

УДК 621.165

Е.В. ЛЕВЧЕНКО, канд. техн. наук; первый зам. генерального директора – генеральный конструктор ОАО «Турбоатом», г. Харьков

ВЫПОЛНЕНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ ТУРБИНЫ К-300-240-2 БЛОКА №2 НА ЗУЕВСКОЙ ТЭС

Приведено опис виконаної модернізації турбіни К-300-240-2 на Зуївській ТЕС, вказані розрахункові показники модернізованої турбіни.

There is presented the description of K-300-240-2 turbine modernization performed at Zuyev TPP and specified the design values of the turbine modernized.

Паровая одновальная конденсационная турбина К-300-240-2 (ст. № 2) Зуевской ТЭС, изготовленная ОАО «Турбоатом» в 1982 г. и предназначенная для привода электрогенератора переменного тока типа ТГВ-300 завода «Электротяжмаш», была введена в эксплуатацию 30 ноября 1982 г. Турбоагрегат работает в блоке с однокорпусным прямоточным котлом типа ТПП-312А Таганрогского котельного завода.

В связи с повышенными температурами охлаждающей воды, имеющими место в условиях Зуевской ТЭС, последние ступени ЦНД турбин значительную часть времени работали в режимах с существенно сниженными (по сравнению с номинальным) объемными расходами пара. При этом последние ступени работали с большим отрывом потока пара в рабочих лопатках, сниженным КПД, а при наиболее высоких значениях температуры охлаждающей воды – с вентиляцией и потреблением мощности (отрицательным КПД). Кроме того, работа последних ступеней в этих условиях приводила к повышенному эрозионному износу рабочих лопаток.

Для ликвидации этих негативных явлений в 90-х годах были удалены диафрагмы и рабочие лопатки последних ступеней во всех трех потоках НД турбин Зуевской ТЭС.

Такое решение, позволившее избавиться от вентиляции и эрозионного износа последних ступеней, тем не менее, не является оптимальным: даже при повышенных температурах охлаждающей воды показатели мощности и экономичности не отвечают современным требованиям к турбоустановкам такого типа.

Основанием для получения добавочной мощности, в ограниченном варианте реконструкции по количеству заменяемых элементов проточной части, является возможность использования новой последней ступени диафрагмы и рабочих лопаток с активной частью рабочей лопатки длиной 1030 мм, профилем хвостового соединения и геометрией хвостовика полностью соответствующими параметрам существующего ротора (при том же числе лопаток на диске). При этом весьма важным обстоятельством является то, что нагрузка на хвостовое соединение от центробежных сил лопатки не превышает таковой для существующей конструкции (эксплуатируемой в турбине К-300-240-2). Таким образом, не изменяется напряженное состояние хвостового соединения и элементов ротора.

С учетом того, что турбины Зуевской ТЭС не выработали установленный ресурс и высокотемпературные узлы (ЦВД, ЦСД) пригодны для дальнейшей эксплуатации, выполнена только модернизация проточных частей низкого давления, позволяющая повысить мощность, экономичность и надежность турбоагрегатов, а также восстановить элементы ЦВД и ЦСД.

С начала эксплуатации до последнего капитального ремонта с реконструкцией, которая была проведена в 2008 году (июнь-декабрь), турбина наработала 149275 часов.

Модернизация турбоагрегата предусматривала:

- модернизацию ЦНД;
- восстановление проточной части ЦВД с элементами модернизации;
- восстановление проточной части ЦСД с элементами модернизации;
- увеличение пропускной способности турбины.

Цилиндр низкого давления (ЦНД) турбины К-300-240-2 ОАО «Турбоатом», разработанный в 50 годы XX столетия, за основными техническими решениями не отвечает современным требованиям. Поэтому было весьма целесообразно заменить все основные элементы ЦНД II-го и III-го потока установлением проточной части турбины К-325-23,5 (со сварным ротором, новой обоймой и концевыми уплотнениями), а в I-ом потоке ЦНД установить новую 5 ступень с рабочей лопаткой длиной 1030 мм, от аэродинамического совершенства которой в значительной степени зависит экономичность и надежность турбоагрегата. Таким образом, нужно было выполнить замену на элементы, спроектированные с использованием опыта эксплуатации и современных научных достижений в отрасли турбиностроения, на такие, которые отличаются повышенной экономичностью и надежностью, с обеспечением максимального использования узлов работающей турбины К-300-240-2, пригодных для последующей эксплуатации. Проточная часть I, II и III потоков ЦНД модернизируемой турбины К-300-240-2 показана на рис. 1, 2.

Модернизация ЦНД выполнялась с сохранением существующего внешнего корпуса. Одновременно выполнялись усовершенствования паровпуска, диафрагменных и концевых уплотнений, замена крепежных деталей и уплотнение горизонтального разъема ЦНД.

Предложенная модернизация ЦНД не требовала усиления фундамента и опор подшипников.

Питание маслом подшипников проводится из существующей системы. Модернизация ЦНД предусматривала сохранение существующей конструкции масляных уплотнений вала ЦНД, включительно с маслоотбойными кольцами.

Учитывая, что масса сварного РНД лишь немного отличается от массы РНД с насадными дисками, эксплуатация турбин возможна со старыми подшипниками.

Дополнительно выполнено:

- автоматизация системы охлаждения выхлопных патрубков ЦНД I, II, III потоков;
- внедрение необходимого объема контрольно-измерительных приборов, которые должны обеспечить управление охлаждением ЦНД, контроль температуры пара на выхлопе из ЦНД, защиту лопаточного аппарата от перегрева, защита от повышения давления на выхлопе из ЦНД;
- усовершенствование конструкции паровпускного тракта;
- замена крепления разъема ЦНД;
- замена крепления муфты РСД-РНД и муфты РНД-РГ.

Восстановление проточной части ЦВД с элементами модернизации включало:

- замену соплового аппарата с реконструкцией его крепления;
- замену рабочих лопаток на ступенях № 1–5 в полном объеме, в заводских условиях;
- замену диафрагм 2–5 ступеней;

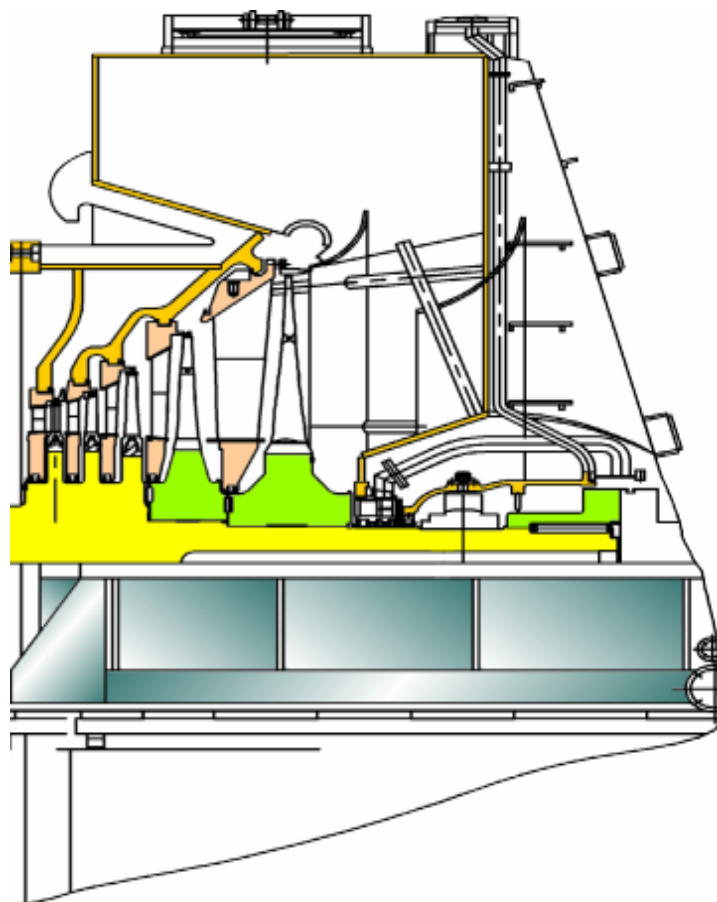


Рис. 1. Проточная часть I-го потока ЦНД модернизированной турбины К-300-240-2

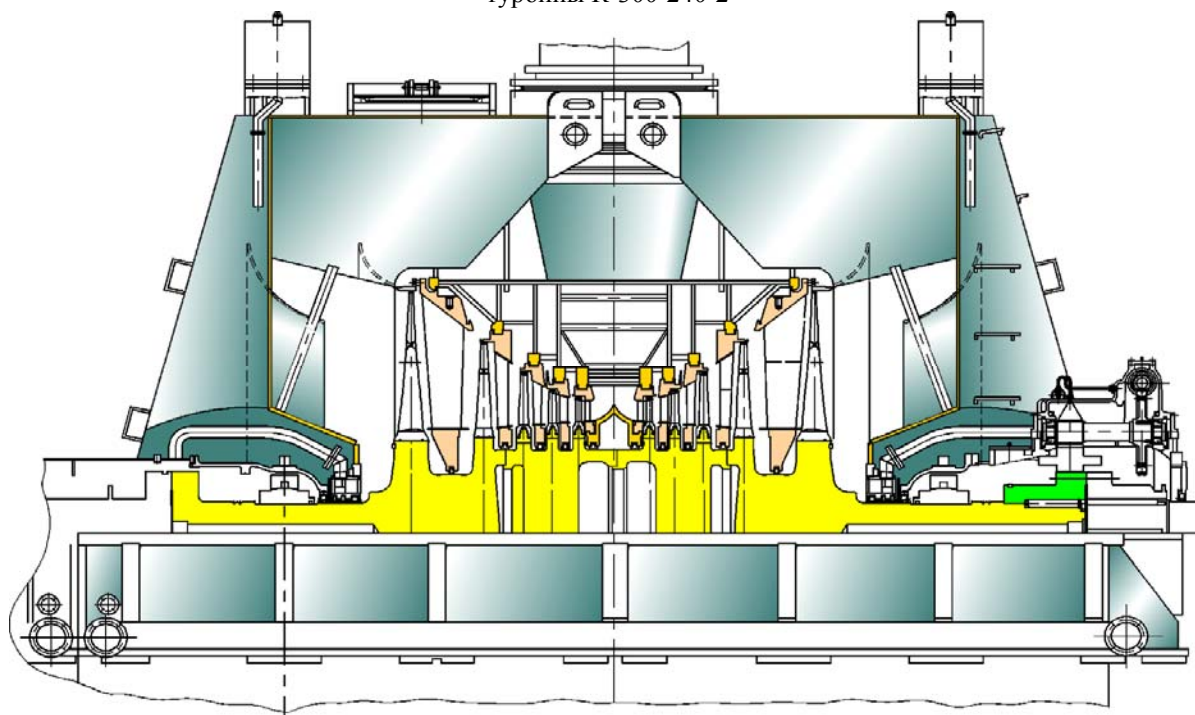


Рис. 2. Проточная часть II и III потоков ЦНД модернизированной турбины К-300-240-2

– замену пружин и сегментов колец концевых и диафрагменных уплотнений ЦВД;

– замену крепления (шпилек и гаек) фланцев паропроводов свежего пара к внешнему корпусу;

– замену соединительных болтов муфты РВД-РСД.

Восстановление проточной части ЦСД с элементами модернизации включало:

– замену соплового аппарата;

– замену пружин и сегментов колец концевых и диафрагменных уплотнений ЦСД;

– замену соединительных болтов муфты РСД-РНД.

Кроме того, реконструкцией турбоагрегата предусматривались:

– замена виброизмерительной аппаратуры и механических величин ТГ (осевого расширения ротора (ОРР), осевого сдвига ротора (ОСР), вибрации подшипников и роторов, температуры, эксцентриситета, числа оборотов, абсолютного расширения);

– работы по обработке РВД и РСД в сборе и поверхностей вала в заводских условиях, а также динамическое балансирование роторов.

Изоляция корпусов цилиндров, стопорных и регулирующих клапанов и паропроводов оставалась начальной конструкции.

ОАО «Турбоатом» при модернизации ЦНД и элементов ЦВД и ЦСД не менял существующую систему пожаротушения.

Результаты расчетов турбоустановки К-300-240-2 с модернизированным ЦНД, с восстановленными проточными частями ЦВД и ЦСД, а также с внедренными мероприятиями для увеличения расхода свежего пара до 1050 т/ч приведены в таблице 1.

В таблице 2 и на рис. 3 показаны КПД турбины К-300-240-2 ст. № 2 Зуевской ТЭС с модернизированным ЦНД, восстановленными ЦВД и ЦСД, а также с внедренными мероприятиями для увеличения расхода свежего пара до 1050 т/ч. КПД ЦНД указанные при давлении пара в конденсаторе 6 кПа (0,0612 кгс/см² абс).

С целью получения фактических результатов и подтверждения экономических показателей оборудования по результатам реконструкции Государственным предприятием «ДонОРГРЭС» в феврале 2009 г. были выполнены тепловые испытания турбоустановки К-300-240-2 (ст. № 2) [3].

Рабочей программой тепловых испытаний было предусмотрено проведение серии испытаний в диапазоне нагрузок 200–320 МВт при номинальных параметрах свежего пара и пара промперегрева. Всего было проведено десять испытаний.

Исследования проводились при полностью включенной регенерации высокого и низкого давления и включенном ТПН. В основу всех расчетов при обработке материалов испытаний заложены фактические средние значения величин с учетом всех необходимых поправок к средним значениям.

Обработка результатов тепловых испытаний проводилась в объеме, необходимом для построения зависимостей, которые характеризуют состояние и экономичность турбины, ее узлов и вспомогательного оборудования в соответствии с существующей методикой тепловых испытаний турбин.

Таблица 1

Расчетные показатели модернизированной турбины К-300-240-2

Основные расчетные показатели	Режимы				
	Макс. мощн.	А	1	2	3
Давление свежего пара, МПа	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
Температура свежего пара, °С	540	540	540	540	540
Массовый расход свежего пара, т/ч	1050	960	960	914,6	750
Температура пром. перегрева, °С	540	540	540	540	540
Абсолютное давление пара перед клапанами ЦСД, МПа	3,53	3,25	3,25	3,11	2,60
Внутренний относительный КПД проточной части ЦВД, %	79,8	78,6	78,6	78,3	74,2
Внутренний относительный КПД проточной части ЦСД, %	89,05	89,05	89,05	89,05	89,05
Внутренний относительный КПД проточной части ЦНД, %	86,4	86,6	88,7	88,7	88,3
Температура охлаждающей воды, на входе в конденсатор, °С	12	12	–	–	–
Расход охлаждающей воды в конденсатор, м ³ /ч	34805	34805	–	–	–
Абсолютное давление пара в конденсаторе, кПа	3,88	3,64	6,0	6,0	6,0
КПД генератора, %	98,75	98,75	98,75	98,75	98,75
Температура питательной воды, °С	276,8	271,1	271,1	268,0	256,1
Мощность турбопривода, МВт	13,00	11,27	11,27	10,57	8,23
Мощность на клеммах генератора, МВт	335,72	311,38	305,07	292,44	241,56
Удельный расход теплоты брутто, кДж/(кВт·ч) (ккал/(кВт·ч))	7766,9 (1855,1)	7788,3 (1860,2)	7943,6 (1897,3)	7967,1 (1902,9)	8141,2 (1944,5)

Таблица 2

КПД ЦВД, ЦСД и ЦНД модернизированной турбины К-300-240-2

Расход свежего пара, т/ч	1050	960	914,6	750	500	400
η_{oi} ЦВД, %	79,8	78,6	78,3	74,2	65,1	60,6
η_{oi} ЦСД, %	89,05					
η_{oi} ЦНД, %*	88,6	88,7	88,7	88,3	84,6	83,7

* – КПД ЦНД указаны при давлении пара в конденсаторе 6 кПа (0,0612 кгс/см² абс).

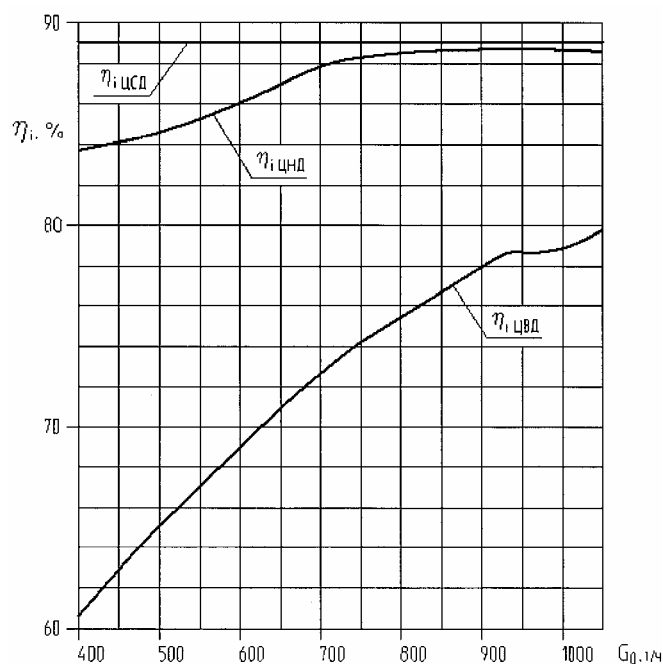


Рис. 3. Зависимость КПД ЦВД, ЦСД и ЦНД от расхода свежего пара модернизированной турбины К-300-240-2 ст. № 2 Зуевской ТЭС

Основной характеристикой экономичности и состояния проточной части турбины является КПД ЦВД, ЦСД и ЦНД. КПД цилиндра высокого давления и цилиндра среднего давления определяются на основе замеренных величин во время испытаний, по состоянию пара перед стопорными клапанами (СК) ЦВД и на выхлопе ЦВД, перед защитными клапанами ЦСД и за ЦСД (ресиверы). КПД ЦНД определялся из баланса тепла и мощности турбины. Значения КПД ЦНД, что были определены в процессе испытаний, приводились к номинальному давлению отработанного пара, равному 6 кПа (0,0612 кгс/см²). Значения внутренних относительных КПД ЦНД, ЦВД и ЦСД, определенных в процессе испытаний турбоустановки после модернизации, представлены в таблице 3 и на рис. 4–6.

Уровень экономичности турбоустановки в целом определяется величинами удельных расходов тепла. Удельные расходы тепла «брутто» на турбоустановку, приведенные к номинальным условиям, при электрической нагрузке 300 МВт ($G_0 = 905,82$ т/ч), 315 МВт ($G_0 = 953,76$ т/ч) и 320 МВт ($G_0 = 971,23$ т/ч) составляют 1861, 87 ккал/(кВт·ч), 1850,51 ккал/(кВт·ч) и 1847,52 ккал/(кВт·ч), соответственно.

Таблица 3

Значения внутренних относительных КПД ЦНД, ЦВД и ЦСД

Наименование величин		Мощность на клеммах генератора, МВт		
		300 ($G_0 = 905,82$ т/ч)	315 ($G_0 = 953,76$ т/ч)	320 ($G_0 = 971,23$ т/ч)
КПД (%)	ЦВД	77,65	78,48	78,54
	ЦСД	89,33	89,33	89,33
	ЦНД	88,85	88,85	88,85

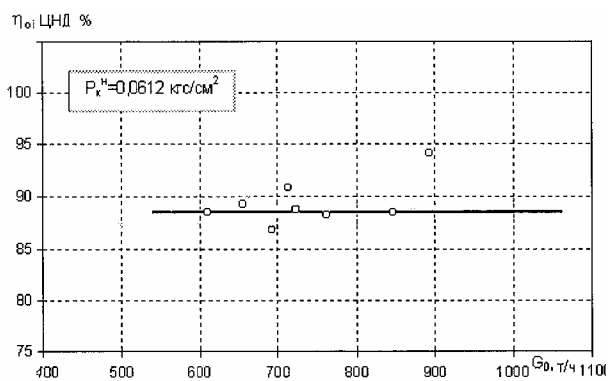


Рис. 4. Внутренний относительный КПД ЦНД в зависимости от расхода пара через турбину

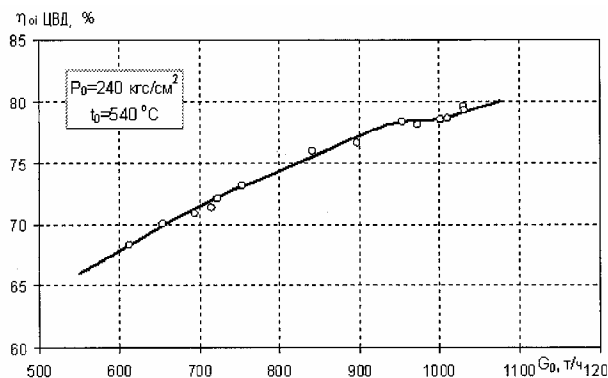


Рис. 5. Внутренний относительный КПД ЦВД в зависимости от расхода пара через турбину

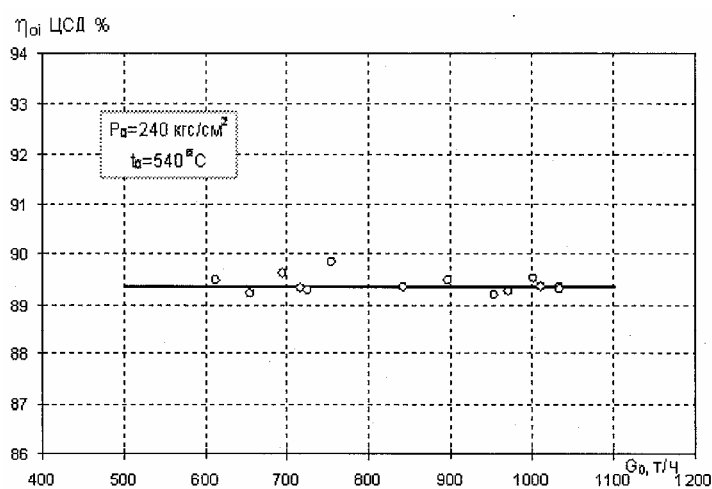


Рис. 6. Внутренний относительный КПД ЦСД в зависимости от расхода пара через турбину

Анализ тепловых испытаний показывает, что расчетные показатели модернизированной турбины практически не отличаются от фактически полученных в результате модернизации турбины.

Список литературы: 1. Субботин В.Г. Повышение эффективности турбинных установок тепловых электростанций / В.Г. Субботин, Е.В. Левченко, В.Л. Швецов, В.Н. Галацан, И.И. Кожешкурт // Теплоэнергетика. – 2009. – № 9. – С. 50-54. 2. Subbotin V.G. Effectiveness Increase of Turbine Plants of Thermal Power Stations / V.G. Subbotin, Ye.V. Levchenko, V.L. Shvetsov, V.N. Galatsan and I.I. Kozheshkurt // Thermal Engineering. – 2009. – Vol. 56. – No. 9. – PP. 770-774. 3. Т-2366. Технический отчет. Тепловые испытания турбоустановки К-300-240-2 ст. № 2 Зуевской ТЭС после модернизации. – Горловка: ДонОРГРЭС, 2009. – 139 с.

© Левченко Е.В., 2010
Поступила в редколлегию 11.02.10