

ПОКАЗАТЕЛИ ПАРОВАЗОВОЙ УСТАНОВКИ НА БАЗЕ СЕРИЙНОЙ ГТУ, РАБОТАЮЩЕЙ НА ГЕНЕРАТОРНОМ ГАЗЕ

А.М. Антонова, Д.С. Чернов
Томский политехнический университет
Энергетический институт, кафедра АТЭС

В настоящее время в теплоэнергетике России и мира самой перспективной является паровая технология на основе сжигания газообразного топлива в камере сгорания газотурбинной установки (ГТУ). Ее тепловая экономичность достигает 60 % [1]. Газификация угля и сжигание полученного генераторного газа в камере сгорания ГТУ позволяет применить паровую технологию в угольной энергетике. Кроме того, газификация угля имеет ряд преимуществ перед его прямым сжиганием, в том числе – существенное снижение вредных выбросов в атмосферу за счет очистки газа от золы и сероводорода перед его сжиганием.

Целью проведенных исследований являлся выбор оборудования и анализ показателей работы двухконтурной утилизационной ПГУ на базе современной высокотемпературной ГТУ простого цикла (рисунок 1) при использовании в качестве топлива генераторного газа.

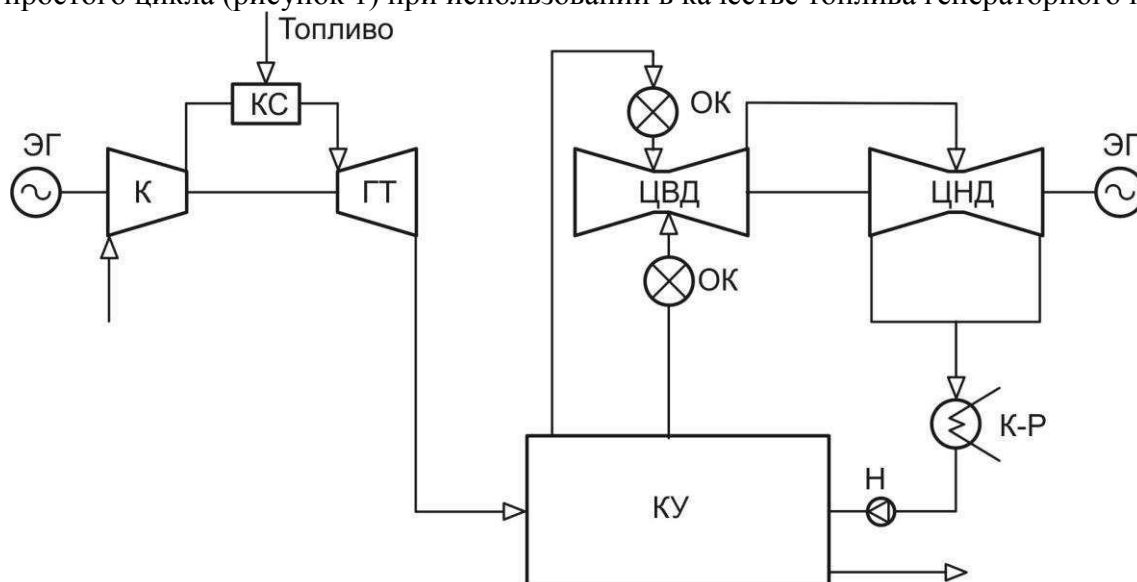


Рис.1. Упрощенная тепловая схема двухконтурной ПГУ

ЭГ – электрогенератор; К – компрессор; ГТ – газовая турбина; КС – камера сгорания; ЦНД, ЦВД – цилиндры высокого и низкого давления паровой турбины; ОК – отсечные клапаны; Н – насос; К-Р – конденсатор; КУ – котел утилизатор

Особенностями приведенной схемы являются два паровых контура (а не три, как принято в самых экономичных ПГУ) и отсутствие промежуточного перегрева пара, что позволяет иметь простую ПГУ с повышенными показателями надежности за счет некоторого снижения экономичности. Цилиндр высокого давления (ЦВД) имеет петлеобразную конструкцию с вводом пара низкого давления в камеру смешения после первой группы ступеней высокого давления. Образовавшаяся смесь потоков пара расширяется во второй группе ступеней ЦВД и затем – в ЦНД. Умеренное число контуров и отсутствие промежуточного перегрева обеспечивают более высокую надежность установки среди других типов ПГУ.

Была поставлена нестандартная задача выбора состава оборудования ПГУ на основе технических данных и параметров конденсационной паротурбинной установки (ПТУ) К-170-7,0 (табл. 1).

Таблица 1. Характеристики и параметры ПТУ

Конденсационная турбоустановка	К-170-7,0
Электрическая мощность	170 МВт
Начальное давление	7,0 МПа
Начальная температура	600°С
Контур низкого давления	0,7 МПа
Температура в контуре низкого давления	205 °С
Разделительное давление	0,2 МПа
Давление в конденсаторе	0,005 МПа
Давление в деаэраторе	0,7 МПа

Паротурбинная установка (ПТУ)

Для определения параметров пара построен процесс его расширения в турбине (рисунок 2). Учтены потери давления в стопорном и регулирующих клапанах высокого и низкого давления.

Внутренние относительные цилиндры высокого давления (ЦВД) и низкого давления (ЦНД) найдены по формулам [2]. Для турбины с дроссельным парораспределением $\eta_{oi}^{ЦВД} = \left[0,92 - 0,2 / (G_0^{ВД} \cdot v_{cp}) \right] \cdot \left[1 + (H_0^{ЦВД} - 700) / 20000 \right]$, т.е. значение КПД зависит от расхода пара, поэтому его расчет носит итерационный характер; в итоге $\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,902$. Внутренний относительный КПД ЦНД при работе на перегретом паре равен 0,881, он найден по формуле $\eta_{oi}^{ЦНД} = 0,87 \cdot \left[1 + (H_0^{ЦНД} - 400) / 10000 \right]$. Учет поправки на влажность для части процесса расширения в области насыщенного пара приводит к снижению $\eta_{oi}^{ЦНД}$ до значения 0,860. Ввод пара низкого давления с температурой 205 °С снижает энтальпию рабочего тела.

В результате итерационного расчета тепловой схемы при электрической мощности турбины 170 МВт расходы пара в турбине составили: в голову турбины $G_0^{ВД} = 118,5$ кг/с, в контуре низкого давления – $G_{НД} = 20,9$ кг/с, в ЦНД $G_{ЦНД} = 139,4$ кг/с. Удельный расход тепла на турбоустановку равен 12,0 МДж / (кВт · ч), абсолютный электрический КПД – 0,301.

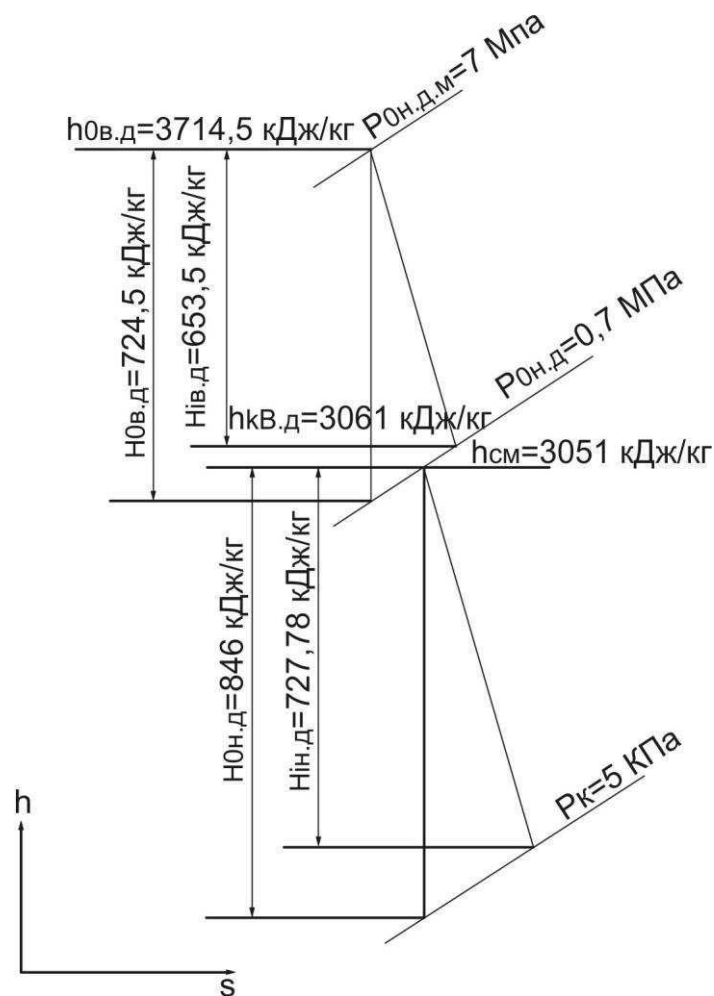


Рис.2. Процесс расширения пара в турбине в hs -диаграмме

Котел-утилизатор (КУ)

С целью определения тепловых характеристик КУ проведен расчет КУ и построена TQ -диаграмма (рисунок 3).

По известным параметрам пара и расходам контуров высокого и низкого давления методом тепловых балансов определены для поверхностей нагрева КУ значения расхода газов, температуры рабочего тела и газовой среды и тепловые нагрузки.

Температурный напор на входе газов в КУ принят $\theta = 25$ °С, температура газов в этой точке равна 625 °С. Учтено наличие рециркуляции питательной воды, гидравлическое сопротивление пароводяного тракта и потери теплоты через изоляцию.

Найдены: тепловая нагрузка КУ, равная 560,9 МВт, температура уходящих газов на выходе из КУ 110 °С, КПД КУ 80,0 %. Количество теплоты, поступающей с газами в КУ, равно 448,7 МВт, расход газа из газовой турбины – 817,2 кг/с.

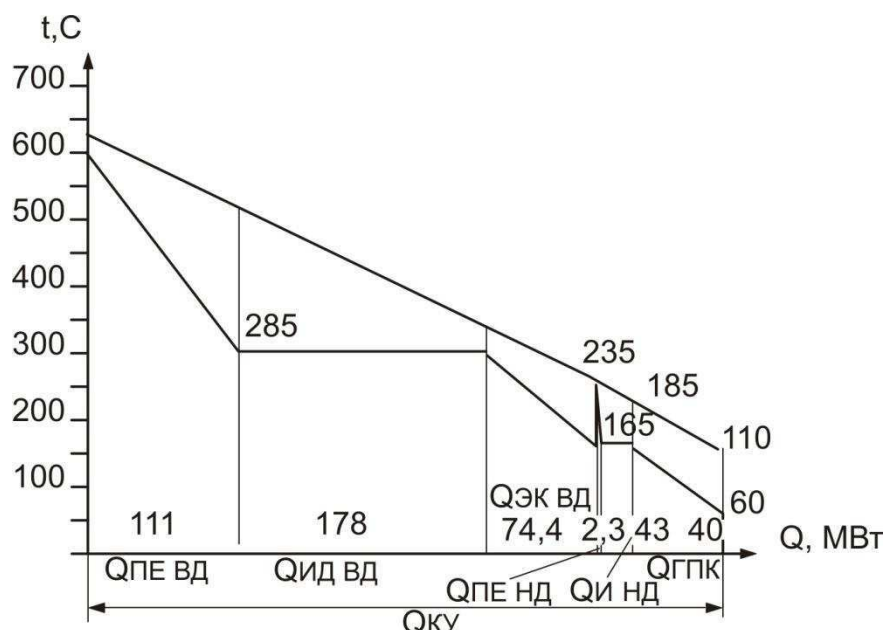


Рис.3. TQ-диаграмма двухконтурного котла-утилизатора ПГУ Газотурбинная установка (ГТУ)

Задачей итерационного расчета ГТУ было нахождение ее электрической мощности и показателей тепловой экономичности ГТУ по тепловым характеристикам КУ (значениям тепловой нагрузки, температуры и расходов газа). В качестве исходных данных для высокотемпературной ГТУ приняты: начальная температура газов на входе в турбину 1500 °С, относительный внутренний КПД газовой турбины $\eta_{0i}^T=0,90$, компрессора – $\eta_{0i}^K=0,880$; механический КПД $\eta_m = 0.995$; КПД электрогенератора $\eta_r = 0.988$; коэффициент использования теплоты топлива в камере сгорания $\eta_{КС}=0.994$. Степень повышения давления в компрессоре π_k найдена как оптимальная по начальной температуре газов, ее значение составило 19,2. Коэффициентом $\lambda=0,95$ учтены потери давления в ГТУ. В качестве топлива на расчетном режиме принят стандартный углеводород (С = 85 %, Н = 15 %), имеющий теплоту сгорания 44 МДж/кг, стехиометрическое количество воздуха для полного сжигания 1 кг такого газа равно 15 кг/кг. Охлаждение узлов и деталей газовой турбины не учитывалось.

Расчет ГТУ произведен по методике [3] при температуре наружного воздуха +15°С. Определены показатели ГТУ: электрическая мощность – 372,7 МВт, абсолютный электрический КПД – 39,9 %, расход топлива – 23,5 кг/с. Количество теплоты, подводимой с топливом в камеру сгорания ГТУ, равно 934,1 МВт.

Показатели парогазовой установки

Расчитанные показатели ПГУ составили: электрическая мощность – 544,7 МВт, абсолютный электрический КПД 57,3 %, удельный расход условного топлива с учетом собственных нужд – 225 г / (кВт · ч).

Характеристики топлива ГТУ – генераторного газа, полученного при газификации угля.

Принят аллотермический процесс паровой газификации угля с подводом теплоты в реакционную зону газогенератора [4]. По расчету количество подводимой извне теплоты составило 2,50 МДж/(кг угля). Найдены физическое тепло генераторного газа – 3,57 МДж/(кг угля) и его теплота сгорания при золоочистке высокой степени – 19,4 МДж/кг. Удельный расход генераторного газа на ГТУ составил 1,25 кг/ (кг угля), расход генераторного газа на ГТУ – 50,5 кг/с, расход угля на газогенератор – 40,3 кг/с.

Поскольку низшая теплота сгорания и плотность генераторного газа значительно отличаются от характеристик стандартного углеводородного газа, требуется проверить возможность использования в камере сгорания ГТУ генераторного газа. Проверка проведена по числу Воббе, которое является одним из критериев взаимозаменяемости газов:

$$W = \frac{Q}{\sqrt{d}},$$

где Q — объемная низшая теплота сгорания газа, МДж/м³; d — относительная плотность газа при нормальных условиях.

По проведенным расчетам, число Воббе для стандартного углеводородного газа составило $W = 5,21$; для полученного генераторного газа оно равно 4,95. Изменение числа Воббе составило 5 %, что стандартом [5] рассматривается как допустимое отклонение, поэтому нет необходимости в реконструкции камеры сгорания серийной ГТУ, разработанной для сжигания природного газа.

Выбор серийной ГТУ

Результаты проведенного расчета позволяют сделать выбор газотурбинной установки из числа современных высокотемпературных ГТУ. По показателям наиболее близка к рассчитанной ГТУ Siemens 8GT5-8000H, имеющая характеристики, приведенные в таблице 2.

Таблица 2. Характеристики и параметры ГТУ 8GT5-8000H

Показатель	Значение
Электрическая мощность (брутто), МВт	375
КПД брутто, %	40,0
Отношение давлений	19,2
Расход выхлопных газов, кг /с	820
Скорость вращения ротора, об/мин	3000
Температура газов перед ГТУ, °С	1500
Температура выхлопных газов, °С	627/1500

ВЫВОДЫ

Показано, что с достаточно высокой эффективностью можно использовать конденсационную паротурбинную установку К-170-7,0 в составе двухконтурной ПГУ повышенной надежности без промперегрева пара, работающей на генераторном газе. Абсолютный КПД такой ПГУ равен 57,3%, что на 40 % (отн.) выше КПД традиционных ПГУ.

За основу парогазовой установки может быть взята наиболее подходящая по характеристикам ГТУ Siemens 8GT5-8000H, которая на сегодняшний момент имеет наилучшие показатели в мире. Мощность двухконтурной ПГУ в этом случае составит 544,7 МВт.

Генераторный газ для рассматриваемой ПГУ, полученный в аллотермическом процессе паровой газификации угля, имеет характеристики, не требующие реконструкции камеры сгорания серийной ГТУ, разработанной для сжигания природного газа. Его расход на ПГУ составляет 50,5 кг/с, расход угля на газогенератор – 40,3 кг/с.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Ольховский Г.Г. Перспективные газотурбинные и парогазовые установки для энергетики // Теплоэнергетика. 2013. № 2. С. 3–12.
2. Трухний А.Д., Петрухин С.В. Расчет тепловых схем парогазовых установок утилизационного типа/ М.: Издательство МЭИ, 2001.
3. Паровые и газовые турбины для электростанций: учебник для вузов / под ред. А.Г. Костюка. М.: Издат. дом МЭИ, 2008. 556 с.
4. Николаев Ю.Е., Мракин А.Н. Системная термодинамическая и экономическая эффективность поточной парокислородной газификации угля // Энергетика Татарстана. – 2012. – №4. – С. 19-24.
5. СТО 70238424.27.040.001-2008 Газотурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования. – Дата введения – 2010-10-31. – М.: НП «ИНВЭЛ». – 2008. – 87 с.

Научный руководитель А.М. Антонова, к.т.н., доцент кафедры атомных и тепловых электростанций ЭНИН ТПУ.

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ УРОВНЕМ КОНДЕНСАТА В КОНДЕНСАТОРЕ ТИПА К-12150 ТУРБИНЫ ТИПА К-220-44

Е.В. Иванова, А.А.Таханова

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Институт

Теплоэнергетика и теплотехника

Автоматизация теплоэнергетических процессов

АННОТАЦИЯ

В докладе исследуется качественная система автоматизированного контроля и управления уровнем конденсата в конденсаторе К-12150. Для этой цели разрабатывается функциональная схема, которая отражает объем измеряемых параметров и оснащенность системы приборами автоматизации.

ВВЕДЕНИЕ

Автоматизация технологических процессов - это комплекс средств, позволяющих осуществлять технологические производственные процессы без непосредственного участия человека, но под его контролем.

Целью работы являлась разработка структуры автоматизированной системы контроля и управления объектом с использованием современных технических средств автоматизации.

Объектом являлся конденсатор типа К-12150 турбины типа К-220-44, регулируемым параметром – уровень в конденсаторе.

1. РЕГУЛИРОВАНИЕ УРОВНЯ КОНДЕНСАТА В КОНДЕНСАТОРЕ

Конденсатор подвального типа, двухходовой по охлаждающей воде (перегородки в водяной камере расположены горизонтально), однопоточный.

АСР уровня воды в конденсаторе предназначена для поддержания постоянного уровня в конденсатосборнике конденсатора независимо от расхода пара через турбину или режима ее работы (теплофикационного или конденсационного).

Стабилизация уровня необходима [1]:

- Для предотвращения кавитации конденсатных насосов.
- По условиям устойчивой работы паровых эжекторов (их нормального охлаждения).
- Для наилучшего использования поверхности охлаждения конденсатора.

Единственным регулирующим воздействием при стабилизации уровня может быть изменение производительности конденсатных насосов с помощью регулирующего клапана, установленного за конденсатными насосами и охладителями пара эжекторов.

Регулирование уровня воды в конденсаторе осуществляется с помощью трехходового клапана и линии рециркуляции, по которой часть конденсата сбрасывается обратно в конденсатор.