

Түйіндеме

Мақалада техникалық құралдарды (ЭМҰ) электромагнитті үйлесімдіктің қамтамасыз етуін сұрақ қарап шыққан. Жабдықтауды жүйе жасапсарлас желілердің арасындағы кондуктивтық электромагнитті

қатықтың $\delta K_{U(n)}$ үлестірілуін ашық қарастырылған.

Resume

The article addressed the issue of electromagnetic compatibility (EMC) technology. The mechanism of the distribution of conductive elec-

tromagnetic interference (EMI) $\delta K_{U(n)}$ between adjacent networks, power supply system.

УДК 621.313.13

ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ, ОТРАБОТАВШИХ СВОЙ СРОК СЛУЖБЫ

В.И. Полищук

*Екибастузский инженерно-технический институт
им. академика К. Сатпаева*

На сегодняшний день большинство турбогенераторов, установленных в Казахстане, выработали свой нормативный срок службы. Замена их в ближайшее время не возможна по экономическим соображениям. Как показывает отечественная и зарубежная практика, фактический срок эксплуатации турбогенераторов может существенно превышать срок, заявленный производителем. В таком случае одной из важнейших задач, формально не предусмотренной нормативными документами, становится оценка остаточного ресурса. Задача не является простой и не может быть решена путем проведения типовых профилактических испытаний. В свое время ставился вопрос об обеспечении надежности турбогенераторов и создания методик оценки их остаточного ресурса. Но реформы в электроэнергетике пошли по пути совершенствования структуры управления. Совершенствованию технической структуры не уделялось должного внимания. Сейчас наступает период, когда число отказов и повреждений основного электрооборудования возрастает вследствие его старения. Такое возрастание числа отказов обусловлено самой историей отечественной электроэнергетики, где в 80-х годах прошедшего столетия ускоренно вводились в строй новые

мощности. Высокие темпы развития достигались укрупнением единичной мощности вновь вводимых энергоблоков, что приводило к нарастанию электромагнитных, тепловых и механических нагрузок на активные части генератора. Следовательно, наличие в энергосистемах турбогенераторов, например Т2-50-2 (50 МВт), успешно отработавших более 60 лет, не дает оснований рассчитывать на тот же срок службы для генераторов большей единичной мощности, например 300 и 500 МВт [1].

В настоящий момент отрасль не имеет достоверных методик оценки остаточного ресурса турбогенераторов. Создать такие методики является чрезвычайно важной задачей, затраты при этом гораздо ниже, чем затраты на модернизацию одного блока, например ТВВ-500-2. Заинтересованные собственники генерирующего оборудования могли бы без особого труда выделить такие средства.

Но более трудной представляется задача эффективного размещения средств, направляемых на научно-техническую поддержку отрасли. Поскольку, одним из следствий реформ, проведенных в электроэнергетике, явилось практически полное вытеснение из отраслевых НИИ и специализированных научно-исследовательских лабораторий Казахстанских университетов среднего кадрового звена в возрасте от 35 до 55 лет, которое и определяет успешность решения подобной задачи.

В связи с отсутствием достоверных методик оценки остаточного ресурса, на предприятиях вынуждены применять экспертный метод оценки. Достоверная глубина экспертного прогноза, недостаточна для эффективного планирования инвестиций в электроэнергетику.

Методические указания и руководящие директивы, используемые на станциях, в основном российские [2,3], имеют существенные недостатки, а самое главное не учитывают наработанный отечественный опыт. Так, например, ни в один из документов не вошли методики определения герметичности обмоток (явившихся причиной повреждений турбогенераторов на Экибастузских ГРЭС-1 и ГРЭС-2) и это притом, что имеются методики [4], разработанные технологическим филиалом концерна «Росэнергоатом» для использования на АЭС. Такое увлажнение происходит при гидравлических испытаниях обмоток, проводимых во время ремонта в соответствии с требованиями РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [2] на генераторах с незначительными дефектами герметичности. Видимо имеет смысл отказаться от проведения работ, рекомендованных в [2,3], потому что, гидравлические испытания на турбогенераторах, выработавших свой срок службы, приводит к росту числа повреждений обмоток турбогенераторов.

Противоречивыми являются методы определения технического состояния подвески сердечника статора, хотя в настоящее время для диагностики подвески разработаны специальные методы виброакустической

диагностики, основанные на анализе высокочастотной части спектра виброускорений корпуса статора [5].

Не полными являются рекомендации контроля состояния сердечника статора (основная причина потери статора на Экибастузской ГРЭС-2, при этом дорогостоящая неоднократная замена обмотки статора оказалась неоправданной, поскольку сердечник статора уже утратил в значительной степени свои механические свойства).

Рекомендован наименее чувствительный из известных методов диагностики витковых замыканий в обмотке ротора. Проблема контроля витковых замыканий обмотки ротора под нагрузкой действительно является важной, так как витковые замыкания могут иметь перемежающийся характер, то есть они могут появляться на нагруженном генераторе и исчезать при его останове. Это притом, что основным признаком выявления такого замыкания является магнитная несимметрия ротора, которую можно определить с помощью датчиков магнитной несимметрии [6,7,8].

Совершенно не предусмотрен контроль изменения состояния изоляции работающего турбогенератора и это при наличии разработанных, и успешно используемых за рубежом методик измерения уровня пазовых разрядов в изоляции обмотки статора, датчики для такого контроля уже выпускаются промышленно.

В сложившихся обстоятельствах приблизиться к решению задачи оценки остаточного ресурса позволит комплексное обследование турбогенератора. То есть проверка турбогенератора по всем параметрам, отражающим его техническое состояние, с использованием максимально возможного набора методов и средств, позволяющих оценить степень износа и остаточный ресурс с наибольшей вероятностью [9].

Ресурс турбогенератора при обследовании определяется узлом, который имеет наименьший остаточный ресурс. Выявление такого узла может быть осуществлено только комплексным обследованием, иначе можно легко ошибиться из-за недосмотра и недоучета всех имеющихся на момент обследования дефектов. Поскольку оценка остаточного ресурса имеет вероятностный характер, то ни одна из методик не даст необходимого эффекта. Получения более точной оценки обеспечивается подтверждением предполагаемых дефектов несколькими методами [9]. Кроме того, для принятия обоснованных решений о выводе агрегата в ремонт или же об оставлении его в эксплуатации необходимо помимо определения узла с наименьшим остаточным ресурсом, получить надежную информацию об остаточном ресурсе всех других узлов, деталей и систем.

Эффективная методика комплексного обследования может быть получена при наличии развитой организационной и технологической системы контроля технического состояния турбогенераторов. При этом, должна

ставится задача получения максимум информации о техническом состоянии при минимальном вмешательстве в процесс эксплуатации. Такая система должна в себя включать:

- специализированные звенья, укомплектованные высококвалифицированными и опытными специалистами, работающими на постоянной основе;
- парк высокотехнологичных современных приборов;
- развитую и регулярно обновляемую методическую базу;
- систему дистанционного мониторинга функциональных параметров работающих турбогенераторов с возможностью архивирования данных;
- отлаженную систему ведения ремонтной и эксплуатационной документации эксплуатируемых турбогенераторов;
- регулярную работу по дооснащению новыми эффективными средствами контроля и по улучшению контролепригодности турбогенераторов.

Перечень работ, выполняемых при комплексном обследовании, не может быть полностью исчерпывающим. Всегда остаются какие-то свойства или параметры, для проверки которых нет соответствующих методов и средств контроля, или же существующие средства на момент обследования недоступны по тем или иным причинам. Состав методов и средств, применяемых в конкретном случае, предопределяется конструктивными особенностями турбогенератора, сложившимися обстоятельствами обследования и поставленными задачами. Основной признак комплексности – это максимальный, исходя из имеющихся средств, охват свойств и характеристик контролируемого объекта и использование взаимно дополняющих, уточняющих и друг друга перекрывающих средств и методов [9].

На сегодняшний день разработано достаточное количество диагностических методов и технологий, которые позволяют осуществлять обследования как работающего турбогенератора в целом, так и его отдельных узлов и турбогенератора, находящегося в разобранном состоянии. При этом получаемые результаты дополняют и обогащают друг друга. Примерный минимальный перечень работ может быть следующим:

- Отбор микрочастиц износа узлов и деталей из циркулирующего внутри генератора охлаждающего газа, последующий анализ состава микрочастиц с выдачей заключения о вероятных дефектах.
- Контроль наличия незначительных разгерметизаций обмоток методом измерения концентрации водорода, растворенного в дистилляте охлаждения обмотки.
- Вибрационное обследование генератора и оценка состояния механической системы статора.
- Тепловые испытания генератора с обработкой результатов специальной компьютерной программой с расширенными возможностями анализа.

- Анализ сведений ремонтной и эксплуатационной документации, и оценка на их основе техсостояния узлов и систем генератора. На статоре, из которого выведен ротор

- Эндоскопический осмотр статора.
- Эндоскопический осмотр трубок газоохладителей.
- Отбор информационно-содержательных продуктов износа, изломов, отложений и последующий их анализ.
- Измерение уровня пазовых разрядов в изоляции обмотки статора.
- Оценка степени коронирования обмотки статора с использованием оптикоэлектронных приборов и оригинальной методики.
- Выявление с помощью тепловизора локальных ослаблений изоляции обмотки статора.
- Оценка плотности и жесткости сердечника статора.
- Вибрационное обследование стяжных призм сердечника статора.
- Ультразвуковой контроль плотности локальных зон сердечника, имеющих признаки ослабления.
- Тепловизионный контроль нагревов при испытаниях сердечника статора на нагрев индукционными потерями.
- Проверка правильности показаний и маркировки принадлежности термодатчиков статора при испытаниях сердечника статора индукционными потерями.
- Осмотр с помощью эндоскопов лобовых частей обмотки.
- Контроль магнитной несимметрии торцевой зоны генератора
- Осмотр бочки ротора на предмет выявления подгаров, подкалов и других возможных дефектов.

- Эндоскопический осмотр вентиляционных каналов пазовой части обмоток роторов с непосредственным газовым охлаждением.

Задача продления срока службы и обеспечения надежности турбогенераторов решается не только путем своевременного выявления и устранения дефекта, но и сбережением ресурса работоспособности замедлением или прекращением развития этого дефекта. Этот способ получил название «управление развитием дефекта» [10]. Для реализации метода необходимо сначала с помощью диагностических методик выявить причины и механизмы развития дефекта, затем создать модель развития дефекта и далее на их основе разработать алгоритм управления развитием дефекта. Очевидно, что для всего этого потребуются провести определенный комплекс диагностических исследований.

ВЫВОДЫ

1. Разработка отечественных работоспособных «Методических указаний по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших

установленный нормативный срок службы» является важнейшей задачей по продлению ресурса крупных турбогенераторов.

2. Комплексное обследование турбогенератора, с использованием максимально возможного набора методов и средств, позволит с наибольшей вероятностью оценить степень износа и остаточный ресурс.

3. Для повышения достоверности оценок состояния узлов турбогенераторов необходимо постоянно совершенствовать существующие методы контроля и вести регулярный поиск, разработку и внедрение новых методов контроля.

ЛИТЕРАТУРА

1. Поляков В.И. Турбогенераторы, отработавшие нормативный срок службы. // Новости ЭлектроТехники. – 2009. – № 6.

2. Объемы и нормы испытаний электрооборудования. РД34.4551.300.97. – М: ЭНАС, 1998.

3. Информационное сообщение Департамента электрических станций РАО «ЕЭС России» от 03.12.1998 «О методе определения мест неплотности статорных обмоток турбогенераторов ТВВ».

4. РД ЭО 0419-02. Методические указания по определению технического состояния каналов водяного охлаждения обмоток статоров турбогенераторов. Концерн «Росэнергоатом», 2002.

5. Методика виброакустических испытаний сердечников статоров турбогенераторов. М.: ТФ концерна «Росэнергоатом», 2005.

6. Авт. свидетельство № 1436649 (СССР). Способ определения числа витковых замыканий в обмотках ротора синхронных электрических машин. Заявители: ВНИИЭ и ПП «Мосэнергоремонт». Авторы: Цветков В.А., Минаев Е.К., Петров Ю.В., Поляков В.И. – Б.И. № 41, 1988.

7. Патент №5381 (KZ). Способ защиты электрической синхронной электрической машины от виткового замыкания. Новожилов А.Н., Полищук В.И., Кислов А.П. //Официальный бюллетень Пром. собственность. 1997, №4.

8. Патент №17810 (KZ). Способ защиты синхронной электрической машины от витковых и двойных на землю замыканий обмотки ротора. Новожилов А.Н., Полищук В.И., Новожилов Т.А. // Пром. собственность. 2006г, №9.

9. Алексеев Б.А. Определение состояний (диагностика) крупных турбогенераторов. – М.: ЭНАС, 2001.

10. Назояин А.Л., Поляков В.И. Управление развитием дефектов на работающем генераторе // Электрические станции. – 2006. – № 1. –с. 49–52.

Түйіндеме

Турбогенераторлардың қалдық ресурсына диагностика жасау бойынша директивтік құжаттардың анализі жасалған. Турбогенераторды әдістер мен құралдарды пайдаланудың мүмкін болатын ең жоғарғы мүмкіндігін пайдалану арқылы кешендік тексерісі генератордың ескіруінің деңгейі мен қалдық ресурсын ең жоғарғы мүмкіндікпен бағалауға болатыны анықталған.

Resume

The analysis of directive deeds on diagnosing of the residual resource of turbo-alternators is carried out. Complex diagnostic study of the turbo-alternator will allow to size up extent of deterioration and the residual resource of the oscillator with the greatest probability

УДК 621.365.5

**ТЕРМОХИМИЧЕСКИЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ
ЯВЛЕНИЯ В ИНДУКЦИОННЫХ СИСТЕМАХ
НАГРЕВА И ОБРАБОТКИ ЖИДКОСТЕЙ****К.В. Хацевский**

Омский государственный технический университет,
Российская Федерация

1. Постановка задачи

Основные принципы расчета и эффективность эксплуатационных характеристик индукционных нагревателей с коаксиальными цилиндрами приведены в [1–5]. Теплообмен жидкости с нагревающими цилиндрами определяется законом Ньютона и, следовательно, коэффициентом теплоотдачи.

Взаимодействие жидкости с нагревающей поверхностью зависит от удельной плотности теплового потока при теплообмене и определяет характер движения жидкости совместно с электродинамическими процессами непосредственно около поверхности нагрева (объемное или поверхностное кипение, нагрев без парообразования). Коэффициент теплоотдачи в этом случае зависит от характера взаимодействия с нагревающей поверхностью и, следовательно, целого ряда факторов: температур теплоотдающей поверхности $T_{нар}$ и тепловоспринимающей среды T_n , формы и геометрических размеров нагревающих стенок, характера конвективного движения жидкости со скоростью $V_{г}$, изменяющегося за счет действия электродинамических сил, возникающих при взаимодействии электропроводной воды с электромагнитным полем,