



УДК 62.932.4

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МИНИМУМА ЭНЕРГООБЛОКА ТЭЦ

Д.В. Григорьева, А.А. Калютик

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
г. Санкт-Петербург

Резюме: В статье рассмотрены существующие методы снижения технологического минимума для работы ТЭЦ в условиях энергосистемы, проведена оценка их эффективности на примере энергоблока Южной ТЭЦ-22 с турбиной Т-250/300-240 ПАО «ТГК-1», а также даны основные рекомендации по диапазону применения данных методов.

С помощью специализированного программного комплекса произведен расчетный анализ основных методов наиболее эффективного прохождения минимумов потребления электроэнергии для ТЭЦ, в частности перевод турбины в режим ротора-проставки.

Ключевые слова: метод, паровая турбина, технологический минимум, обвод подогревателей высокого давления, ротор турбины, программный комплекс.

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF METHODS TO MITIGATE TECHNICAL MINIMUM OF THE POWER UNIT OF THERMAL POWER PLANT

D.V. Grigorieva., A.A Kalyutik

Federal public autonomous educational institution
the higher education
"Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University",
St. Petersburg

Abstract: In article the existing methods of decrease in a technological minimum for work of combined heat and power plant in the conditions of a power supply system are considered, assessment of their efficiency on the example of the power unit of the Yuzhnaya CHP-22 with the turbine T-250/300-240 of PJSC TGC-1 is carried out, and also the main recommendations about the range of application of these methods are made.

By means of a specialized program complex the settlement analysis of the main methods of the most effective passing of minima of electricity consumption is made for combined heat and power plant, in particular transfer of the turbine to the rotor pro-rate mode.

Keywords: method, steam turbine, technological minimum, contour of heaters of high pressure, turbine rotor, program complex

1. Постановка задачи

Существующая система реализации тепловой и электрической энергии предполагает функционирование ТЭЦ по суточному графику нагрузок, в котором существуют зоны спада

потребления. Вследствие этого генерирующие компании вынуждены переводить энергоблоки ТЭЦ в режим с пониженной выработкой электроэнергии (технологический минимум), в условиях сохранения выработки тепловой энергии на определенном уровне в соответствии с тепловым графиком.

Оптимизация технологического минимума на ТЭЦ позволяет без существенных капиталовложений уменьшить топливные затраты ТЭЦ [1, 2].

2. Описание используемых моделей и методов

Расчетный метод предполагает моделирование схемы энергоблока в программно-вычислительном комплексе «*United Cycle*» (рис.1), внесение номинальных параметров турбины с дальнейшей программной симуляцией режимов работы энергоблока с детальным учетом параметров оборудования [3]. Программный комплекс «*United Cycle*», являющийся разработкой Санкт-Петербургского политехнического университета, основан на математических уравнениях, составленных в результате создания модели энергоблока из отдельных элементов, таких как котел, отсеки расширения, конденсатор, электрогенератор, насосы, подогреватели, деаэраторы и т.д.

Параметры для разработки математической модели на примере энергоблока Т-250/300-240 принимались на основании данных завода-изготовителя. Параметризация отдельных элементов имеет сложную структуру, основанную на тепловых балансах, а также поправочных кривых в соответствии с нормативно техническими данными производителей оборудования. В числе таких элементов можно выделить котел, с поправками на температуры питательной воды и окружающего воздуха и на коэффициент рециркуляции газов. Данные поправки принимались в соответствии с техническими паспортными данными оборудования.

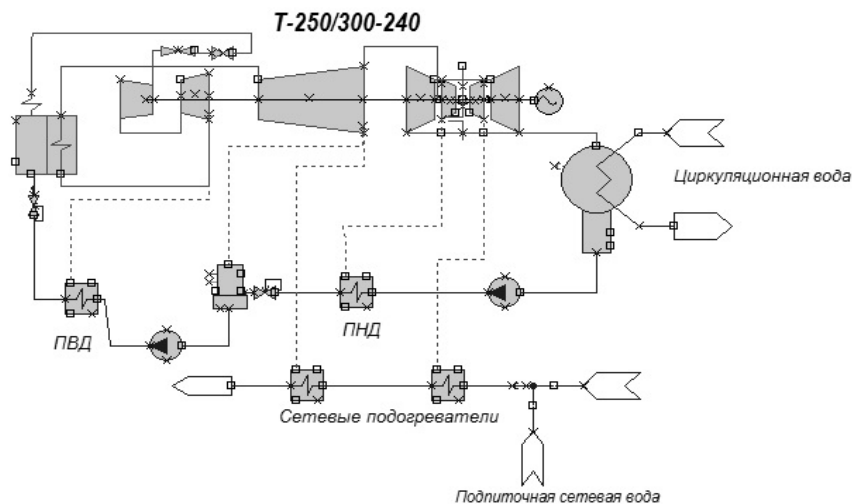


Рис. 1. Упрощенная схема энергоблока Т-250/300-240 в программном комплексе «*United Cycle*»

Обвод подогревателей высокого давления (ПВД)

Основной концепцией данного метода является то, что снижение электрической мощности происходит за счет уменьшения расхода пара в головную часть турбины на значение вытесненных отборов, при этом нагрузка и параметры теплофикационных отборов остаются неизменными. При полном открытии обводного канала через ПВД расход питательной воды составляет 25÷30% от ее общего расхода. В этом случае подогреватели надежно работают с нормированными параметрами греющего пара и воды [4, 5, 6].

Использование данного метода приводит к уменьшению расхода пара на турбину и снижению электрической мощности до 6%. Отпуск теплоты из отборов турбины остается постоянным.

В табл. 1 представлены основные результаты расчета при обводе ПВД.

Таблица 1

Расчетные результаты при обводе ПВД						
Параметры/Доля обвода, %	0	80	0	80	0	80
Расход пара котел, т/ч	535	450	540	472	680	600
Расход сетевой воды, т/ч	4400	4400	4400	4400	5100	5100
Температура прямой сетевой воды, °С	90	90	95	95	100	100
Температура обратной сетевой воды, °С	51	51	51	51	53	53
Температура сетевой воды, °С	90	90,08	95	95	100	100,35
Температура выхлопа, °С	122	122,52	122,01	65,41	122	119,28
Электрическая мощность, МВт	152	137	154	138	178	168
Расход топлива, тыс. м ³ /ч	52,10	47,73	53,64	47,95	60,01	51,97
Тепловая нагрузка сетевых подогревателей, Гкал/ч	171,6	171,6	193,6	193,6	249,9	249,9

В результате гидравлических расчетов было выявлено, что при полном открытии задвижки на обводной линии ПВД доля обвода составляет 65–70% от общего расхода питательной воды. При таком распределении питательной воды сохраняется надежность работы линии ПВД.

Значения снижения электрической мощности и влияния на расходы топлива приведены на диаграмме основных показателей энергоблока (рис. 2).

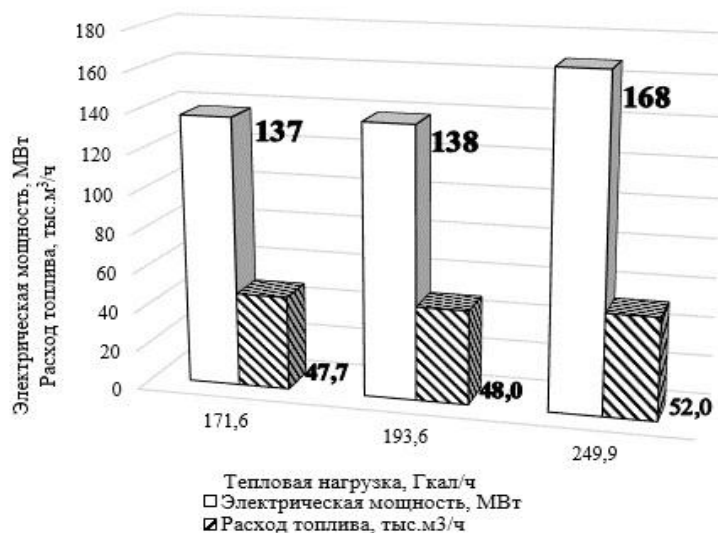


Рис. 2. Изменение электрической мощности и расхода топлива в зависимости от тепловой нагрузки

Снижение начальных параметров пара

Метод заключается в изменении начальных параметров (в первую очередь температуры), которое влечет заметное снижение энтальпии пара, направляемого в отопительные отборы, поэтому для сохранения отпуска теплоты на заданном уровне расход пара в отопительные отборы должен быть соответственно увеличен. В результате увеличения расхода пара турбиной и уменьшения перепада энтальпий снижается электрическая мощность турбоустановки. Поскольку отпуск теплоты остался постоянным, удельная выработка на тепловом потреблении уменьшается пропорционально мощности, уменьшается и расход топлива котлоагрегатом. В данном методе снижение температуры рассматривается не более чем на 25 °С, так как дальнейшее снижение уменьшает общий КПД турбоустановки. При использовании данного способа при снижении температуры пара в указанных пределах с определенной скоростью эрозия и термическая усталость металла не наблюдаются, поэтому эти факторы не рассматриваются [7, 8, 9].

Ниже представлены результаты расчетов, выполненных в программно-вычислительном комплексе «United Cycle» для возможного снижения электрической мощности на характерных тепловых нагрузках сетевых подогревателей для заданной температуры воды 100°C, 95°C, 90°C (табл. 2).

Таблица 2.

Расчетные результаты при снижении начальных параметров пара

Параметр/метод	Без метода			С применением метода		
Температура прямой сетевой воды, °С	90	95	100	90	95	100
Температура обратной сетевой воды, °С	51	51	53	51	51	53
Расход свежего пара, т/ч	535	540	680	542	551	685
Расход сетевой воды, т/ч	4400	4400	5100	4400	4400	5100
Температура выхлопа, °С	122	122	122	122	120	111
Электрическая мощность, МВт	152	154	178	132	134	160
Расход топлива, тыс. м ³ /ч	52,11	53,64	60,01	47,28	47,58	52
Изменение температуры, °С	-	-	-	25	25	25
Тепловая нагрузка сетевых подогревателей, Гкал/ч	171,6	193,6	249,9	171,6	193,6	249,9

Полученные данные могут свидетельствовать о том, что данный метод может быть эффективен для разгрузки турбины. Для анализа эффективности приведены графические зависимости расхода топлива и электрической мощности от тепловой нагрузки теплосети (рис. 3, 4).

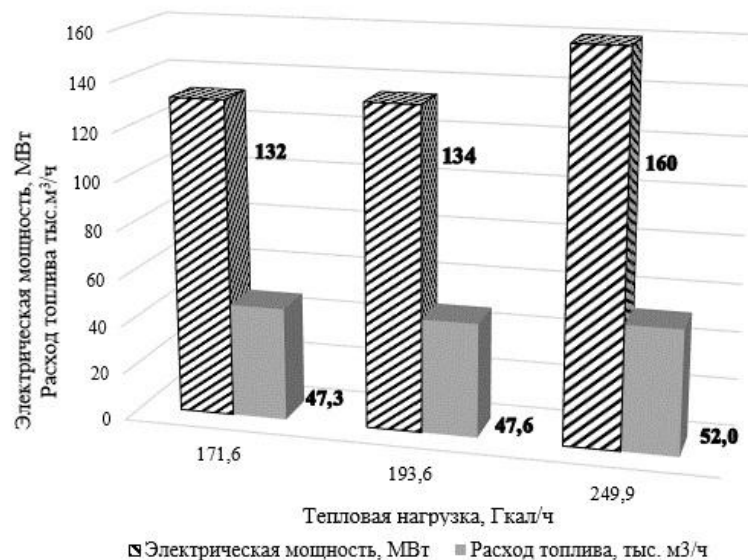


Рис. 3. Зависимость расхода топлива и электрической мощности от тепловой нагрузки

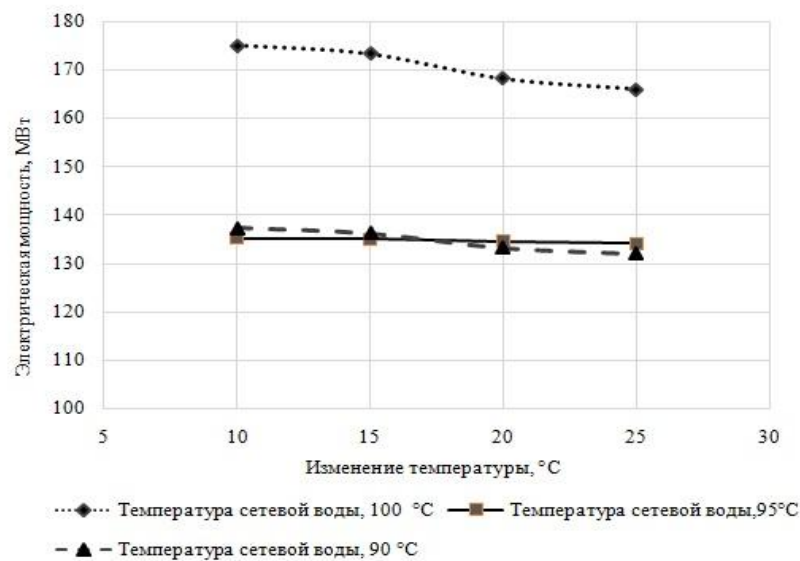


Рис. 4. График изменения электрической мощности при снижении температуры пара

С понижением температуры происходит снижение энтальпии пара всех отборов, в том числе и теплофикационных, и для сохранения заданной тепловой мощности становится необходимым увеличить расход пара. При снижении температуры пара на 25⁰С электрическая мощность снижается на 8–9%.

На основе вышеизложенного следует отметить, что чем выше тепловая нагрузка, тем меньше эффективность применения данного метода.

Передача части тепловой нагрузки на ПВК

Один из очевидных путей снижения электрической мощности ТЭЦ, работающих по тепловому графику, связан с уменьшением отпуска теплоты из отборов турбины (т.е. со

снижением давления пара в регулируемых отборах) и возмещением недоотпущенной теплоты за счет ПВК [10, 11, 12]. Передача тепловой нагрузки отборов турбины на ПВК связана с некоторой потерей тепловой экономичности из-за более низкого КПД пикового водогрейного котла. Использование данного метода позволяет разгрузить энергоблок по электрической мощности на 15%, при этом существенно повышается эффективность использования топлива (рис. 5).



Рис. 5. Зависимость электрической мощности, расхода топлива от тепловой нагрузки

Также в работе дана оценка эффективности применения ротора-проставки (необлопаченного ротора турбины части цилиндра низкого давления) с учетом возможности снижения технологического минимума энергоблока.

На Южной ТЭЦ-22 ПАО «ТГК-1» в конце 2015 г. было принято решение о переводе одного энергоблока в режим необлопаченного ротора, т.к. лопатки турбины к тому времени были значительно изношены и потребовали замены. Режим необлопаченного ротора можно охарактеризовать как работу ротора с отсутствием рабочих лопаток и пазов в дисках для установки, при этом диафрагмы в ЦНД остаются, что упрощает перевод турбины обратно в режим облопаченного ротора. В результате снижается доступ пара в ЦНД, и за счет снижения расхода пара в голову турбины, можно снижать технологический минимум [13, 14, 15].

Проведен расчетный анализ эффективности работы с ротором-проставкой при заданных тепловой и электрической нагрузках в течение года, с учетом ночных разгрузок турбины и режимами работы в дневные часы. При этом принимается, что в ночные часы (время снижения нагрузок) выработка электроэнергии является избыточной, то есть в табл. 4 рассчитаны минимальные значения электрической выработки для ночных часов при заданной тепловой нагрузке. В дневные часы (время набора нагрузок) принимается электрическая нагрузка по среднегодовым данным, и как результат для – варианта с ротором-проставкой в результате расчета получается величина вырабатываемой электрической мощности меньше необходимой для блока с облопаченным ЦНД. Тепловая выработка принимается на основании среднегодовых тепловых нагрузок, но без учета гидравлических сопротивлений в сетевом подогревателе ПСГ-2, то есть расход сетевой воды постоянен независимо от требуемой температуры на выходе блока [16, 17].

В табл. 4 приведены 4 режима работы: 1 – летний, 2 – весенний, 3 – осенний, 4 – зимний.

Таблица 4

Среднегодовые сравнительные характеристики работы турбины

Режим ЦНД	Необлопаченный ротор				Облопаченный ротор			
Время набора нагрузок								
Период	1	2	3	4	1	2	3	4
Расход свежего пара, т/ч	625	633	640	665	680	712	715	740
Расход сетевой воды, т/ч	4200	4400	4400	5100	4200	4400	4400	5100
Расход пара конденсатор, т/ч	12	16	20	22,4	200	230	235	239
Температура выхлопа, °С	112	115	120	120	120	120	120	120
Электрическая мощность, МВт	216	222	230	230	220	230	230	230
Расход топлива, тыс.м³/ч	43	43	44	53	66,04	68	69,8	72
Отпуск тепла от энергоблока, Гкал/ч	105	149,6	162,8	229,5	105	149,6	162,8	229,5
Время снижения нагрузок								
Период	1	2	3	4	1	2	3	4
Расход пара котел, т/ч	420	420	420	560	561	583	650	715
Расход сетевой воды, т/ч	4200	4400	4400	5100	4200	4400	4400	5100
Расход пара конденсатор, т/ч	10	15	15	21	170	172	218	225
Температура выхлопа, °С	118	116	120	120	120	120	120	120
Электрическая мощность, МВт	115	118	120	150	175	180	210	215
Расход топлива, тыс.м³/ч	39	42	42	51,6	55	58	63	68
Отпуск тепла от энергоблока, Гкал/ч	105	149,6	162,8	229,5	105	149,6	162,8	229,5

Анализируя полученные результаты, можно отметить, что при оценке работы в дневные часы, с выработкой электрической мощности на энергоблоке 220-230 МВт, применение ротора-проставки целесообразно в том случае, если поддерживается максимальная тепловая нагрузка сетевых подогревателей. С понижением тепловой нагрузки наблюдается недовыработка электроэнергии на энергоблоке. Как результат, для работы турбины в режиме ротора-проставки характерен пониженный расход топлива и меньшая выработка электроэнергии при сохранении тепловой нагрузки по сравнению с облопаченным ротором. Использование ротора-проставки целесообразно в случае преобладания теплофикационной нагрузки, при этом турбина эффективно разгружена в ночные часы. В дневные часы турбина с необлопаченным ротором при малых тепловых нагрузках имеет существенную недовыработку электроэнергии.

Выводы

В работе рассмотрены существующие методы снижения технологического минимума для работы ТЭЦ в условиях энергосистемы, проведена оценка их эффективности на примере энергоблока Южной ТЭЦ-22 с турбиной Т-250/300-240 ПАО «ТГК-1», а также даны основные рекомендации по диапазону применения данных методов, в результате чего установлено:

1. Наиболее экономически целесообразен метод обвода ПВД и снижение начальных параметров пара. Экономия топлива при использовании данного метода при разных тепловых нагрузках может составить в течение года до 15%. Экономия топлива при использовании метода снижения начальных параметров пара может составить в течение года до 10–15%.

2. Эффективность метода с включенными пиковыми водогрейными котлами достигается при низких ценах на сбытовом рынке электроэнергии.

3. Наибольшая эффективность применения ротора-проставки может быть достигнута в режиме с максимальными тепловыми нагрузками, тогда как в режиме с низкими тепловыми нагрузками будет иметь место обратный эффект.

Литература

1. Suter P. Untersuchungen über den Ventilationsverlust von Turbinen // P. Suter, W. Traupel // Mitteilungen aus dem Institut für Thermische Turbomaschinen. Zürich, 2011. № 4. S. 15–28.
2. Koepp M., Wunsch M., Klotz E. Perspektiven der öffentlichen Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung (KWKK) in Österreich // E-Wirtschaft. Berlin, 2014. S. 115.
3. Лоскутников А.А., Горюнов И.М., Бакиров Ф.Г. Математическое моделирование КЭУ на основе ГТУ и ТОВЭ в компьютерной среде // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. 2012. №2(47). С. 127–137.
4. Gwosdz A., Leisse A., Quenders H.-J. Pulverised Coal Firing System for the Operation of Steam Generators with Low Excess Air // VGB Power Tech. Berlin, 2015 №11. S. 25–36.
5. Усов С.В., Казаров С.А. // Режимы тепловых электростанций. Л.: Энергоиздат. 1985. 240 с.
6. Иванов В. А. Режимы мощных паротурбинных установок. Л.: Энергоатомиздат, 1986. 248 с.
7. Безлепкин В.П., Михайлов С.Я. Регулировочный диапазон тепловых электростанций. Л.: Энергоатомиздат. 1990. 168 с.
8. Зайцев М.В., Слабченко О.Н., Алехин А.А., Чупыра А.Г. Выбор варианта модернизации энергоблоков К-300-240 Зуевской и Змиевской ГРЭС // Энергетика и электрификация. 1996. № 6. С. 11–14.
9. Слабченко О.Н., Зайцев М.В., Козлов А.Ю., Золотухин А.Д. Оценка эффективности работы ЦНД турбины Т-250/300-23,5 Харьковской ТЭЦ-5 // Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. 2009. №3. С.41–48.
10. Симою Л.Л., Гуторов В.Ф., Лагун В.П., Баримберг Г.Д. Повышение эффективности работы турбоустановки Т-250/300-240 путем модернизации ЦНД // Теплоэнергетика. 2005. № 11. С. 68–74.
11. Безлепкин В.П. Регулирование электрической мощности теплофикационных турбин, работающих по тепловому графику // Теплоэнергетика. №12. 1985. С.49–52.
12. Иванов В.А., Боровков В.М., Ванчиков В.В., Кутахов А.Г. К вопросу повышения маневренности ТЭЦ, работающих по тепловому графику // Энергетика. №7. 1982. С. 39–43.
13. Иванов В.А., Кутахов А.Г., Серебряников Н.И., Богомольный Д.С. Использование энергоблоков ТЭЦ для прохождения минимума графика электрических нагрузок // Теплоэнергетика. № 9. 1984. С.10–13.
14. Паровые турбины и турбоустановки Уральского турбинного завода. // Бродов Ю.М., Кортенко В.В. Екатеринбург: Апарин. 2010. 488 с.
15. Мошкарин А.В., Копсов А.Я., Малков Е.С., Доверман Г.И., Захаранков Е.В. Новые технологии в проектировании паротурбинных, парогазовых и испарительных установок ТЭС // Технологии энергосбережения на ТЭС. 2013. №2. С.3–11.

16. Козлоков А.Ю., Голощапов В.Н., Касилов В.И., Касилов О.В., Иванова Л.А. Определение расхода пара через ЦНД турбины Т-250/300-240 при работе на теплофикационном режиме// Восточно-Европейский журнал передовых технологий. 2011. № 6/8(54). С. 31–36.

17. Быстрицкий Л.Н., Голощапов В.Н., Козлоков А.Ю., Касилов В.И., Шубенко А.Л. Потребление энергии турбинной ступенью при малорасходных режимах работы// Вестник национального технологического университета «Харьковский политехнический институт». Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. 2011. №5. С. 60–63.

Авторы публикации

Григорьева Дарья Вадимовна – аспирант кафедры «Атомная и тепловая энергетика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

Калютник Александр Антонович – канд. техн. наук, доцент кафедры «Атомная и тепловая энергетика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

References

1. Suter P. Research of ventilating losses in steam turbines// Report of institute of turbomachines. - Zurich, 2011. – № 4. – S. 15-28.

2. Koepp M., Wunsch M., Klotz E. The prospects of application of the thermal and cooling cycles in Austria// E-Wirtschaft. – Berlin, 2014. – S. 115.

3. Loskutnikov A.A., Goryunov I.M., Bakirov F.G. Mathematical modeling of KEU on the basis of GTU and TOTE in the computer environment// Bulletin of the Ufa state aviation technical university. – 2012. - №. 2(47). – S. 127-137.

4. Gwosdz A., Leisse A., Quenders H.-J. Pulverised Coal Firing System for the Operation of Steam Generators with Low Excess Air// VGB Power Tech., - Berlin, 2015 №11. – S. 25-36

5. Usov S.V., Kazarov S.A. //Modes of thermal power plants. L.: Energoizdat. 1985.- 240 s.

6. Ivanov V. A. Modes powerful steam-turbine units. L.: Energoatomizdat. 1986. -248 s.

7. Bezlepkina V.P., Mikhaylov S.Ya. The adjustment range of thermal power plants. L.: Energoatomizdat. 1990. 168s.

8. Zaytsev M.V., Slabchenko O.N., Alekhin A.A., Chuprya A.G. The choice of the variant of modernization of power units K-300-240 Zmievskaia and Zuevskaia TPP // Energy and electrification. 1996. № 6. S. 11-14.

9. Slabchenko O.N., M.V. Zaytsev, A.Yu. Kozlov, A.D. Zolotukhin. Evaluation of the Effectiveness of the LPC of turbine T-250/300-23.5 in Kharkiv CHPP-5 //Energy and thermal engineering processes and equipment. 2009. №3. S.41–48.

10. Simoyu L.L., Gutorov V.F., Lagun V.P., Barimberg G.D. The efficiency of turbine T-250/300-240 by upgrading LPC // Teploenergetika. 2005. № 11. S. 68–74.

11. Bezlepkina V.P. Regulation of the electric power of cogeneration turbines operating on heat schedule // Teploenergetika. 1985. № 12. s. 49–52.

12. Ivanov V.A., Borovkov V.M., Vanchikov V.V., Kutakhov A.G. To the question of improving the maneuverability of power plants for heat schedule // Energy 1982. №7. S.39–43.

13. Ivanov V.A., Kutakhov A.G., Serebryanikov N.I., Bogomolny D.S. The use of CHP units for passing low electric load diagram // Teploenergetika. 1984. №9. S.10–13.

14. Brodov Yu.M., Kortenkov V.V. Steam turbine and turbine of the Ural turbine plant. Yekaterinburg: Aparino. 2010 – 488s.

15. Moshkarin A.V., Kopsov A.Ya., Malkov E.S., Doverman G.I., Zaharankov E.V. New technologies in design of steam-turbine, steam-gas and vaporizing installations of thermal power plant// Tehnologii energosberejneniya na TES. 2013. №2. S.3–11.

16. Kozlov A.Yu., Goloschapov V.N., Kasilov V.I., Kasilov O.V., Ivanova L.A. Determination of a consumption of steam through TsND of the turbine T-250/300-240 during the work on the heating mode// East European magazine of advanced technologies. 2011. №. 6/8(54). S. 31–36.

17. Bistrickii L.N., Goloschapov V.N., Kozlov A.Yu., Kasilov V.I., Shubenko A.L. Energy consumption by a turbine step at low-account operating modes// Bulletin of national technological university "Kharkiv Polytechnical Institute". Power and heattechnical processes and equipment. 2011. №. 5. S.60–63.

Authors of the publication

Darya V. Grigorieva– the graduate student of department Nuclear and thermal power, St. Petersburg Polytechnical Peter the Great's university.

Alexander A. Kalyutik –cand.tech.sci., the associate professor Nuclear and thermal power, St. Petersburg Polytechnical Peter the Great's university.

Поступила в редакцию

13 февраля 2017 г.