

УДК 621.311.22:697.34-531.9

Недвигин В.Н. (асп., каф. АиТЭУ), Костюк Р.И. к.т.н..

РАЗГРУЗКА ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ АГРЕГАТОВ С ПРОМЕЖУТОЧНЫМ ПЕРЕГРЕВОМ ПАРА ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАРООХЛАДИТЕЛЕЙ

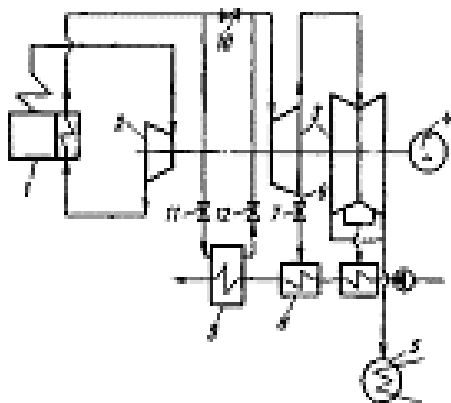


Рис. 1 Принципиальная схема ТЭЦ с пароохладителем

В настоящее время и на перспективу при отсутствии инвестиций на создание нового оборудования в энергетике важна разработка малозатратных способов повышения экономичности и маневренности ТЭЦ.

Известно, что введение промежуточного перегрева пара на ТЭЦ с промышленными отборами снижает эффективность и ухудшает маневренность электростанции, в то время как для отопительных ТЭЦ промперегрев позволяет экономить примерно 2 % топлива и имеются действующие энергоблоки с турбинами Т-180-130 и Т-250-240, на которых используется промежуточный перегрев пара.

Рассмотрим способ, позволяющий использовать пароохладители на ТЭЦ для повышения маневренности и экономичности работы паротурбинного оборудования станции при постоянной тепловой нагрузке.

Схема ТЭЦ с пароохладителем после сетевых подогревателей для турбины Т-180-130 показана на рис. 1 и реализуется следующим образом.

Разгрузка по электрической мощности турбины ТЭЦ в ночное время при заданном максимальном отпуске теплоты потребителям производится снижением выработки электрической энергии паром теплофикационного отбора при дополнительном нагреве сетевой воды в ПО за счет охлаждения перегретого в пароперегревателе котла потока пара, направляемого в части среднего и низкого давления турбины.

При разгрузке энергоблока уменьшают подачу пара от котла 1 на турбину 2, снижая электрическую нагрузку на генератор 4.

При постоянном пропуске пара в конденсатор 5 турбины уменьшают теплофикационный отбор 6, прикрывая задвижку 7 на сетевой подогреватель 8, снижая температуру сетевой воды.

Для нагрева сетевой воды до требуемых параметров в ПО 9 направляют перегретый пар из вторичного пароперегревателя котла 1, закрывая задвижку 10 и открывая задвижки 11, 12. Пар, проходя через ПО 9, отдает теплоту перегрева сетевой воде, затем направляется в турбину 3, где совершается процесс расширения пара уже без промперегрева пара (0, 2, 6, k рис. 2). В этом случае произойдет дополнительное снижение электрической мощности и уменьшение эффективности работы энергоблока на 2 % из-за охлаждения пара после промперегрева (2, 0, 2, 2', 6', k') в части среднего и низкого давления турбины 3, а также от снижения $\eta_{\text{чнд}}^{\text{т}}_{\text{oi}}$ турбины из-за увеличения влажности пара.

Предложенный способ работы теплофикационной турбины с промперегревом может быть реализован на действующих ТЭЦ для турбин Т-180-130 в период капитального ремонта, а также для вновь проектируемых ТЭЦ на докритические параметры с промперегревом пара.

Ниже приводится способ оценки снижения мощности турбины.

Для технико-экономического обоснования рассмотренного способа повышения маневренности ТЭЦ, как пример, была принята ТЭЦ с промперегревом, с турбиной Т-180-130, работающая в энергосистеме.

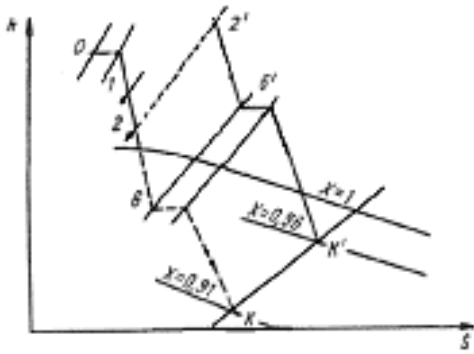


Рис. 2 Процесс расширения пара в турбине

По техническим данным расход острого пара на турбину Т-180-130 составляет 186 кг/с, при начальных параметрах $P_0 = 12,7$ МПа, $t_0 = 540$ °С. Суммарный расход пара на регенеративные подогреватели питательной воды в часть высокого давления турбины равен 17 кг/с. Тогда теплота затраченная на перегрев пара в промежуточном пароперегревателе котла, составит

$$\Delta Q_{III} = (D_0 - \sum D_{ЧВД}) \cdot (h_2' - h_2), \quad (1)$$

где D_0 – расход острого пара от котла, кг/с;

$\sum D_{ЧВД}$ – суммарный расход пара с 1-го и 2-го отборов ЦВД на регенеративные подогреватели ПВД №7

и ПВД №6, кг/с;

h_2', h_2 – энтальпия пара после и до промперегревателя, кДж/кг.

При $D_0 = 186$ кг/с, $\sum D_{ЧВД} = 17$ кг/с, $h_2' = 3554$ кДж/кг, $h_2 = 3120$ кДж/кг имеем $\Delta Q_{III} = 73,346$ МВт.

Эта теплота в ПО передается сетевой воде и в результате будет уменьшен расход пара на сетевой подогреватель

$$\Delta D_{СП} = \Delta Q_{III} / (h_0 - h_{к6}) \eta_{II}, \quad (2)$$

где $h_0, h_{к6}$ – энтальпия пара и конденсата теплофикационного отбора, кДж/кг;

η_{II} – КПД, учитывающий потери теплоты в окружающую среду.

При значениях $h_0 = 2600$ кДж/кг, $h_{к6} = 440$ кДж/кг, $\eta_{II} = 0,98$ имеем $\Delta D_{СП} = 34,65$ кг/с.

При снижении расхода пара теплофикационного отбора на $\Delta D_{СП}$ разгружаемая мощность энергоблока определится из выражения

$$\Delta N = \Delta D_{СП} (h_0 - h_6) \eta_{MG}, \quad (3)$$

где h_0 – энтальпия острого пара, кДж/кг; η_{MG} – КПД механический и генератора.

При значениях $h_0 = 3500$ кДж/кг, $\eta_{MG} = 0,98$, имеем $\Delta N = 30,56$ МВт.

В предложенном способе оценки снижения мощности не учитывается, что при уменьшении расхода свежего пара на турбину на величину $\Delta D_{СП}$ также уменьшится теплота затраченная на промперегрев пара. Для полной оценки величины $\Delta D_{СП}$ необходимо решить систему уравнений:

$$\Delta Q_{III} = (D_0 - \sum D_{ЧВД} - \Delta D_{СП}) \cdot (h_2' - h_2); \quad \Delta D_{СП} = \Delta Q_{III} / (h_0 - h_{к6}) \eta_{II} \quad (5)$$

В результате расход пара на сетевой подогреватель $\Delta D_{СП}$ будет уменьшен всего на 28,8 кг/с, при $\Delta Q_{III} = 60,9$ МВт.

При данных результатах уменьшение мощности ТУ составит 25,4 МВт, вместо 30,56 МВт.

Данный способ разгрузки ухудшает экономичность данной ТУ, вследствие уменьшения выработки электроэнергии на тепловом потреблении. В трудах Безлепкина В.П. и Михайлова С.Я. приведены испытания и анализ турбины Т-180-130 при сниженной температуре вторичного перегрева пара. Как показал анализ при снижении температуры на 100 К процесс расширения заканчивается в области влажного пара. Этот режим не рекомендуется к практическому применению. В предложенном же способе снижение температуры вторичного перегрева пара составило 190 К. В том же источнике указывается, что разрешенная заводом величина снижения вторичного перегрева пара зависит от давления в верхнем сетевом подогревателе и определяется условием окончания процесса расширения пара до пограничной прямой.

Данную проблему возможно решить, если дополнительный подогрев сетевой воды осуществлять не после сетевых подогревателей, а до них, вызывая тем самым повышение параметров в теплофикационных отборах.

Во-первых, это должно привести к увеличению выработки электроэнергии на тепловом потреблении и увеличить параметры пара в теплофикационных отборах, что уменьшит расход пара на турбину и срабатываемый ею теплоперепад.

Во-вторых, уменьшится расход пара на регенерацию из-за увеличения температуры конденсата в сетевых подогревателях, который сбрасывается в линию основного конденсата. Из приведенных данных следует, что использование способа переменной температуры вторичного перегретого пара на энергоблоках с турбинами Т-180-130, Т-250-240 не должно приводить к снижению их надежности.