

УДК 621.165

А.Л. ШУБЕНКО*, д-р техн. наук, член-корр. НАН Украины,
Н.В. ЛЫХВАР*, канд. техн. наук, В.Л. ШВЕЦОВ**, инженер

* *Институт проблем машиностроения им. А.Н. Подгорного НАН Украины,
г. Харьков, Украина*

** *Открытое акционерное общество «Турбоатом»,
г. Харьков, Украина, e-mail: shvetsov@turboatom.com.ua*

ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТУРБОУСТАНОВОК ДЛЯ ТЭС И АЭС ОАО «ТУРБОАТОМ» НА ОСНОВЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Розглянуті питання, пов'язані з переходом від нормативних методів на ремонтне обслуговування і заміну устаткування паротурбінних установок (ПТУ) ТЕС і АЕС, до обслуговування і ремонту енергетичного устаткування «за станом». Такий перехід неможливий без впровадження в практику методів і засобів діагностування стану ПТУ. Запропоновано новий підхід до рішення цієї задачі, який базується на застосуванні повних, гнучких, таких, що адаптуються математичних моделей ПТУ для визначення базових значень показників, що діагностуються.

The issues of transfer from standard methodic for remedial maintenance and replacement of TPP and NPP steam turbine plants (STP) to «on-condition» maintenance and repair of power generating equipment have been considered. Such transfer is impossible if STP diagnostic techniques and means are not put to use. We offer a new approach to solution of the problem of STP condition diagnosis by thermodynamic parameters which is based on application of comprehensive, flexible and adapted mathematical model for the purpose of determination of basic values of the diagnosed factors.

Опыт эксплуатации энергетического оборудования в Украине показывает, что расчетные показатели ресурса и, связанные с ним нормативы на ремонтное обслуживание и замену оборудования, существенно отличаются от фактически достигнутых. Так, например, большая часть мощных энергетических паровых турбин исчерпала свой расчетный ресурс и продолжает находиться в эксплуатации, что свидетельствует о занижении расчетных показателей надежности, по крайней мере, в два раза. Из этого видно, что прямое использование расчетных оценок для планирования ремонтных работ на энергоблоках и принятия решений о замене оборудования приводит к существенным экономическим потерям. Поэтому переход от нормативных методов к обслуживанию и ремонту энергетического оборудования «по состоянию» является весьма актуальным, что подтверждается зарубежным опытом [1, 2].

При переходе к эксплуатации ПТУ (паротурбинная установка) «по состоянию» необходимость сохранения и дальнейшего повышения достигнутого уровня надежности выдвигает очевидное требование — разработать и, по мере утрачивания расчетным ресурсом своей роли гаранта надежности, вводит в действие какую-то эквивалентную замену, обеспечивающую уверенность в исправности ПТУ, находящихся в эксплуатации. Такой заменой является внедрение в практику методов и средств диагностирования состояния ПТУ. В настоящее время это основной путь обеспечения и повышения эксплуатационной надежности ПТУ. Диагностика ПТУ, совершенствуясь и развиваясь, должна перерасти в прогнозирование состояния ПТУ.

Предпосылками перехода от нормативных методов к обслуживанию и ремонту энергетического оборудования «по состоянию» являются:

– оснащение современных турбоустановок для ТЭС и АЭС ОАО «Турбоатом» информационно-вычислительными системами на базе вычислительной техники;

– многолетний опыт создания и применения математических моделей для проектирования, исследований и получения энергетических и нормативных характеристик турбоустановок ТЭС и АЭС в ИПМаш НАН Украины и ОАО «Турбоатом» [3–5];

– опыт создания методов и средств диагностирования оборудования энергоустановок, как у нас в стране, так и за рубежом. Так, например, разрабатываются системы диагностики состояния оборудования, которые базируются на использовании математических моделей энергоустановок (Thermoflow, США и Sema, Франция) [1, 2]. В России, Польши и Украине [6, 7]. Также ведутся отдельные работы, направленные на решение задач диагностирования состояния оборудования, в частности, на основе статистических методов.

Одними из основных методов контроля и диагностирования состояния сложных технических систем являются параметрические методы [8]. Они базируются на специальной обработке и анализе значений термогазодинамических и других параметров, измеренных на работающей ПТУ. К числу термогазодинамических параметров относятся давление и температура, отношения давлений и температур, скорость течения, расходы рабочего тела (пара, воды), проходная площадь характерных сечений по пароводяному тракту ПТУ, и т.п.

Параметрическим методам диагностирования присущи некоторые характерные отличия, которые в совокупности определяют особое место этих методов в системе контроля состояния ПТУ. Такими отличиями есть:

1. Диагностическая информация, которая содержится в анализируемых параметрах ПТУ, собирается «на ходу», на работающей ПТУ. При достаточной (по количеству и составу) номенклатуре этих параметров, при непрерывном или довольно частом измерении и регистрации их значений в ходе испытаний или эксплуатации ПТУ открывается возможность найти ряд неисправностей в ранней стадии, проследить историю их развития и прогнозировать дальнейшие тенденции.

2. Термогазодинамические параметры ПТУ связаны соотношениями, которые вытекают из теории ПТУ и хорошо согласуются с экспериментом. Этот факт обуславливает возможность довольно строгого математического описания процессов в проточной части турбины, в теплообменном оборудовании (конденсаторы, подогреватели и т.п.) и применения их математических моделей для решения разных задач диагностирования.

На большей части ТЭС и АЭС Украины в настоящее время отсутствуют средства диагностики состояния оборудования турбоустановок по термодинамическим параметрам. Отдельные элементы таких систем реализованы в рамках задач анализа технико-экономических показателей (ТЭП) ТЭС и АЭС [7].

В настоящей работе рассмотрены подходы к решению задачи диагностирования турбоустановок ТЭС и АЭС ОАО «Турбоатом» по термодинамическим параметрам, которая является одним из методов параметрической диагностики.

В качестве задачи диагностирования паротурбинной установки принимается выявление неисправностей (дефектов). Задача эта может решаться с разной степенью глубины. На первом этапе, как правило, достаточно найти сам факт возникновения неисправности. В случае ее возникновения, нужно, кроме того, «локализовать» неисправность, то есть установить, произошла ли она в турбине, конденсаторе, каком-нибудь другом элементе оборудования ПТУ и т.п.

Под неисправностью, подлежащей обнаружению методами диагностирования, будем подразумевать любое явление, возникновение которого препятствует или делает нецелесообразным продолжение той стадии жизненного цикла диагностируемого оборудования, на которой оно находилось к моменту проведения диагностирования.

В число таких явлений входят неисправности в общепринятом понимании этого слова — поломки, трещины, повышенный износ, перегрев, прогар деталей, усиление или изменение характера вибраций, дефекты систем смазки, регулирования и многое другое. Но в качестве неисправностей в указанном выше смысле следует также рассматривать несоответствие фактических характеристик (уровней потерь, КПД узлов, температурных напоров в теплообменниках и т.п.) заданным или расчетным значениям;

Параметрическая диагностика базируется на том, что отклонения в работе оборудования определяются путем сопоставления анализируемого показателя, полученного с помощью измерений, с некоторым базовым (опорным) его значением. Ключевым вопросом при решении этой проблемы есть определение базовых значений показателей, которые анализируются.

Специфика работы турбоустановок и оборудования, которое входит в ее состав состоит в том, что базовые значения основных технико-экономических показателей (ТЭП) работы турбоустановки (например, удельный расход теплоты) и оборудования (недогревы в подогревателях, температурные напоры в конденсаторах и т.п.) существенным образом зависят от целого ряда режимных и структурных факторов. В задачах ТЭП для определения базовых значений показателей, которые анализируются, а также, для оценки влияния структурных факторов используются нормативные характеристики турбоустановок, построенные, как правило, при определенных условиях (например, при фиксированной тепловой мощности парогенератора, отсутствии отборов пара сверх регенерации, проектной схеме слива дренажей и т.п.). Обусловленная этим невысокая точность определения базовых значений показателей, которые анализируются, ограничивает их применение для цели выявления отклонений в работе оборудования на ранних стадиях их появления. К тому же получение достаточно точных нормативных характеристик возможно только при проведении полномасштабных тепловых испытаний, которые весьма дорогостоящие.

Для дальнейшего рассмотрения методов диагностирования оборудования ПТУ по термодинамическим параметрам целесообразно формализовать понятия: тепловая схема (ТС); определяющие параметры; состояния и операторы.

Под тепловой схемой будем понимать совокупность всех структурных единиц энергоблока, объединенных общим критерием эффективности, технологическими связями и интегральными свойствами такими, например, как электрическая нагрузка, отпуск теплоты, расход топлива и т.п.

Состоянием ТС назовем технически допустимый вариант тепловой схемы.

Базовым назовем состояние ТС, структура которой и свойства входящего в ее состав оборудования (техническое состояние) находятся в соответствии с нормативной документацией, или в соответствии с показателями (свойствами оборудования), которые приняты за нормативные (например, показатели, которые сняты и зафиксированы на действующей ПТУ после капитального ремонта).

Под определяющими параметрами турбоустановки будем понимать параметры, необходимые и достаточные для того, чтобы по их значениям можно было однозначно определить все другие параметры ТС. Определяющими параметрами турбоустановки будут такие: расход и теплотворная способность используемого топлива, начальные параметры пара, температура и расход охлаждающей воды конденсаторов,

теплофикационная нагрузка, наличие отключений оборудования, резервных источников питания паром и сливов конденсата и т.п.

Базовым параметром будем называть такое значение определяющего параметра, которое отвечает расчетному при базовых (нормативных) значениях свойств анализируемых элементов оборудования, и при фактических значениях всех других параметров ПТУ, которые влияют на его величину.

Текущее состояние представляет собой вариант тепловой схемы со структурой и свойствами оборудования, обусловленными текущим техническим состоянием энергоблока, которое определяется параметрами, соответствующими условиям внешней среды (температура внешнего воздуха, воды для охлаждения конденсаторов и т.п.) и текущими значениями расхода топлива, тепловыми и электрическими нагрузками энергоблока.

Пространство состояний, достижимых из начального состояния, состоит из всего множества допустимых по техническим условиям вариантов тепловой схемы, которые могут быть образованы в результате допустимых преобразований свойств элементов и структуры ТС в целом.

С учетом вышеприведенного можно так сформулировать задачу диагностики состояния оборудования ПТУ по термодинамическим параметрам: обнаружить наличие отклонения определяющего анализируемого параметра элемента оборудования ПТУ, (полученного в результате измерений) от базового значения этого же параметра.

Решение задачи диагностики оборудования турбоустановок в единой постановке с одновременным исследованием всего комплекса связей сильно усложнено из-за большого количества элементов оборудования, сложности функциональных связей между ними и природы протекающих в них процессов. Поэтому необходимо провести декомпозицию общей задачи диагностики оборудования турбоустановок, то есть сделать деление задачи на ряд взаимозависимых локальных задач диагностики на разных иерархических уровнях. Такое деление целесообразно делать как по признакам, которые характеризуют функциональное назначение элементов оборудования (или групп элементов) турбоустановки, так и по природе процессов, которые протекают в элементах оборудования, (физических, химических или других). В свою очередь, физические процессы, например, могут быть разделены на: механические, тепловые, термогазодинамические и др.

Выделение локальных задач диагностирования позволяет обеспечить, полноту математического описания процессов, которые протекают, создание математических моделей, диагностических процедур и программных средств, которые их реализуют и отвечают основным принципам построения больших систем.

Предварительно, на данном этапе могут быть выделены следующие задачи диагностирования состояния оборудования турбоустановки по термодинамическим параметрам:

– контроль тепловой мощности парогенератора (котла), переданной в турбоустановку;

– диагностика состояния турбоустановки в целом по термодинамическим параметрам. В рамках данной задачи определяется соответствие основных показателей турбоустановки (мощности и удельного расхода теплоты) текущим внешним параметрам (параметрам свежего пара, охлаждающей воды в конденсаторе, отбираемого сверх регенерации пара, добавка химочищенной воды и т.п.).

В случае наличия отклонений в показателях турбоустановки, выявленных в результате решения задачи диагностики состояния турбоустановки в целом по

термодинамическим параметрам, должна проводиться диагностика по термодинамическим параметрам состояния оборудования, которые входят в состав турбоустановки. Такими задачами могут быть:

- диагностика проточной части турбины;
- диагностика конденсаторов;
- диагностика турбопитательных насосов;
- диагностика концевых уплотнений турбины;
- диагностика регенеративных подогревателей ПНД и ПВД;
- диагностика охладителей дренажа;
- диагностика сетевых подогревателей;
- контроль пароводяных потерь турбоустановки.

Из изложенного выше видно, что для эффективного решения задач диагностирования ПТУ по термодинамическим параметрам необходимо решать задачи как синтеза, так и анализа. Эффективность решения задач синтеза определяется способом внутреннего описания систем. В модели, которая предлагается, предполагается способ внутреннего описания в виде информационной модели (ИМ), что базируется на составных объектах. В основе ИМ лежит структурное описание энергоустановки, то есть представления ее в виде компонентов и связей между ними. Информационная модель турбоустановки трактуется как составной объект [3, 4], то есть, как множество информационных моделей компонентов.

На базе гибкой адаптируемой математической модели турбоустановки создан базовый пакет программных приложений (БППП), позволяющий создавать пакеты прикладных программ (ППП) диагностирования конкретных турбоустановок. Подготовка данных по свойствам и структуре турбоустановки, а также их изменение в процессе работы с ППП могут, в зависимости от характера решаемых задач, готовиться с разной степенью детализации в режиме как текстового, так и графического взаимодействия. Математическая модель турбоустановки обеспечивает решение задач с высокой (на уровне проектных расчетов турбостроительных заводов) точностью.

Система контроля состояния (СКС) оборудования по термодинамическим параметрам с использованием БППП, как надстройка над штатной системой измерений может состоять из трех основных частей:

– подсистема имитации сигналов от турбоустановки и корректировки базового состояния, которая позволяет настроить систему так, чтобы параметры математической модели соответствовали параметрам турбоустановки для идентичных режимов. Эта же подсистема очень эффективна при отладочных и наладочных работах, проектировании и исследованиях турбоустановок;

– подсистема диагностики позволяет обнаруживать отклонения свойств оборудования от их базовых значений, определяемых с помощью математической модели с учетом текущего режима и состояния тепловой схемы (ее структуры в момент измерений), а также вычисляет изменения мощности, вызванные такими отклонениями (как свойств, так и структуры). Поскольку ведется сравнение не абсолютных значений, а отклонений, то точность диагностики существенно возрастает за счет уменьшения систематических погрешностей;

– подсистема управления базами данных фиксирует, регистрирует, вычисляет показатели по отчетным интервалам (смена, сутки, месяц, год), обеспечивает оперативный доступ к любой, хранящейся в базах данных информации, как в форме видеокладов дисплея, так и печатных копий.

Реализация предлагаемого комплекса задач расчета обеспечивает:

– определение текущих значений технико-экономических показателей турбоустановки по данным измерений;

– расчет базовых (опорных) значений ТЭП, соответствующих текущему состоянию турбоустановки при базовых свойствах основного и вспомогательного оборудования;

– определение отклонений в работе основного и вспомогательного оборудования путем сопоставления текущих значений ТЭП с их опорными значениями;

– определение обобщенных показателей качества эксплуатации турбоустановок.

Получаемые с помощью подсистемы диагностирования значения недоступных для непосредственного измерения параметров в проточной части турбины могут быть использованы для решения других задач, например, оценки термонапряженного состояния.

Эффект от внедрения системы за счет своевременного выявления, оценки влияния и устранения отклонений в работе оборудования и турбоустановки в целом составит 0,5–1 % по удельному расходу теплоты.

Литература

1. Programs to extend the capabilities of Thermoflow's Core Modeling Tools [Электронный ресурс]: – официальный сайт разработчика – Thermoflow, Inc., Sudbury, USA – Электрон. дан. http://www.thermoflow.com/Utilities_SUPERPROGS.htm, Последнее обращение: 06.03.2009. – Загл. с экрана.

2. The N4 instrumentation and control system [Электронный ресурс]: – официальный сайт разработчика – Atos Origin (ранее Sema), Meylan Cedex, France – Электрон. дан. http://www.atosorigin.com/en-us/Business_Insights/Case_Studies/Case_Studies_Container/cs_edf_n4.htm, Последнее обращение: 06.03.2009. – Загл. с экрана.

3. Лыхвар Н.В. Математическое моделирование и оптимальное проектирование паротурбинной установки / Н.В. Лыхвар, Ю.Ф. Косяк // Теплоэнергетика. – 1986. – № 2. – С. 69-72.

4. Лыхвар Н.В. Моделирование теплоэнергетических установок с использованием интерактивной схемной графики / Н.В. Лыхвар, Ю.Н. Говорущенко, В.А. Яковлев // Пробл. машиностроения, – 2003. – № 1. – С. 30-41.

5. Сергеева В.Б. Математическая модель турбоустановки при ее проектировании / В.Б. Сергеева, В. Ю. Иоффе, А. С.Файнштейн // Теплоэнергетика. – 1983. – № 5. – С. 37-41.

6. Gardzilewicz A. Instruction of the DIAGAR Programm for the Turboset no. 3 of the Koshienice Power Station / A. Gardzilewicz, J. Gtuch, M. Bogulicz // Rep. 14/94, Maszyny Przeplywowe Sp.o.o. – Gdansk, 1994. – С.229-237.

7. Тепловые и атомные электростанции и установки (математические модели для проектирования и эксплуатации) / И.Г. Шелепов, С.Ф. Артюх, М.А. Дуэль и др. – К.: УМКВО, 1992. – 315 с.

8. Ахметзянов А.М. Диагностика состояния ВРД по термогазодинамическим параметрам / А.М. Ахметзянов, Н.Г. Дубравский, А.П.Тунаков. – М.: Машиностроение, 1983. – 206 с.

© Шубенко А.Л., Лыхвар Н.В., Швецов В.Л., 2009