

Эффективность паротурбинных электростанций с закритическими параметрами пара при использовании трех промежуточных перегревов

Хлебалин Ю. М., доктор техн. наук

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю. А.

Рассмотрена эффективность использования тройного промежуточного перегрева пара на паротурбинных электростанциях. Выполнены технико-экономические расчеты электростанции с турбиной К-550-30-600/600/595/595 с тройным перегревом по методике ОГРЭС.

Ключевые слова: тепловая электростанция, турбина с тройным промежуточным перегревом пара, расчет эффективности, метод ОГРЭС.

Повышение эффективности паротурбинных электростанций возможно за счет увеличения единичной мощности установок и начальных параметров пара, введения промежуточного перегрева (промперегрева) пара и регенеративного подогрева питательной воды, снижения вакуума в конденсаторах турбин с применением ступенчатого подогрева сетевой воды для теплоснабжения. На КЭС и ТЭС используют газовый промперегрев пара, на АЭС — паровой перегрев с целью уменьшения влажности пара в последних ступенях турбин и повышения эффективности станций.

Увеличить экономию топлива в результате промперегрева можно при двойном и тройном перегреве. Если первый перегрев дает экономию топлива на КЭС до 4–5 %, то второй — 1–1,5 %, а третий — 0,5 %. Поэтому дополнительные капиталовложения в третий промперегрев с увеличением гидравлических сопротивлений в трубах могут не окупиться экономией топлива. В настоящее время более двух промперегрева пара на КЭС не применяют [1].

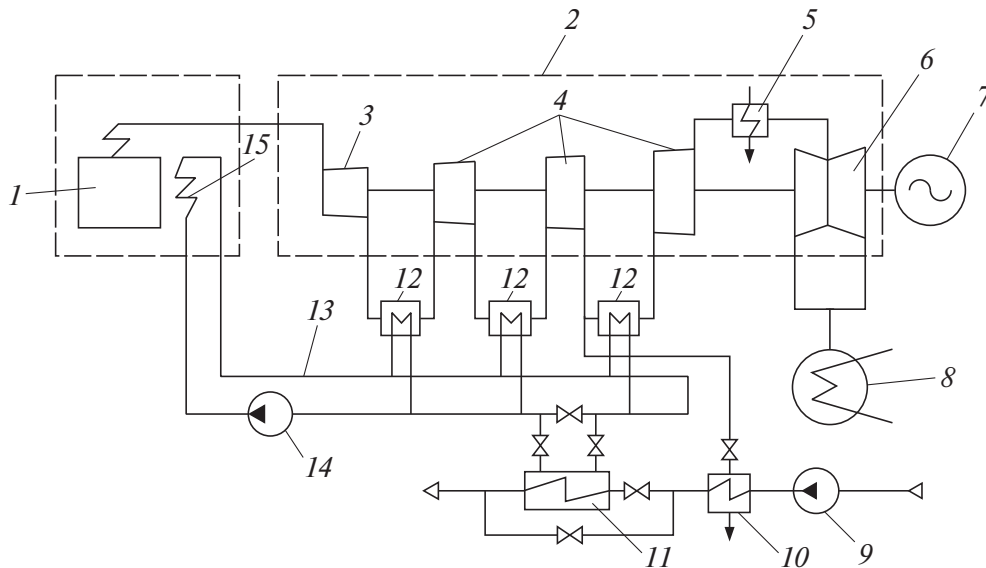
На ТЭС промперегрев пара менее эффективен, чем на КЭС. Он обеспечивает экономию топлива только при относительно низких давлениях регулируемых отборов пара. Так, на отопительных ТЭС (давление пара в отборе турбин $P_{отб} = 0,05 \div 0,25$ МПа) экономия топлива от промперегрева в 2 раза ниже, чем на КЭС той же мощности. На промышленных ТЭС, у которых давление отборного пара выше ($P_{отб} = 0,7 \div 1,5$ МПа), как правило, экономия топлива от введения промперегрева оказывается отрицательной.

В данной статье исследуется эффективность тройного промперегрева пара на КЭС с суперкритическими параметрами и отпуском теплоты в систему теплоснабжения. Тепловая схема энергоблока КЭС приведена на рисунке. Из котлоагрегата 1 свежий пар поступает

в турбину 2 типа К-550-30-600/600/595/595, состоящую из части высокого давления 3 (ЧВД) и трех частей среднего давления 4 (ЧСД-1, ЧСД-2, ЧСД-3), охладителя перегретого пара 5 и двухпоточной части низкого давления 6 (ЧНД), электрогенератора 7 и конденсатора 8.

Начальные параметры пара: $P_0 = 30$ МПа, $t_0 = 600$ °С; параметры промежуточного перегрева: первого $P'_{пп} = 5,5$ МПа, $t'_{пп} = 600$ °С, второго — $P''_{пп} = 0,957$ МПа, $t''_{пп} = 595$ °С, третьего — $P'''_{пп} = 0,249$ МПа, $t'''_{пп} = 595$ °С. Давление пара в конденсаторе $P_k = 0,0035$ МПа, температура питательной воды $t_{п.в} = 302$ °С. Расчетный КПД КЭС с тройным промперегревом составил 52 % с отпуском теплоты потребителю. В схеме турбины имеется нерегулируемый отбор пара из ЧСД-2 с параметрами $P_T = 0,249$ МПа, $t_T = 350$ °С для нагрева сетевой воды в подогревателе 10 (ОСП) типа ПСВ-500-3-23 с расходом воды 1500 т/ч. Тепловая нагрузка $Q_T = 54$ МВт, температурный график сети — 115/60 °С [2].

Паротурбинная электростанция оснащена дополнительным сетевым подогревателем 11 (ДСП), в котором сетевая вода, подаваемая насосом 9, нагревается теплоносителем промежуточного контура 13, что приводит к увеличению маневренности энергоблока и повышению КПД цикла. Маневренность энергоблока достигается путем отключения ОСП с уменьшением электрической нагрузки в ночное время и переводом отпуска теплоты от ДСП [3]. В качестве теплоносителя контура 13 могут быть использованы пар (паро-паровой перегрев аналогично АЭС с реакторами ВВЭР [4]), газ (например, воздушный перегрев пара [5]) или расплав металла (как на АЭС с реакторами на быстрых нейтронах [1]). Перегрев теплоносителя контура 13 до заданной температуры происходит в подогревателе 15 котлоагрегата 1.



Тепловая схема энергоблока КЭС:

1 — котел; 2 — турбина; 3 — часть высокого давления (ЧВД); 4 — части среднего давления (ЧСД-1, ЧСД-2, ЧСД-3); 5 — охладитель пара; 6 — часть низкого давления (ЧНД); 7 — электрогенератор; 8 — конденсатор; 9 — сетевой насос; 10 — основной сетевой подогреватель (ОСП); 11 — дополнительный сетевой подогреватель (ДСП); 12 — паро-паровые теплообменники; 13 — промежуточный контур перегрева пара котла и турбины; 14 — нагнетатель (компрессор, насос); 15 — пароперегреватель котла промежуточного контура

Для паровых котлов на суперсверхкритические параметры пара требуются высокопрочные материалы на никелевой основе с различными добавками для труб свежего пара и труб промежуточных перегревателей [6]. В то же время схема промперегрева пара на электростанциях в зависимости от количества перегревов требует увеличения числа труб от котла до турбины, например, при трехкратном перегреве минимальное число труб равно шести (диаметр — до 1 м и более). Предложенная схема электростанции с промежуточным контуром 13 и паро-паровыми теплообменниками 12 позволяет резко сократить число труб промперегрева (до двух) с уменьшением в них гидравлических сопротивлений [3].

Конструкция паро-паровых теплообменников при высоком коэффициенте теплопередачи обеспечивает улучшение теплообмена и компактности подогревателей. Теплообменники можно установить непосредственно у турбины. Капитальные затраты на теплообменники не превышают стоимости подогревателей высокого давления питательной воды.

При принятых давлениях перегрева пара на КЭС [2] установка ЧСД-3 для тройного перегрева приводит к перегреву пара на входе в ЧНД-6. Для устранения потерь от перегрева пара после ЧСД-3 предусматривается охладитель пара 5, в котором перегретый пар охлаждается питательной или сетевой водой. На

датской ТЭЦ с начальными параметрами пара $P_0 = 28,5$ МПа и $t_0 = 580/580/580$ °С при давлениях промперегрева пара $P'_{пп} = 7,7$ МПа, $P''_{пп} = 2,1$ МПа с внедрением третьего перегрева можно отказаться от установки охладителя пара [7]. При увеличении начальных параметров пара на КЭС до $P_0 = 40$ МПа и $t_0 = 700/700/700$ °С при давлениях промперегрева $P'_{пп} = 7$ МПа и $P''_{пп} = 1$ МПа достигается максимальное значение электрического КПД 50,5 % [8].

Таким образом, рассматриваемая тепловая схема станции отличается более высокими экономичностью и маневренностью и имеет следующие преимущества:

повышение экономичности станции путем использования трехступенчатого перегрева пара в теплообменниках 12 турбины и уменьшения влажности пара в ступенях ЧНД 6 с нагревом сетевой воды в ДСП теплоносителем промежуточного контура 13;

увеличение маневренности электростанции при снижении электрической нагрузки в ночное время за счет нагрева сетевой воды в ДСП теплоносителем промконтура при уменьшении (отключении) расхода пара на ОСП из теплофикационного отбора турбины;

сокращение капитальных затрат на строительство электростанции по сравнению с действующими ТЭС с одним и двойным промперегревами пара в результате уменьшения поверхности нагрева пароперегревателей

в котлоагрегате и количества труб пароперегревателей, а также снижения гидравлических сопротивлений промконтура с повышением КПД цикла электростанции;

повышение эффективности станции при снижении эксплуатационных издержек и капиталовложений в результате замены пикового водогрейного котла на ДСП промконтура.

К недостаткам схемы следует отнести:

увеличение капиталовложений в ЧСД-3 третьего промперегрева турбины и числа теплообменников промконтура;

установка дополнительного пароводяного охладителя 5 с целью устранения перегрева пара в ЧНД 6;

необходимость оптимизации основных параметров промежуточного перегрева и выбора теплоносителя промежуточного контура.

В ходе исследований выполнен приближенный расчет технико-экономических показателей для энергоблока КЭС с тремя промперегревами пара методом ОРГРЭС для условного топлива. Все необходимые данные приняты по расчетным показателям для тепловой схемы турбины с двойным промперегревом пара [2].

Расход пара на турбину с отпуском теплоты потребителям

$$D_0 = K_p \left(\frac{N_э \cdot 10^3}{H_t \eta_m \eta_g} + y_T D_T \right), \quad (1)$$

где K_p — коэффициент регенерации; $N_э$ — электрическая мощность турбины; H_t — используемый теплоперепад в турбине; η_m и η_g — механический КПД и КПД электрогенератора; y_T — коэффициент недовыработки электроэнергии отборным паром; D_T — расход пара теплофикационного отбора (ТО).

Расход пара на сетевой подогреватель ТО

$$D_T = \frac{Q_T \cdot 10^3}{(h_6 - h_{к6}) \eta_{п}}, \quad (2)$$

где Q_T — расчетная тепловая нагрузка; h_6 и $h_{к6}$ — энтальпии пара и конденсата теплофикационного отбора; $\eta_{п}$ — коэффициент потерь сетевого подогревателя.

Принимая $Q_T = 54$ МВт, $h_6 = 3230$ кДж/кг, $h_{к6} = 532$ кДж/кг, $\eta_{п} = 0,98$, получаем $D_T = 20,2$ кг/с.

Коэффициент недовыработки электроэнергии отборным паром

$$y_T = \frac{h_6 - h_k}{h_0 - h_k + \Delta h_1 + \Delta h_2 + \Delta h_3}, \quad (3)$$

где h_0 и h_k — энтальпии свежего пара и пара, проходящего в конденсатор турбины; Δh_1 , Δh_2 , Δh_3 — увеличения теплоперепада первого, второго и третьего промперегрева (определяются как разность энтальпий пара после и до промперегрева).

Принимая по $h-s$ -диаграмме расширения пара в турбине $h_0 = 3440$ кДж/кг, $h_k = 2600$ кДж/кг, $\Delta h_1 = 650$ кДж/кг, $\Delta h_2 = 550$ кДж/кг, $\Delta h_3 = 500$ кДж/кг, получаем $y_T = 0,256$.

Расход пара на турбину D_0 при $K_p = 1,34$, $N_э = 550$ МВт, $H_t = 2540$ кДж/кг, $D_T = 20,2$ кг/с, $y_T = 0,256$, рассчитанный по формуле (1), составляет 303 кг/с.

Расход теплоты котлоагрегата вычисляем из выражения

$$Q_{ка} = D_0(h_0 - h_{п.в}) + D_{п1}\Delta h_1 + D_{п2}\Delta h_2 + D_{п3}\Delta h_3, \quad (4)$$

где $D_{п1} = D_0 - D_1 - D_2$, $D_{п2} = D_{п1} - D_3 - D_4$ и $D_{п3} = D_{п2} - D_6$ — расход пара первого, второго и третьего промперегрева; D_1 , D_2 и D_3 — расходы пара на регенеративные подогреватели; $h_{п.в}$ — энтальпия питательной воды.

Подставляя в выражение (4) $D_1 = 21,96$ кг/с, $D_2 = 40,95$ кг/с, $D_3 = 22,98$ кг/с, $D_4 = 13,24$ кг/с, $D_6 = 10,31$ кг/с, $h_0 = 3440$ кДж/кг, $h_{п.в} = 1326$ кДж/кг, $\Delta h_1 = 650$ кДж/кг, $\Delta h_2 = 550$ кДж/кг, $\Delta h_3 = 500$ кДж/кг, получаем $Q_{ка} = 1003,48$ МВт.

Расход сжигаемого топлива в котлоагрегате

$$B = \frac{Q_{ка} \cdot 10^3}{\eta_{ка} Q_H^p}, \quad (5)$$

где $\eta_{ка}$ — КПД котлоагрегата; Q_H^p — низшая теплота сгорания условного топлива.

При $Q_{ка} = 1003,48$ МВт, $\eta_{ка} = 0,936$, $Q_H^p = 29\,330$ кДж/кг имеем $B = 36,55$ кг/с.

С учетом тепловых потерь при транспорте пара от котла до турбины и утечек теплоты в тепловой схеме ($\eta_{т.п} = 0,97$) расход теплоты на выработку электроэнергии

$$Q_э = Q_{ка} \eta_{т.п} - Q_T = 1003,48 \cdot 0,97 - 54 = 919,37 \text{ МВт.}$$

Дополнительная экономия топлива при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_э = Q_T (1 - \xi_T).$$

Коэффициент ценности теплоты нерегулируемого отбора на теплофикацию

$$\xi_T = y_T \left(1 + K_c \frac{h_0 - h_6 + \Delta h_1 + \Delta h_2 + \Delta h_3}{h_0 - h_k + \Delta h_1 + \Delta h_2 + \Delta h_3} \right). \quad (6)$$

Принимая схемный коэффициент $K_c = 0,44$, $y_T = 0,256$ и соответствующие значения энтальпии пара h_0 , h_6 , Δh_1 , Δh_2 , Δh_3 , имеем $\xi_T = 0,3397$, откуда

$$\Delta Q_3 = 54(1 - 0,3397) = 35,656 \text{ МВт.}$$

Коэффициент, учитывающий долю расхода топлива на производство электроэнергии, рассчитываем по формуле

$$K_3 = \frac{Q_3 + \Delta Q_3}{Q_3 + \Delta Q_3 + Q_T}. \quad (7)$$

Подставив $Q_3 = 919,37$ МВт, $\Delta Q_3 = 35,656$ МВт и $Q_T = 54$ МВт в формулу (7), получим $K_3 = 0,946$. При этом расходы топлива на производство электроэнергии и теплоты составят:

$$B_3 = BK_3 = 36,55 \cdot 0,946 = 34,576 \text{ кг/с;}$$

$$B_T = B - B_3 = 36,55 - 34,576 = 1,974 \text{ кг/с.}$$

Коэффициент полезного действия КЭС по производству электроэнергии η_3 и удельные расходы топлива на выработку энергоносителей b_3 и b_T определяются из выражений:

$$\eta_3 = \frac{N_3(1 - \mathcal{E}_{с.н})}{B_3 Q_H^p} = 0,5206; \quad (8)$$

$$b_3 = 0,123/\eta_3 = 0,236 \text{ кг/(кВт} \cdot \text{ч);} \quad (9)$$

$$b_T = B_T \cdot 10^3 / Q_T = 36,55 \text{ кг/ГДж,} \quad (10)$$

где $\mathcal{E}_{с.н}$ — доля расхода электроэнергии на собственные нужды КЭС (принята равной 4 %).

Эффективность внедрения на станциях третьего промперегрева пара по сравнению с двойным перегревом [2] оценивается повышением электрического КПД η_3 и снижением удельного расхода топлива на производство электроэнергии b_3 на 9 %, а по удельному расходу топлива на теплоту b_T — на 1,32 % в связи с малым отпуском теплоты в систему теплоснабжения.

Экономия топлива при комбинированном производстве электроэнергии и теплоты на энергоблоке с турбиной К-550-30-600/600/595/595 с тройным промперегревом по сравнению с отдельной схемой выработки электроэнергии

на замещенной КЭС, а теплоты — в районной котельной (РК) определим по формуле [9]

$$\Delta B = \mathcal{E}_T(b_{КЭС} - b_{э.о}) + Q_T(b_{РК} - b_{т.о}) - \Delta B_{пот}, \quad (11)$$

где \mathcal{E}_T и Q_T — годовой отпуск электроэнергии и теплоты от электростанции, МВт · ч/год; $b_{КЭС}$ и $b_{э.о}$ — годовые удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии от КЭС и турбины К-550-30-600, кг/(кВт · ч); $b_{РК}$ и $b_{т.о}$ — годовые удельные расходы топлива на отпуск теплоты от РК и турбины К-550-30-600, кг/ГДж; $\Delta B_{пот}$ — потери условного топлива при транспорте продукции по тепловым и электрическим сетям, т/год.

Годовое количество отпущенной электроэнергии от КЭС с тройным промперегревом пара при числе часов использования установленной электрической мощности $\tau_{и}^3 = 6000$ ч/год

$$\mathcal{E}_T = N_3 \tau_{и}^3 = 550 \cdot 10^3 \cdot 6000 = 3300 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Годовой отпуск теплоты от станции при числе часов использования установленной тепловой мощности $\tau_{и}^T = 4000$ ч/год

$$Q_T = Q_T^p \tau_{и}^T \text{ Гкал/год.}$$

Приняв удельный расход условного топлива по электроэнергии от замещаемой КЭС $b_{КЭС} = 0,315$ кг/(кВт · ч) и удельный расход топлива по отпуску теплоты от РК $b_{РК} = 180$ кг/Гкал, получим экономию топлива в комбинированной схеме КЭС с турбиной К-550-30-600/600/595/595 по сравнению с отдельной схемой (КЭС + РК): $\Delta B = 3300 \times 10^6(0,315 - 0,236) + 251,208 \cdot 10^3(180 - 36,55 \times 4,19) = 260,7 \cdot 10^6 + 3846,99 \cdot 10^3 = 264,547 \times 10^3$ т/год.

С учетом потерь в тепловых и электрических сетях в размере 10 % от экономии топлива ΔB получим системную экономию условного топлива $\Delta B_c = 138,092 \cdot 10^3$ т/год.

Выводы

1. Изготовление энергоблоков с турбинами типа К-550-30-600/600/595/595 с тройным промперегревом пара — актуальное направление повышения эффективности и маневренности новых электростанций с суперсверхкритическими параметрами пара.

2. Эффективность электростанций на за- критические параметры пара с тремя промпе- регревами с турбиной К-550-30-600/600/595/595 позволяет повысить электрический КПД до 52 % и снизить удельные расходы условного топлива на производство электроэнергии до $b_{\text{э}} = 0,236$ кг/(кВт·ч), а по отпуску теплоты — до $b_{\text{т}} = 36,55$ кг/ГДж.

3. Техничко-экономические расчеты эконо- мии топлива при комбинированной и раз- дельной схемах, выполненные по методике ОРГРЭС, свидетельствуют о высокой рента- бельности энергоблока К-550-30-600/600/595/595 с тройным промперегревом пара.

Список литературы

1. **Андрющенко А. И.** Основы термодинамики циклов теплоэнергетических установок. — М.: Высшая школа, 1988.
2. **Дорохов Е. В., Седлов А. С., Федоров М. В.** Расчетные показатели тепловой схемы турбоустановки с суперкритическими параметрами и двумя промежу- точными перегревами. — Электрические станции, 2007, № 7.
3. **Пат. 2432468 (RU) С1 МПК F01K 7/34.** Способ ра- боты паротурбинной теплоэлектроцентрали и уст- ройство для его осуществления / Ю. М. Хлебалин. — Полезные модели. Изобретения, 2011, № 30.
4. **Рыжкин В. Я.** Тепловые электрические станции. — М.: Энергоатомиздат, 1987.
5. **Хлебалин Ю. М.** Воздушный промежуточный пере- грев пара на промышленных ТЭЦ. — Промышлен- ная энергетика, 2000, № 3.
6. **Вихрев Ю. В.** Разработка и исследования новых конструкционных материалов для перспективных пылеугольных энергоблоков на ультрасверхкритиче- ские параметры пара. — Энергетик, 2011, № 8.
7. **Трояновский Б. М.** Паровые турбины концерна GEC-ALSTHOM. — Теплоэнергетика, 1998, № 8.
8. **Анализ параметров и тепловых схем энергоблоков на давление 40 МПа / А. В. Мошкарин, Д. В. Алек- сеев, А. В. Полежаев, Е. В. Полежаев.** — Теплоэнер- гетика, 2005, № 10.
9. **Хлебалин Ю. М.** Эффективность применения про- межуточного перегрева пара на отопительных ТЭЦ. — Промышленная энергетика, 2011, № 7.

termo@sstu.ru