

УДК 621.438 + 621.165

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ СХЕМЫ

Коваль Г.К.

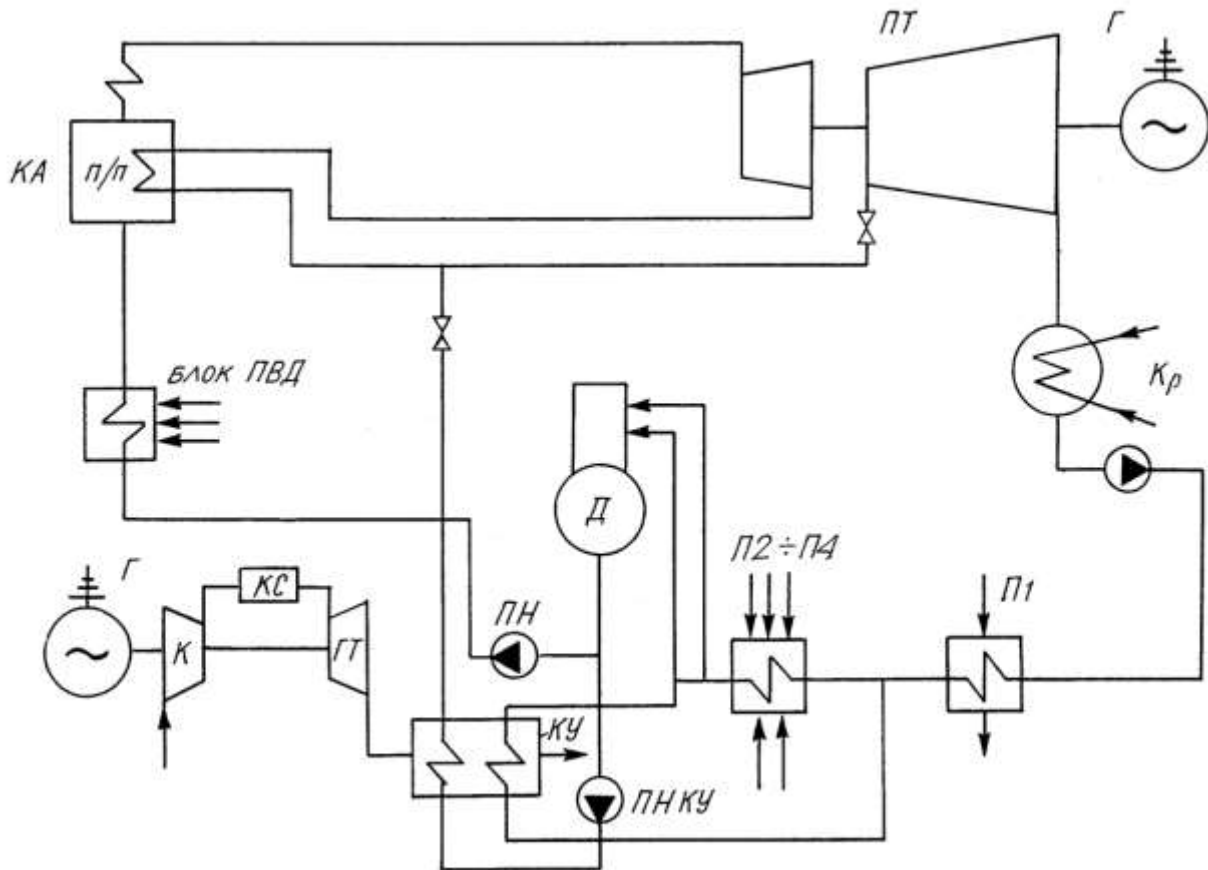
Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Повышение экономичности и маневренности действующих паросиловых установок (ПСУ) ТЭС возможно за счет их надстройки газотурбинными установками (ГТУ).

Рассмотрим основные положения методики расчета параллельной схемы газотурбинной надстройки теплофикационной ПСУ на примере блока 180 МВт с турбиной Т-180/210-130 ЛМЗ и котлом ТГМЕ-206 ТКЗ «Красный котельщик».

Принципиальная тепловая схема получаемой парогазовой установки (ПГУ) представлена на рисунке 1.

К – компрессор, КС – камера сгорания, ГТ – газовая турбина, Г – генератор,



КУ – котел–утилизатор, КА – котельный агрегат, ПТ – паровая турбина,
Кр – конденсатор, П1...П4 – группа подогревателей низкого давления,
ПВД – группа подогревателей высокого давления, Д – деаэратор,
ПН – питательный насос, ПН КУ – питательный насос котла–утилизатора
Рисунок 1. Принципиальная тепловая схема ПГУ параллельной схемы

В рассматриваемой схеме теплота сбросных газов ГТУ используется в котле-утилизаторе (КУ) для получения пара с параметрами промежуточного

перегрева. Этот пар параллельно основному потоку пара горячего промперегрева поступает в цилиндр среднего давления паровой турбины Т-180/210-130, увеличивая ее мощность при практически неизменном расходе топлива в основной паровой котел ТГМЕ-206.

Для более полной утилизации теплоты газов в котле–утилизаторе после пароперегревателя, испарителя и экономайзера устанавливается конденсатный пучок. В нем газы снижают свою температуру до $t_{yx} = 100^{\circ}\text{C}$ за счет подогрева основного конденсата, который отбирается из линии основного конденсата турбоустановки.

Соответственно при реконструкции тепловая схема турбоустановки изменяется за счет подачи доли конденсата после подогревателя П1 на котел-утилизатор с последующим возвратом его в цикл ПСУ после подогревателя П4 перед деаэратором Д питательной воды (рисунок 1).

Исходя из паропроизводительности котла ТГМЕ-206 и мощности турбины Т-180/210-130 для надстройки принята ГТУ типа *SGT-1000F (V64.3a) Siemens* электрической мощностью (в условиях *ISO*) $N_{ГТУ}^э = 70$ МВт.

Начальные параметры свежего пара принимались равными номинальным. Давления p_i пара в проточной части турбины Т-180/210-130 и, соответственно, в отборах на подогреватели системы регенерации и в линии промежуточного перегрева пара принимались по данным энергетической характеристики турбины [3] и корректировались с учетом изменения расхода пара по проточной части с использованием формулы Стодолы.

На режимах теплового графика учитывалось также влияние на p_i температуры подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях и соответствующих значений давления в нижнем $p_{ТН}$ и верхнем $p_{ТВ}$ отопительных отборах.

Давление p_k отработавшего пара на выхлопе в конденсатор корректировалось с учетом расхода G_k пара в конденсатор и параметров охлаждающей циркуляционной воды, а также величины температурного напора по данным энергетической характеристики конденсатора.

Значения энтальпий h_i пара в основных точках проточной части, то есть в отборах в систему регенерации, определялись при построении процесса расширения пара в *hs*-диаграмме, вид которого для режима двухступенчатого подогрева сетевой воды представлен на рисунке 2.

Расходы пара G_i на подогреватели системы регенерации ПСУ определялись из уравнений теплового баланса теплообменников по методике, изложенной в [2] с учетом параметров пара в отборах и расходов подогреваемой воды.

При этом расход питательной воды $G_{ПВ}^{ПСУ}$ через подогреватели высокого давления и далее на котел ТГМЕ-206 принимался в соответствии с расходом свежего пара G_0 и с учетом относительной величины продувки.

Расход основного конденсата $G_k^{ПСУ}$ через подогреватели низкого давления П2, П3 и П4 принимался с учетом отбора части основного конденсата $G_k^{КУ}$ на конденсатный пучок котла-утилизатора в таком количестве, чтобы тепловая нагрузка последнего составляла

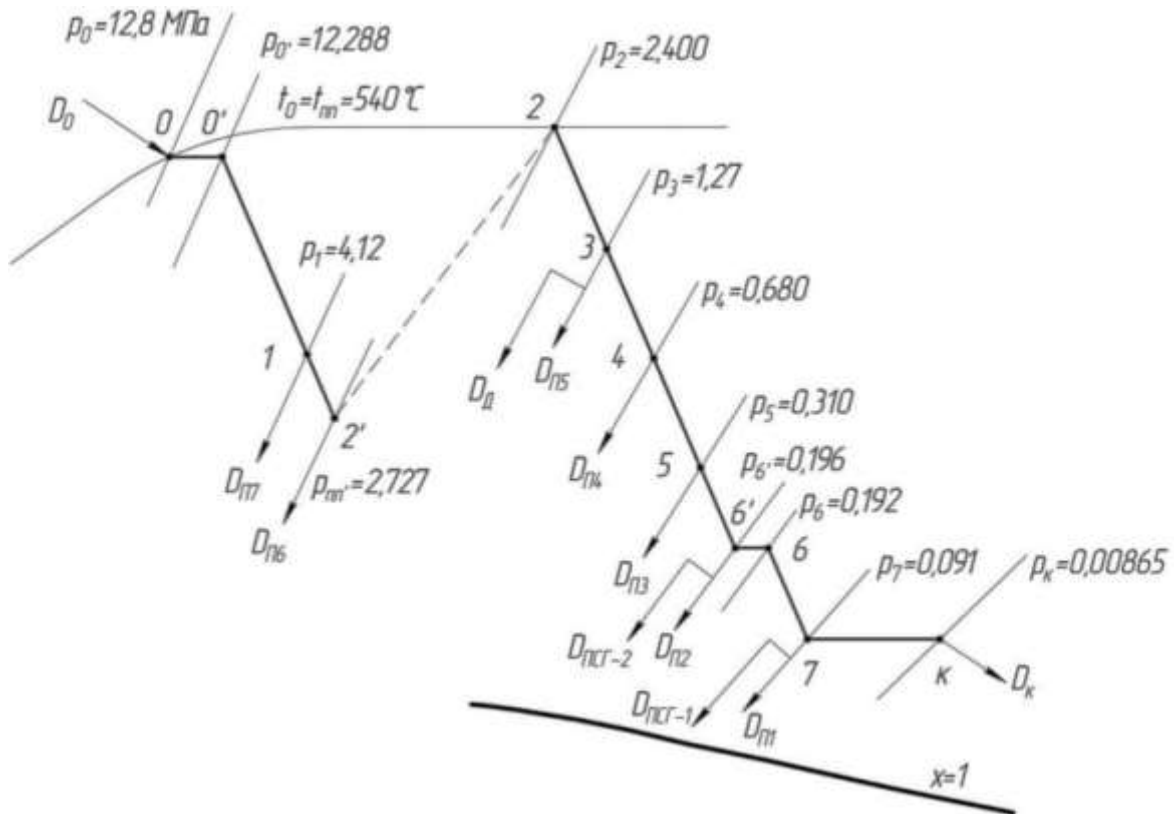


Рисунок 2 – Процесс расширения пара в hs -диаграмме

$$Q_K^{KY} = G_K^{KY} \cdot (h_{K,ВЫХ}^{KY} - h_{K,ВХ}^{KY}) = 25 \text{ МВт.} \quad (1)$$

Расчет котла-утилизатора производился по методике, изложенной в [1].

При этом теплопроизводительность парового контура котла-утилизатора в зависимости от его паропроизводительности $G_{\Pi}^{KY} = 100 \text{ кг/с}$ находилась по формуле

$$Q_{\Pi}^{KY} = G_{\Pi}^{KY} \cdot (h_{\Pi}^{KY} - h_{\PiВ}^{KY}) \quad (2)$$

и составляет около 80 МВт.

С учетом этого суммарная величина утилизируемой в КУ теплоты отработавших газов ГТУ рассчитывалась по формуле

$$Q_{УТ}^{KY} = Q_{\Pi}^{KY} + Q_K^{KY} \quad (3)$$

и составляла около 105 МВт.

Мощность паровой турбины определялась с учетом найденных расходов пара G_i в отборы

$$N_{\Sigma}^{ПТУ} = (h_0 - h_k + \Delta h_{\Pi\Pi}) \cdot (G_0 - \sum_{i=1}^n G_i \cdot y_i - G_{\Pi}^{KY} \cdot y_{\Pi}^{KY}) \cdot \eta_M \cdot \eta_{\Gamma}, \quad (4)$$

где η_M , η_{Γ} – механический КПД и КПД электрогенератора;
 y_i – коэффициенты недовыработки отборов, определяемые по [2].

При этом коэффициент «недовыработки» для потока пара после котла-утилизатора:

$$y_{\text{п}}^{\text{КУ}} = -\frac{h_{\text{п}}^{\text{КУ}} - h_{\text{к}}}{h_0 - h_{\text{к}} + \Delta h_{\text{пп}}}. \quad (5)$$

Расход теплоты на турбину от парового котла:

$$Q_0 = G_0 \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) + G_{\text{пп}} \cdot \Delta h_{\text{пп}}. \quad (6)$$

Суммарный расход теплоты на турбину:

$$Q_{0,\text{сум}} = Q_0 + Q_{\text{ут}}^{\text{КУ}}. \quad (7)$$

Удельный расход теплоты на выработку электроэнергии турбоустановкой

$$q_{\text{э}} = (Q_{0,\text{сум}} - Q_{\text{отп}}) / N_{\text{ПТУ}}^{\text{э}}. \quad (8)$$

Здесь $Q_{\text{отп}}$ – отпуск теплоты с сетевой водой, определяется из условия нагрева сетевой воды

$$Q_{\text{отп}} = G_{\text{св}} C_p^{\text{в}} (t_{\text{с2}} - t_{\text{ос}}), \quad (9)$$

где $C_p^{\text{в}}$ – теплоемкость сетевой воды;

$t_{\text{с2}}$ – температура сетевой воды после сетевой установки паровой турбины, то есть после верхнего сетевого подогревателя.

Мощность ПГУ брутто находилась как сумма

$$N_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} = N_{\text{ПТУ}}^{\text{э}} + N_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}. \quad (10)$$

Расход условного топлива паровым котлом рассчитывался по формуле

$$B_0 = Q_0 / (Q_{\text{н}}^{\text{п}} \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} \eta_{\text{тп}}), \quad (11)$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ – теплотворная способность условного топлива;

$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}, \eta_{\text{тп}}$ – КПД котла брутто и КПД теплового потока.

Расход условного топлива ГТУ рассчитывался по формуле

$$B_{\text{ГТУ}} = Q_{\text{кв}} / Q_{\text{н}}^{\text{п}}. \quad (12)$$

Расход условного топлива надстроеным парогазовым энергоблоком

$$B_{\text{ПГУ}} = B_0 + B_{\text{ГТУ}}. \quad (13)$$

Для расчета показателей ПГУ необходимо распределить расход топлива между совместно производимыми электроэнергией и теплотой.

Примем удельный расход условного топлива на производство теплоты от ПГУ на уровне его значений для режима ПСУ-ТЭЦ и котельных, то есть $b_{тэ} = 160$ кг у.т./Гкал = 38 кг у.т./ГДж, что соответствует КПД производства теплоты $\eta_{тэ} = 143/160 = 0,89$.

При этом полный расход условного топлива на производство теплоты и электроэнергии от ПГУ соответственно находились как

$$B_{ПГУ}^{тэ} = b_{тэ} Q_{отп}, \quad (14)$$

$$B_{ПГУ}^э = B_{ПГУ} - B_{ПГУ}^{тэ}. \quad (15)$$

Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии

$$b_{ПГУ}^э = B_{ПГУ}^э / N_{ПГУ}^э \quad (16)$$

соответствует КПД производства электроэнергии, определяемому как

$$\eta_э = 123 / b_{ПГУ}^э. \quad (17)$$

Известно, что КПД производства энергии теплофикационных энергоустановок не является достоверным критерием тепловой экономичности. Наряду с ним используем относительную экономию топлива за счет теплофикации, которую при условии равенства экономичности производства теплоты на ТЭЦ и в котельной раздельной схемы можно найти по формуле

$$\Delta \bar{B}_{ПГУ} = (B_{КЭС}^э - B_{ПГУ}^э) / B_{ПГУ}, \quad (18)$$

где $B_{КЭС}^э$ – расход условного топлива на производство того же количества электроэнергии на КЭС раздельной схемы с удельным расходом топлива $b_{КЭС}^э$

$$B_{КЭС}^э = N_{ПГУ}^э b_{КЭС}^э. \quad (19)$$

Результаты расчета некоторых показателей теплофикационного режима рассматриваемой ПГУ даны в таблице 1.

Экономия топлива за счет теплофикации рассчитана для парогазовой КЭС схемы замещения с $b_{КЭС,ПГУ}^э = 215$ кг у.т./ (МВт·ч) ($\eta_{КЭС,ПГУ}^э = 0,57$).

Анализ данных таблицы 1 показывает, что величина относительной экономии условного топлива $\bar{B}_{ПГУ}$, составляющая порядка 50%, значительно выше значения этого показателя для паросиловых теплофикационных установок, равного около 10%.

Таблица 1 – Показатели ПГУ от нагрузки на режиме теплового графика

Наименование параметра, размерность	Значение		
	250	450	650
Расход острого пара на турбину от котла, т/ч	250	450	650
Электрическая мощность паротурбинной установки, МВт	90,1	149,7	200,7
Тепловая мощность паротурбинной установки, МВт	212,12	303,73	388,32
Электрическая мощность ПГУ брутто, МВт	170	229,6	280,6
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг у.т./(МВт·ч)	147,68	142,63	140,19
КПД ПГУ брутто	0,8328	0,8623	0,8773
Экономия топлива за счет теплофикации, %	50,04	50,78	50,61

Литература

1. Качан, С.А. Расчет тепловой схемы утилизационных парогазовых установок: методическое пособие по дипломному проектированию для студентов специальностей 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции», 1-53 01 04 «Автоматизация и управление энергетическими процессами» – Минск: БНТУ, 2007. – 130 с.
2. Седнин, В.А. Тепловые электрические станции. Расчет тепловой схемы и выбор вспомогательного оборудования: учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / А.В. Седнин, П.Ю. Марченко, Ю.Б. Попова. – Минск: БНТУ, 2007. – 92 с.
3. ТУ 108-857-79. Турбина паровая стационарная конденсационная с теплофикационным регулируемым отбором пара Т-180/210-130-1, Т-180/215-130-2.