

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМПЕРЕГРЕВА НА ПАРОГАЗОВЫХ ТЭС

Д.С. Чешуин, О.Ю. Ромашова

Томский политехнический университет, ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова

Цель работы – анализ эффективности промежуточного перегрева пара на парогазовых ТЭС для выявления факторов, влияющих на эффективность его использования и технологических решений, позволяющих увеличить полезный эффект от применения промперегрева при различных режимах работы теплофикационных установок.

В работе решались следующие задачи:

- анализ влияния параметров ГТУ на необходимость использования промежуточного пергрева пара в паровом цикле ПГУ;
- оптимизация разделительного давления промперегрева в схемах одноконтурных ПГУ;
- выбор температуры промперегрева пара в теплофикационной ПГУ.

Задача 1. Оптимизация начального давления паросилового цикла одноконтурных ПГУ при различных температурах газов, поступающих в котел-утилизатор. Расчет процесса расширения пара в турбине с учетом влажности. Схема установки изображена на рис. 1. Исходные данные: температура газов за ГТУ $t_g = 350, 400, 500, 600$ °С; расход газов из ГТУ $G_g = 100$ кг/с; давление в деаэраторе $p_d = 0,12$ МПа; давление в конденсаторе $p_k = 3$ кПа.

Дополнительные исходные данные, принятые для расчета КУ: температурный напор пароперегревателя (ПЕ) $\Delta t_{пе} = 20$ °С; температурный напор испарителя (И) $\Delta t_{и} = 10$ °С; теплосъемность продуктов сгорания ГТУ $c_p^r = 1,1$ кДж/кг; внутренний относительный КПД паровой турбины $\eta_{oi} = 0,85$; Нагрев воды в деаэраторе $\Delta t_d = 15$ °С; КПД механический и КПД генератора $\eta_m = \eta_g = 0,98$ [1].

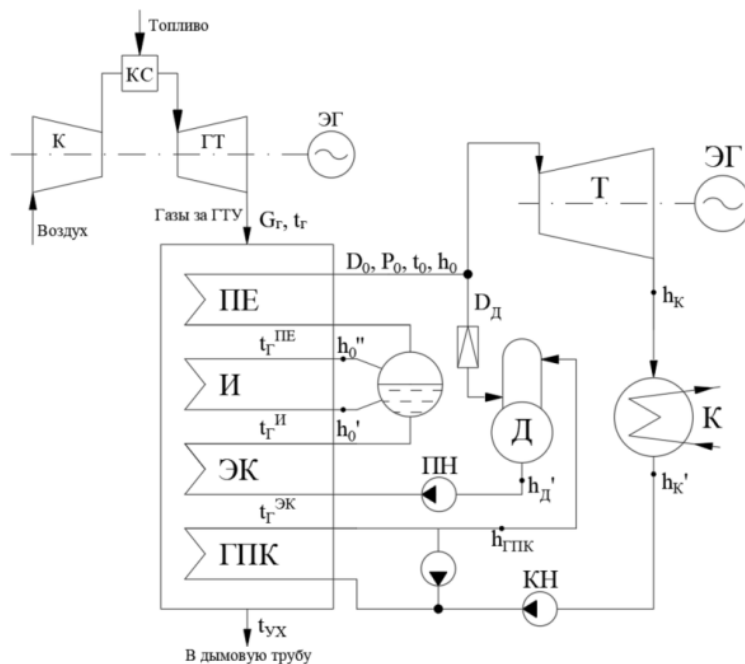


Рис. 1. Схема одноконтурной ПГУ

За критерий взята электрическая мощность, вырабатываемая генератором ПТУ $N_э$. Результаты расчетов приведены в виде графических зависимостей на рис. 2.

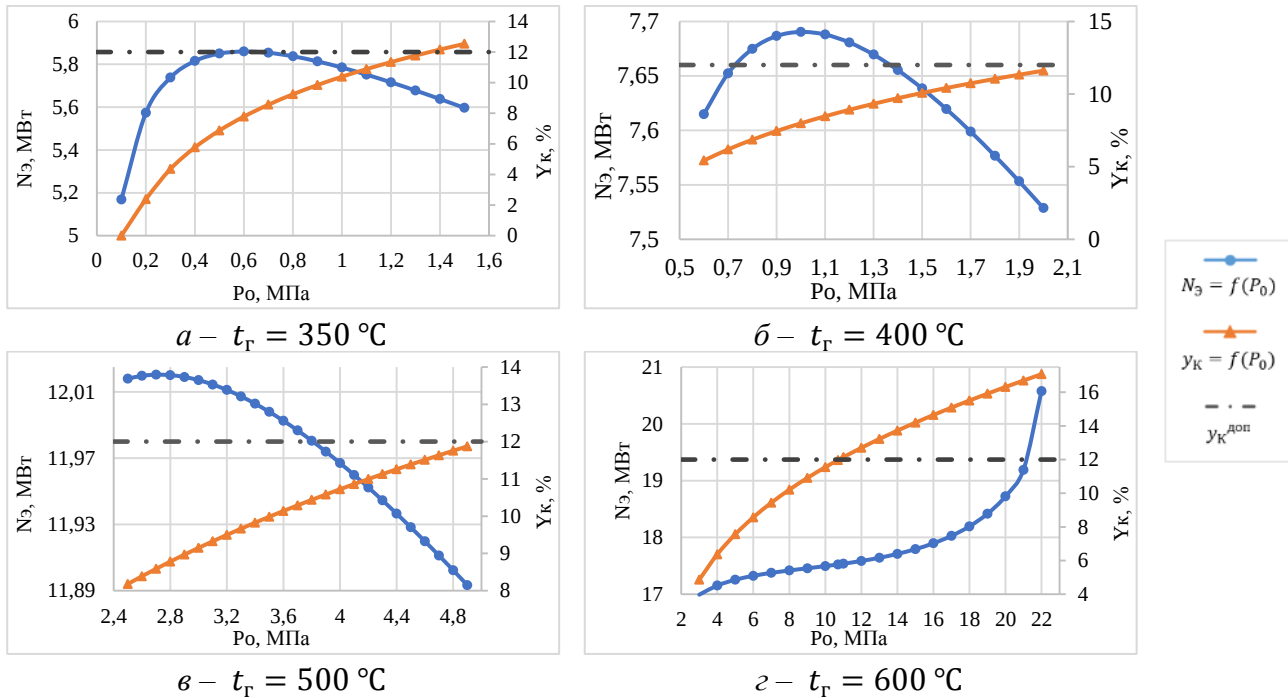


Рис. 2. Графики зависимости электрической мощности и конечной влажности от начального давления паросилового цикла ПГУ при различных температурах газов ($P_к = 3$ кПа)

По графикам видно, что при температурах газов ГТУ 350–500 °C имеется точка экстремума функции $N_э = f(P_0)$, соответствующая оптимальному значению начального давления. При температуре газов 600 °C оптимальное начальное давление ограничивается допустимой влажностью в последних ступенях турбины. Таким образом следует вывод, что при температурах газов 600 °C и выше для повышения начального давления появляется необходимость применения промежуточного перегрева пара.

Задача 2. Оптимизация начального и разделительного давлений паросилового цикла одноконтурной ПГУ с промежуточным перегревом (ПП). В схемах рассматривается два способа установки ПП: параллельно первичному пароперегревателю (ПЕ) и параллельно экономайзеру, рис. 3 [2].

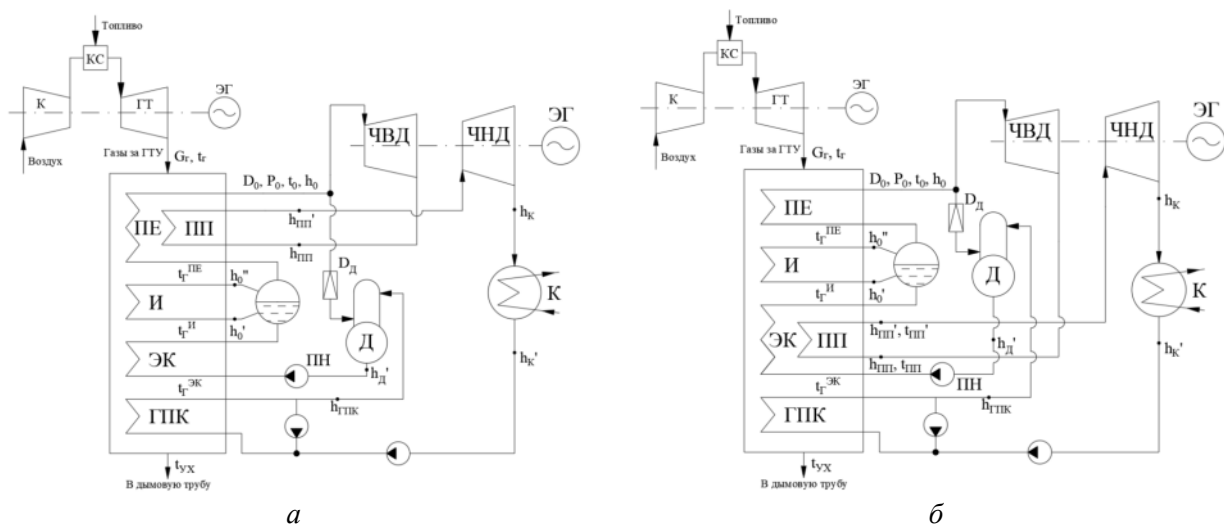


Рис. 3. Схемы одноконтурных ПГУ с промперегревом:
а – параллельно первичному пароперегревателю, б – параллельно экономайзеру

Исходные данные: температура газов за ГТУ $t_r = 600$ °С; расход газов из ГТУ $G_r = 100$ кг/с; давление в деаэраторе $p_d = 0,12$ МПа; давление в конденсаторе $p_k = 3$ кПа; температурный напор пароперегревателей (ПЕ и ПП) $\Delta t_{пе} = \Delta t_{пп} = 20$ °С; Остальное как в задаче 1.

Данная задача решалась с применением метода координатного спуска, пошаговое решение схемы с ПП параллельным ПЕ приведено в табл. 1.

Таблица 1. Пошаговое решение задачи по оптимизации начального и разделительного давлений в цикле ПТУ для схемы с ПП, включенным параллельно ПЕ

№ шага	Фиксируемая величина	Варьируемая величина	Результат итерации
Этап 1			
1.1	$p_{п.п}^{\text{фикс}} = 1$ МПа	$p_0^{\text{вар}} = 3 - 20$ МПа	$p_0^{\text{опт}} = 4,1$ МПа
1.2	$p_0^{\text{фикс}} = 4,1$ МПа	$p_{п.п}^{\text{вар}} = 0,1 - 4$ МПа	$p_{п.п}^{\text{опт}} = 0,8$ МПа
Этап 2			
2.1	$p_{п.п}^{\text{фикс}} = 0,8$ МПа	$p_0^{\text{вар}} = 3 - 5$ МПа	$p_0^{\text{опт}} = 3,8$ МПа
2.2	$p_0^{\text{фикс}} = 3,8$ МПа	$p_{п.п}^{\text{вар}} = 0,4 - 1$ МПа	$p_{п.п}^{\text{опт}} = 0,7$ МПа
Этап 3			
3.1	$p_{п.п}^{\text{фикс}} = 0,7$ МПа	$p_0^{\text{вар}} = 3 - 5$ МПа	$p_0^{\text{опт}} = 3,6$ МПа
3.2	$p_0^{\text{фикс}} = 3,6$ МПа	$p_{п.п}^{\text{вар}} = 0,4 - 1$ МПа	$p_{п.п}^{\text{опт}} = 0,7$ МПа

Аналогично была рассчитана схема с промперегревом, расположенным параллельно экономайзеру. Результаты оптимизации и показатели обеих схем приведены в таблице 2. Здесь же приведены параметры аналогичной схемы без промперегрева.

Таблица 2. Результаты оптимизации P_0 и $P_{п.п}$ одноконтурной ПГУ с ПП

Параметр/показатель	Ед. измерения	Без ПП	с ПП ПЕ	с ПП ЭК
$P_0^{\text{опт}}$	МПа	10,7	3,6	20
$P_{п.п}^{\text{опт}}$	МПа	—	0,7	0,2
D_0	кг/с	14,1	12,5	14,9
$N_э$	МВт	17,5	17,73	20,9
t_r^{yx}	°С	291	153	94

По полученным результатам видно, что наиболее эффективным расположением промежуточного пароперегревателя является его установка параллельно экономайзеру.

Задача 3. Рассматривалась парогазовая ТЭЦ с промперегревом в режиме работы по тепловому графику. Исследовалось влияние температуры промперегрева на экономичность при следующих исходных данных: температура газов за ГТУ $t_r = 600$ °С; расход газов из ГТУ $G_r = 1010$ кг/с; давление теплофикационного отбора $p_t = 0,12$ МПа; давление в деаэраторе $p_d = 0,12$ МПа; давление в конденсаторе $p_k = 4,5$ кПа. Дополнительные данные как в задаче 2.

Температура ПП менялась от 278 до 120 °С путем байпасирования газов помимо промежуточного пароперегревателя. Схема установки изображена на рис. 4, в ней параллельно ЭК и ПП включен газовый сетевой подогреватель.

В результате оптимизации начального и разделительного давлений было получено: начальное давление $p_0 = 20$ МПа; разделительное давление $p_{п.п} = 0,2$ МПа. Оптимизация значений p_0 и $p_{п.п}$ проводилась для конденсационного режима работы ПГУ.

Для оценки вентиляционного пропуска ЧНД использовались экспериментальные зависимости $G_k^{\text{min}} = f(h_{\text{ЧНД}}^{\text{вх}})$ турбины К-200-130 ЛМЗ, переведенной для работы с регулируемым отбором пара на теплофикацию.

Для теплофикационных турбоустановок с промежуточным перегревом характерна более высокая температура пара, поступающего в ЧНД, по сравнению с установками без ПП. В результате чего требуется увеличивать вентиляционный пропуск для охлаждения последних ступеней турбины в режиме работы по тепловому графику, что ведет к снижению расхода пара в отбор и увеличению потерь теплоты в конденсаторе [3].

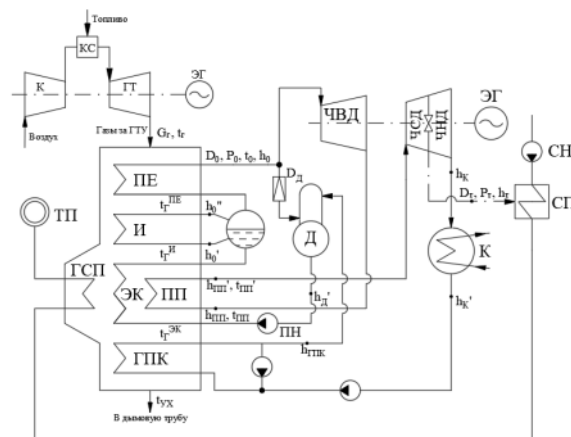


Рис. 4. Схема одноконтурной ПГУ-ТЭЦ с ПП и ГСП, включенными параллельно экономайзеру

В результате исследования влияния температуры промперегрева на показатели теплофикационной ПГУ в режиме работы по тепловому графику были получены зависимости, представленные на рис. 5–8.

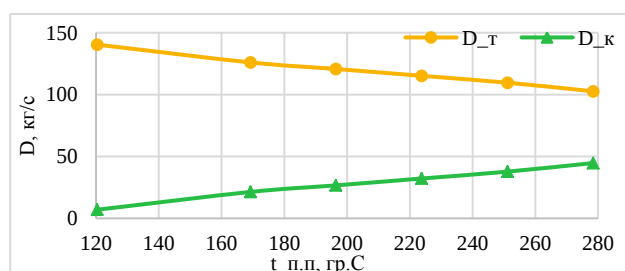


Рис. 5. График зависимостей D_K и D_T от $t_{п.п.}$

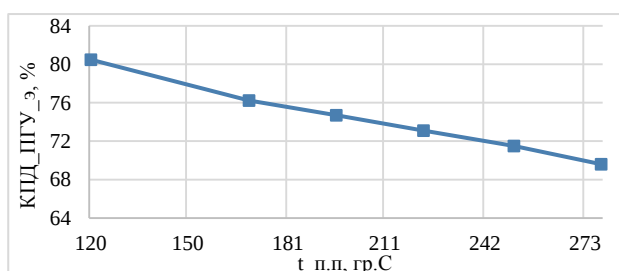


Рис. 6. График зависимости КПД ПГУ по производству ЭЭ от $t_{п.п.}$

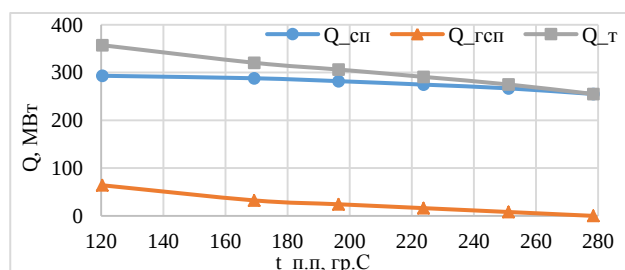


Рис. 7. График зависимостей отпуска тепловой энергии от $t_{п.п.}$

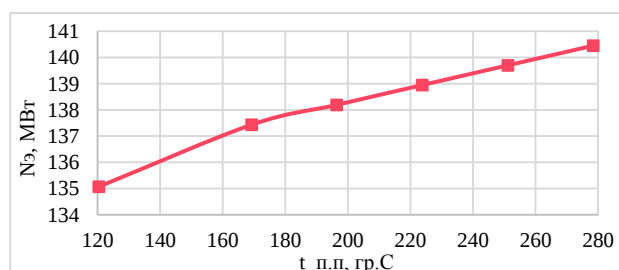


Рис. 8. График зависимости электрической мощности ПТУ от $t_{п.п.}$

При подключении теплофикации промежуточный перегрев снижает эффективность парогазовой установки из-за увеличения вентиляционного пропуска в конденсатор, поэтому следует регулировать температуру промежуточного перегрева в сторону ее уменьшения вплоть до полного отключения ПП и перенаправлении газов в ГСП, такая схема показывает наибольшую экономичность, так как отпускается максимум тепловой энергии потребителю.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 646 с.: ил.
2. Гринчук А.С. Повышение эффективности утилизационных ПГУ за счет применения промежуточного перегрева пара // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2008. – № 5.
3. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: учебное пособие для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 540 с.: ил.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДОЖИГАНИЯ В КОТЛАХ-УТИЛИЗАТОРАХ ПГУ-ТЭЦ

А.А. Бенедиктов, О.Ю. Ромашова

Томский политехнический университет, ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5БМ31

Использование комбинации парового и газового циклов позволяет достигать одного из самых высоких КПД по выработке электроэнергии. Также известно, что теплофикационный режим работы турбины позволяет повысить эффективность установки относительно конденсационного режима [1]. Дожигание, в свою очередь, не всегда имеет однозначно положительный эффект для тепловой экономичности установки и используется для разных целей.

Исследование направлено на поиск оптимального решения в теплофикационных ПГУ.

Согласно литературным источникам, использование дожигания оправдано в следующих случаях [2, с. 46]:

- повышение температуры выхлопных газов у ГТУ с низкотемпературными уходящими газами для уменьшения эрозийного износа последних ступеней ПТ;
- поддержание параметров острого пара из-за сезонного снижения параметров за ГТУ;
- в целях дополнительного нагрева сетевой воды или получения пара для производственных нужд;
- в целях получения прибыли от ценовой разницы на электроэнергию в течение суток.

В зависимости от схемы отпуска теплоты ПГУ-ТЭЦ можно разделить на два типа. В первом случае отпуск базовой тепловой нагрузки осуществляется в сетевой установке, питаемой паром из отборов теплофикационной турбины. Пик потребления может быть обеспечен пиковыми сетевыми подогревателями, запитанными паром КУ или пиковыми водогрейными котлами.

Во втором случае используются одноконтурные КУ с газовыми подогревателями сетевой воды (ГПСВ). Пар, как и в первом типе, направляется из КУ в теплофикационную паровую турбину. Но в отличие от первого типа ГПСВ нагревает воду параллельно теплофикационной установке паровой турбины. В данном случае пик потребления тепловой нагрузки обеспечивается дожиганием топлива КУ или также пиковыми водогрейными котлами.

В рамках исследования эффективности дожигания необходимо решать следующие задачи:

- анализ вариантов установки дожигания в одноконтурной ПГУ на номинальном режиме;
- анализ варианта установки дожигания в двухконтурной ПГУ на номинальном режиме;
- оптимизация параметров ПТУ;
- выбор оптимального коэффициента теплофикации;
- расчёт ПГУ на переменный режим с целью определения годовых показателей.

В рамках данной работы выполнены исследования по выбору места установки дожигающего устройства для одно- и двухконтурной ПГУ.