УДК 621.182:697.34

А. А. КУДИНОВ, д.т.н., профессор, зав. кафедрой (СамГТУ)
В.С. КАЛМЫКОВ, аспирант (СамГТУ)
г. Самара

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПОДОГРЕВА ДУТЬЕВОГО ВОЗДУХА ЭНЕРГОКОТЛА СЕТЕВОЙ ВОДОЙ

Возможным способом повышения эффективности и надёжности котлов ТЭС является предварительный подогрев дутьевого воздуха в калориферной установке (КУ). В качестве греющего агента в КУ предлагается использовать сетевую воду из обратного трубопровода, что позволит увеличить расход пара из отборов турбины на теплофикацию. В этом случае расход пара в конденсатор снизится, повысится выработка электрической энергии теплофикационным потоком пара и КПД электростанции.

Ниже приведены расчёты, которые подтверждают эффективность предложенного метода предварительного подогрева дутьевого воздуха энергокотлов. В качестве исходных данных расчёта были приняты электрическая мощность турбоустановки, продолжительность отопительного периода, расход сетевой воды, стоимость топлива, расход дутьевого воздуха, температурный график теплосети, энтальпии теплоносителей.

На рисунке 1 приведена принципиальная тепловая схема установки на примере Новокуйбышевской ТЭЦ-1.

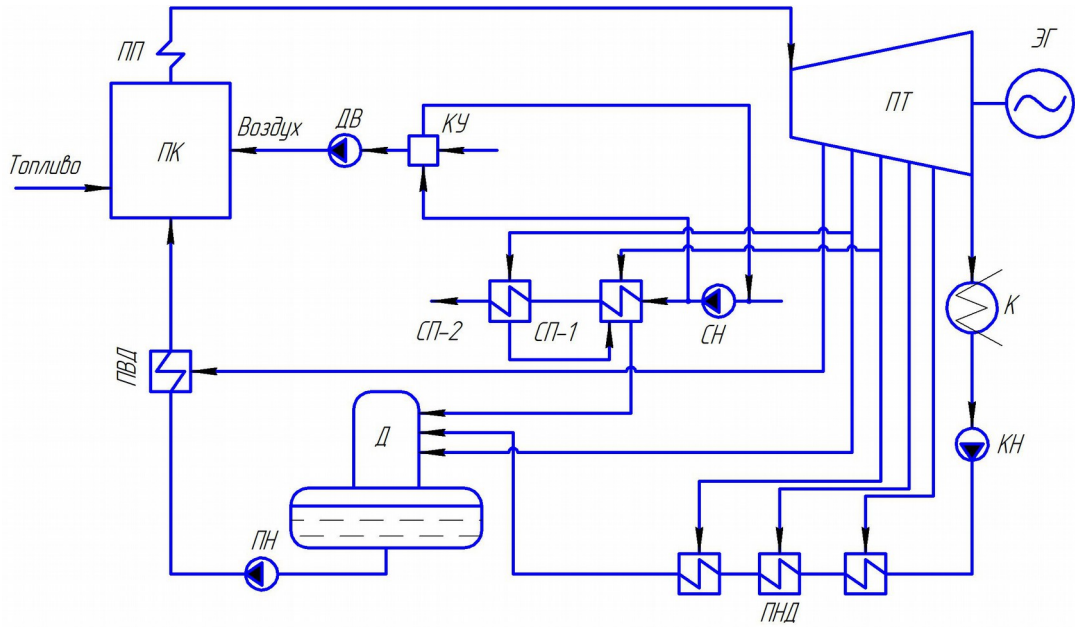

Рисунок 1. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ с предварительным подогревом дутьевого воздуха в калориферной установке сетевой водой из обратного трубопровода

Установка действует следующим образом. Пар, образующийся в паровом котле (ТП-170), поступает в паровую турбину (ПТ-25-90), которая имеет пять отборов пара. Отработавший в турбине пар поступает в конденсатор, где конденсируется. Турбинный конденсат конденсатным насосом направляется на регенеративные подогреватели низкого давления и в деаэратор, где происходит удаление агрессивных газов из воды. Деаэрированная вода питательным насосом подаётся на регенеративный подогреватель высокого давления и далее в котел [1, 2, 3].

Для осуществления процесса горения в паровой котёл подаётся природный газ и дутьевой воздух. В схеме предусмотрен предварительный подогрев дутьевого воздуха в калориферной установке, греющим агентом в которой является сетевая вода из обратного трубопровода теплосети, которая после прохождения калориферной установки возвращается в тракт и поступает на сетевые подогреватели. Конденсат греющего пара из СП-2 каскадно отводится в СП-1, а затем дренаж сетевых подогревателей отводится в деаэратор.

В таблице 1 приведены исходные данные для расчёта эффективности данной схемы.

Таблица 1. Исходные данные для расчёта тепловой схемы

Параметр	Обозначение	Числовое значение
Электрическая мощность, МВт	$N_Э$	25
Продолжительность отопительного периода, ч/год	n_T	4400
Расход сетевой воды (для одной КУ), т/ч	$G_{СВ}$	1000
Стоимость топлива, руб/т	$Ц_{УТ}$	3000
Расход дутьевого воздуха (для одного котла), м/с	$G_{ВОЗД}$	41,67
Температурный график, ºС	t_1/t_2	120/70
Энтальпия прямой сетевой воды, кДж/кг	$h_{СВ}^{П}$	503,7
Энтальпия обратной сетевой воды, кДж/кг	$h_{СВ}^{ОБ}$	293
Расход пара на первый сетевой подогреватель, т/ч	$D_{СП1}$	70
Расход пара на второй сетевой подогреватель, т/ч	$D_{СП2}$	25
Энтальпия пара на входе в СП-1, кДж/кг	$h_{СП1}$	2600
Энтальпия конденсата на выходе из СП-1, кДж/кг	$h'_{СП1}$	350
Энтальпия пара на входе в СП-2, кДж/кг	$h_{СП2}$	2690
Энтальпия конденсата на выходе из СП-2 ступени, кДж/кг	$h'_{СП2}$	430
Энтальпия пара на входе в конденсатор, кДж/кг	$h_К$	2200
Энтальпия конденсата на выходе из конденсатора, кДж/кг	$h'_К$	167,45

Используя уравнения теплового баланса [4, 5] для первого и второго сетевых подогревателей, составляется система уравнений (1) и (2), решением которой является расход сетевой воды – $G_{C.B.} = 1007$ т/ч и ее энтальпия на выходе из первого сетевого подогревателя – $h_{CB} = 448{,}564$ кДж/кг, определяется температура сетевой воды $t_{C.B.} = 106{,}95\ ^\circ C$.

$$G_{CB} \cdot \left(h_{CB} - h_{CB}^{OB}\right) = D_{CП1} \cdot \left(h_{CП1} - h'_{CП1}\right) + G_{CП2} \cdot \left(h'_{CП2} - h'_{CП1}\right); \quad (1)$$

$$G_{CB} \cdot \left(h_{CB}^{П} - h_{CB}\right) = D_{CП2} \cdot \left(h_{CП2} - h'_{CП2}\right). \quad (2)$$

Из уравнения теплового баланса (3) выводится формула для определения энтальпии сетевой воды на выходе из калориферой установки (4):

$$G_{CB} \cdot \left(h_{CB}^{OB} - h'^{OB}_{CB}\right) = G_{ВОЗД} \cdot c_{ВОЗД} \cdot \left(t_{ВОЗД} - t_{НАР.ВОЗД}\right); \quad (3)$$

$$h'^{OB}_{CB} = h_{CB}^{OB} - \frac{G_{ВОЗД} \cdot \rho_{ВОЗД} \cdot 3{,}6 \cdot c_{ВОЗД} \cdot \left(t_{ВОЗД} - t_{НАР.ВОЗД}\right)}{G_{CB}}. \quad (4)$$

Расчёт производился при температуре наружного воздуха в интервале от -30˚С до +5˚С через каждые 5˚С [6, 7].

Расходы пара из теплофикационных отборов турбины:

$$D_{CП1} = \frac{G_{CB} \cdot \left(h'_{CB} - h'^{OB}_{CB}\right) - G_{CП2} \cdot \left(h'_{CП2} - h'_{CП1}\right)}{\left(h_{CП1} - h'_{CП1}\right)}; \quad (5)$$

$$D_{CП2} = \frac{G_{CB} \cdot \left(h_{CB}^{П} - h_{CB}\right)}{\left(h_{CП2} - h'_{CП2}\right)}. \quad (6)$$

Расход пара в конденсатор рассчитывается по формуле [8]:

$$G_к = \frac{N_э}{(h_к - h'_к) \cdot \eta_м \cdot \eta_{эг}} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{ip}} - 1\right), \quad (7)$$

из которой определяется внутренний абсолютный КПД турбины

$$\eta_i = \frac{1}{\left(\frac{D_к \cdot (h_к - h'_к) \cdot \eta_м \cdot \eta_{эг}}{N_э} + 1\right) \cdot} \quad (8)$$

На основании формулы (8) вычисляется разница КПД турбоустановки при использовании калорифера и без его использования (9):

$$\Delta\eta_i = \frac{1}{(\frac{G_к \cdot (h_к - h'_к) \cdot \eta_м \cdot \eta_{эг}}{N_э} + 1)} - \frac{1}{(\frac{G_к^H \cdot (h_к - h'_к) \cdot \eta_м \cdot \eta_{эг}}{N_э} + 1)} \quad (9)$$

Удельный расход условного топлива [1, 9]:

$$b_y = \frac{123}{\eta_c^{бр}} = \frac{123}{\eta_{к.у.} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_i \cdot \eta_г \cdot \eta_м} \quad (10)$$

Экономия топлива в денежном выражении (млн. рублей/год) [10, 11]:

$$\Delta S_T = \Delta b_y \cdot N_Э \cdot n_T \cdot Ц_{УТ} \quad (11)$$

Результаты расчётов сведены в таблицу 2.

Таблица 2. Результаты расчётов энергетической эффективности Новокуйбышевской ТЭЦ-1 за счет предварительного подогрева дутьевого воздуха энергетического котла сетевой водой из обратного трубопровода

Параметр	Числовое значение расчетного параметра при температуре наружного воздуха							
	-30℃	-25℃	-20℃	-15℃	-10℃	-5℃	0℃	+5℃
Энтальпия сетевой воды после калориферной установки, кДж/кг	279,84	281,24	282,52	283,75	284,93	286,1	287,2	288,25
Температура сетевой воды после калориферной установки, ℃	106,13	106,22	106,3	106,34	106,45	106,52	106,6	106,65
Расход пара из отбора турбины на СП-1, т/ч	73,9	73,44	73,02	72,61	72,23	71,84	71,47	71,13
Расход пара из отбора турбины на СП-2, т/ч	26,17	26,01	25,86	25,71	25,57	25,44	25,31	25,19
Увеличение КПД турбины при использовании калориферной установки, %	4,7	4,0	3,5	2,9	2,4	2,0	1,5	1,1
Экономия топлива, млн. руб/год	15,29	13,52	11,68	10,11	8,49	6,82	5,45	3,69

Выводы:

1. В статье приведён один из способов увеличения эффективности тепловой электрической станции, заключающийся в предварительном

подогреве дутьевого воздуха котельного агрегата ТП-170 в калориферной установке. Греющий агент - сетевая вода из обратного трубопровода.

2. Согласно расчётам, при использовании обратной сетевой воды (расход сетевой воды через калориферную установку – 1007 т/ч) для предварительного подогрева воздуха до 30 ºС наблюдается повышение КПД турбины, в среднем в течение отопительного периода на 2,65 %. Экономия топлива в денежном выражении в среднем за отопительный период составляет 9,3 млн. руб/год.

Список литературы:

1. Кудинов А.А. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование: Учебное пособие для вузов. М.: ИНФРА-М, 2014. 325 с.

2. Бойко, Е. А. Тепловые электрические станции (расчет и проектирование рекуперативных теплообменных аппаратов ТЭС): Учебное пособие/ Е. А. Бойко. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. 92 с.

3. Патент 2148206 Российская Федерация. МПК[7] F 22 B 33/18. Котельная установка / А.А. Кудинов; заявитель и патентообладатель Ульян. гос. техн. ун-т. – № 98112406/06; заявл. 24/06/1998; опубл. 27.04.2000, Бюл. № 12. – 8 с.

4. Тепловой расчет котлов (нормативный метод) 3-е изд., доп. и перераб. - СПб.: НПО ЦКТИ, 1998. 256 с.

5. Кудинов А.А. Строительная теплофизика: Учеб. пособие для вузов. М.: ИНФРА-М 2013. 262 с.

6. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Издательство МЭИ, 2001. 472 с.

7. Кудинов А.А., Зиганшина С.К. Основы централизованного теплоснабжения: Учебное пособие. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2015. 176 с.

8. Костюк А.Г., Трухний А.Д. Турбины тепловых и атомных электрических станций: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп.– М.: Издательство МЭИ, 2001. – 488 с.

9. Кудинов А.А., Зиганшина С.К. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. М.: Машиностроение, 2011. 374 с.

10. Кудинов А.А., Зиганшина С.К. Парогазовые установки тепловых электрических станций: Учеб. пособие для вузов. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2014. 210 с.

11. Кудинов А.А., Зиганшина С.К. Охлаждение продуктов сгорания природного газа в конденсационных теплоутилизаторах // Промышленная энергетика. 2010. № 4. С. 39-43.