

УДК 621.165 : 539.4

Н.И. МАМОНТОВ*, член-корреспондент Инженерной академии наук Украины,
Т.Н. ПУГАЧЕВА**

* Харьковское ЦКБ «Энергопрогресс» филиал ООО «Котлотурбопром»,
г. Харьков, Украина

** Украинская инженерно-педагогическая академия,
кафедра теплоэнергетических установок ТЭС и АЭС,
г. Харьков, Украина

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ РЕКОНСТРУКЦИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ ПАРОВЫХ ТУРБИН ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ УКРАИНЫ

Розглянуті питання, пов'язані з проблемами реконструкції і модернізації парових турбін теплових електростанцій України. Пропонується для підвищення економічності, надійності і маневреності діючих парових турбоустановок впровадити низько реконструктивні заходи, які дозволять з малими витратами підвищити потужність діючих турбін на 8–12 МВт.

The issues has been treated connected of reconstruction and modernization of steam-turbines of thermal power-stations of Ukraine. It is offered for the increase of economy, reliability and manoeuvrability of operating steam to inculcate turbine to row of reconstructive measures which will allow with small expenses to raise power of operating turbines on 8–12 MWt.

Харьковское ЦКБ «Энергопрогресс» имеет более чем 50-летний опыт технического перевооружения, реконструкции и модернизации паровых турбин мощностью от 2 МВт до 800 МВт с целью повышения их экономичности, электрической мощности, надежности, маневренности и продления срока эксплуатации. Имеется также положительный опыт проектирования новых турбоустановок (Р-24-7,0, ПТ-60-130 и др.).

На основании имеющегося опыта реконструкции и эксплуатации представляется возможным для повышения экономичности, надежности и маневренности действующих паровых турбоустановок ТЭС и ТЭЦ внедрить ряд следующих реконструктивных мероприятий.

1. Повышение температуры пара

На турбоустановках энергоблоков с турбинами мощностью 150, 200, 300, 800 МВт ТЭС и 100, 250/300 МВт ТЭЦ повысить начальную температуру пара и пара промперегрева с 540 °С до 560 °С. Апробированное на ТЭЦ России повышение температуры на 7 энергоблоках с турбинами Т-250/300-23,5 позволило повысить экономичность на 1,3 и 1 % на конденсационном и теплофикационном режимах.

Удельный расход тепла брутто на турбоустановке К-160-130, К-200-130 и К-300-240 при повышении температуры острого пара и промперегрева с 540 °С до 575 °С снижается на 1–1,5 %.

Переход на эксплуатацию паровых турбин с параметрами пара 12,8 МПа и 560/565 °С должен быть осуществлен после внедрения ряда мероприятий по обеспечению надежности котлоагрегатов и трубопроводов острого пара и промперегрева при их работе с повышенными (изначально) проектными температурами.

2. Повышение температуры питательной воды

Для этого не требуется радикальных конструктивных изменений или замены материала в подогревателях ЦВД-8 и питательного тракта.

Повышение температуры питательной воды на турбоустановке К-160-130 с 229 °С до 250 °С за счет переноса отбора пара на 1 ступень выше с учетом соответствующего снижения КПД котла снижает удельный расход тепла $\Delta q_{бр}$ на 45 кДж/(кВт·ч), т.е. на 0,53 %.

Для турбины К-300-240 соответственно 7399 кДж/(кВт·ч) и 7222 кДж/(кВт·ч), то есть на 2 %.

3. Применение осерадиальных и сотовых уплотнений в проточной части турбины

За межремонтный период эксплуатации турбин К-160-130, К-200-130 и К-300-240 наблюдается снижение экономичности проточной части ЦВД и ЦСД на 1,5...2,0 % из-за увеличения зазоров в надбандажных уплотнениях.

Условием модернизации является повышение экономичности ЦВД и ЦСД при одновременном повышении надежности, ремонтпригодности, устранение низкочастотной вибрации, исключение возможности задевания, увеличение зазоров по уплотнительным гребням надбандажных уплотнений.

Поставленная цель достигается установкой осерадиальных надбандажных уплотнений, в которых чередующиеся гребни статора и ротора образуют лабиринт. В этих уплотнениях величина осевых и радиальных зазоров исключает задевание в процессе эксплуатации и, соответственно, их увеличение. В связи с этим протечки в надбандажное пространство остаются постоянными и в сумме за межремонтный период значительно меньшими, чем традиционные уплотнения. Имеется положительный опыт внедрения мероприятия на турбинах К-300-240 и К-200-130 ХТГЗ.

Модернизацию надбандажных уплотнений можно выполнить при проведении капитального ремонта.

В объем реконструктивных работ входит:

- наплавка уплотнительных гребней на козырьки диафрагм;
- приварка полос на бандажи рабочих лопаток;
- мехобработка диафрагм и роторов для образования уплотнительных гребней.

Технико-экономический эффект от модернизации надбандажных уплотнений цилиндров высокого и среднего давления турбин К-160-130, К-200-130 и К-300-240 следующий:

- повышение КПД ЦВД до 1,5...2,0 %;
- расчетное увеличение мощности турбины на 1,5...2,0 МВт;
- окупаемость затрат до полу года;
- уменьшение затрат на ремонт и восстановление надбандажных уплотнений при капитальных ремонтах.

В настоящее время одним из перспективных видов уплотнений являются также сотовые уплотнения, широко используемые в газотурбостроении и компрессоростроении, а также в авиационной промышленности, и имеющие целый ряд преимуществ по надежности и экономичности их эксплуатации.

Анализ конструкций и результатов экспериментальных исследований лабиринтных уплотнений, используемых в турбомашинах, выявил следующие особенности сотовых уплотнений:

– поверхность контакта при касании вращающихся частей турбомашин со статором значительно меньше, чем при их задевании о сплошную поверхность;

– при касании за счет истирания и интенсивного отвода тепла сотовой поверхностью не происходит повреждения уплотнительных гребней, торцов лопаток, а также разогрева места контакта;

– сотовые уплотнения позволяют уменьшить величину зазоров и снизить уровень аэродинамических возбуждающих сил, действующих на ротор.

Применение сотовых уплотнений позволяет достигать существенного эффекта за счет уменьшения протечек рабочего тела и повышения надежности работы конструкции при возможных задеваниях вращающихся частей ротора об элементы статора. Дополнительная особенность сотовых уплотнений состоит в том, что с увеличением зазора снижается интенсивность роста расхода утечки рабочего тела. Использование сотового уплотнения также значительно повышает вибрационную надежность работы ротора, т.к. сотовая структура обладает демпфирующими свойствами.

За счет применения сотовых уплотнений повышение экономичности цилиндров низкого давления турбин ПТ-60-130, Т-100-130 достигает до 1,5 %.

4. Реконструкция и усовершенствование системы концевых уплотнений турбин К-200-130, К-300-240 и К-800-240

Модернизация системы концевых уплотнений турбины повышает экономичность работы турбоагрегата за счет уменьшения количества уплотняющего пара постороннего источника, повышает надежность и маневренность работы турбины при пусках, остановах и сбросах нагрузки за счет автоматического поддержания давления в камерах уплотнений при переходе от подачи к отсосу пара и наоборот.

Отличия реконструированной системы концевых уплотнений турбоустановок от заводских состоят в следующем:

– во всех концевых уплотнениях цилиндров высокого и среднего давления ликвидируются камеры постоянной подачи уплотняющего пара;

– из бывших камер «подачи» в уплотнениях ЦВД и ЦСД организовывается дополнительный отсос паровоздушной смеси с целью уменьшения сопротивления трубопроводов отсоса и, соответственно, увеличения пропускной способности трассы;

– отсос пара из бывших вакуумных камер на охладитель пара уплотнений производится через коллектор высокого давления и вновь устанавливаемый трехпроходный регулируемый клапан, управляемый регулятором давления.

Этот же коллектор является одновременно и коллектором подачи уплотняющего пара на концевые уплотнения высокого давления при пусках турбины из любого теплового состояния.

В коллекторе на всех режимах работы поддерживается избыточное давление 0,099–1,01 МПа (1,01–1,03 ата).

Для осуществления пуска турбины из холодного и неостывшего состояния к трехпроходному регулирующему клапану осуществляется независимый подвод пара:

– из уравнительной линии деаэраторов Д-6 с температурой 160 °С;

– от коллектора собственных нужд давлением 0,784–1,274 МПа (8–13 ата) с температурой 230–280 °С;

Пар на ЦНД турбины подводится по существующему трубопроводу из деаэратора Д-6 через коллектор, в котором поддерживается давление от 0,099 до 0,101 МПа (от 1,01 до 1,03 ата).

Таким образом, повышается надежность и экономичность работы схемы за счет работы уплотнений ЦВД и ЦНД на режиме самоуплотнения и ликвидации в связи с этим необходимости в подаче уплотняющего пара на стационарных режимах работы из уравнивающей линии деаэратора Д-6.

Надежность работы схемы отсосов также повышается за счет обеспечения равномерного по окружности камеры отсоса (подачи) пара и паровоздушной смеси, которая достигается путем установки в камерах дополнительных патрубков отсоса (подачи).

Работа схемы уплотнений после модернизации характеризуется следующими особенностями в зависимости от теплового состояния турбины и нагрузки:

На режиме пуска турбины из холодного состояния пар на концевые уплотнения ЦВД и ЦСД подается от деаэратора Д-6 через трехпроходный регулирующий клапан и коллектор высокого давления. На концевые уплотнения ЦНД пар подается также от деаэратора Д-6 через существующий коллектор.

По мере нагружения турбины расход пара на уплотнения, поступающий из коллектора высокого давления, будет уменьшаться, а затем пар начнет поступать из уплотнений в коллектор.

При этом, под воздействием регулятора давления, регулирующий трехпроходный клапан, поддерживая заданное давление в коллекторе, будет прикрывать сечение подвода пара, перекроет его и начнет открывать сечение сброса пара в сальниковый подогреватель.

При положении регулирующего трехпроходного клапана, соответствующем перекрытому сечению подвода пара от деаэратора Д-6, необходимо закрыть задвижку на подаче пара из Д-6 на клапан и открыть задвижку на подводе к нему пара от коллектора собственных нужд давлением 0,784–1,274 МПа (8–13 ата) с температурой 250–280 °С.

Это мероприятие выполняется с целью автоматической подачи «горячего» пара на уплотнения высокого давления при сбросе электрической нагрузки.

При пуске турбины из неостывшего состояния пар на уплотнения ЦВД должен подводиться от коллектора собственных нужд давлением 0,784–1,274 МПа (8–13 ата).

Экономичность работы турбины при внедрении реконструкции системы концевых уплотнений повышается на 0,15–0,2 %, электрическая мощность турбин К-200-130 увеличивается на 300–400 кВт, турбин К-300-240 – на 500–600 кВт, турбин К-800-240 – на 1000–1500 кВт.

5. Реконструкция схемы обогрева и расхолаживания фланцевых соединений цилиндров высокого и среднего давления турбоустановок К-160-130, К-200-130 и К-300-240

Система обогрева фланцевых соединений ЦВД и ЦСД предназначена для ускорения процесса пуска и нагружения турбины из «холодного» и «неостывшего» состояний, если температура металла паровпускных частей не превышает 300 °С, а также снижения термических напряжений во фланцевых соединениях. Модернизированная система обогрева позволяет повысить скорость пуска, а также экономичность, надежность и маневренность работы.

Из существующей системы обогрева исключаются коробка, регулирующие и предохранительные клапаны, что повышает надежность системы обогрева и упрощает процесс обслуживания.

Пар на обогрев подается из камеры за регулирующей ступенью ЦВД, что повышает экономичность за счет использования пара более низких параметров.

Пар через запорную арматуру поступает в начало обнзюк цилиндра через отверстия во фланцах нижней половины цилиндра.

Обнзюка выполнена в верхней и нижней половинах цилиндра симметрично оси турбины.

Отвод пара из обнзюк после обогрева фланцев и шпилек выполнен через отверстия во фланцах в нижней половине цилиндра. Сброс пара из обнзюк ЦВД направлен в трубопровод регенеративного отбора.

На трубопроводах подвода пара в обнзюки, между запорными вентилями выполнены линии подвода воздуха с запорной арматурой, с целью использования системы обогрева для расхолаживания турбины атмосферным воздухом.

Слив дренажа из обнзюк осуществляется из каждой шпильки в выпускной коллектор. Дренаж этого коллектора направлен в бак низких точек.

6. Усовершенствование дренажно-продувочной системы

Усовершенствованная дренажно-продувочная система обеспечивает ускоренный пуск турбины за счет быстрого прогрева всех паропроводов турбоустановки, качественного их дренирования и увеличения пропускной способности дренажной системы, повышает надежность и маневренность работы турбины, обеспечивает удобство обслуживания и эксплуатации системы.

При реконструкции заменяется часть существующих дренажных трубопроводов на новые, большего диаметра, организуются дополнительные дренажи и продувки, производится упорядочивание дренажей по их параметрам и функциональности и переконпоновка дренажных коллекторов.

Реконструкция дренажно-продувочной системы позволяет экономить на турбинах К-200-130 до 70 т.у.т/год и на турбинах К-300-240 до 100 т.у.т/год за счет ускорения прогрева и нагружения котлоагрегата.

7. Малозатратная реконструкция проточной части ЦНД

7.1. Турбина К-200-130

Существующая проточная часть ЦНД турбины выполнена двухпоточной по четыре ступени давления в каждом потоке. Две последние ступени обеспечивают полуторный выхлоп с применением предпоследней ступени «Баумана» и последней ступени с активной длиной рабочей лопатки $L_{акт.} = 765$ мм.

С целью повышения экономичности ЦНД реконструированная проточная часть ЦНД разработана без «ступени Баумана» и вписывается в существующий выхлопной патрубок турбины. Модернизацию выхлопного патрубка легко осуществить в условиях ТЭС. Улучшение работы патрубка может быть достигнуто за счет снижения его выходных потерь путем удаления разделительной перегородки и установки криволинейных направляющих ребер в двух крайних боковых ячейках в нижней половине корпуса ЦНД вблизи горизонтального разъема.

Повышение экономичности ЦНД при реконструкции патрубка составит 1,1–0,65 % абс. в зависимости от расхода пара и давления в конденсаторе. Подобную работу ХЦКБ выполнило в 1998–1999 г. на трех турбинах СВК-150 Черепетской ГРЭС.

Для решения поставленной задачи были подобраны, изучены и проанализированы отсеки 2–3-х современных последних ступеней серийных турбин большой мощности. На основе анализа указанного серийного облопачивания

разработано два варианта проточной части низкого давления для модернизации ЦНД турбины К-200-130.

Возможны следующие варианты трехступенчатых проточных частей низкого давления с сохранением двух первых ступеней и ликвидацией двух последних ступеней и замене их на одну с учетом реконструкции выхлопного патрубка:

Вариант 1. Предусматривает разработку нового облопачивания с установкой, в качестве последней, ступени, разработанной на базе ступени ОАО «ЛМЗ», с активной длиной рабочей лопатки $L_{акт.} = 755$ мм.

Вариант 2. Предусматривает установку последней ступени улучшенной современной конструкции с активной длиной рабочей лопатки 960 мм.

Проточные части рассчитаны на срабатывание изоэнтропического теплоперепада, равного теплоперепаду существующего ЦНД турбины К-200-130 на номинальном режиме.

В таблице приведены основные характеристики рассмотренных вариантов и сравнение их с базовым вариантом существующей конструкции.

Таблица. Сводная таблица результатов расчетов фирменной и модернизированной проточной части ЦНД

Наименование		Давление пара за турбиной, P_k , ата	Давление пара перед ЦНД, P_1 , ата	Внутренний относительный КПД ЦНД, $\eta_{цнд}$, % *)	Внутренняя мощность ЦНД, N_i , МВт	Выигрыш внутренней мощности ЦНД, ΔN_i , МВт
Фирменная проточная часть ЦНД (по данным тепловых испытаний Донецкого отделения ОРГРЭСа на Луганской ТЭС)		0,035	1,1831	$\frac{73,72}{75,2}$	46,9	–
		0,08	1,1835	$\frac{70,8}{72,3}$	37,2	–
Трехступенчатая проточная часть ЦНД	Вариант 1 $L_{р.л.} = 755$ мм **)	0,035	1,1894	$\frac{72,42}{73,9}$	45,5	–1,4
		0,08	1,1892	$\frac{81,97}{83,5}$	41,8	+4,6
	Вариант 2 $L_{р.л.} = 960$ мм	0,035	1,1892	$\frac{76,91}{78,4}$	48,4	+1,5
		0,08	1,1891	$\frac{80,09}{81,6}$	41	+3,8
*) В числителе указана величина без учета реконструкции выхлопного патрубка, в знаменателе – с учетом реконструкции выхлопного патрубка. **) Активная длина рабочей лопатки последней ступени.						

Сравнительные расчеты выполнены в диапазоне изменения давления в конденсаторе от 0,0034 МПа (0,035 ата) до 0,012 МПа (0,123 ата), что имеет место при фактической эксплуатации в климатических условиях Украины.

За базовый вариант при сравнении приняты усредненные данные тепловых испытаний, выполненных Донецким отделением ОРГРЭСа на Луганской ТЭС.

Приведенные данные подтверждают, что установка взамен двухъярусной 26 ступени и 27 ступени штатного ЦНД последней ступени современной конструкции целесообразна и экономически оправдана.

Применение трехступенчатой проточной части НД с рабочей лопаткой 960 мм и 755 мм зависит от среднегодового вакуума и среднегодовой нагрузки турбины, эксплуатирующейся в каждом регионе, а именно:

– для электростанций с прямоточным техническим водоснабжением при глубоком вакууме наиболее целесообразно применить проточную часть с последней ступенью с активной длиной рабочей лопатки 960 мм;

– для электростанций с градирнями и прудом-охладителем наиболее целесообразно применение проточной части НД с последней ступенью с активной длиной рабочей лопатки 755 мм, предусматривающей применение насадных дисков.

Отказ от ступени Баумана с заменой ее на оптимальную последнюю ступень позволит повысить экономичность турбины на 1,5–2 %. С учетом среднезимнего и среднелетнего вакуума на каждой конкретной ТЭС это позволит получить за год дополнительную выработку турбиной порядка 15–18 млн. кВт·ч электроэнергии;

Кроме того, реконструкция выхлопного патрубка позволит увеличить КПД турбины на 0,3–0,5 %.

Всего по турбине комплекс мероприятий по реконструкции ЦНД с учетом выхлопного патрубка повышает экономичность на 2–2,5 % или электрическую мощность на 4–4,5 МВт.

7.2. Турбина К-300-240

Реконструкция проточной части ЦНД турбины К-300-240 ХТГЗ предполагает замену существующих ступеней на новые с длиной рабочей лопатки последней ступени 1030 мм.

Детальные сведения об экономичности и структуре потока всего ЦНД и его отдельных ступеней получены ЦКТИ, МЭИ, ХПИ, ЛМЗ, ХТГЗ и другими организациями. Эти исследования позволили определить эффективность модернизации отдельных ступеней. В результате определены основные причины пониженной экономичности, а именно: резкое раскрытие и неплавность меридиональных обводов проточной части, большие меридиональные скорости потока, утечка через неуплотненные радиальные зазоры над рабочими лопатками, неравномерное распределение расходов, углов и других параметров, отрицательное влияние проволоочных связей.

В 1968–69 гг. ВТИ с ХТГЗ и Змиевской ГРЭС были проведены газодинамические испытания проточной части ЦНД турбины К-300-240-1 ХТГЗ, которые показали, что в реальных условиях имеет место:

- 1) неравномерное по радиусу и окружности распределение параметров потока;
- 2) отличие измеренных параметров потока от расчетных по всей высоте рабочей лопатки, особенно в корневом и периферийных сечениях;
- 3) рассогласование расходов пара через соответствующие по высоте сечения соседних ступеней, что усиливает радиальные перетекания, вызывает резкое искривление меридиональных линий тока и приводит к еще большему отклонению условий работы ступени от расчетных;
- 4) различие в локальных КПД ступеней из-за того, что, как показали исследования, максимальные значения КПД $\eta_{oi}^* = 86–89\%$ ступеней отсеков достигаются только в средней зоне рабочей лопатки ($\bar{l} = 0,3–0,75$), а в корневой зоне и

особо в периферийных зонах КПД снижается на 10–35 %. Низкие КПД в корневой зоне ступеней объясняются увеличенными профильными и концевыми потерями, вызванными вторичными течениями, существенно зависящими от формы корневого меридионального обвода. Достигнутый уровень КПД в корневых сечениях 82–83 %, в средних 86–87 % и периферийных 67–75 % не является достаточно высоким и может быть повышен.

Путем дальнейшего улучшения периферийных и корневых сечений, снижения потерь в средней зоне, более рационального распределения расходов по радиусу, уменьшая на периферии и увеличивая в среднем сечении, можно довести общий уровень КПД отсеков последних ступеней ЦНД до 86–88 %.

Анализ данных исследований последних ступеней ЦНД турбины К-300-240 ХТГЗ показывает, что главная причина снижения КПД при работе на номинальном режиме является резкое увеличение лопаточных потерь, потерь с выходной скоростью и расходов пара в периферийной зоне $\bar{l} = 0,85-1,0$, где рабочие лопатки выполнены с большими относительными шагами и не имеют ленточных бандажей.

Работа последней ступени ЦНД турбины К-300-240 на переменных режимах с объемными пропусками пара ($\overline{GV_2}$) ниже номинального связана с дальнейшим снижением КПД из-за возникновения корневого отрыва потока. При этом увеличивается неравномерность распределения параметров потока по высоте, становятся выше расчетные потери с выходной скоростью. При $\overline{GV_2} < 0,8$ корневой отрыв, развиваясь, занимает все большую высоту рабочей лопатки, распространяясь вверх по потоку; при $\overline{GV_2} < 0,45$ захватывает и предпоследнюю ступень.

На режиме холостого хода корневой отрыв в последней ступени занимает уже 75 % длины рабочей лопатки и 60–65 % длины предпоследней рабочей лопатки.

Указанные явления приводят к существенному снижению экономичности такой ступени на переменных режимах при ухудшении вакуума по сравнению с расчетным за счет ослабления конфузурности течения в корневой и периферийной зонах в направляющих и рабочих лопатках.

Внутренний относительный КПД последней пятой ступени ЦНД турбины К-300-240-1 с активной длиной рабочей лопатки 1050 мм не превышает 45–50 %. Общий КПД отсека 1–5 ступеней при расчетном вакууме 0,0034 МПа (0,035 ата) составляет 77,8 % и имеет тенденцию к снижению при уменьшении объемного расхода пара $\overline{GV_2} < 1,0$.

Из всего изложенного следует, что в части повышения экономичности ЦНД турбины К-300-240 имеются достаточные резервы. Учитывая, что на Украине эксплуатируются турбины К-300-240 и что они еще длительное время будут находиться в эксплуатации, весьма актуальным становится задача повышения экономичности и мощности ЦНД этой турбины. При этом представляет интерес рассмотрение вопроса в широком аспекте с целью определения как максимально возможного повышения экономичности, так и локального за счет частичных, малозатратных мероприятий.

Поставленная задача решается по трем направлениям:

- использование существующих отработанных элементов проточных частей, применяемых на высокоэкономичных турбинах последних выпусков, с полной заменой проточной части, с КПД до 86 %;
- создание новой, спроектированной заново проточной части низкого давления с использованием современных решений, с КПД до 90 %;

– реконструкция с заменой последней 5-й ступени.

Наиболее оптимальным малозатратным вариантом модернизации проточной части ЦНД как с точки зрения повышения экономичности, так и с точки зрения наличия рабочей документации, инструмента, приспособлений и технологии для изготовления лопаточного аппарата является:

- Для турбины К-300-240-1:
 - а) замена 4-й ступени на ступень турбины К-300-240-2;
 - б) замена 5-й ступени на ступень турбины К-750-65.
 - Для турбины К-300-240-2 – замена 5-й ступени на ступень турбины К-750-65.
- Срок окупаемости установки новой ступени составит $\approx 1,6$ года.

Замена указанных ступеней позволит при номинальном расходе свежего пара и расчетном вакууме увеличить мощность турбины К-300-240 на 9435 кВт или на 3,15 % абсолютных, турбины К-300-240-2 – на 7446 кВт или на 2,5 %.

Дальнейшее повышение экономичности ЦНД турбины К-300-240 на 0,375 % абсолютных (1122 кВт), а турбины К-300-240-2 на 0,442 % (1327 кВт) может быть реализовано путем проектирования и изготовления для каждой из турбин новой рабочей лопатки 3-й ступени. При этом увеличение мощности в целом по турбине К-300-240-1 составит 10557 кВт, по турбине К-300-240-2 – 8773 кВт.

8. Реконструкция системы регулирования и защиты турбин

Реконструируется гидромеханическая система автоматического регулирования и защиты (САР) турбины в электронно-гидравлическую. Особенностью данного предложения является то, что все комплектующие модернизации возможно спроектировать и изготовить в Украине.

Целью модернизации является повышение точности поддержания частоты вращения ротора, улучшение точности и быстродействия отработки управляющих и защитных команд, повышение надежности, а также снижение трудозатрат на обслуживание САР. Модернизация САР турбины позволит энергоблоку эффективно участвовать в первичном и вторичном регулировании частоты и мощности энергосистемы и в работе противоаварийной автоматики. При этом турбина будет вырабатывать электроэнергию на уровне европейских стандартов (с нечувствительностью до 0,04 % и программируемой неравномерностью 2–10 %), что даст возможность энергосистеме Украины работать совместно с европейскими энергосистемами.

Реконструкция заключается в установке на турбине современной микропроцессорной электронной системы с сохранением в работе существующих гидравлических сервоприводов паровых клапанов. Остальные существующие механические и гидравлические устройства САР демонтируются.

Технико-экономический эффект от модернизации САР обеспечивается за счет:

- повышения точности управления турбиной;
- снижения объема регламентных, ремонтных и наладочных работ по гидравлической части САР;
- снижения затрат на восполнение и регенерацию рабочей жидкости САР благодаря снижению требований к ее чистоте и удлинению периода между ее заменами;
- уменьшения потребляемой мощности насосов рабочей жидкости САР;
- автоматизации проверок и диагностики работоспособности САР, в том числе возможности проведения проверки противоразгонной защиты без увеличения частоты

вращения ротора, что является основным фактором улучшения показателей надежности и продления срока службы турбины;

– автоматизации контроля состояния парораспределения и проточной части турбины;

– повышения точности и эффективности ограничения предельных параметров режима турбины;

– повышения технического уровня и облегчения условий труда эксплуатационного и ремонтного персонала электростанции.

Рассмотренный комплекс реконструктивных мероприятий при его внедрении позволяет с относительно малыми затратами повысить мощность действующих турбин К-200-130 на 8–10 МВт и достичь КПД на уровне 78–80 %. На турбинах К-300-240 ХТГЗ эти показатели соответственно достигнут 10–12 МВт и 79–81 %.

Учитывая значительные затраты в полную замену турбоустановок целесообразно при продлении ресурса работы во время капитальных ремонтов внедрять на турбоустановках вышеуказанные реконструктивные мероприятия, позволяющие повысить их экономичность, надежность и маневренность.

Литература

1. Техническая эксплуатация электрических станций и сетей. Правила. ГКД 34.20.507-2003. – Киев: ОРИФРЭ, 2003.

2. Контроль металла и продление срока эксплуатации элементов котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. СОУ-Н-МПЕ – 40.1.17.401.2004. – Киев: ОРИФРЭ, 2004.

3. Израилев Ю.Л. О живучести ответственных элементов турбин ТЭС. // Энергетика. – 1989. – № 11.

4. Балина В.С. О ресурсе высокотемпературных роторов паровых турбин / В.С. Балина, Е.Д. Консон, С.А. Тихомиров // Теплоэнергетика. – 1988. – № 7.

© Мамонтов Н.И., Пугачева Т.Н., 2008