

УДК 621. 311

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ПАРОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ДЕЙСТВУЮЩЕМ ОБОРУДОВАНИИ ТЭС

¹Ростунцова И.А., ²Шевченко Н.Ю.¹ФГБОУ ВПО «Саратовский государственный технический университет
имени Ю.А. Гагарина», Саратов;²ФГБОУ ВПО «Камышинский технологический институт» (филиал) ФГБОУ ВПО «Волгоградский
государственный технический университет», Камышин, e-mail: kti@kti.ru

Проведена разработка и оценка эффективности внедрения парогазовых технологий для действующего энергоблока тепловой ТЭС. Повышение эффективности ТЭС осуществляется путем использования газовых турбин со сбросом уходящих газов газотурбинной установки в паровой котел. Разработана схема включения газовой турбины на энергоблоке с теплофикационной турбиной Т-110/120-130 со сбросом газов в энергетический котел. Представлена схема глубокого охлаждения уходящих газов газовой турбинной установки путем замены паровой регенерации высокого давления на газовую за счет установки газоводяного подогревателя. Разработана методика по определению основных показателей и технико-экономической эффективности схемы модернизации действующего оборудования по парогазовому циклу сбросного типа.

Ключевые слова: энергоблок, газовая турбина, энергетический котел, газоводяной подогреватель, система паровой регенерации

EFFECTIVE INTRODUCTION OF COMBINED-CYCLE TECHNOLOGY TO THE ACTION OF THE EQUIPMENT OF THERMAL POWER STATION

¹Rostovtseva I.A., ²Shevchenko N.Y.¹FGBOU «Saratov State Technical University», Saratov;²Kamyshin Institute of Technology (branch) of state educational institution of higher professional
Education Volgograd State Technical University, Kamyshin, e-mail: kti@kti.ru

Spend the development and evaluation of the implementation of combined-cycle technology to existing thermal power cogeneration plant. Improving the efficiency of CHP is carried out through the use of gas turbine exhaust gases discharged from a gas turbine plant in the steam boiler. The scheme of inclusion of the gas turbine at the power with cogeneration turbine T-110 / 120-130 with discharge gas power boiler. The scheme of deep cooling of exhaust gases of the gas turbine plant by replacing the steam regeneration of high-pressure gas by installing gas-heater. A technique to determine the basic parameters and the technical and economic efficiency of the scheme of modernization of existing equipment on the combined cycle type of waste.

Keywords: power, gas turbine power boiler, gas-heater, steam regeneration system

Основным направлением модернизации тепло- и электрогенерирующих мощностей России является сохранение действующего оборудования с вводом новых мощностей на основе парогазовых и газотурбинных технологий. Техническое перевооружение ТЭС осложняется необходимостью обеспечения надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей в течение всего периода замены оборудования. Опыт проектирования показывает, что использование чисто бинарных энергоблоков парогазовых установок для замены существующего оборудования ТЭС очень сложно. Это объясняется трудностями размещения такого энергоблока в существующем главном корпусе, что неминуемо приводит к снижению мощности теплоснабжения в течение не менее 36 месяцев (с учетом демонтажа действующего оборудования). Поэтому при реконструкции ТЭС актуальным является установка газотурбинных надстроек, которые позволяют практически полностью сохранить компоновку главного корпуса, те-

пловую схему, а в ряде случаев и основное оборудование. Существенную роль играют и более низкие капитальные вложения по сравнению с внедрением бинарных схем, оказывающие положительное влияние на снижение стоимости вырабатываемой электрической и тепловой энергии.

Поэтому применение схемы модернизации путем газовой надстройки существующей схемы ТЭС является актуальной задачей.

Повышение эффективности ТЭС путем использования газовых турбин

Повышение эффективности ТЭС осуществляется путем использования газовых турбин в составе ПГУ со сбросом уходящих газов ГТУ в паровой котел. Принципиальная схема представлена на рис. 1.

Такой вариант модернизации требует несколько больших затрат которые идут на реконструкцию парового котла, так как уходящие газы ГТУ направляются в сбросные сопла, расположенные над горелками для сжигания в их среде органического топлива.

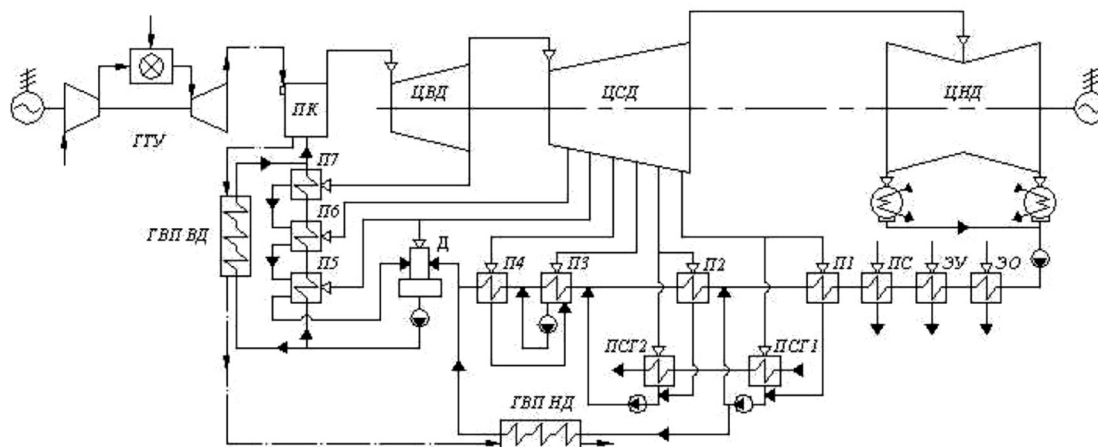


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема ПГУ со сбросом в паровой котел: ГТУ – газотурбинная установка; ПК – паровой котел; ЭО – эжектор основной; ГВП – газо-водяной подогреватель; ЭУ – эжектор уплотнений; ПСП – подогреватель сетевой воды горизонтального типа; Д – деаэратор

Таблица 1
Технико-экономические показатели модернизации блока с ГТУ сбросного типа

Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя
Установленная электрическая мощность	МВт	182,5
Установленная тепловая мощность	ГДж/ч	1184,86
Выработка электроэнергии	ГВт·ч/год	1347,89
Отпуск электроэнергии	ГВт·ч/год	1291,16
Выработка тепловой энергии	тыс. ГДж/год	3464,2
Отпуск тепловой энергии	тыс. ГДж/год	3433,3
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г у.т./кВт·ч	294,78
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг усл.топл./ГДж	27,380
КПД по отпуску электроэнергии	%	41,73
Капиталовложения	млн руб	4562,5
Затраты на производство	млн руб	2854,99
Себестоимость отпускаемой электроэнергии	коп./кВт·ч	1,7313
Себестоимость отпускаемой тепловой энергии	руб./ГДж	151,86
Чистый дисконтированный доход	млн руб.	3595,5
Внутренняя норма доходности	%	18,297
Индекс доходности	руб./руб.	1,6025
Дисконтированный срок окупаемости	лет	10,6

Для такой теплофикационной ПГУ мощность и параметры газа ГТУ выбираются из условия получения максимальной мощности, а не КПД, как для конденсационной ПГУ. При этом ГТУ подбирается по массовому расходу газов, которые не превышают 25–30% воздуха. При условии вышеописанной модернизации, в зависимости от использования (по условиям габаритов, конструкции и схемы) той или иной ГТУ, достигается увеличение электрической мощности. КПД выработки электроэнергии нетто ПГУ возрастает до 38...40%. Эконо-

мия топлива по сравнению с ПТУ такой же мощности достигает 10%.

Для блока Т-110/120-130 рассчитана технико-экономическая эффективность установки ГТУ со сбросом газов в энергетический котел и глубоким охлаждением уходящих газов ГТУ. Оценка проводилась на основе вариантов расчетов тепловой схемы блока ПГУ-ТЭЦ. Результаты приведены в табл. 1.

Показатели экономичности включения газодводяных подогревателей в тепловую схему ПГУ (при отключении паровой регенерации) приведены в табл. 2.

Таблица 2

Технико-экономические показатели включения газоводяных подогревателей в тепловую схему ТЭС при отключении паровой регенерации (ПВД)

Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Расчетная формула	Количество отключаемых ПВД		
				1	2	3
Прирост электрической мощности	N_3	МВт	из расчета тепловой схемы	6,61	10,21	15,52
Отпуск электрической энергии с шин ПГУ	$\mathcal{E}_{от}$	МВт·ч/год	$(N - N_{с.н}) \cdot \tau$	13959,7	14232,9	14637,2
Выработка электроэнергии на ПГУ	\mathcal{E}	МВт·ч/год	$N \cdot \tau$	14612,2	1488,4	15289,7
Расход электроэнергии на собственные нужды, относимые к выработке электрической энергии.	$\mathcal{E}_{с.н}$	МВт·ч/год	$(N_{с.н} - N_{с.н}) \cdot \tau$	458,660	458,660	458,660
Расход топлива на выработку электроэнергии	V_3^y	кг у.т./с	$V^y \cdot k_3 \cdot \frac{\mathcal{E}_{от}}{\mathcal{E} - \mathcal{E}_{с.н}}$	18	18	18
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии	b_3	кг усл.топл. / кВт·ч	$\frac{V_3^y \cdot \tau}{\mathcal{E}_{от}}$	176,4	173	168,2
КПД по выработке электроэнергии	η_3	доли	$\frac{0,123}{b_3}$	0,697	0,71	0,73

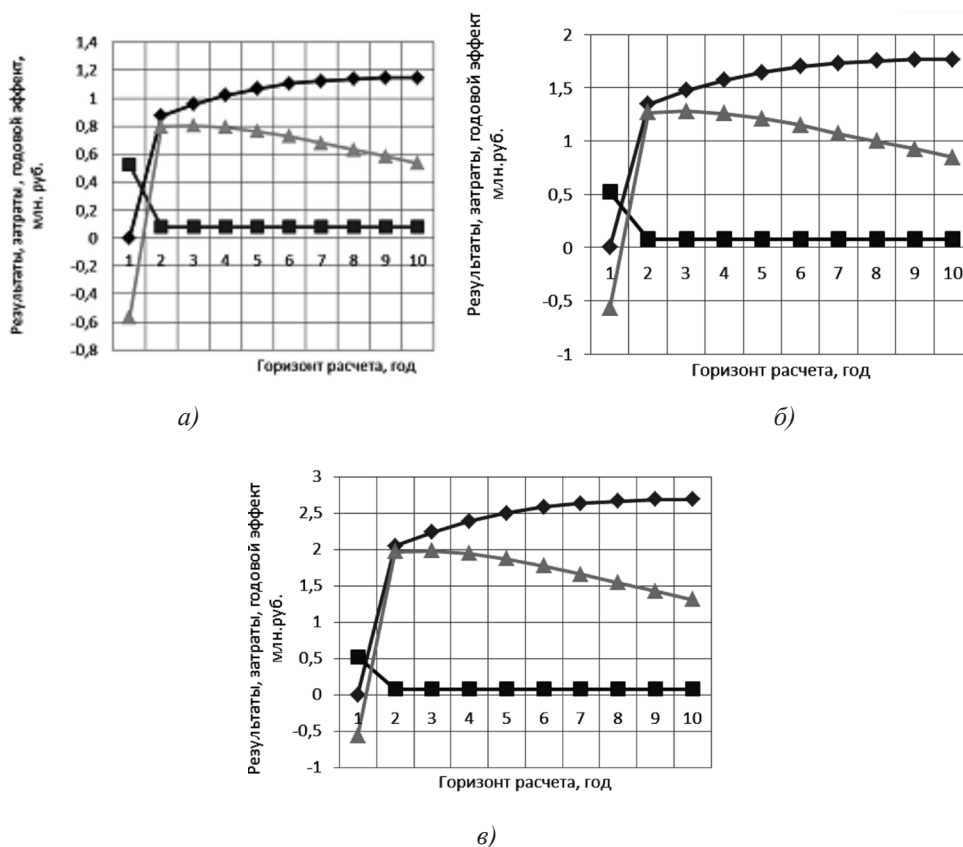


Рис. 2. Технико-экономические показатели внедрения ГВП при отключении ПВД: а) одного ПВД; б) двух ПВД; в) трех ПВД. Обозначение:

◆ Результаты
 ■ Затраты
 ▲ Годовой эффект

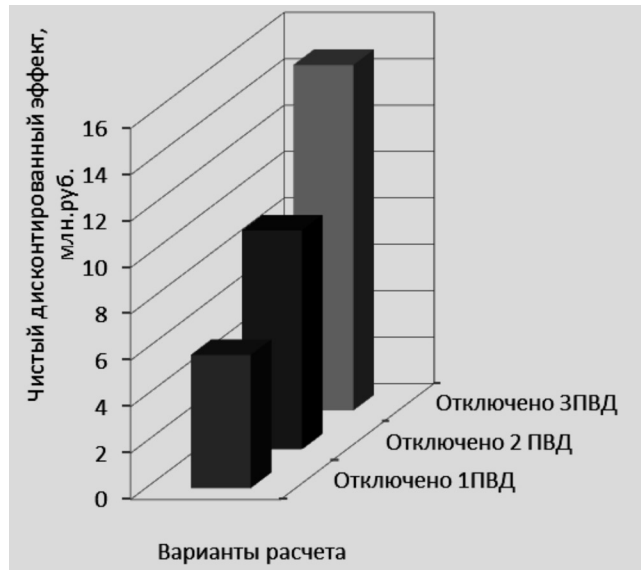


Рис. 3. Чистый дисконтированный доход при отключении паровой регенерации (ПВД) и вводе газоводяного подогревателя

Методика оценка эффективности

Методика оценка эффективности включения ГВП в тепловую схему ПГУ разработана на основе оценки интегрального эффекта и определяет следующие показатели:

1. Капиталовложения, руб.:

$$K_t = S_{\text{ГВП}} \cdot Ц, \quad (1)$$

где $S_{\text{ГВП}}$ – площадь ГВП, м²;
 $Ц$ – стоимость единицы поверхности ГВП, руб./м².

2. Затраты на каждом шаге расчета, руб.

$$З_t = 0,15 \cdot K_t \quad (2)$$

3. Результаты, достигаемые на каждом шаге расчета, руб.

$$R_t = \Delta b_{\text{э}} \cdot N_{\text{э}} \cdot Ц_{\text{т}} + \Delta N_{\text{э}} \cdot h_{\text{уст}} \cdot T_{\text{э}}, \quad (3)$$

где $\Delta b_{\text{э}}$ – экономия топлива при включении в систему регенерации ГВП, грамм усл. топл./кВт·ч;

$N_{\text{э}}$ – отпущенная электроэнергия, кВт;

$Ц_{\text{т}}$ – цена топлива, руб./тонн. усл. топл.;

$\Delta N_{\text{э}}$ – увеличение электрической мощности при включении в систему регенерации ГВП и отключении ПВД, кВт;

$T_{\text{э}}$ – тариф на электроэнергию;

$h_{\text{уст}}$ – число часов, используемой мощности, ч /год.

4. Интегральный эффект достигаемый на каждом шаге расчета

$$\mathcal{E}_{\text{инт}} = (R_t - З_t \cdot \alpha_t) - K_t \cdot \alpha_t, \quad (4)$$

где α_t – коэффициент дисконтирования:
 $\alpha_t = (1 + E)^{-(t - t_{\text{стр}})}$

$E = 0,08$ норма дисконта.

Горизонт расчета принят 9 лет. Результаты расчета приведены на рис. 2–3.

Выводы

Внедрение парогазовых технологий на ТЭС является перспективным направлением модернизации действующего оборудования станций. Оно позволяет увеличить выработку электрической энергии при сравнительно низких капитальных вложениях. При этом улучшаются показатели тепловой экономичности станции такие как: КПД по выработке электрической энергии увеличивается до 40 и более процентов, снижается удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии (менее 300 грам. усл. топл./кВт·ч). Замена паровой регенерации на газоводяную в действующем цикле станции позволяет получить прирост дополнительной электрической мощности; увеличение КПД и снижение удельного расхода топлива по выработке электроэнергии. Полная замена паровой регенерации высокого давления на газоводяную позволит повысить интегральный эффект от модернизации оборудования на 16 млн руб.

Список литературы

1. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1976. – 448 с.

2. Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буков, А.Н. Ремезов; под ред. С.В. Цанева. – 3-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 584 с.: ил.