

ЦИФРОВИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПРЕДИКТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

АВТОРЫ:

Ю.В. ШАРОВ,
К.Т.Н.

Г.Ф. БИНЬКО,
К.Ф.-М.Н.

В.В. БЕЛЯКОВ

Ю.Д. ВИНИЦКИЙ,
Д.Т.Н.

О.С. ГОЛОДНОВА

Т.В. КУПЧИКОВ

М.В. ФЕДОТОВ

А.А. АСТАНИН

В.М. ТАРАСОВ

Р.Г. МИЛЯЕВ

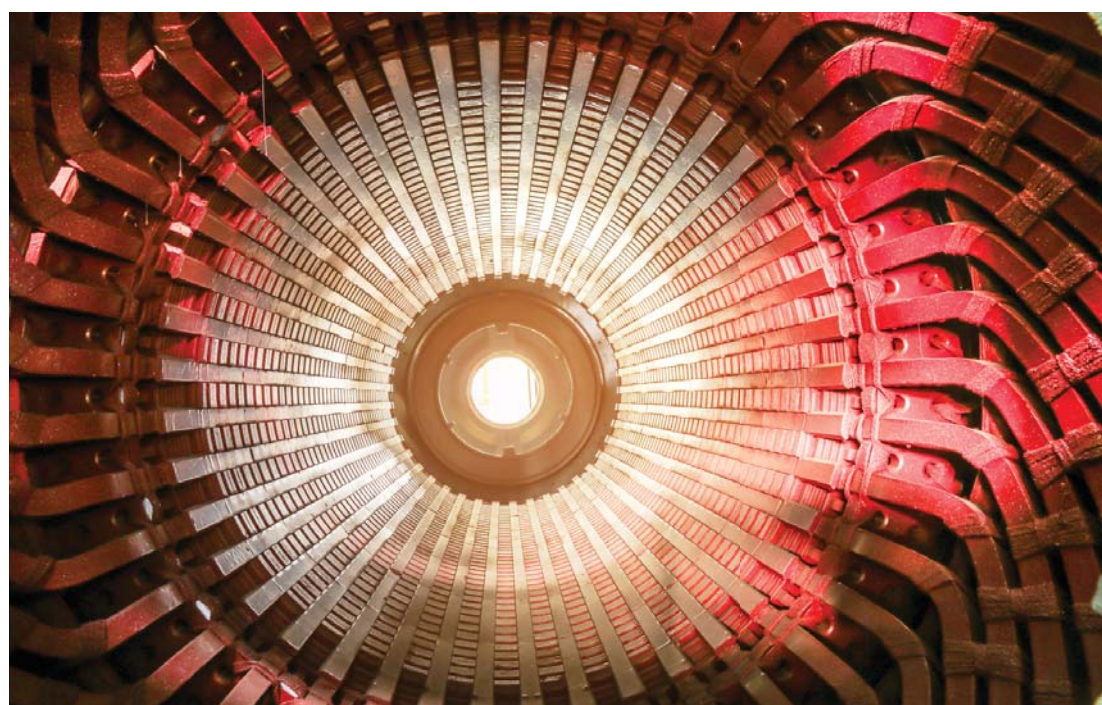
Д.Е. ПИЧУГИН

П.В. ШУМОВ,
ПАО «ИНТЕР РАО»

В современных условиях турбогенераторы электростанций зачастую работают на предельных режимах, а также в полупиковых и пиковых режимах, что существенно повышает вероятность аварий, поэтому их эксплуатация требует

особого внимания к контролю режимов работы и диагностике состояния такого оборудования. Ключевую роль при этом играют современные автоматизированные системы технологического контроля для сбора, обработки и передачи данных контроля.

Ключевые слова: автоматизация; диагностирование; информационная модель; компьютерные технологии; контроль; мониторинг; турбогенератор.



Статор генератора
мощного электромотора
на электростанции

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Цифровизация контроля турбогенераторов (ТГ) на электростанциях предусматривается в рамках проекта Минэнерго «Цифровая энергетика», сформированного в целях цифровой трансформации отраслей топливно-энергетического комплекса, создания условий для внедрения в них цифровых технологий и платформенных решений, с учетом положений утвержденной в 2017 г. национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации» Минэнерго России и приоритетов, обозначенных Президентом Российской Федерации в п. 11 Указа от 07.05.2018 № 204. Целями цифровизации в электроэнергетике являются повышение уровня технического состояния оборудования, снижение на 20 % аварийности, связанной с техническим состоянием.

Применительно к генерирующему оборудованию цифровизация означает нарастание процесса приложения компьютерных технологий к автоматизированным системам технологического контроля оборудования, прежде всего к сбору и обработке данных контроля. Известный опыт мировой электроэнергетики [1, 2] показывает, что одним из перспективных цифровых продуктов является создание информационной модели — «цифрового двойника» (digital-twin), имитирующего показатели работы реального оборудования. На цифровой модели можно менять режимы, отслеживать, оценивать и прогнозировать изменения состояния.

Анализ эксплуатации электростанций показывает наличие тенденции к снижению надежности турбогенераторов (ТГ), наметившейся в последние годы под влиянием ряда факторов. В частности, такими факторами являются ухудшение качества нового и старение дей-

ствующего оборудования, снижение квалификации персонала, переход от базового графика нагрузки на полупиковый и пиковый.

В статье рассматриваются пути преодоления этой тенденции путем реализации риск-ориентированного управления на базе цифровых технологий контроля текущего технического состояния ТГ с предиктивным диагностированием и мониторингом.

Приоритетным является решение этой задачи для критических элементов ТГ, т.е. составных частей, повреждения которых приводили к катастрофическим авариям.

К критическим элементам ТГ относятся:

- вращающаяся масса — ротор (вал, бочка ротора, бандажные кольца ротора);
- корпус ТГ серии ТВ, ТВ2, ТВФ, ТВВ, ТГВ, заполненный горючим и взрывоопасным водородом;
- уплотнения вала и газомасляная система с горючим маслом;
- подшипники и система смазки с горючим маслом;
- обмотанный статор с высокотемпературными очагами нагрева в местах нарушений корпусной изоляции;
- система охлаждения статора ТГ серии ТВМ горючим изоляционным маслом.

Следует учесть, что такие составные части, как стальные детали ротора и стальные конструкции статора, включая сердечник, считаются ресурсопределяющими (приказ Минэнерго России от 14.05.2019 № 465).

Предупреждение катастрофических аварий позволит снизить влияние базовых угроз, неизбежно связанных с конструкцией ТГ: пожароопасность системы смазки турбоагрегата,

заполненной горючим маслом; пожароопасность системы уплотнений вала с горючим маслом; взрывоопасность газомасляной системы ТГ с водородным охлаждением; опасность разрушения вращающихся масс при трещинообразовании, нарушении креплений, опасность разрушения при коротких замыканиях обмотки и при «пожарах железа» статора.

ВОЗМОЖНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИ- РОВАННОГО КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Действующие ТГ оснащены системой автоматизированного контроля технологических параметров (АСК), как правило, в рамках АСУ ТП энергоблоков. Контролируется и регистрируется до 50÷100 параметров с заданной периодичностью:

- электрические параметры — мощности, токи и напряжения, частота;
- температуры активных частей ТГ, уплотнений вала, подшипников, щеточно-контактного аппарата, охлаждающих сред;
- гидравлические параметры — давление, расходы, состав;
- вибрации подшипников;
- частота вращения.

Периодически выдается информация, отражающая: а) результаты контроля составных частей ТГ путем сравнения измеряемого параметра с заданным граничным или предельным значением; б) функциональное соответствие ТГ;

в) системные и управляющие воздействия и т. п.

Но АСК ТГ не соответствует современным требованиям, а именно:

- не предусматривает непрерывного анализа данных контроля (мониторинга), необходимого для оценки текущего технического состояния (интеллектуального контроля);
- не решает задач диагностирования критических составных частей и вспомогательных систем ТГ;
- не обеспечивает раннего выявления дефектов и прогнозирования дальнейшего их развития вплоть до значительного повреждения;
- не обеспечивает достаточную информационную поддержку оперативного персонала, в частности, для организации эффективного технического обслуживания и ремонта.

Это связано в основном с недостаточными возможностями вычислительных средств для анализа данных, их хранения и передачи, а также составом соответствующих датчиков контроля.

В то же время известно, что развитие ряда дефектов вплоть до значительного повреждения мощных ТГ может быть предупреждено при помощи адекватных методов и средств контроля и диагностирования как в процессе эксплуатации, так и в процессе ремонтного обслуживания.

Предпосылки усовершенствования АСК таковы:

1. Изучены типичные дефекты отдельных узлов, являющиеся первопричинами вынужденных остановов практически для всех типов действующих ТГ.
2. Известны типичные неполадки вспомогательных систем, приво-

3. Имеются разработанные алгоритмы для специфической обработки и анализа данных контроля технологических параметров ТГ в процессе эксплуатации с решением задач диагностирования дефектов, в том числе обеспечения безопасности генераторов с водородным охлаждением.
4. Вычислительные средства АСУ ТП могут быть дополнены средствами для обработки и анализа данных от генераторов.
5. Имеются новые цифровые технологии сбора и передачи информации, позволяющие непосредственно на электростанциях ограничиться сбором данных, а обработку и анализ их проводить в соответствующих центрах, возможно, с использованием «облачных» технологий.
6. Существуют апробированные методики для диагностирования отдельных видов дефектов и аппаратура с компьютерной обработкой и выдачей результатов измерений.

Изменения контролируемых электрических, механических, гидравлических, химических параметров, характеризующих техническое состояние ТГ, должны анализироваться как раздельно, так и совместно. Состав алгоритмов анализа должен соответствовать конструктивным особенностям данного типа ТГ и типичным для него причинам отказов.

ЗАДАЧИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТГ

Рассмотрим причины отказов для групп ТГ с различными системами охлаждения в течение некоторых периодов эксплуатации. Основные

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЕЛ ОТКАЗОВ ПО УЗЛАМ ДЛЯ ТГ 60-800 МВТ [1]

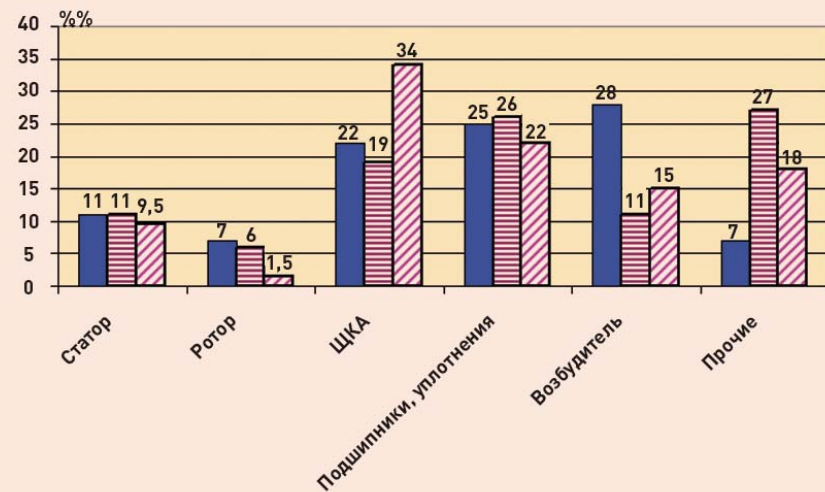


Рис. 1

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЕЛ ОТКАЗОВ ПО УЗЛАМ ДЛЯ ТГ ОТ 220 ДО 1000 МВТ

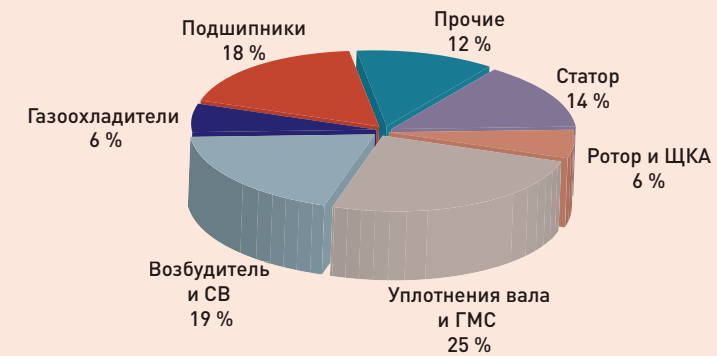


Рис. 2

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПО УЗЛАМ ТГ ОТ 220 ДО 1000 МВТ НЕДОВОЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ-ЗА ОТКАЗОВ

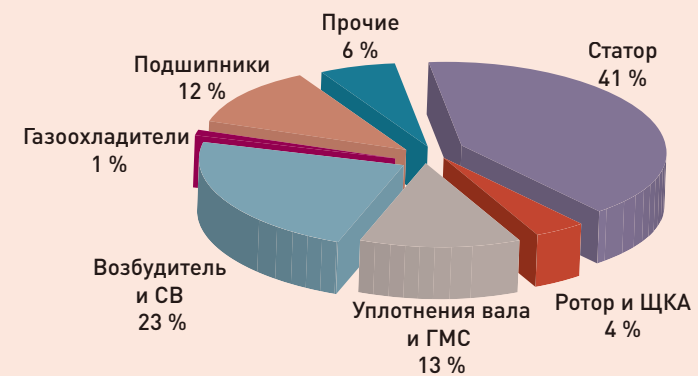


Рис. 3

причины, приводившие к вынужденным остановам группы ТГ мощностью от 60 до 800 МВт за три последовательных года [3], распределялись по частям ТГ, как показано на рис. 1. Значительная доля ТГ в этой группе не имеет водяного охлаждения, дефекты которого преобладают в группах более мощных

машин. Поэтому наибольшая доля отказов приходится на щеточно-контактный аппарат (ЩКА).

Сравним с распределением отказов для группы ТГ мощностью от 220 до 1000 МВт с водородно-водяным охлаждением (рис. 2). Здесь значительная доля отказов приходится

на уплотнения вала и газомасляную систему (ГМС).

Отметим, что ущерб от этих отказов, оцениваемый недовыработкой электроэнергии, распределяется иначе (рис. 3): меньшая доля числа отказов по статору соответствует наибольшей доле суммарной недовыработки электроэнергии из-за отказов этого узла.

При выборе методов и средств диагностики представляет интерес систематизация причин отказов узлов и вспомогательных систем ТГ в виде следующих групп непосредственных причин отказов:

- электрические причины (снижение сопротивления изоляции статора и ротора ТГ и возбудителя, пробой высоковольтной изоляции в работе и при профилактических испытаниях, корпусные и витковые замыкания обмоток статора и ротора, короткие замыкания в электрических цепях ТГ и систем возбуждения, искрение и круговой огонь на ЩКА);
- термические (повышенные нагревы статора и ротора ТГ, возбудителя и охлаждающих сред, вкладышей уплотнений и подшипников);
- механические дефекты (нарушения прочности узлов крепления и активных частей, повышенная вибрация, износ и т. д.);
- нарушения работы газовой, масляной, водяной систем охлаждения (неплотности, утечки, снижение расхода и т. п.).

Соотношение этих групп причин отказов для той же группы ТГ от 220 до 1000 МВт представлено на рис. 4. Видно, что для мощных ТГ в среднем больше всего отказов связано с неплотностями и утечками газовой, масляной, водяной систем охлаждения, а максимальные значения недовыработки электроэнергии

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА ОТКАЗОВ И СООТВЕТСТВУЮЩЕЙ НЕДОВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО НЕПОСРЕДСТВЕННЫМ ПРИЧИНАМ ОТКАЗОВ ТГ ОТ 220 ДО 1000 МВТ

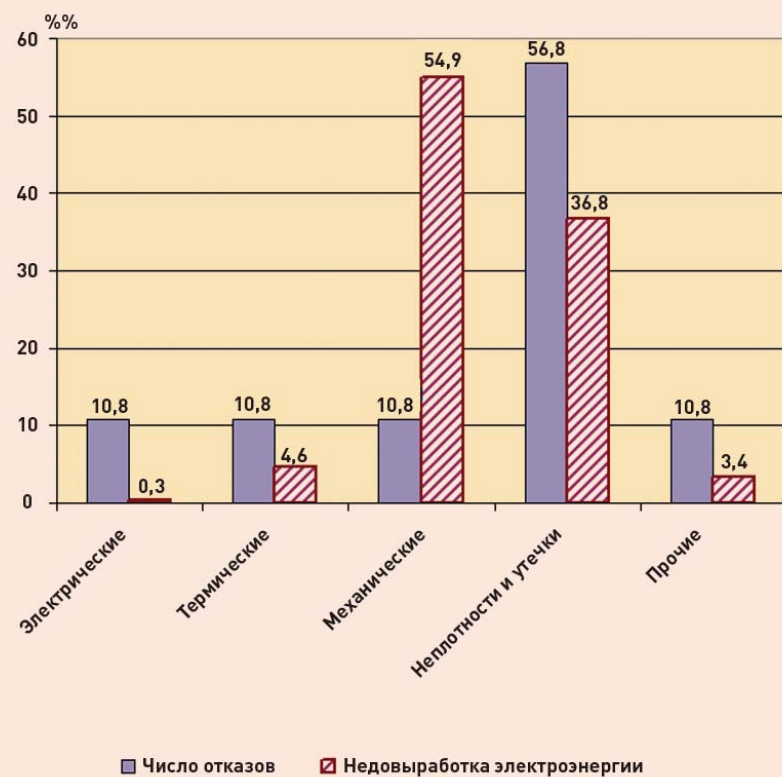


Рис. 4

приходится не столько на эту группу причин, сколько на механические причины.

Анализ причин отказов необходим и для выбора методик и алгоритмов диагностирования, выбора параметров для мониторинга и для оценки эффективности модернизации АСК, т. е. оценки результатов предупреждения аварий по тем или иным причинам. Для этого может использоваться оценка риска отказов.

Риск (R) может быть определен как произведение вероятности (P) события, причинившего ущерб, на усредненную величину ущерба (W):

$$R = P \cdot W \quad (1)$$

Наиболее полно вероятность отказов (P) и ущерб (W) предлагается оценивать в Методических указаниях по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического обо-

рудования и оценки последствий такого отказа (приказ Минэнерго России от 19.02.2019 № 123).

Приблизительно минимальный риск (R) от отказов ТГ можно оценить величинами:

T — средний удельный годовой простой ТГ (ч/ген. год);

Δ — средняя удельная недовыработка электроэнергии (кВт·ч/ген. год).

Эти величины определяются по ретроспективной информации для группы ТГ и, как показано выше, оценки риска T и Δ могут значительно различаться. Их выбор должен быть обоснован в каждом отдельном случае.

Риски Δ возрастают пропорционально установленной мощности, поэтому особенно актуально исключать значительную часть отказов мощных ТГ при помощи адекватных методов и средств контроля и диагностики как в процессе эксплуатации, так и в процессе технического обслуживания и ремонта.

Эффективность внедрения диагностических систем на ТГ была оценена на примере анализа 228 отказов группы мощных ТГ с водородно-водяным охлаждением, показавшего, что модернизация АСК ТГ с предупреждением ряда отказов позволила бы сэкономить до 50 % недовыработки электроэнергии и примерно столько же — по числу отказов, т. е. соответственно снизила бы риски.

НЕОБХОДИМАЯ ВХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ АСК ТГ

Отметим, что различия систем охлаждения, конструкции, мощности

ТГ исключают существование единого контролируемого параметра, изменения которого позволили бы однозначно судить о риске отказа ТГ и тем более прогнозировать срок выхода из строя. АСК ТГ не может быть универсальна с точки зрения набора контролируемых технологических параметров, который зависит от конструкции ТГ, используемых сред и систем охлаждения.

Так, для ТГ с воздушным охлаждением не нужен контроль газомасляной системы и уплотнений вала, поскольку их нет, но там возникает необходимость контроля других

параметров. Ускоренная деградация высоковольтной изоляции обмотки статора ТГ, вызванная частичными разрядами (ЧР) в пазах и лобовых частях обмотки, неизбежна при воздушном охлаждении. Это требует контроля разрядной активности и, возможно, отслеживания накопления озона в корпусе ТГ. Поэтому для ТГ с воздушным заполнением корпуса обязательными следует считать подсистемы мониторинга ЧР в обмотке статора с напряжением 10,5 кВ и выше.

Установлена необходимость ввода в АСКД некоторых типов ТГ ряда

дополнительных параметров в качестве средств штатного контроля:

- виброакселерометры для контроля вибраций лобовых дуг и шин обмотки статора — для ТГ мощностью 800 МВт и выше, с высокими электродинамическими усилиями, а также для всех ТГ, работающих в пиковых и полупиковых режимах нагрузки;
- устройство для контроля сопротивления изоляции обмотки ротора и наличия витковых замыканий в обмотке ротора — для всех ТГ;
- устройство контроля количества водорода, попадающего в дистиллят, охлаждающий обмотку статора, — для ТГ с водородно-водяным охлаждением;
- устройство контроля изоляции подшипников и контроля заземления вала ротора.

Состав алгоритмов анализа данных технологического контроля ТГ должен соответствовать конструктивным особенностям данного типа ТГ и типичным для него причинам отказов, а также характерным особенностям конкретных ТГ. Поэтому перед модернизацией АСК группы ТГ для выбора решаемых задач онлайн-диагностирования и мониторинга необходимо обследование с целью получения следующей информации:

- Какие турбогенераторы и дефекты каких узлов отличаются наибольшим риском и подлежат диагностированию и мониторингу в первую очередь?
- Контроль каких параметров уже имеется в АСУТП и должен быть дополнен задачами диагностирования дефектов и дополнительным мониторингом?
- Какова степень изменчивости режимов эксплуатации турбогенераторов?

Вопрос изменчивости приобрел большое значение в последние

ПРИМЕР ИЗМЕНЕНИЙ АКТИВНОЙ (А) И РЕАКТИВНОЙ (Б) МОЩНОСТИ ТУРБОГЕНЕРАТОРА, РАБОТАЮЩЕГО С ГТУ

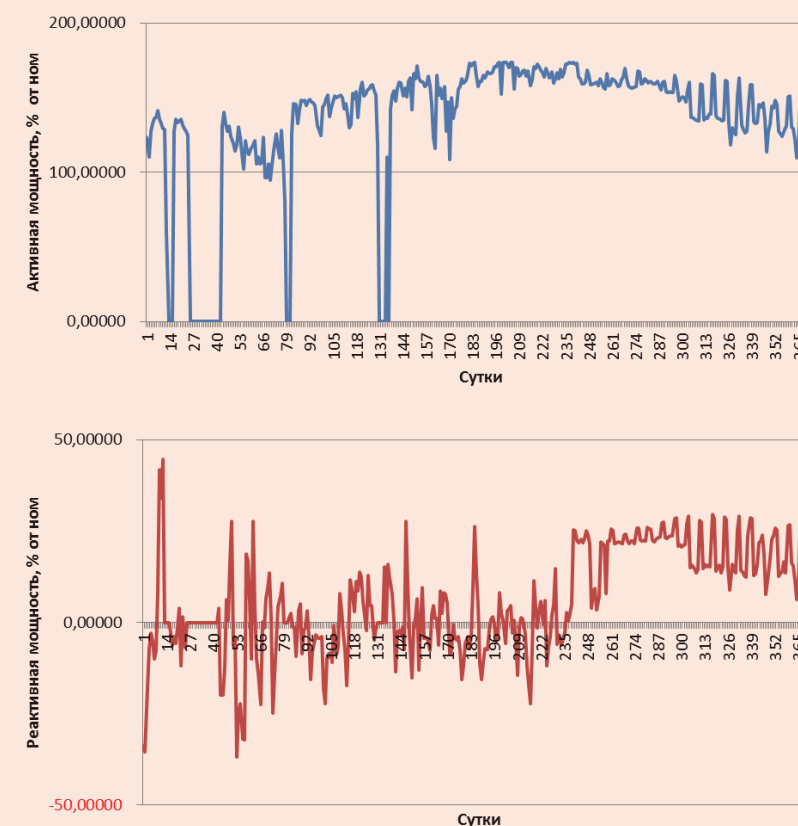


Рис. 5

ВИДЫ И КОЛИЧЕСТВО КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ТГ С РАЗНЫМИ ТИПАМИ ОХЛАЖДЕНИЯ

Параметр (узел; охлаждающая среда)	Типы охлаждения генераторов				
	А	Б	В	В1	Г
Штатные измеряемые параметры (основные)					
Электрические параметры (мощность, токи, напряжения, частота)	+	+	+	+	+
Температуры во всех пазах статора	+	-	-	+	+
Температуры в части пазов статора	-	+	+	-	-
Температуры газовых сред	+	+	+	+	+
Температуры и расходы дистиллята	+	-	-	+	+
Температуры и расходы технической воды	+	+	+	+	+
Температуры масла и вкладышей в подшипниках	+	+	+	+	+
Температуры вкладышей и масла в уплотнениях вала; расходы масла	+	+	-	-	-
Давление водорода в корпусе	+	+	-	-	-
Вибрация подшипников и вала	+	+	+	+	+
Дополнительные измеряемые параметры					
Вибрация обмотки статора*	+	+	+	+	+
Разрядная активность статора**	-	-	+	+	+
Магнитная индукция в зазоре	+	+	+	+	+

* Рекомендуется для всех ТГ, работающих в пиковых и полупиковых режимах, а также для ТГ мощностью 800 МВт и выше

** Рекомендуется для всех ТГ с воздухом в корпусе, а также для водородных турбогенераторов только с напряжением 20 кВ и выше

Обозначения:

А — непосредственное охлаждение: водородное — ротора и сердечника статора, водяное непосредственное — обмотки статора;

Б — водородное непосредственное охлаждение ротора и сердечника статора; водородное косвенное или непосредственное — обмотки статора;

В — воздушное непосредственное охлаждение ротора и сердечника статора, воздушное косвенное — обмотки статора;

В1 — воздушное непосредственное охлаждение ротора, водяное непосредственное — обмотки и сердечника статора;

Г — полное водяное непосредственное охлаждение активных частей генератора при воздушном заполнении корпуса.

Знаки «+» или «-» соответствуют наличию или отсутствию контроля данного параметра в системе контроля

Таблица 1

годы в связи с пуском в эксплуатацию большого количества ГТУ и ПГУ с пиковым или полупиковым режимом работы, что, как известно, влияет на надежность ТГ.

Режимы переменной нагрузки, например, такие, как показа-

ны на рис. 5, сопровождаются повторяющимися смещениями обмотки статора относительно стали, что расшатывает крепление обмотки и может приводить к возрастанию вибрации. Именно поэтому на ТГ, работающих в таких режимах, следует дополнительно

контролировать вибрации лобовых дуг и шин обмотки статора.

Перечень данных технологического контроля ТГ, необходимых для онлайн-диагностирования и мониторинга, приведен в табл. 1 для ТГ с различными системами охлаждения. Также даны основные и дополнительные контролируемые параметры (с учетом вышеприведенных особенностей конструкции ТГ и режимов эксплуатации).

АНАЛИЗ ДАННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Принципы анализа данных технологического контроля ТГ, в том числе диагностирования основных узлов, разработаны у нас в стране и за рубежом. Разработка соответствующих алгоритмов и внедрение требует не только соответствующего уровня вычислительных средств АСК ТГ, но и значительных затрат на доводку, опытное внедрение и адаптацию, испытания, а также на обучение персонала. Это ограничивает возможности дальнейшего повышения надежности ТГ.

Представляет интерес опыт ведущих зарубежных фирм и генерирующих компаний. Однако непосредственный перенос зарубежного опыта затруднен вследствие конструктивных и технологических различий ТГ, различий состава дефектов причин отказов, различий действующих правил технического обслуживания и ремонта. Кроме того, применение получивших большое распространение за рубежом программ машинного обучения, основанных на сборе и анализе статистических данных об изменениях контролируемых параметров и об отказах оборудования, может оказаться неэффективным

для диагностирования дефектов с достаточно низкой вероятностью последующего отказа 0,005–0,01, что имеет место для основных узлов ТГ России [4].

ИНФОРМАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Анализ современных подходов к цифровизации АСК ТГ показал необходимость создания для диагностирования и мониторинга турбогенератора информационной модели технического состояния ТГ, включающей в себя базовые модели по основным контролируемым параметрам и действующим факторам с учетом режима нагрузки [5].

Общая структура предлагаемой автоматизированной системы

контроля ТГ с реализацией алгоритмов онлайн-диагностирования и мониторинга (АСКДМ) представлена блок-схемой на рис. 6. Рассмотрим основные этапы работы АСКДМ.

Этап 1. Непрерывный контроль текущего технического состояния ТГ по измеряемым параметрам. На этом этапе обеспечивается качество поступающих в АСКДМ данных от датчиков технологического контроля ТГ, происходит проверка наличия необходимого их количества и проверка достоверности параметров по заданным критериям. От наличия данных зависит возможность диагностирования в полном или частичном объеме. Отсутствие некоторых данных исключает возможность диагностирования. Проверка достоверности измеряемых параметров должна исключить ситуацию, когда недостоверные данные поступают далее

на вход алгоритмов диагностирования. Проверка нахождения каждого параметра в пределах диапазона значений, заданного уставками, означает проверку исправности соответствующего узла ТГ. Выход параметра за пределы уставок означает аварийное или предаварийное состояние.

Этап 2. Выбор режимов нагрузки ТГ, установившихся по нагреву. Следует отметить важное условие работы АСКДМ: измерения параметров технического состояния ТГ для диагностирования и мониторинга должны проводиться в эксплуатационных режимах, установившихся по нагреву, т. е. после выдержки при неизменных параметрах режима в течение периода, необходимого для стабилизации температуры активных частей ТГ и охлаждающих сред. Выбор установившихся режимов должен производиться автоматически.

Режим нагрузки ТГ считается установившимся по нагреву, если основные контролируемые параметры остаются в заданных пределах $\pm \varepsilon$ в течение заданного времени t , необходимого для стабилизации температуры активных частей ТГ и охлаждающих сред. Обычно время t принимается равным одному часу.

Для проверки неизменности параметров проводится следующая циклическая процедура для каждого из измеряемых параметров (обозначим его Z) [6]:

- шаг 1 — начальный цикл, $k = 0$, запоминание начального значения параметра Z_0 ;
- шаг 2 — $k = k + 1$, прием k -го значения параметра Z_k (блоки 2, 3);
- шаг 3 — проверка условия существенности отличия k -го значения параметра от начального значения:

БЛОК-СХЕМА СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ, ДИАГНОСТИКИ И МОНИТОРИНГА ТУРБОГЕНЕРАТОРА (АСКДМ ТГ)

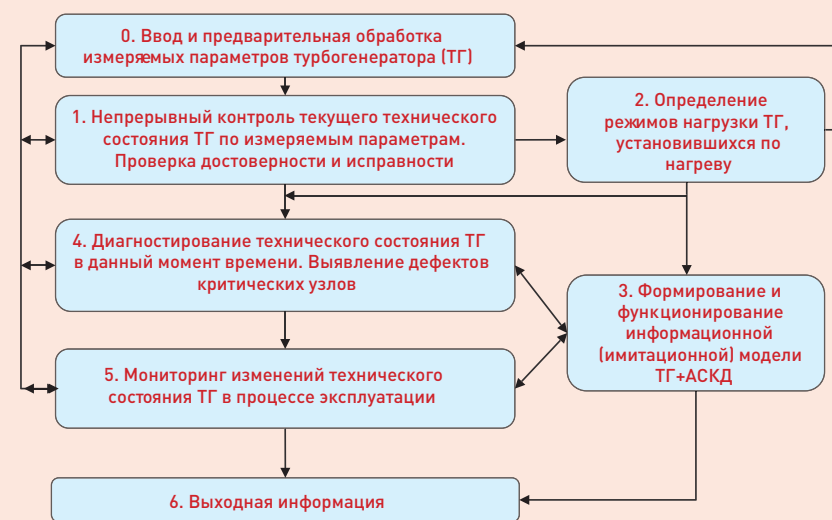


Рис. 6

$$|Zk - Z0| < Z0 \times \varepsilon. (2)$$

Если условие (2) не выполняется хотя бы для одного параметра, то происходит возврат к шагу 2 для всей совокупности параметров; если условие (2) выполняется для всех параметров, то происходит переход к шагу 4;

- шаг 4 — проверка условия достаточности времени проверки режима:

$$k > Nk, (3)$$

где $Nk = \tau/t$ — число циклов, соответствующее τ — времени проверки неизменности параметров при заданной периодичности сбора данных t ;

Если условие (3) не выполняется, то происходит возврат к шагу 2 с продолжением отсчета k ; если условие (3) выполняется, то проверяемый режим считается установившимся по нагреву, запоминаются Zk — последние значения каждого параметра.

Определяется и запоминается Zc — среднее значение каждого параметра за время τ . Этим заканчивается набор значений параметров для одного установившегося режима нагрузки.

Этап 3. Формирование и функционирование информационной (имитационной) модели. Информационная модель турбогенератора (ИМ ТГ) — это комплекс программ, устройство ввода, на вход которого поступает информация от АСКДМ, и устройство вывода результатов математической обработки данных контроля технологических параметров ТГ.

Задача ИМ ТГ — имитация откликов датчиков контроля ТГ на текущие или заданные внешние воздействия в последовательные моменты времени, т. е. формирование имити-

рованного базового состояния ТГ. Каждый последовательный набор откликов датчиков определенного параметра характеризует соответствующий вид текущего состояния ТГ в данный момент времени.

Программный комплекс ИМ ТГ фактически формирует комплекс моделей состояний узлов ТГ, характеризующихся разными параметрами, в последовательные моменты времени (рис. 7).

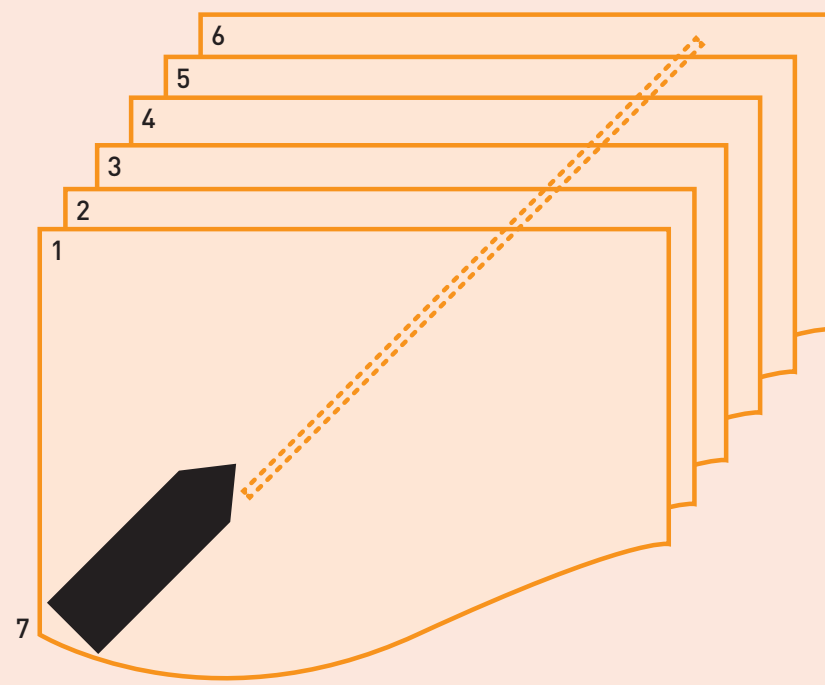
Основными функциями ИМ ТГ являются:

- Расчет и корректировка базовых математических зависимостей

параметров — температурных и вибрационных характеристик — от нагрузки ТГ, охлаждения и других факторов в установившихся режимах.

- Имитация базового состояния путем расчета базовых значений параметров, соответствующих текущим значениям режимных параметров.
- Анализ и оценка динамики изменений показателей модели в зависимости от режимных показателей работы ТГ.
- Разработка и ввод правил оценки изменений технического состояния ТГ, диагностических матриц, в том числе матриц «признак — дефект».

СХЕМА КОМПЛЕКСА МОДЕЛЕЙ СОСТОЯНИЙ УЗЛОВ ТГ, ХАРАКТЕРИЗУЕМЫХ РАЗНЫМИ ПАРАМЕТРАМИ



1 — тепловое состояние; 2 — вибрационное состояние; 3 — изоляционное состояние; 4 — состояние газовой среды; 5 — состояние водяной системы охлаждения обмотки; 6 — другие виды состояний; 7 — общий вход данных от реального генератора

Рис. 7

ВИД МАТРИЦЫ «ДЕФЕКТ — ПРИЗНАК»

Признаки	Дефекты									
	a	b	c	d	e	f	g	h	j	
I	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1
II	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
III	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
IV	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
V	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
VI	1	1	1	1	1	0	0	1	0	0
VII	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0
VIII	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
IX	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0

Обозначения: 1 — наличие признака; 0 — отсутствие признака

Таблица 2

- Испытания диагностических и прогностических программ по специальным программам (тестирование, валидация и верификация).
- Обучение персонала (тренинг).

Пример 1. Расчетная базовая зависимость параметра — температура в пазу статора генератора с водородно-водяным охлаждением [5, 6]:

$$\theta_{\text{сб}} = A_{06} + A_{16} I^2 + A_{26} U^2 + A_{36} \theta_g + A_{46} \theta_w, (4)$$

где параметры режима нагрузки — ток I и напряжение U статора;

параметры охлаждения — средняя температура газа θ_g , температура входящего дистиллята θ_w ,

$A_{06}, A_{16}, A_{26}, A_{36}, A_{46}$ — коэффициенты регрессионной зависимости, отражающие влияние параметров режима и охлаждения.

Измерения параметров технического состояния ТГ для расчетов в имитационной модели должны проводиться в эксплуатационных режимах, установившихся по нагреву (этап 2).

Аналогично могут быть получены выражения и для других параметров, например вибрации узлов статора и подшипников.

Пример 2. Обобщенная структура диагностической матрицы. В качестве диагностической матрицы используется таблица, в которой систематизированы признаки различных дефектов узла, например, одного из критических узлов — водородных уплотнений вала [7]. Каждому из дефектов от a до j соответствует определенный набор признаков от I до IX (табл. 2). Признаками являются определенные отклонения контролируемых параметров.

Этап 4. Диагностирование технического состояния ТГ в данный момент времени. Выявление дефектов критических узлов:

4.1. Оценка показателей технического состояния ТГ в режиме нагрузки, установившемся по нагреву.

4.2. Оценка динамики изменений показателей технического состояния ТГ (направление и скорость изменения).

4.3. Онлайн-диагностирование критических элементов ТГ. Установление дефектов по правилам оценки изменений показателей технического состояния ТГ и по диагностическим матрицам «дефект — признак».

Пример 3. Диагностирование регулятора перепада давлений масла и газа уплотнений вала в газомасляной системе ТГ путем анализа изменений величины ΔP [7]. При изменениях факторов — величин давлений газа и масла перед регулятором, а также частоты вращения вала, определяется отклик — величина перепада давлений масла и газа ΔP , постоянство которой должен обеспечивать регулятор.

В табл. 3 показано, как отклонения ΔP от заданного постоянного значения соответствуют возможным диагнозам:

a — застревание золотника регулятора;

b — велик диаметр сопла (для вращающегося золотника);

c — нарушение обратной связи регулятора по маслу;

d — нарушение обратной связи регулятора по газу.

Признаком дефекта является отклонение величины ΔP от заданного значения при изменениях факторов. Так, если указанное отклонение ΔP имело место при изменениях факторов, соответствующих 1, 2, 4 и 5 строкам табл. 3, то причиной его могло являться нарушение обратной связи регулятора по маслу (диагноз «с»).

Этап 5. Мониторинг изменений технического состояния ТГ в процессе эксплуатации:

5.1. Сравнение текущих состояний ТГ с имитированными базовыми

ИЗ «МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННО- РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ»

Автоматизированные системы технической диагностики генераторов (АСТДГ), осуществляющие контроль за режимом и состоянием генератора в процессе работы, компьютерные обработка и обобщение данных специальных испытаний являются наиболее эффективным путем комплексной оценки технического состояния генератора, обеспечивающими полноту и своевременность информации о состоянии машины и тем самым оказывают реальную помощь персоналу в принятии решений по оперативным и плановым мероприятиям, необходимым для надежной работы генераторов.

К наиболее эффективным методам можно отнести:

- контроль генератора с помощью вводимой в воздушный зазор телеуправляемой измерительной аппаратуры, осмотр труднодоступных поверхностей узлов генератора с помощью эндоскопов,
- ультразвуковой контроль плотности крайних пакетов стали статора;
- микроспектральный анализ механических примесей, содержащихся в охлаждающем водороде и сливах масла;
- анализ вибрационных характеристик на работающем турбогенераторе с использованием многоканального анализатора спектров и др.

ми состояниями (периодически или по запросу).

5.2. Анализ отличий текущих состояний ТГ от базовых.

5.3. Определение динамики и причин изменения текущих состояний ТГ.

5.4. Установление связи изменений текущих состояний с эксплуатационными режимными показателями работы ТГ и другими внешними факторами.

5.5. Мониторинг скорости деградации технического состояния, прогнозирование срока наступления неработоспособного состояния.

Пример 4. Сравнение текущих измеренных величин параметров с их имитированными базовыми величинами.

В каждый заданный момент времени по формуле (4) рассчитывается имитированная базовая величина θ_{st} для заданного режима и сравнивается с измеренной в тот же момент величиной θ_{st} (табл. 4). Результат сравнения выражается безразмерной величиной относительного изменения параметра:

$$D_s = (\theta_{st} - \theta_{st}) / \theta_{st}$$

Программа мониторинга отслеживает зависимость показателя D_s для каждого параметра от наработки, числа остановов, числа глубоких изменений нагрузки ТГ, числа часов работы с потреблением реактивной мощности и других факторов, предусмотренных техническим заданием на основании результатов предпроектного обследования ТГ. Также определяется тренд показателя. Анализ трендов показателей D_s производится по заданным критериям, являясь основой для прогнозирования срока наступления неработоспособного состояния ТГ.

Накопление данных о сроках эксплуатации, эксплуатационных режимных факторах (сбросы нагрузки, число пусков, форсировки возбуждения и др.) может использоваться в дальнейшем для включения этих факторов в модельное уравнение (4).

ИСПЫТАНИЯ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ И ПРОГНОСТИЧЕСКИХ ПРОГРАММ АСКДМ ТГ

Испытания программ (тестирование, валидация и верификация) — это одна из функций имитационных моделей турбогенератора. Тестирование диагностических и прогностических программ должно проводиться с использованием ИМ ТГ по специальным программам, разработанным согласно ГОСТ Р 56920-2016/ISO/IEC/IEEE 29119-1:2013 [8].

Проведение испытаний АСКДМ лишь непосредственно на действующем ТГ путем анализа результатов в процессе нормальной эксплуатации не может считаться эффективным вследствие малой вероятности событий, подлежащих выявлению.

Без компактных испытаний на ИМ ТГ потребуется многолетняя проверка АСКДМ в процессе эксплуатации ТГ с многочисленными ложными остановами для проверки диагнозов, прежде чем можно будет судить об экономической и технической эффективности АС-КДМ, а персонал должен доверять диагнозам.

Методика испытаний должна обеспечивать проверку соответствия функционирования АСКДМ в ситуациях, имитирующих различные режимы работы и технические состояния ТГ, вспомогательных систем и средств контроля и диагностики, а также различные виды наруше-

ДИАГНОСТИЧЕСКАЯ МАТРИЦА ДЛЯ РЕГУЛЯТОРА ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЙ МАСЛА И ГАЗА В УПЛОТНЕНИЯХ ВАЛА

ΔP	Воздействия факторов			Вероятные диагнозы			
	N	P ₁	P ₂	a	b	c	d
↑	↓	-	-	1	0	1	0
↑	-	↑	-	1	0	1	0
↑	-	-	↓	1	0	0	1
↑	-	-	-	0	0	1	0
↓	↑	-	-	1	1	1	1
↓	-	↓	-	1	0	0	0
↓	-	-	↑	1	0	0	1
↓	-	-	-	0	1	0	1

Факторы: N — частота вращения вала; P₁ — давление масла на входе в регулятор; P₂ — давление газа в корпусе генератора
Признаки дефектов: 1 — наличие признака; 0 — отсутствие признака
Изменения факторов: ↑ — возрастание величины; тире — величина не изменяется; ↓ — снижение величины

Таблица 3

ний. Описания ситуаций и критерии соответствия должны содержаться в базе данных ИМ ТГ.

ВЫХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

АСКДМ ТГ не дублирует технологические защиты, не связана с технологическим управлением энергоблока и предусматривает отображение текущей и архивной информации о техническом состоянии ТГ, определяемом измеряемыми параметрами, сигнализацию о выходе параметра за пределы уставок, выдачу сообщений о вероятных диагнозах и результатах мониторинга в заданные моменты времени или в экстремальных ситуациях.

Информационная поддержка эксплуатационного персонала должна включать визуализацию контроля текущей диаграммы мощности и других требований, указанных

в «Руководстве по эксплуатации турбогенератора», а также визуальное понятное отображение результатов оценки текущего технического состояния и мониторинга ряда процессов в ТГ (в соответствии с техническим заданием на АСКДМ ТГ).

По результатам работы АСКДМ должна быть предусмотрена выдача рекомендаций по оптимизации стратегии технического обслуживания и ремонта ТГ, в том числе по внеплановому выводу ТГ в ремонт в случае диагностирования опасного дефекта критического узла или (и) значительного ухудшения фактического технического состояния по данным мониторинга.

Потребуется обучение персонала перед использованием новых АСКДМ, сотрудники должны понимать основные принципы диагностирования и мониторинга, заложенные в проект АСКДМ. Тренинг персонала по результатам

РЕГИСТРАЦИЯ ИЗОБРЕТЕНИЙ, ПОЛЕЗНЫХ МОДЕЛЕЙ, ТОВАРНЫХ ЗНАКОВ, ПРОГРАММ ДЛЯ ЭВМ

Эксперты АО «НТЦ ФСК ЕЭС» подготовят и оформят необходимые материалы для получения патентов и регистрационных свидетельств, удостоверяющих исключительное право на результаты интеллектуальной деятельности и средства индивидуализации.

ГЛАВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА СОТРУДНИЧЕСТВА С НАШЕЙ КОМПАНИЕЙ

– АО «НТЦ ФСК ЕЭС» оказывает услуги на всех этапах регистрации – от подготовки комплекта заявочных материалов до получения документов исключительного права.

– Наши эксперты сочетают профессиональные технические знания с высшей квалификацией патентных поверенных РФ и имеют опыт работы более 20 лет.



+7 (499) 613-73-18

РАСЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРА ПО СРАВНЕНИЮ С БАЗОВОЙ ВЕЛИЧИНОЙ

Момент измерения	Заданные параметры режима		Расчетная имитированная базовая величина θ_{st}	Текущая измеренная величина θ_{st}	Изменение величины $(\theta_{st} - \theta_{st}) / \theta_{st}$
	нагрузка I, U	охлаждение θ_{gr}, θ_w			
1					
2					
3					
...					

Таблица 4

обучения может проводиться с помощью ИМ ТГ с использованием программ, имитирующих различные ненормальные ситуации, устранение которых требует определенных действий персонала.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ — ПОТРЕБНОСТЬ В НОВЫХ ИЛИ ИЗМЕНЕНИИ СТАРЫХ

Для разработки и внедрения АСКДМ в целях оптимизации технического обслуживания и ремонта ТГ потребуются локальные нормативные акты (ЛНА) — документы локального действия, которые могут приостанавливать действие существующих Правил технического обслуживания и ремонта оборудования электростанций (приказ Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013) или дополнять их.

Содержание новых документов определяется предусматриваемыми

в разработанном конкретном проекте АСКДМ ТГ мероприятиями:

- изменения в структуре автоматизированной системы управления турбоагрегатом;
- действия эксплуатационного персонала, необходимость которых возникает на основании сигналов и сообщений, полученных в процессе онлайн-диагностирования;
- вывод в ремонт ТГ согласно оценке фактического технического состояния, выполненной АСКДМ и результатам мониторинга.

Также потребуется выпуск инструкций, определяющих содержание знаний и навыков персонала, обслуживающего ТГ, имеющих новые АСКДМ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье изложено представление авторов о путях внедрения риск-ориентированного управления генерацией на базе новых цифровых технологий контроля текущего технического состояния турбогенератора с предиктивным

диагностированием и мониторингом. Представлена блок-схема общей структуры автоматизированной системы контроля АСКДМ ТГ, включающей информационную (имитационную) модель технического состояния турбогенератора, алгоритмы онлайн-диагностирования и мониторинга с прогнозированием.

Даны основные требования к этапам работы АСКДМ и требования к тестированию системы. Отмечена необходимость обучения персонала для работы с такой системой и корректировки нормативных документов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Bell G. Digitalization: a mainstream reality. USA, Power Engineering International, 01.11.2017.
2. Walton R. The Digital Transformation of the Power Plant: It's a Twin-Twin situation // USA; Power Engineering International, 08.21.2019.
3. Загреддинов И.Ш. Краткий обзор состояния аварийности в ОАО РАО «ЕЭС России» за 2002 г. // Электронная газета «Энергопресс». 2003. № 15.
4. Самородов Ю.Н. Риски повреждения турбогенераторов. // Библиотечка электротехника — приложение к журналу «Энергетик». М.: НТФ «Энергопрогресс». 2011. № 3.
5. Шаров Ю.В., Беляков В.В., Виницкий Ю.Д., Голоднова О.С. Концепция online-диагностирования и мониторинга турбогенераторов с использованием компьютерных технологий в автоматизированных системах контроля // Энергетик. 2019. № 6. С. 15–22.
6. Голоднова О.С. Автоматизация определения температурных характеристик генератора для целей диагностики в процессе эксплуатации // Вести в электроэнергетике. 2015. № 2. С. 20–24.
7. Голоднова О.С. Газомасляная система и уплотнения вала турбогенератора с водородным охлаждением (устройство и обеспечение надежной эксплуатации). Екатеринбург: УралЭнергоИнжиниринг, 2018. 206 с.
8. ГОСТ Р 56920-2016/ISO/IEC/IEEE 29119-1:2013. Системная и программная инженерия. Тестирование программного обеспечения. Часть 1. Понятия и определения.

19 Всероссийская специализированная выставка



Электро-2020. Энергосбережение

• ЭЛЕКТРО

- Электротехническое оборудование
- Генераторы, трансформаторы, электроприводы
- Кабель, провод
- Светотехника
- Высокоточное и низковольтное оборудование
- КИП, автоматика
- Электроинструмент

• ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКА

- Электро-, гидро-, теплоэнергетика
- Нетрадиционная и возобновляемая энергетика
- СИП и ЛЭП
- Энергоэффективные, ресурсосберегающие технологии и оборудование
- Приборы и системы учета
- Тепло-, электро-, газоснабжение
- АСУТП, системы контроля

• ТЕЛЕКОММУНИКАЦИИ • ПРОЕКТИРОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

- Тепловые, электрические сети
- Оборудование для магистральных и разводящих сетей
- Энергоменеджмент, энергоаудит

Организатор

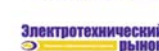


(8442) 93-43-02
www.volgogradexpo.ru

Генеральный интернет-партнер



Официальный партнер



Информационный партнер



18-20
МАРТА

ВОЛГОГРАД
ЭКСПОЦЕНТР
пр. Ленина 65А