

УДК 621.165; 621.311.22

**А. Л. ШУБЕНКО**, чл.-корр. НАНУ; проф.; зав. отд. ИПМаш НАНУ, Харьков;  
**О. А. БАБЕНКО**, канд. техн. наук; н.с. ИПМаш НАНУ, Харьков;  
**В. Н. ГОЛОЩАПОВ**, канд. техн. наук; с.н.с. ИПМаш НАНУ, Харьков;  
**А. Ю. КОЗЛОКОВ**, канд. техн. наук; гл. инж. ПАО «Харьковская ТЭЦ-5»,  
 пос. Подворки, Дергачевский р-н, Харьковская обл.

## РАЦИОНАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ УСТАНОВКЕ ТУРБИНЫ Т-100/120-130

В работе решена важная научно-техническая задача повышения эффективности эксплуатации теплофикационных турбин ТЭЦ. Показано, что рациональное распределение тепловой нагрузки между подогревателями сетевой воды нижней и верхней ступеней в зависимости от температуры наружного воздуха позволяет выработать дополнительную электрическую мощность при сохранении режима работы энергоблока.

**Ключевые слова:** теплоэлектроцентраль, теплофикационная турбина, сетевой подогреватель, тепловая нагрузка, электрическая мощность.

**Введение.** Экономия первичных энергоресурсов, которая является основой энергосбережения, достигается как путем повышения эффективности преобразования энергии у производителя – это, прежде всего, электростанции всех видов, так и у потребителя. Вопросы энергосбережения на ТЭЦ сопряжены с эффективным производством электрической и тепловой энергии, которое находится в полной взаимозависимости: при теплофикационных режимах работы турбоустановок увеличение отпуска тепловой энергии потребителям влечет за собой снижение производства электрической энергии.

В то же время работа теплофикационной установки турбины определяется Инструкцией по эксплуатации турбины [1] и не всегда является оптимальной.

На рис. 1 приведена принципиальная схема двухступенчатой теплофикационной установки, которая используется на многих типах теплофикационных турбин (Т-50/60-130, Т-100/120-130, Т-180/210-130 и Т-250/300-240 [2]), находящихся в эксплуатации на ТЭЦ различной мощности, и, в основном, планируется для вновь создаваемых теплофикационных установок.

**Цель** данного исследования – проанализировать работу теплофикационной двухступенчатой установки (ТФУ) на примере турбоустановки Т-100/120-130 Уральского турбинного завода (на ТЭЦ Украины эксплуатируются 6 энергоблоков с турбинами данного типа), рассмотреть режимы работы ТФУ, отвечающие требованиям Инструкции [1], согласно которой распределение тепловой энергии производится поровну между сетевыми подогревателями нижней ПС-1 и

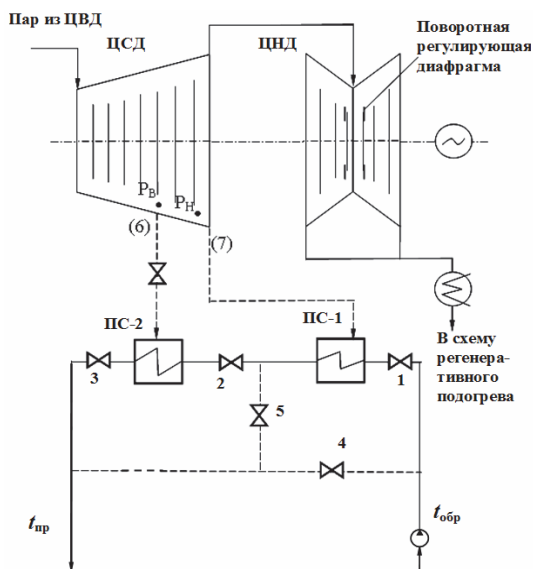


Рис. 1 – Принципиальная схема теплофикационной турбоустановки Т-100/120-130: 1–5 – задвижки; (6)–(7) – отборы пара

© А.Л. Шубенко, О.А. Бабенко, В.Н. Голощاپов, А.Ю. Козлоков, 2014

верхней ПС-2 ступеней и определить рациональные режимы эксплуатации турбины при работе только сетевого подогревателя нижней ступени. При этом следует учесть, что на режимы эксплуатации турбины и ТФУ значительно влияет температура наружного воздуха и расход сетевой воды.

Расход тепловой энергии при работе теплофикационной турбины определяется температурным графиком, задаваемым Потребителем (в условиях города – «Тепловыми сетями»). Поэтому в качестве исходного задания для анализа работы ТФУ принят температурный график тепловых сетей г. Харькова, для которых турбоустановка № 1 или № 2 Харьковской ТЭЦ-5 производит тепловую энергию.

Двухступенчатая теплофикационная установка подключена к отбору 6 цилиндра среднего давления (ЦСД), из которого получает пар повышенного давления  $p_B$  (от 0,06 до 0,25 МПа) сетевой подогреватель верхней ступени ПС-2 и к регулируемому отбору 7 цилиндра низкого давления (ЦНД), расположенного между выхлопом ЦСД и входом в ЦНД, из которого получает пар с давлением  $p_H$  (от 0,05 до 0,20 МПа) подогреватель сетевой воды нижней ступени ПС-1. Подогреватели ПС-1 и ПС-2 подключены по сетевой воде последовательно, что обеспечивает на выходе из ТФУ температуру сетевой воды, определяемую температурным графиком потребителя. Для регулирования этой температуры используются задвижки 1–3 и перемычки с задвижками 4, 5. Регулирование количества отпускаемого тепла осуществляется поворотной диафрагмой, расположенной на входе в проточную часть ЦНД, приводом для которой служит сервомотор. Поворотом кольца регулирующей диафрагмы производится распределение потоков пара в ПС-1 и проточную часть ЦНД, от чего зависит как количество тепла, отдаваемого сетевой воде в ПС-1, так и выработка мощности в ЦНД, передаваемой электрогенератору.

**Результаты исследования.** На рис. 2а приведены графики выработки электрической мощности энергоблоком при штатном распределении тепловой нагрузки между подогревателями нижней и верхней ступеней ( $Q_{T1} = Q_{T2} = 0,5Q_T$ ).

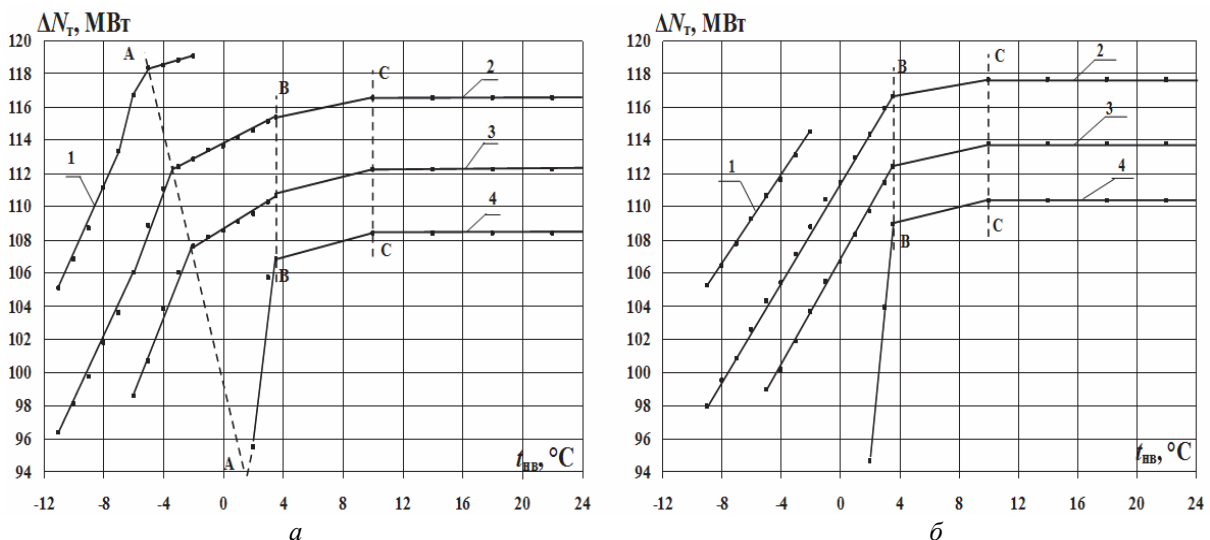


Рис. 2 – Влияние работы двух подогревателей ПС-1 и ПС-2 с равным распределением тепловой нагрузки  $a$  и одного подогревателя сетевой воды ПС-1  $б$  на изменение мощности турбины Т-100/120-130:

1 –  $G_{св} = 1000$  т/ч; 2 –  $G_{св} = 2000$  т/ч; 3 –  $G_{св} = 3000$  т/ч; 4 –  $G_{св} = 4000$  т/ч

Для получения результатов использован программно-вычислительный комплекс «SCAT» [3], адаптированный к решению задач распределения тепловых потоков в ТФУ совместно с тепловым расчетом ступеней турбины по цилиндрам и расчетом системы регенерации. Программный комплекс верифицирован по результатам тепловых испытаний турбины Т-100/120-130 на конденсационном и теплофикационном режимах.

Расчетное исследование выполнено при расходах сетевой воды  $G_{\text{св}}$ , равных 1000, 2000, 3000 и 4000 т/ч в диапазоне изменения температуры наружного воздуха  $t_{\text{нв}}$  от  $-11$  до  $10$  °С (отопительный сезон) и  $t_{\text{нв}} > 10$  °С (горячее водоснабжение).

Как видно, существует общая закономерность снижения электрической мощности при понижении температуры наружного воздуха и увеличении расхода сетевой воды при сохранении на входе в ЦВД параметров свежего пара ( $p_0 = 12,8$  МПа,  $T_0 = 540$  °С) и его расхода, соответствующего номинальному режиму. На зависимостях  $N_T = f(t_{\text{нв}})$  наблюдаются изломы:  $A-A$ , который объясняется технологическими особенностями эксплуатации ТФУ и зависит от  $t_{\text{нв}}$  и  $G_{\text{св}}$ ,  $B-B$ , соответствующий излому на температурном графике при  $t_{\text{нв}} = 3,5$  °С и  $C-C$ , показывающий окончание отопительного сезона при  $t_{\text{нв}} = 10$  °С. Следует отметить, что для  $G_{\text{св}} = 4000$  т/ч излом может находиться при  $t_{\text{нв}} \approx 1,5$  °С и  $N_T \approx 90$  МВт, что выходит за рассматриваемый диапазон изменения мощности турбины.

В практике эксплуатации ТФУ встречаются случаи работы турбоустановки только с одним нижним сетевым подогревателем ПС-1, не регламентированные эксплуатационной документацией. Поэтому представляет несомненный интерес проанализировать как качество работы ТФУ при включенном сетевом подогревателе только нижней ступени, так и возможный диапазон его работы при положительном эффекте. На рис. 2б приведены результаты работы турбины Т-100/120-130 при использовании только подогревателя сетевой воды нижней ступени ПС-1.

Как видно, характер поведения зависимостей  $N_T = f(t_{\text{нв}})$  при  $G_{\text{св}} = \text{const}$  подобен рассмотренному выше, но при этом наблюдается изменение величины  $N_T$  как при  $t_{\text{нв}} = \text{const}$ , так и при  $G_{\text{св}} = \text{const}$  по отношению к зависимостям  $N_T = f(t_{\text{нв}})$  при работе двух подогревателей сетевой воды с равной тепловой нагрузкой между ними. При работе только подогревателя ПС-1 отсутствует излом  $A-A$  зависимости  $N_T = f(t_{\text{нв}})$ .

Для оценки эффекта при работе с одним, либо с двумя подогревателями сетевой воды рассмотрена разность мощности турбины, полученной при использовании одного подогревателя, когда все тепло, отпускаемое потребителю, формируется в нем ( $\bar{Q}_{\text{T1}} = Q_{\text{T1}}/Q_T = 1,0$ ), либо при использовании двух сетевых подогревателей с равной разбивкой отпускаемого тепла по подогревателям ( $\bar{Q}_{\text{T1}} = 0,5$ ).

На рис. 3 приведены результаты оценки работы турбоустановки с одним или двумя подогревателями сетевой воды. Видно, что в диапазоне изменения температуры от  $2$  до  $10$  °С наблюдается прирост мощности  $\Delta N_T = N_{\bar{Q}_{\text{T1}}=1,0} - N_{\bar{Q}_{\text{T1}}=0,5}$  при работе только с сетевым подогревателем нижней ступени ПС-1. Этот эффект сохраняется и при работе турбоустановки после прекращения отопительного сезона и изменении температуры наружного воздуха  $t_{\text{нв}} > 10$  °С (тепло сетевой воды расходуется на горячее водоснабжение). При  $G_{\text{св}} = 1000$  т/ч прирост мощности турбины не наблюдается (при  $t_{\text{нв}} = -2$  °С  $\Delta N_T = -4,5$  МВт, при  $t_{\text{нв}} = -9$  °С  $\Delta N_T = -3,4$  МВт), т.е. более целесообразна работа с двумя сетевыми подогревателями (см. рис. 2). При  $G_{\text{св}} \geq 2000$  т/ч прирост мощности достигает максимального значения  $\Delta N_T = 2,2$  МВт ( $t_{\text{нв}} = 3,5$  °С,  $G_{\text{св}} = 4000$  т/ч),  $\Delta N_T = 1,3$  МВт при  $G_{\text{св}} = 2000$  т/ч. Нулевой прирост мощности  $\Delta N_T = 0$  происходит при  $t_{\text{нв}} = 2$  °С для всех расходов сетевой воды  $G_{\text{св}} \geq 2000$  т/ч. Для весенне-

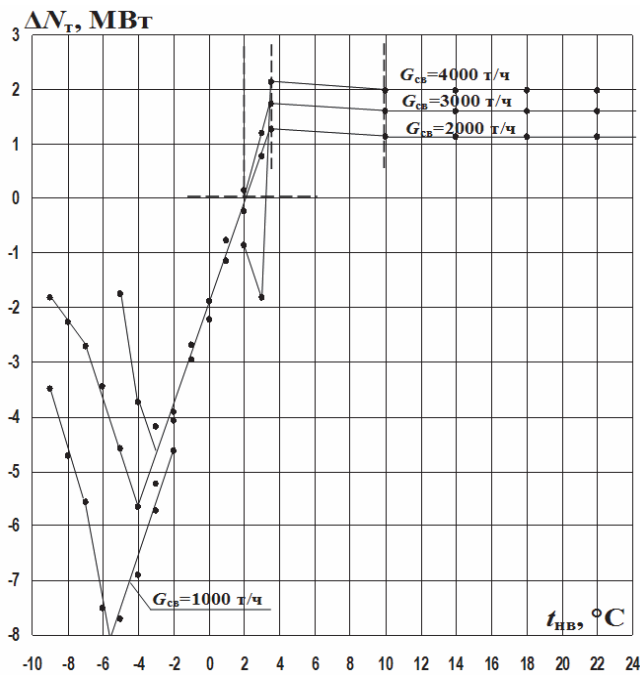


Рис. 3 – Разность мощностей турбины Т-100/120-130 при работе одного подогревателя сетевой воды ПС-1 и двух подогревателей ПС-1 и ПС-2 с равным распределением тепловой нагрузки

подогревателей при равной тепловой нагрузке) прирост мощности от 1,2 до 2,2 МВт в зависимости от расхода сетевой воды ( $G_{св} \geq 2000$  т/ч). При температуре наружного воздуха  $t_{нв} < 2$  °С для расходов сетевой воды  $G_{св} = 2000\text{--}3000$  т/ч и  $t_{нв} < 3$  °С для  $G_{св} = 4000$  т/ч использование только подогревателя нижней ступени ПС-1 нерационально и следует переходить на двухступенчатый подогрев сетевой воды.

Положительный эффект создания дополнительной мощности обеспечивается тем, что при отключенном верхнем отборе, пар, который расходуется на ПС-2, производит полезную работу в двух последних ступенях ЦСД, увеличивая мощность турбины. При этом температура пара, поступающего в ПС-1, достаточна для обеспечения нагрева сетевой воды, направляемой потребителю согласно графику отпуска тепла.

**Список литературы:** 1. Инструкция по эксплуатации паровой турбины Т-100/120-130. – Х.: Харьковская ТЭЦ-5, 1989. – 121 с. 2. Трухний, А. Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки [Текст] / А. Д. Трухний, Б. В. Ломакин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 540 с. 3. Бабенко, О. А. Гибкие математические модели для совершенствования режимов отпуска теплоты теплофикационными блоками ТЭЦ [Текст] / О. А. Бабенко // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2011. – № 10(92). – С. 36–40.

**Bibliography (transliterated):** 1. *Instrukcija po jekspluataciji parovoj turbiny T-100/120-130*. Kharkov: Har'kovskaja TJeC-5, 1989. Print. 2. Truhnij, A. D., and B. V. Lomakin. *Teplifikacionnye parovye turbiny i turboustanovki*. Moscow: Izdatel'skij dom MJEI, 2006. Print. 3. Babenko, O. A. "Gibkie matematicheskie modeli dlja sovershenstvovanija rezhimov otpuska teploty teplifikacionnymi blokami TJeC." *Jenergosberezhenie. Jenergetika. Jenergoaudit*. 10 (92) (2011): 36–40. Print.

Поступила (received) 14.02.2014