE} = 0,1$; $\eta_{RN} = 0,3$; $\eta_{эл} = 0,9$; $\eta_{тр} = 0,85$; $\mu = 0,8$; $\eta_{ТЭЦ} = 0,38$.

Вероятность состояния отказов определяется с использованием модели дерева событий [1, 2]

$$P = \sum_{i=1}^n P_i + \sum_{j=1}^m \prod_1^2 P_j + \sum_{y=1}^k \prod_1^3 P_y, \quad (21)$$

где n – количество последовательно соединенных элементов (рис. 1); m, k – число элементов с одинарным и двойным резервированием.

Стационарный коэффициент готовности определяется как

$$K_{гс} = 1/(1 + P). \quad (22)$$

Интегральный коэффициент готовности [1, 2]

$$K_{г} = \sum \varphi_{\phi} K_{г\phi}, \quad (23)$$

где φ_{ϕ} – вероятности режимов функционирования энергоагрегатов; $K_{г\phi}$ – режимные коэффициенты готовности. При этом

$$K_{г\phi} = K_{гс} - (\exp \varphi_{\nu} - 1), \quad \forall \nu \in V_R, \quad (24)$$

где V_R – множество учитываемых режимов.

В этом выражении вероятность наступления режима функционирования агрегата определяется как

$$\varphi_{\nu} = \sum \frac{\tau_{\nu}}{8760} \lambda_{\nu}, \quad \forall \nu \in V_R, \quad (25)$$

где λ_{ν} , τ_{ν} – частота и продолжительность режима функционирования [1–3].

На рис. 3 представлены некоторые результаты расчетов, из которых следует, что надежностные Δb_2 и режимные Δb_3 показатели энергоблоков ПГ–ТЭЦ в существенной степени определяют системную экономию топ-

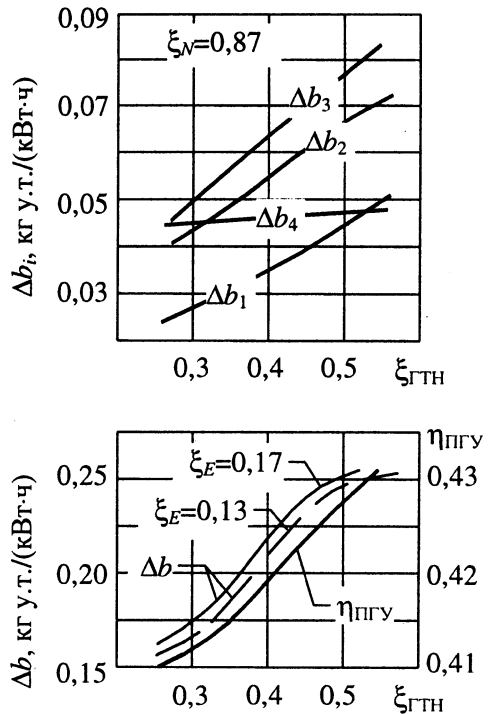


Рис. 3. Зависимость Δb от $\xi_{ГТН}$ при $\varphi_s = 0,796$

лива. Это обусловлено более высоким коэффициентом готовности ПГ–ТЭЦ и возможностью участия в покрытии пиковой части графика нагрузок, что ведет к вытеснению в энергосистеме соответствующих мощностей КЭС с более высокими удельными расходами топлива. Величина Δb возрастает в 1,7 раза при увеличении в 2,1 раза мощности $\xi_{ГТН}$ газотурбинной надстройки в составе ПГ–ТЭЦ. Эффективность ПГ–ТЭЦ повышается на 5...7 % при повышении отпуска теплоэнергии ξ_E в 1,3 раза.

Расчеты также иллюстрируют, что путем газотурбинной надстройки можно повысить эксергетический КПД паротурбинной ТЭЦ до 43 %.

ВЫВОДЫ

1. Предложено оценивать эффективность реконструкции пылеугольных паротурбинных ТЭЦ в парогазовые путем газотурбинной надстройки по системной экономии топлива.

2. Разработана методика системной экономии топлива при переводе ПТ–ТЭЦ в ПГ–ТЭЦ с ГТН.

3. Показано, что может быть достигнута системная экономия топлива 0,16...0,26 кг у. т./(кВт·ч) при КПД ПГ–ТЭЦ 0,41...0,43. Экономия топлива возрастает при увеличении мощности ГТН в составе ПГ–ТЭЦ и отпуске теплоэнергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Надежность ТЭС / Г. В. Ноздренко, В. Г. Томилов, В. В. Зыков, Ю. Л. Пугач. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1999. – 63 с.

2. Трубцын В. И. Надежность электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 240 с.

3. Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы агрегатов с паротурбинными установками. – М.: Союзтехэнерго, 1985. – 51 с.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 15.11.2001