

УДК 621.165

В.Л. ШВЕЦОВ, инженер ОАО «Турбоатом», Харьков;
И.И. КОЖЕШКУРТ, инженер ОАО «Турбоатом», Харьков;
Р.А. ДРОЗДОВ, инженер ОАО «Турбоатом», Харьков

**ТУРБИНЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ 540...600 МВт
ДЛЯ БЛОКОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
ПОСТАВЛЯЕМЫЕ ОАО «ТУРБОАТОМ» ВЗАМЕН ОТРАБОТАВШИХ
СВОЙ РЕСУРС ТУРБИН К-500-240-2**

Внедрение паровых турбин нового поколения К-540-23,5 и К-600-23,5, проекты которых выполнены с использованием конструктивных решений и накопленного опыта эксплуатации турбин для замены отработавших свой ресурс турбин К-500-240 на тепловых станциях.

Впровадження парових турбін нового покоління К-540-23,5 и К-600-23,5, проекти яких виповнені з використанням конструктивних рішень та накопиченого досвіду експлуатації турбін для заміни відпріцювавших свій ресурс турбін К-500-240 на теплових станціях.

Implementation of new-generation steam turbines K-540-23.5 and K-600-23.5 which projects are executed using design solutions and accumulated experience of turbine operation for replacement of turbines K-500-240 which have worked off their service life at thermal power plants.

ОАО «Турбоатом» в настоящее время находится на передовых позициях разработчика турбин для тепловых и атомных электрических станций. В последнее время большое внимание уделяет разработкам турбин нового поколения на сверхкритические параметры пара 23,5 МПа, 540/540 °С типа К-320-23,5 [1, 2], К-310-23,5 [1, 2], К-325-23,5 [3], на параметры пара 23,5 МПа, 565/565 °С типа К-330-23,5, К-600-23,5 [3], на параметры пара 12,8 МПа, 540/540 °С типа К-175-12,8 [4], цилиндров высокого, среднего и низкого давления для модернизации турбины К-200-130 ЛМЗ [3, 4], с возможностью установки их в ячейку фундамента существующих турбин, длительное время эксплуатируемых на станциях.

Техническое перевооружение действующих ТЭС, в настоящее время становится наиболее важным направлением повышения технического уровня электроэнергетики, эффективности и надежности энергоснабжения. Актуальность такой проблемы определена тем, что срок эксплуатации оборудования большинства ТЭС достиг предельного ресурса работы. Восстановление работоспособности работающего длительное время оборудования с одновременной его модернизацией является основным направлением технического перевооружения действующих электростанций.

В настоящее время в эксплуатации на электростанциях России, Казахстана находится 10 турбоустановок К-500-240 ХТГЗ двух модификаций, первые образцы которых эксплуатируются с начала 60-х годов и при расчетном ресурсе 100 тыс. часов имеют наработку более 200 тыс. часов.

Для поддержания турбин в работоспособном состоянии требуется замена высокотемпературных узлов, таких как: цилиндры высокого и среднего давления, блоки стопорных и регулирующих клапанов высокого давления, блоки клапанов промперегрева, главные паропроводы и трубопроводы горячего промперегрева с арматурой, перепускные трубопроводы высокого давления и горячего промперегрева, а также соответствующая арматура. Кроме того, необходимо выполнить замену элементов проточных частей ЦНД и конденсатора. Так как заменяемые сборочные

единицы проектировались около 50 лет назад, то признано целесообразным проектировать их с учетом современных требований энергетики, достижений турбостроения и опыта длительной эксплуатации серийных турбин.

Проекты паровых турбин нового поколения К-540-23,5 и К-600-23,5 выполнены с использованием конструктивных решений и накопленного опыта эксплуатации турбин К-500-240, а также передовых проектно-конструкторских решений реализованных ОАО «Турбоатом» в современных турбинах сверхкритических параметров, в частности, в турбинах типа К-325-23,5, которые успешно эксплуатируются на ТЭС Украины, России и Казахстана взамен турбин К-300-240.

Турбины паровые конденсационные без регулируемых отборов пара на регенерацию и собственные нужды энергоблока, с однократным промежуточным перегревом пара, номинальной мощностью 500–600 МВт, с частотой вращения 50 с⁻¹ (3000 об/мин), предназначены для непосредственного привода генератора переменного тока, монтируемого на общем фундаменте с турбиной.

В табл. 1 приведены основные технические характеристики турбин.

Таблица 1

Основные характеристики турбин

Наименование	К-540-23,5	К-600-23,5
1 Номинальная частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	50 (3000)	
2 Тип парораспределения	сопловое	
3 Конструктивная схема турбины	ЦВД+ЦСД+2ЦНД	
4 Количество ступеней:		
– ЦВД	10	
– ЦСД	11	
– ЦНД	2 × 2 × 5	
5 Количество регенеративных отборов	9	
6 Структурная формула системы регенерации	3ПВД + Д + 5ПНД	
7 Площадь выхлопа ЦНД:		
– одного выхлопа, м ²	8,19	
– суммарная, м ²	32,76	
8 Длина активной части рабочей лопатки последней ступени ЦНД при среднем диаметре 2530 мм, мм	1030	
9 Габариты турбины (без конденсатора):		
– длина турбины без генератора, м	30,100	
– ширина (по балкону ЦНД), м	8,67	
– высота (от отметки обслуживания), м	4,99	
10 Общая расчетная масса турбины (без конденсатора), т	1037	
11 Расчетная масса наиболее тяжелой сборочной единицы		
– для монтажа - нижняя половина ЦНД, т	85	
12 Срок службы, лет	40	
13 Ресурс деталей и сборочных единиц, работающих при температуре свыше 450 °С, ч	200 000	
14 Опорные подшипники:		
№ 1...№ 3	сегментные	
№ 4...№ 8	втулочные	
15 Частота вращения ВПУ, с ⁻¹ (об/мин)	0,0024 (1/7)	

Основные параметры турбин приведены в табл. 2.

Таблица 2

Основные параметры турбин

Наименование	К-540-23,5	К-600-23,5
1 Электрическая мощность на зажимах генератора, МВт	537,7	594,9
2 Номинальные параметры свежего пара перед стопорным клапаном турбины: – давление, МПа (кгс/см ²) абс. – температура, °С	23,5 (240) 540	565
3 Массовый расход свежего пара, т/ч	1590	1650
4 Потеря давления в тракте промежуточного перегрева (от выхлопа ЦВД до клапанов промежуточного перегрева), %	10,0	
5 Номинальные параметры вторично перегретого пара перед клапанами ЦСД: – давление, МПа (кгс/см ²) абс. – температура, °С	3,716 (37,89) 540	4,412 (44,99) 565,0
6 Номинальная температура питательной воды, °С	266,7	260,0
7 Расчетная температура охлаждающей воды, °С	12,0	
8 Максимальная температура охлаждающей воды, при которой обеспечивается надежная работа турбины (со снижением мощности), °С	33,0	
9 Массовый расход добавка химически обессоленной воды в цикл (в конденсаторы турбины): – номинальный, т/ч – максимально длительный, т/ч – аварийный кратковременный, т/ч	31,80 – 477,0	33,0 75,0 495,0

Представленные турбины предназначены для установки на вновь строящихся энергоблоках электростанций, а также для обновления и модернизации парка турбин типа К-500-240-2 производства ОАО «Турбоатом», отработавших свой ресурс на действующих электростанциях, в том числе для замены турбин Экибастузской ГРЭС-1, Казахстан.

Конструктивная схема и принципиальные решения, принятые для ряда сборочных единиц турбин К-540-23,5 и К-600-23,5, во многом идентичны, при описании конструкции турбин и их тепловых схем ссылка на модификацию турбины будет ниже указываться только при существенных отличиях. На рис. 1 представлен продольный разрез турбин.

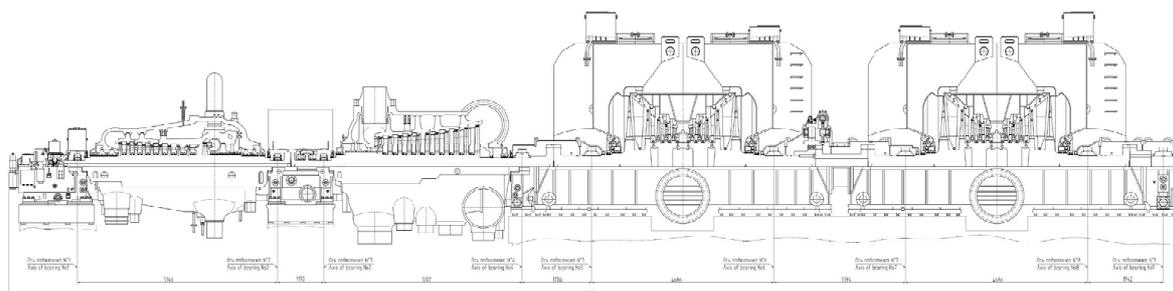


Рис. 1. Продольный разрез турбин 540–600 МВт

Турбины предназначены для работы в энергоблоке с прямоточным котлом на сверхкритические параметры пара и привода генератора переменного тока.

Свежий пар через два блока клапанов, установленные по обе стороны цилиндра высокого давления (ЦВД), поступает в сопловые коробки. Каждый из блоков, состоит из стопорного и четырех регулирующих клапанов.

Пройдя одновенечную регулируемую ступень и девять ступеней давления, размещенных во внутреннем корпусе и обоймах ЦВД, пар поступает на промежуточный перегрев (ПП). После этого, пройдя через два клапана промежуточного перегрева, пар поступает в цилиндр среднего давления (ЦСД) турбины. Из ЦСД по четырем ресиверам в цилиндры низкого давления (ЦНД). Выхлоп пара из каждого ЦНД осуществляется в отдельные двухходовые конденсаторы. Конденсатор снабжен устройствами для дросселирования и охлаждения пара, поступающего из котла при пусковых и аварийных остановах блока. Подвод и слив охлаждающей воды производится через патрубки, расположенные снизу крышек водяных камер конденсатора.

Корпус конденсатора – цельносварной.

Роторы ЦВД и ЦСД цельнокованные, ЦНД – сварнокованные. Соединение роторов осуществляется жесткими муфтами.

В цилиндре высокого давления помещено 10 ступеней – одновенечная регулирующая ступень и 9 ступеней давления. Парораспределение турбины сопловое. Сопловые коробки соединены с внутренним корпусом посредством сварки.

В целях уменьшения паровой нагрузки на корпус, фланцы и крепеж горизонтального разъема, а также для повышения надежности турбины, цилиндр высокого давления в зоне $240 \dots 100$ кгс/см² выполнен трехстенным (внешний корпус, внутренний корпус и сопловые коробки).

Первые пять ступеней помещены во внутреннем корпусе, остальные – в двух обоймах: в первой обойме – 3 ступени, во второй – 2 ступени.

Из полости между обоймами осуществлен отбор пара на регенерацию – ПВД № 9. С целью уменьшения удлинения роторов и упорного усилия валопровода ЦВД своим паровпуском развернут к паровпуску ЦСД и между ними расположен упорный подшипник.

ЦВД лапами опирается на опору переднего подшипника и на опору среднего подшипника, причем лапы имеются как в верхней, так и в нижней половине внешнего корпуса. Верхние лапы являются несущими (воспринимают всю массу цилиндра). Нижние лапы технологические. Опорные площадки верхних лап расположены по горизонтальному разъему; такая конструкция позволяет сохранить соосность цилиндров во время работы турбины. Нижние лапы служат для установки цилиндра.

В целях разгрузки упорного подшипника от упорного усилия диаметр вала ротора ВД переднего концевого уплотнения высокого давления выполнен $\varnothing 610$ мм (диаметр вала под диафрагменными уплотнениями составляет 565 мм), что позволяет при номинальной работе иметь нагрузку на упорный подшипник порядка $0,5 \dots 0,6$ МПа.

Внешний корпус ЦВД выполнен из легированной жаропрочной стали и состоит из двух половин. В каждой половине в зоне паровпуска имеются по два прилива, оканчивающиеся паровпускными патрубками, а в конце цилиндра в нижней половине – два патрубка для отвода пара на промперегрев. К паровпускным патрубкам приварены кованые паровпускные втулки, оканчивающиеся кольцевыми пазами. В пазы установлены разрезные кольца типа поршневых колец, предназначенные для

уплотнения протечек пара в зазоры между паровпускной втулкой и паровпускным патрубком внутреннего корпуса. Для предотвращения нагрева опор переднего и среднего подшипников на опорных лапах корпуса установлены экраны, крепящиеся к верхним лапам.

В цилиндре среднего давления помещено 11 ступеней давления. В целях увеличения надежности турбины во время эксплуатации цилиндр среднего давления в зоне 35...17 кгс/см² выполнен двухстенным.

Сопловой аппарат 1 ступени установлен непосредственно в расточку внутреннего корпуса. Первые 4 ступени помещены во внутреннем корпусе, остальные – в 3-х обоймах диафрагм: в первой и третьей обоймах – по две ступени, во второй обойме – три ступени. Из полостей между обоймами и внешним корпусом осуществлены отборы пара на регенерацию.

На ЦСД в плоскости паровпуска в нижней половине по бокам установлены два стопорно-регулирующих клапана промперегрева. Установка клапанов на турбине производится непосредственно на монтаже. Вес клапанов воспринимается специальными пружинными подвесками.

ЦСД лапами опирается на опоры средних подшипников и отъёмную опору выхлопного патрубка ЦНД-I. Конструкция лап идентична конструкции лап ЦВД. Для фиксации цилиндра с обоих торцов нижней половины имеются шпоночные соединения.

Корпус внешний ЦСД выполнен литым. В верхней и нижней половинах симметрично расположены приливы под пароподводящие патрубки трубопроводов от клапанов промперегрева. Заодно с патрубками выполнены паровпускные втулки с кольцевыми пазами. В пазы вставлены разрезные кольца типа поршневых колец, предназначенные для уплотнения протечек пара в зазоры между паровпускной втулкой и паровпускным патрубком внутреннего цилиндра.

Для уменьшения нагрева наружного корпуса свежим паром в зазоре между паровпускной втулкой и патрубком установлены экраны, состоящие из трёх кольцевых кожухов, между которыми имеется зазор; экран крепится к паровпускной втулке при помощи цилиндрических штифтов.

Часть низкого давления турбин состоит из двух цилиндров, каждый из которых выполнен двухпоточным – по пять ступеней давления в потоке.

В турбине применяется цилиндр низкого давления с патрубками стержневой конструкции, главными преимуществами которого по сравнению с традиционной сотовой конструкцией является наиболее низкий коэффициент потерь выхлопного патрубка и сравнительно низкая удельная металлоемкость.

Корпус ЦНД выполнен двухстенным. Он состоит из внешнего корпуса и внутренней обоймы, в которой размещается двухпоточная проточная часть. Внешний корпус ЦНД сварен из листовой углеродистой стали. Верхняя половина наружного корпуса выполнена одностенной. Верхняя и нижняя половины корпуса ЦНД имеют вертикальный разъем и соединяются между собой с помощью крепежа. В корпусе ЦНД осуществлена конструкция со встроенными опорами подшипников, которые по своим статическим и динамическим характеристикам мало зависят от соответствующих характеристик железобетонного фундамента, а также позволяют производить их динамическую отстройку. Необходимая жесткость опор подшипников, прочность стенок корпуса, воспринимающих атмосферное давление, обеспечивается силовой системой, представляющей собой набор конусных оболочек, стержней и ребер. Для организации потока в выхлопном патрубке и уменьшения потерь с выходной

скоростью в верхнюю и нижнюю половины корпуса ЦНД вварены направляющие листы, образующие вместе с корпусом силового набора осерадиальный диффузор.

К верхним половинам корпусов ЦНД болтами крепятся съемные верхние половины корпусов концевых уплотнений (КУ). Подвод пара на концевые уплотнения и отсос паровоздушной смеси из камер корпусов концевых уплотнений производится по трубам к нижним половинам корпусов КУ, вваренных в картер. Такая конструкция обеспечивает доступ к полукольцам концевых уплотнений без снятия верхних половин ЦНД.

Для обеспечения надежной работы первых ступеней РСД предусмотрено охлаждение 1–2 ступеней РСД.

Охлаждающий пар берется из межкорпусного пространства ЦВД через отводы пара из нижней половины корпуса ЦВД на обогрев фланцев и шпилек ЦВД до арматуры на этих линиях, чтобы охлаждение осуществлялось на всех режимах работы турбины.

Охлаждающий пар подводится через нижнюю половину корпуса ЦСД в камеру уплотнений во внутреннем корпусе ЦСД из которой поступает к первым ступеням РСД, а часть течет в сторону камеры уплотнений, соединенной с межкорпусным пространством ЦСД, через которое течет в проточную часть за 4-ю ступень ЦСД.

Турбины снабжаются современными системами, не уступающими зарубежным аналогам.

Система маслоснабжения турбоагрегата централизованная с демпферным баком, обеспечивает маслом при температуре 40...45 °С подшипники турбины, генератора, ПЭНа и ТПНа, систему уплотнения вала генератора, систему гидростатического подъема роторов.

В турбине предусмотрена система гидростатического подъема роторов предназначенная для снижения момента страгивания валопровода турбоагрегата при включении валоповоротного устройства (ВПУ) и уменьшения износа вкладышей опорных подшипников турбоагрегата при вращении ротора на малых оборотах.

На турбине устанавливается электрогидравлическая система регулирования (ЭГСР) в составе: гидравлическая часть (ГЧ) и электронная часть (ЭЧСР). ЭЧСР производства специализированного предприятия в свою очередь состоит из программно-технического комплекса системы регулирования турбины (ПТК СРТ), датчиков с преобразователями, электромеханических преобразователей (ЭМП) и кабельных связей.

Преимуществами ЭГСР являются: малая нечувствительность ($\pm 0,04\%$), высокая точность позиционирования узлов парораспределения, возможность изменения неравномерности оператором во время эксплуатации турбины без ее останова. Внедрение ЭГСР позволяет отказаться от импеллера и гидравлического регулятора скорости.

Автоматическая система контроля вибрации и механических величин турбины (далее по тексту – АСКВ), которая обеспечивается аппаратурой АСКВ и представляет собой стационарную, непрерывно функционирующую во всех режимах эксплуатации современную микропроцессорную систему.

Система автоматической защиты поставляемых турбин реализуется на средствах автоматической системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) энергоблока. Электронная часть системы защиты турбины выполнена на современных микропроцессорных средствах, как отказоустойчивая система противоаварийной защиты, с резервированием всех компонентов.

АСУ ТП являясь основной подсистемой контроля и управления, выполняет задачу интеграции всех подсистем в единую систему.

Система управления вспомогательным оборудованием реализована в АСУ ТП энергоблока.

Турбины комплектуются конденсационным устройством, состоящим из двух конденсаторов, по одному на каждый ЦНД турбины.

Конденсаторы поверхностного типа, регенеративные, подвального исполнения, поперечно расположены относительно оси турбины, предназначены для конденсации отработавшего пара из турбины. Конденсаторы выполнены двухходовыми, однопоточными по охлаждающей воде.

Принципиальная тепловая схема турбоустановок принята с традиционной структурой оборудования, как в энергоблоках с турбинами К-500-240-2 производства ОАО «Турбоатом».

На рис. 2 представлена принципиальная тепловая схема турбоустановок.

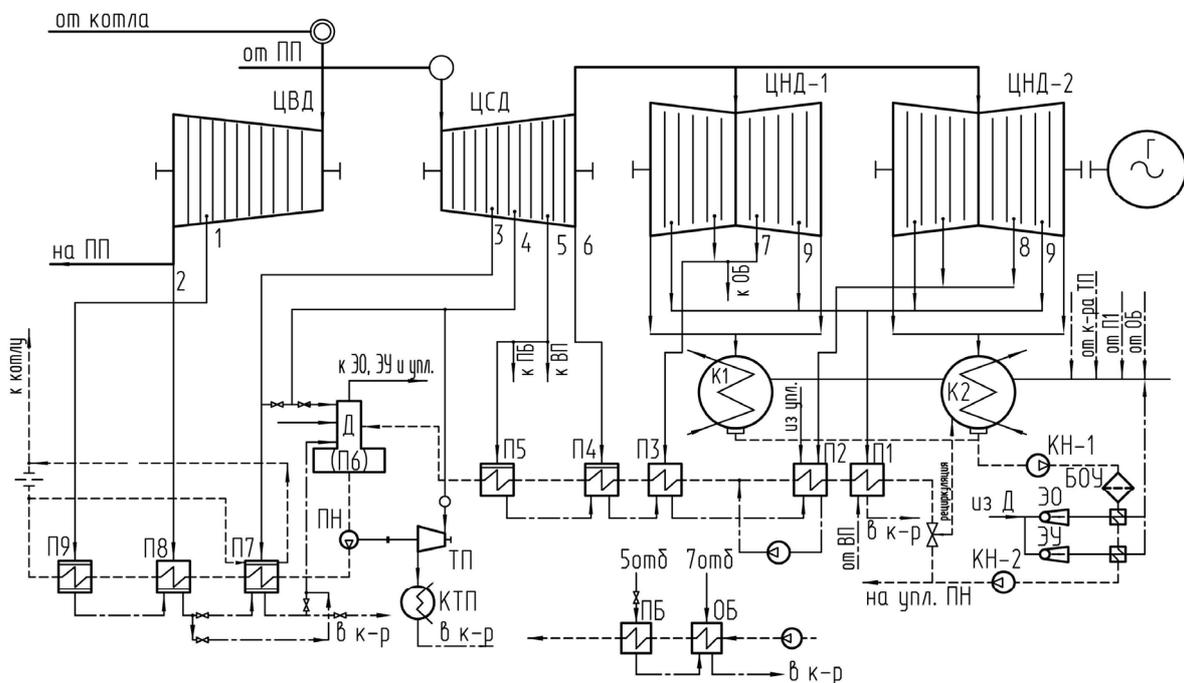


Рис. 2. Принципиальная тепловая схема турбин 540–600 МВт

Регенеративная установка предназначена для подогрева основного конденсата и питательной воды паром, отбираемым из отборов турбины и состоит из подогревателей низкого давления (ПНД) – ПНД № 1, № 2, № 3, № 4 и № 5, деаэратора (П6) и подогревателей высокого давления (ПВД) – ПВД № 7, № 8 и № 9.

Подогреватели низкого давления поверхностного типа, вертикальные с верхним расположением водяной камеры.

Подогреватели высокого давления поверхностного типа включены по односторонней схеме.

Теплофикационная установка предназначена для обеспечения нужд теплофикации горячей водой при температуре до 130 °С.

Производительность установки 104,7 ГДж/ч (25 Гкал/ч) при температурном графике сетевой воды 130/70 °С обеспечивается работой двух подогревателей сетевой воды – основного и пикового.

Основной отличительной особенностью турбин К-540-23,5 и К-600-23,5, является применение для последней при изготовлении корпусов цилиндров и высокотемпературных узлов, таких как внутренние корпуса ВД, СД, корпуса клапанов ВД, СД, и сопловые коробки ВД из специальной легированной жаропрочной стали 15Х1М1Ф-Л (МИ 255-59/А).

Технические решения, обеспечивающие высокую экономичность и надежность турбин К-540-23,5 и К-600-23,5.

Сохранена конструктивная схема турбины К-500-240: ЦВД+ЦСД+2ЦНД.

Проточные части ЦВД, ЦСД и ЦНД имеют соответственно 10, 11, 2×2×5 ступеней

Роторы ВД, СД изготавливаются цельноковаными из высокопрочной легированной стали 20ХЗМВФА, которая применяется для всех цельнокованных роторов турбин для ТЭС производства ОАО «Турбоатом». Из нее изготовлено несколько сотен эксплуатируемых безаварийных роторов.

Ротор НД – сварнокованный из высокопрочной стали марки 25Х2НМФА. Сварнокованный ротор НД апробирован более чем на 500 турбинах, в т.ч. на турбинах К-325-23,5, К-330-23,5, К-310-23,5, К-500-240. Подтверждена его надежная работа совместно с проточной частью цилиндра.

Предлагаемая проточная часть низкого давления с модернизированными рабочими и направляющими лопатками с высокоэффективными профилями, обладающими повышенным КПД и минимальными потерями, базируется на технических решениях, прошедших проверку в турбинах К-220-44 АЭС «Ловииса» (Финляндия) и АЭС «Пакш» (Венгрия), К-325-23,5 на Змиевской ТЭС (Украина), Новочеркасской ГРЭС (Россия), ТЭС Аксу (Казахстан) и др.

Применена апробированная высокоэкономичная рабочая лопатка последней ступени длиной 1030 мм с цельнофрезерованным бандажом и ресурсом работы не менее 120 тыс. часов в условиях (8–12) % влажности на различных типах турбин, как для ТЭС (включая блоки 500 МВт Экибастузской ГРЭС-1), так и для АЭС, обеспечивающая надежную работу в широком диапазоне эксплуатации.

На всех ступенях применено многорядное осерадиальное уплотнение, на всех рабочих лопатках ступеней турбины в цилиндрах ВД, СД и НД за исключением 2-х последних ступеней НД применены цельнофрезерованные полочные бандажы с дополнительными вставками (типа «ласточкин хвост») для обеспечения надежного вибросостояния лопаточного аппарата с исключением трубчатых бандажных связей.

Использованы хвостовые соединения рабочих лопаток ВД, СД и первых ступеней НД двух и трехпорной грибовидной конструкции с верхней посадкой (типа «наездник»), позволяющие выполнять контроль металла хвостов на отсутствие трещин на роторе.

Применены хвостовые соединения двух последних ступеней «елочного» типа с фиксацией на дисках при помощи плоских стопоров, что позволило уменьшить трудоемкость работ при сборке и переоблапачивании.

Для рабочих лопаток двух последних ступеней (4 и 5) ЦНД, работающих во влажном паре, применена защита входных кромок, методом электроискрового напыления сплавом Т15К6, повышающая надежность ступени.

Улучшены условия скольжения опор подшипников № 1 и № 2 по фундаментным рамам за счет установки в нижней половине, на стыках корпусов с опорами специальных шпонок «тяги-толкай» и съемных металлофторопластовых прокладок,

что исключает возможность появления перекосов при расширениях цилиндров и опор. Апробировано на турбинах К-1000-60/1500, К-100-130, К-325-23,5, К-330-23,5.

Применена апробированная двухопорная схема опирания ротора ВД на подшипники. В целях повышения виброустойчивости установлены сегментные подшипники № 1, 2, 3. Сочетание сегментных (№ 1, 2 и 3) и втулочных подшипников (остальные) обеспечивает надежное вибростояние турбины. Апробировано на всех турбинах К-325-23,5 производства ОАО «Турбоатом».

В муфтовых соединениях роторов применены призонные болты с цанговыми разрезными втулками, что позволяет улучшить разборку, сборку и повторяемость центровки.

Съемные верхние половины корпусов концевых уплотнений ЦВД и ЦСД обеспечивающие доступ к полукольцам уплотнений без снятия верхних половин цилиндров.

В ЭГСР турбины, используется конденсат, как рабочее тело, которое обеспечивает надежную пожаробезопасную работу агрегата. ЭГСР, сочетающая рабочее тело с электромеханическими преобразователями усилием до 500 кГ, устанавливаемых на отсечных золотниках, апробирована на многих турбинах мощностью 300–325 МВт в России, а также ТЭС Аксу в Казахстане. Переход на ЭГСР без гидравлических регуляторов и линий исключает влияние износов и чувствительность к загрязнениям и отказам. Сохранившиеся гидравлические узлы усовершенствованы с учётом опыта эксплуатации: исключены резиновые сильфоны, углублён гидросифон на переливе из бака, предотвращена возможность перекоса сёдел беззолотниковых выключателей.

ЭГСР с индивидуальным управлением расхода пара в каждую из одинаковых сопловых коробок ВД и клапанами ПП, позволяет изменять порядок подачи пара в коробки и цилиндры в зависимости от теплового состояния, требуемого режима для соплового парораспределения, вибрации и т.д. Влияние порядка открытия клапанов на предотвращение вибрации подтверждено опытом работы многих турбин ОАО «Турбоатом».

Применена конструкция органов парораспределения с использованием:

- сварно-литых корпусов клапанов с высокой технологичностью;
- жаропрочных материалов корпусов клапанов;
- охлаждения штоков клапанов ПП;
- крепления сёдел в корпусах сегментными шпонками;
- запирающих утечек вдоль штоков СК ВД;
- силового замыкания, предотвращающее работу штоков РК ВД со знакопеременными усилиями и их поломку;
- клапана промперегрева с блоком сервомоторов;
- беззолотниковой защиты;
- фторопластового уплотнения сервомоторов регулирования и защиты с ресурсом более 10 лет.

Все технические решения апробированы на турбинах мощностью 320–325 МВт, работающих в Китае, Украине, Казахстане (ТЭС Аксу), России (НЧ ГРЭС).

Аварийная система смазки, состоящая из аварийных бачков, расположенных над всеми подшипниками, обеспечивает смазку подшипников турбины во время выбега со срывом вакуума, при аварийном останове без насосов, исключая повреждение проточной части. Данная система апробирована на всех турбинах выпускаемых заводом в течение последних 20 лет.

В кольцах концевых уплотнениях ЦНД применены витые пружины, а в ЦВД и ЦСД внедрены конструкции колец диафрагменных и концевых уплотнений с гидростатическим прижатием к посадочным поверхностям.

Используется унифицированная конструкция ВПУ (валоповоротного устройства), которая применяется на всех выпускаемых заводом турбинах.

Конденсаторы поверхностного типа, подвального исполнения, поперечно расположены относительно оси турбины, выполненные однопоточными, двухходовыми по охлаждающей воде. Каждый конденсатор состоит из корпуса, камер водяных, крышек, переходного патрубка с приемно-сбросными устройствами, конденсатосборников, на пружинных опорах.

Конденсатор «блочно-модульного» исполнения, высокой степенью заводской готовности.

Материалы примененные в конструкции: трубы охлаждающих (сталь марки 03X17H14M3 или ее аналог TP 316L) и наружные (концевые) трубные доски (сталь марки 12X18H10T или 08X18H10T), имеют высокую коррозионную стойкость.

В конструкции конденсаторов использован опыт изготовления оборудования такого типа для турбин различного класса.

Принятые конструкторские и схемные решения в турбоустановках, высокая степень унификации элементов отработанных и освоенных в эксплуатации, позволяют рассчитывать на их высокие технико-экономические показатели, а также способствуют повышению качества их технического обслуживания и ремонтов.

Проектные технико-экономические и эксплуатационные показатели турбоагрегатов К-540-23,5 и К-600-23,5 позволяют их широко использовать на Украине, в России, Казахстане, Белоруссии, Болгарии, Румынии, Китае и других государствах в энергосистемах средней мощности как при оборотной, так и прямоточной системах циркуляционного водоснабжения, а также обеспечивают его высокую конкурентоспособность на внешнем рынке.

Турбины отвечают требованиям стандартов и нормам, действующим в Украине, которые базируются на международных стандартах, а также соответствуют требованиям стандартов Республики Казахстан и Российской Федерации.

Список литературы: 1. *Косяк, Ю.Ф.* Паровые турбины мощностью 310-320 МВт ПОАТ ХТЗ [Текст] / Ю.Ф. Косяк, С.И. Горбачинский, Б.А. Аркадьев, В.П. Сухинин, В.Ю. Иоффе // Теплоэнергетика. – 1989. – № 9. – С. 50-55. 2. *Левченко, Е.В.* Турбины нового поколения НПО «Турбоатом» [Текст] / Е.В. Левченко, В.Н. Галацан, В.П. Сухинин, Б.А. Аркадьев // Теплоэнергетика. – 1993. – № 5. – С. 22-29. 3. *Субботин, В.Г.* Повышение эффективности турбинных установок тепловых электростанций [Текст] / В.Г. Субботин, Е.В. Левченко, В.Л. Швецов, В.Н. Галацан, И.И. Кожешкурт // Теплоэнергетика. – 2009. – № 9. – С. 50-54. 4. *Швецов, В.Л.* Опыт ОАО «Турбоатом» в создании и совершенствовании энергосберегающего оборудования для тепловых и атомных электростанций [Текст] // Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. Вестник НТУ «ХПИ»: Сб. науч. трудов. – Харьков: НТУ «ХПИ». – 2006. – № 5. – С. 6-11.

© Швецов В.Л., Кожешкурт И.И., Дроздов Р.А., 2012
Поступила в редколлегию 14.02.12