##### ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Н А Ц И О Н А Л Ь Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

Р О С С И Й С К О Й Ф Е Д Е Р А Ц И И

**ГОСТР**

5526022

2013

**Г идроэлектростанции**

##### Часть 2-2

**ГИДРОГЕНЕРАТОРЫ**

**Методики оценки технического состояния**

##### Издание официальное

Спидартшфоф\*

## 2014

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

**Предисловие**

1. РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Научно-исследовательский институт энер­ гетических сооружений» (ОАО «НИИЭС»)
2. ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 330 «Процессы, оборудование и энер­ гетические системы на основе возобновляемых источников энергии»
3. УТВЕРЖДЕН И 8ВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому ре­ гулированию и метрологии от 6 сентября 2013 г. № 1045-ст
4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012* (раздел *8). Информация об* изменениях *к настоящему стандарту публииуется в ежегодном (по состоянию на*

*1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный* текст *изменений и поправок* — е *ежемесячном информационном* указателе к*Национальные стан*• *дарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет* опубликовано е ближайшем *выпуске ежемесячного информационного указателя*

*«Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещают­ ся также в информационной системе общего пользования* — на *официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (gost.ru)*

© Стандартинформ. 2014

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и рас­ пространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническо­ му регулированию и метрологии

II

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

**Содержание**

1. [Область применения. 1](#_bookmark1)
2. [Нормативные ссылки. 1](#_bookmark2)
3. [Термины и определения. 2](#_bookmark3)
4. [Сокращения. 4](#_bookmark4)
5. [Организация контроля и оценки технического состояния гидротурбинных установок 5](#_bookmark5)
6. [Требования к контролю технического состояния оборудования на гидроэлектростанциях 7](#_bookmark6)
7. Процедуры оптимизации принятия решений при оценке технического состояния [гидрогенераторов. 8](#_bookmark0)
8. [Оценка технического состояния гидрогенераторов. 8](#_bookmark7)
   1. [Особенности организации работы по оценке технического состояния гидрогенераторов 8](#_TOC_250005)
   2. [Обмотка статора. 11](#_TOC_250004)
   3. [Стальные конструкции статора. 14](#_TOC_250003)
   4. [Стальные конструкции ротора. 17](#_TOC_250002)
   5. [Обмотка возбуждения и демпферная обмотка ротора. 18](#_TOC_250001)
   6. [Щеточно-контактный аппарат. 19](#_TOC_250000)

Приложение А (обязательное) Методические указания по эксплуатационному контролю

вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегатов. 21

[Приложение Б (обязательное) Нормы контроля технического состояния гидрогенераторов. 29](#_bookmark8)

Приложение В (обязательное) Методические указания по проведению осмотров [гидрогенераторов. 41](#_bookmark9)

Приложение Г (обязательное) Методические указания по контролю нагрева паяных

соединений лобовых частей обмоток статора гидрогенераторов с помощью

термоиндикаторных этикеток. 49

Приложение Д (обязательное) Методические указания по проведению эксплуатационных

испытаний гидрогенераторов на нагревание при штатных режимах. 53

Приложение Е (обязательное) Методики измерения уровня частичных рарядов

в обмотке статора гидрогенератора. 63

Приложение Ж (обязательное) Методика измерения уровня частичных разрядов

в обмотке статора гидрогенератора под нагрузкой. 65

Приложение И (обязательное) Методические указания по контролю состояния прессовки

сердечника статора гидрогенератора и ее восстановлению. 67

Приложение К (обязательное) Методика определения очагов опасного замыкания активной

стали сердечника статора гидрогенератора 71

Приложение Л (обязательное) Методические указания по определению форм ротора

и статора гидрогенераторов и оценке симметрии воздушного зазора. 73

Приложение М (обязательное) Методика оценки технического состояния щеточно-контактного

аппарата гидрогенераторов. 77

[Библиография. 81](#_bookmark10)

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

**Введение**

Настоящий стандарт разработан а соответствии с требованиями Федерального закона от 27 дека­ бря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Требования настоящего стандарта направлены на повышение безопасности и эффективности

эксплуатации гидрогенераторов гидроэлектрических станций.

Необходимые изменения, вызванные вводом в действие новых технических регламентов и наци­ ональных стандартов, содержащих требования, не учтенные в настоящем стандарте, а также введение новых требований и рекомендаций, обусловленных развитием новой техники, должны быть внесены в него в установленном порядке.

IV

ГОСТ Р 55260.2.2— 2013

Н А Ц И О Н А Л Ь Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т Р О С С И Й С К О Й Ф Е Д Е Р А Ц И И

Гидроэлектростанции Часть 2-2 ГИДРОГЕНЕРАТОРЫ

Методики оценки технического состояния

Hydro power plants. Part 2-2. Hydrotreaters. Estimation procedures of operating conditions

Дата введения — 2015—07—01

## Область применения

##### Настоящий стандарт определяет нормы и объем контроля состояния гидрогенераторов, мини\* мально необходимого для оценки исправности и/или работоспособности контролируемых установок, а также для принятия решений о проведении технических обследований по специальным программам с целью определения остаточного ресурса и/или продления срока службы.

* 1. Настоящий стандарт устанавливает порядок и правила оценки технического состояния гидро­ генераторов при постоянном и периодическом контроле:
     + при постоянном контроле состояния работающего оборудования:
     + при периодических осмотрах выведенного из работы оборудования:
     + при технических освидетельствованиях оборудования:
     + при технических обследованиях оборудования.
  2. Настоящий стандарт устанавливает методики измерений контролируемых параметров и ис­ пытаний гидротурбин, применяемые при комплексных и индивидуальных технических обследованиях.
  3. Настоящий стандарт не устанавливает требования к типам и видам используемых при техни­

ческом контроле штатной контрольной аппаратуры и специальных средств измерений, устанавливае­ мых для временного применения.

## Нормативные ссылки

8 настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 2.103—68 Единая система конструкторской документации. Стадии разработки

ГОСТ 2.601—2006 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы ГОСТ 27.002—2009 Надежность в технике. Термины и определения

ГОСТ 5616—89 Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие тех­ нические условия

ГОСТ 8865—93 Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация

ГОСТ 10169—77 Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний ГОСТ 11828—86 Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний

ГОСТ 15467—79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 16504—81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

ГОСТ 19431—84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 19919—74 Контроль автоматизированный технического состояния изделий авиационной техники. Термины и определения

Издание официальное

1

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

ГОСТ 20911—89 Техническая диагностика. Термины и определения ГОСТ 25866—83 Эксплуатация техники. Термины и определения

ГОСТ Р 8.563—2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики из\*

мерений

При мечан ие — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «На­ циональные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесяч­ ного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана дати­ рованная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия),Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссыпса. то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

## Термины и определения

##### В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 2.103, ГОСТ 2.601, ГОСТ 15467. ГОСТ 16504, ГОСТ 19431, ГОСТ 20911. ГОСТ 25866. ГОСТ 27.002. а также следующие термины с соответствующими определениями:

* 1. вспомогательный персонал: Категория работников вспомогательных профессий, выполня­ ющих работу в зоне действующих энергоустановок.
  2. гидравлическая турбина поворотно-лопастная: Гидравлическая турбина с поворотными лопастями рабочего колеса.
  3. гидравлическая турбина радиально-осевая: Гидравлическая турбина, в рабочем колесе которой вода движется по криволинейным поверхностям вращения, изменяющим направление потока от радиального к осевому.
  4. гидроагрегат: Агрегат, состоящий из гидравлической турбины и электрического гидрогенератора.
  5. гидроагрегат вертикальный: Гидроагрегат с вертикальным валом
  6. гидравлическая турбина (гидротурбина): Турбина, в которой в качестве рабочего тела ис­ пользуется вода.
  7. гидрогенератор: Электрический синхронный генератор, вращаемый гидравлической турби­ ной. Ротор гидрогенератора укреплен на одном валу с рабочим колесом гидротурбины.
  8. гидротурбинная установка: Установка, предназначенная для преобразования энергии воды в механическую, включающая гидравлическую турбину и вспомогательное оборудование.
  9. дежурный работник объекта электроэнергетики (ГЭС): Работник ГЭС. уполномоченный на

выдачу и выполнение команд по управлению электроэнергетическим режимом ГЭС. а также на непо­ средственное воздействие на органы управления гидроэнергетической установки.

* 1. деталь оборудования: Неделимая составная часть конструктивного узла оборудования.
  2. диагностический (контролируемый) параметр: Параметр объекта, используемый при его диагностировании (контроле).
  3. единица оборудования: Объект техники, созданный для выполнения конкретной производ­

ственной функции при производстве отпускаемой продукции (в целях настоящего стандарта — гидрав­ лическая турбина, регулятор гидротурбины).

* 1. измеренное значение параметра: Значение параметра, установленное в результате его из­

мерения определенным средством контроля.

* 1. камера рабочего колеса гидравлической турбины: Элемент проточной части осевой или диагональной гидравлической турбины, внутри которого расположено РК.
  2. карта измерений: Технологический документ контроля, предназначенный для регистрации результатов измерения контролируемых параметров, с указанием подписей исполнителя операции, ру­ ководителя участка и контролирующего лица.
  3. контроль технического состояния: Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов тех­ нического состояния в данный момент времени.

2

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

* 1. конструктивный узел оборудования: Составная часть элемента оборудования, состоящая из ряда конструкций и деталей (в целях настоящего стандарта — лопасть рабочего колеса, лопатка на\* правляющего аппарата и другие).
  2. мертвая зона регулятора по скорости (частоте): Максимальная зона между двумя эначе\* ниями относительной скорости (частоты) в процентах, в которой главный сервомотор регулятора ско- рости не перемещается.
  3. минимальное время закрытия (открытия) сервомотора: Время, за которое совершался бы один полный ход сервомотора при максимальной скорости перемещения поршня.
  4. направляющий аппарат гидравлической турбины: Рабочий орган гидравлической тур\* бины. изменяющий закрутку потока и регулирующий расход гидравлической турбины за счет поворота лопаток.
  5. номинальное значение параметра: Значение параметра, определяемое его функционалы ным назначением и служащее началом отсчета отклонений.
  6. нормативный документ: Документ, устанавливающий правила, общие принципы или харак­ теристики. касающиеся различных видов деятельности или их результатов.
  7. обратная связь: Связь между элементами системы автоматического регулирования, сигнал которого направлен противоположно ходу регулирующего воздействия.
  8. объем испытаний: Характеристика испытаний, определяемая количеством объектов и ви­ дов испытаний, а также суммарной продолжительностью испытаний.
  9. обслуживание оборудования: Комплекс работ по оперативному и техническому обслужи\* ванию оборудования, включающий эксплуатацию, ремонт, наладку и испытание оборудования, а также пусконаладочные работы на нем.
  10. органолептический контроль: Контроль, при котором первичная информация воспринима­ ется органами чувств.
  11. оперативный персонал гидроэлектростанции: Категория работников, непосредственно воздействующих на органы управления энергоустановок и осуществляющих управление и обслужива­ ние энергоустановок в смене.
  12. оперативно\*ремонтный персонал: Категория работников из числа ремонтного персонала с правом непосредственного воздействия на органы управления технологического оборудования.
  13. определяющий параметр: Параметр изделия, используемый при контроле для определе­ ния вида технического состояния этого изделия.
  14. персонал: Личный состав организации, работающий по найму; персонал работает на обе­ спечение целей организации.
  15. периодический осмотр оборудования: Форма технического контроля за состоянием обору­ дования, осуществляемого комиссией, назначаемой техническим руководителем гидроэлектростанции, с периодичностью, устанавливаемой соответствующими нормативными документами и инструкциями заводов-иэготовителей. не противоречащими настоящему стандарту.
  16. постоянный контроль за состоянием оборудования: Форма технического контроля за со­ стоянием оборудования, осуществляемого штатным персоналом гидроэлектростанции посредством инструментальных и/или визуальных наблюдений, проводимых ежедневно в режиме, определяемом соответствующими нормативными документами и инструкциями заводов-изготовителей и др.
  17. предельно допустимое значение параметра: Наибольшее или наименьшее значение па­ раметра. которое может иметь работоспособное изделие.
  18. проточная часть гидравлической турбины: Совокупность образованных элементами ги­ дравлической турбины каналов, по которым протекает вода, совершая рабочий процесс.
  19. рабочее колесо гидравлической турбины: Рабочий орган гидравлической турбины, преоб­ разующий энергию потока в механическую.
  20. резервирование: Применение дополнительных средств и/или возможностей с целью сохра­ нения работоспособного состояния объекта при отказе одного или нескольких его элементов.
  21. ремонт: Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изде­ лия и восстановлению ресурса изделий или их составных частей.
  22. ремонтный персонал: Категория работников, связанных с техническим обслуживанием, ре­ монтом. наладкой и испытанием энергоустановок.
  23. синхронный компенсатор (электромашинный компенсатор): Синхронная машина, пред­ назначенная для генерирования или потребления реактивной мощности.
  24. статическая характеристика регулятора: График зависимости частоты вращения агрегата от величины хода сервомотора в установившемся состоянии при неизменном сигнале.

3

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

* 1. статор гидравлической турбины: Несущий элемент проточной чести гидравлической тур- бины, содержащий профилированные колонны.
  2. текущий ремонт: Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспо­ собности изделия и состоящий в замене и/или восстановлении отдельных частей.
  3. техническая документация: Совокупность документов, необходимая и достаточная для не­ посредственного использования на каждой стадии жизненного цикла продукции.

Примечание — К технической документации относятся конструкторская и технологическая докумен­ тация. техническое задание на разработку продукции и тд. Техническую документацию можно подразделить на исходную, проектную, рабочую, информационную.

##### технический контроль состояния оборудования: Система организационных и инженерно- технических мер. осуществляемых с целью получения прямых и/или косвенных данных об изменениях свойств оборудования (его элементов, конструктивных узлов) в процессе эксплуатации.

* 1. технический руководитель гидроэлектростанции: Должностное лицо в штате гидроэлек­ тростанции. уполномоченное принимать решения и отдавать распоряжения по всем техническим во­ просам касательно оборудования и сооружений данной гидроэлектростанции.
  2. техническое обслуживание: Комплекс операций или операция по поддержанию работо­ способности или исправности изделия (технического устройства) при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.
  3. техника безопасности: Система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих воздействие опасных производственных факторов на рабочий персонал.
  4. техническая система: Объект техники, агрегат, состоящий из элементов и зависимых узлов,

предназначенный для выполнения функций, обеспечивающих работоспособность единиц оборудова­ ния (в целях настоящего стандарта — система технического водоснабжения, система смазки и др.).

* 1. техническое обследование оборудования гидроэлектростанций: Форма технического контроля за состоянием оборудования, включающего углубленные исследования, проводимые по спе­ циальным программам, как правило, с привлечением специализированных организаций, по решениям комиссий, проводивших периодический осмотр или регулярное техническое освидетельствование.
  2. технический осмотр: Контроль, осуществляемый е основном при помощи органов чувств и, е случае необходимости, средств контроля, номенклатура которых установлена соответствующей до­ кументацией.
  3. техническое освидетельствование оборудования: Контроль техническою состояния обо­ рудования. осуществляемый комиссией, возглавляемой техническим руководителем ГЭС. с периодич­ ностью. установленной нормативными документами.
  4. характеристика сервомотора: Статическая зависимость скорости перемещения сервомо­ тора от величины смещения управляющего золотника.
  5. ход сервомотора: Перемещение поршня сервомотора относительно положения полного за­ крытия.
  6. эксплуатационные испытания: Испытания объекта, проводимые при эксплуатации.

Примечание — Одним из основных видов эксплуатационных испытаний является опытная эксплуатация.

К эксплуатационным испытаниям может быть в некоторых случаях отнесена также подконтрольная эксплуатация.

##### эксплуатация: Стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество. Эксплуатация изделия включает е себя в общем случае использова­ ние по назначению, транспортирование, хранение, техническое обслуживание и ремонт.

* 1. эксплуатирующая организация: Организация, имеющая в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении имущество гидроэлектростанции, осуществляющая в отноше­ нии этого имущества права и выполняющая обязанности, необходимые для ведения деятельности по безопасному производству электроэнергии е соответствии с действующими нормами и правилами.
  2. элемент оборудования: Составная часть единицы оборудования и/или технической систе­ мы. выполняющая определенные технологические функции (в целях настоящего стандарта — рабочее колесо, направляющий аппарат гидротурбины, ротор и др.).

## Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения: АСУ — автоматизированная система управления:

АХЧ — амплитудно-частотная характеристика:

4

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

ГЭС — гидравлическая электрическая станция; ИИС — информационно-измерительная система; КЗ — короткое замыкание:

КРК — камера рабочего колеса; МНУ — маслонапорная установка; НА — направляющий аппарат;

ПЛ — поворотно-лопастная (\*ое) (гидротурбина, рабочее колесо);

РК — рабочее колесо гидротурбины;

РО — радиально-осевая (-ое) (гидротурбина, рабочее колесо); РЧВ — регулятор частоты вращения гкоротурбины;

СИ — средства измерения:

СК — синхронный компенсатор: ТВС — техническое водоснабжение; ТЭ — термоэтикетка;

ЩКА — щеточно-контактный аппарат; ЧР — частичный разряд:

ЭМП — эластичный металлопластмассовый (опорный сегмент).

## Организация контроля и оценки технического состояния гидротурбинных установок

* 1. Контроль и оценка технического состояния оборудования ГЭС имеют следующие цели:
     + повышение безопасности эксплуатации гидрогенераторов посредством выявления и своевре­ менного устранения возникших повреждений (дефектов);
     + определение возможности и целесообразности продолжения эксплуатации выработавших срок службы гидрогенераторов, их элементов и конструктивных узлов, определяющих безопасность эксплу­ атации гидрогенераторов;
     + выработка рекомендаций по ремонтному обслуживанию и продолжению эксплуатации гидроге­ нераторов. имеющих повреждения (Дефекты), включая введение при необходимости специальных экс­ плуатационных мер (дополнительный контроль, режимные ограничения, внеплановый ремонт и т. л.);
     + обоснование для модернизации гидрогенераторов в целом, их элементов и конструктивных узлов.
  2. Настоящий стандарт в соответствии с правилами [1] устанавливает для применения на ГЭС следующие обязательные формы контроля технического состояния гидрогенераторов:
     + постоянный контроль состояния работающего оборудования (гидрогенераторов):
     + периодические осмотры выведенного из работы оборудования;
     + регулярные технические освидетельствования оборудования:
* технические обследования оборудования.
  1. Постоянный контроль технического состояния оборудования осуществляют с целью опера­ тивного выявления нарушений его безопасной эксплуатации и принятия оперативных решений о не­ обходимых мерах по устранению выявленных нарушений и/или о возможности дальнейшей работы оборудования с выявленным нарушением.

Постоянный контроль осуществляет оперативный и оперативно-ремонтный персонал. На ГЭС без ежедневного дежурства оперативного и оперативно-ремонтного персонала должен быть налажен дис­ танционный контроль показателей, определяемых проектной документацией, на пункте с постоянным нахождением дежурного персонала.

* 1. Периодический осмотр выведенного из работы оборудования (внешний и внутренний) осу­

ществляют с целью своевременного выявления и анализа причин повреждений и дефектов, включая скрытые, которые не могут быть установлены при постоянном контроле, и выработки решений по пред­ упреждению их развития и устранению. Осмотр производят лица, контролирующие безопасную эксплу­ атацию конкретного оборудования (элемента оборудования).

Не реже одного раза в год осмотр выведенного из работы оборудования производится комиссией. Осмотр проводят обязательно до наступления весеннего половодья, а в отдельных случаях — летне- осеннего паводка, с целью проверки готовности оборудования к работе с максимальной нагрузкой в течение многоводного периода.

8 случаях повреждения оборудования, имевших следствием непредвиденный вывод его из рабо­

ты. должны быть произведены внеочередные осмотры.

Периодические осмотры выведенного из работы оборудования приурочивают ко времени прове­ дения ремонта (см. правила {2)).

5

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

* 1. Периодическое техническое освидетельствование оборудования осуществляют с целью углу» бленной оценки его состояния после длительного периода эксплуатации и определения мер для обе» спечения безопасной работы оборудования в пределах срока службы или для продления срока службы.

Периодичность, объем и порядок технического освидетельствования оборудования устанавлива­ ются согласно правилам [1].

Результаты технического освидетельствования заносят в технические паспорта ГЭС и оборудо­ вания. По результатам каждого освидетельствования в зависимости от состояния оборудования на» значают срок проведения последующего освидетельствования. К эксплуатации запрещено допускать оборудование с нарушенными сроками технического освидетельствования.

* 1. Техническое обследование (индивидуальное, комплексное) имеет целью диагностирование технического состояния оборудования (его отдельных элементов, конструктивных узлов) на основе ре» зультатов проводимых при этом испытаний и исследований, своевременное выявление и анализ при» чин аварийно опасных дефектов и повреждений, последующее принятие технических решений по ме­ рам. необходимым для обеспечения безопасной эксплуатации оборудования в пределах срока службы.

В случае внезапного повреждения (отказа) оборудования в процессе эксплуатации проводится техническое обследование.

* 1. Оценку технического состояния оборудования производят на основе анализа результатов всех форм технического контроля для каждого элемента и конструктивного узла; решения принимают с уче­ том возможности устранения выявленных дефектов и/или замены изношенных узлов.

5.6 Техническое состояние гидрогенераторов оценивают как:

* + - «работоспособное», если контролируемые параметры, характеризующие способность гидроге» нераторов выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и/или конструктор­ ской (проектной) документации и при контроле технического состояния дефекты не выявлены или вы­ явлены малозначительные легко устранимые дефекты на ранней стадии развития:

»«частично неработоспособное», если при контроле технического состояния выявлены значи­

тельные. но устранимые дефекты, при которых оборудование способно частично выполнять требуе» мые функции, и продолжение работы оборудования требует временного введения ограничений (сниже­ ния эксплуатационных нагрузок, сокращения межремонтного периода и т.п.};

* + - «неработоспособное», если контролируемые параметры, характеризующие способность гидро­ генераторов выполнять заданные функции, не соответствуют требованиям нормативной и/или кон» структорской (проектной) документации, и при контроле технического состояния выявлены критические или значительные, трудно устранимые дефекты и восстановление работоспособности гидрогенерато­ ров требует его немедленного вывода в ремонт.

»«предельное», если при контроле технического состояния выявлены критические дефекты, и

дальнейшая эксплуатация гидрогенераторов недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

* 1. Оценку технического состояния технических систем дают на основе анализа работы обслужи­ ваемого ими оборудования. Техническая система является работоспособной, если она обеспечивает работу гидроагрегата с нормативными (паспортными) параметрами. Состояние отдельных элементов технической системы определяется их соответствием паспортным данным, технической документации и нормативным документам.
  2. Для обеспечения безопасной работы оборудования и предотвращения повреждений, кото» рые могут быть вызваны дефектами конструктивных узлов и деталей оборудования при изготовлении, монтаже и ремонте, а также развитием процессов эрозии, в том числе кавитационной, коррозии, сни­ жением прочностных характеристик при эксплуатации, организуется эксплуатационный контроль со­ стояния металла.
  3. Оценка технического состояния гидрогенераторов производится по совокупности фактиче­ ских данных о параметрах (показателях) его элементов и конструктивных узлов лутем сопоставления их с нормативными требованиями и базовыми (исходными) данными о заведомо исправном состоянии таких узлов и оборудования в целом, по динамике изменений показателей в процессе эксплуатации. Оценка учитывает данные о предшествовавшей работе рассматриваемого оборудования и данные о работе аналогичных видов оборудования (показателей надежности, аварийных повреждений, дефек­ тов. выявленных и устраненных при ремонтах, результатов предшествующих испытаний).
  4. Оценку технического состояния единицы (элемента) оборудования в целом дают по худшей из оценок технического состояния его конструктивных и функциональных узлов.
  5. В системах управления технологическими процессами ГЭС. в том числе автоматизирован­ ных (АСУ ТП), реализуются информационные, аналитические и диагностические функции по контролю состояния оборудования.

6

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

## Требования к контролю технического состояния оборудования на гидроэлектростанциях

* 1. Порядок контроля технического состояния оборудования на ГЭС утвержден в инструкциях для персонала и содержит:
     + объемы, сроки и методы реализации контроля;
     + маршруты и периодичность обходов, осмотров и проверок оборудования:
     + правила пользования штатными контрольными средствами измерений:
     + требования к ведению первичной технической документации по контролю технического состоя­ ния оборудования:
     + правила техники безопасности при осуществлении технического контроля.
  2. На каждый гидрогенератор на момент его приобретения должен быть заведен паспорт.

Результаты постоянного контроля необходимо регистрировать в суточных эксплуатационных ве­ домостях и в журналах.

Результаты периодических осмотров необходимо регистрировать в журналах осмотров, с при­

ложением актов осмотров и планов мероприятий, разработанных по зафиксированным результатам осмотров.

Результаты технических освидетельствований необходимо регистрировать в паспортах каждого

из освидетельствованных гидрогенераторов, с приложением актов освидетельствований и планов ме­ роприятий по зафиксированным результатам освидетельствований.

Результаты технических обследований необходимо регистрировать в журналах обследований и

подробно излагать в технических отчетах о проведенных измерениях, испытаниях, исследованиях.

* 1. Вся документация, в которой зарегистрированы результаты контроля и содержится информа­ ция об отказах, повреждениях, нештатных ситуациях, должна храниться до списания гидрогенераторов.
  2. Контроль технического состояния оборудования требует оснащения ГЭС средствами измере­ ний (СИ) и соблюдения правил по обеспечению единства измерений согласно Федеральному закону [3]. положению {4] и методическим указаниям [5].
  3. Комплекс мероприятий по обеспечению единства измерений, выполняемый на каждой ГЭС при организации контроля технического состояния оборудования, должен включать:
     + своевременное представление в поверку СИ. подлежащих государственному контролю и над­

зору (см. методические указания [5]);

* + - организацию и проведение работ по калибровке СИ. не подлежащих поверке (см. положение [4]);
    - использование аттестованных методик выполнения измерений (согласно ГОСТ Р 8.563);
    - обеспечение соответствия точностных характеристик применяемых СИ требованиям к точности измерений технологических параметров.
  1. Калибровке подлежат все СИ. используемые на ГЭС для контроля надежной и экономичной

работы оборудования, при проведении наладочных, ремонтных и научно-исследовательских работ, не подлежащие поверке и не включенные в перечень СИ. применяемых для наблюдения за технологиче­ скими параметрами, точность измерения которых не нормируется (см. положение (4)).

Периодичность калибровки СИ устанавливает лицо, в установленном порядке уполномоченное выполнять на ГЭС функции в области метрологии по согласованию с ее технологическими подразделе­ ниями. и утверждает технический руководитель ГЭС.

Результаты калибровки СИ удостоверяют отметкой в паспорте СИ. калибровочным знаком, на­ носимым на СИ. или сертификатом о калибровке, а также записью в эксплуатационной документации.

* 1. 8 процессе эксплуатации оборудования измерительные каналы ИИС подвергают периодиче­

ской поверке и/или калибровке в установленном порядке.

К использованию в работе (в том числе сторонними организациями) допускаются исключительно ИИС. прошедшие поверку и калибровку.

* 1. Каждый работник ГЭС. включая вспомогательный персонал, находясь на территории электро­ станции. должен обращать внимание на любые отклонения от нормы в работе оборудования и тех­ нических систем (появившиеся протечки воды и масла из магистралей и соединений, усиленные или необычные звуки и шумы от работающего оборудования, повышенная ощутимая вибрация оборудова­ ния и строительных конструкций, нарушения плотности воздушных магистралей, посторонние запахи, появление дыма и огня и другие). Обо всем замеченном работник должен немедленно сообщать опе­ ративному персоналу.

7

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

## Процедуры оптимизации принятия решений при оценке технического состояния гидрогенераторов

* 1. Принятию окончательного решения о техническом состоянии гидрогенераторов предшествует глубокий анализ всех документально зафиксированных событий, связанных с авариями, повреждения­ ми. отказами в работе данного оборудования, в том числе событий во внешней среде, независимой от функционирования ГЭС.
  2. В целях создания информационно-аналитической базы данных, необходимой для принятия решений, в организации собственника (эксплуатирующей организации) создаются, постоянно накапли­ ваются и актуализируются (обновляются) данные:
* конструкторской (заводской) документации на гидрогенераторы:

•документации, связанной с ремонтом, модернизацией и заменой оборудования, наладочными и экспериментальными работами:

* материалов постоянного контроля состояния гидрогенераторов, периодических осмотров, техни­ ческих освидетельствований, технических обследований;
  + - об авариях, повреждениях, отказах, нештатных ситуациях, возникавших при разборке, монтаже и работе гидрогенераторов в обычных и непроектных режимах, о результатах расследования аварий и повреждений, о выполненных после этого мероприятиях.
  1. В организации собственника (эксплуатирующей организации) должно быть создано автома­ тизированное рабочее место специалиста, принимающего решения по оценке технического состояния оборудования.
  2. 8 сложных случаях, не имеющих аналогов в практике эксплуатации гидрогенераторов данной организации, для участия в выработке объективного решения приглашают экспертов из специализиро­ ванных организаций и от эаводов-изготовителей.

## Оценка технического состояния гидрогенераторов

##### Особенности организации работы по оценке технического состояния гидрогенераторов

* + 1. Оценку технического состояния гидрогенераторов, находящихся в эксплуатации, производят с использованием форм контроля в соответствии с 5.2 и нормами [6].
    2. Текущую оперативную оценку технического состояния конструктивных узлов гидрогенерато­

ра производят при необходимости в соответствии с нормами [6]. по показателям, которые могут быть получены с использованием штатных средств без демонтажа этих узлов и без разборки электрической схемы гидрогенератора. Работу выполняет персонал постоянно.

* + 1. Оценку технического состояния (техническое диагностирование) гидрогенераторов произво­ дят по двухуровневой системе:
    - на первом уровне оценку производят по результатам постоянного штатного контроля состояния

гидрогенератора и по результатам периодических осмотров и технических обследований его систем и узлов в соответствии с конструкторской заводской документацией, приложением Б и нормами [6];

* + - на втором уровне оценку производят по результатам работ (осмотры, технические обследова­

ния). выполняемых в соответствии с приложением Б. нормами [6] и сборником [7].

* + 1. Оценку технического состояния узлов гидрогенератора по результатам технических обсле­ дований выполняют с учетом анализа ранее полученных результатов оценок, произведенных на всех уровнях.
    2. Задачей первого уровня оценки технического состояния узлов гидрогенератора является обнаружение дефектов (признаков дефектов) на основе сопоставления значений контролируемых па­ раметров с их исходными и предельными значениями; работы выполняет персонал ГЭС. как правило, своими силами.
    3. Задачей второго уровня оценки технического состояния гидрогенератора является углу­ бленное техническое диагностирование, определение параметров и вида его состояния и остаточного ресурса. Работы второго уровня выполняет персонал ГЭС с привлечением при необходимости специ- элюированных организаций, имеющих опыт проведения технических обследований и владеющих не­ обходимыми для этого методиками.

Состав и периодичность проведения работ по второму уровню устанавливает технический руко­ водитель ГЭС в зависимости от результатов первого уровня, условий эксплуатации, технического со­

8

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

стояния и срока службы гидрогенератора е соответствии с конструкторской заводской документацией, приложением Б и сборником [7].

* + 1. Необходимость и объем технического обследования определяют по результатам периодичен ских осмотров и технических освидетельствований или на основе обнаруженных аномальных явлений, возникших при эксплуатации генератора {чрезмерный или нехарактерный шум. повышенное искрение, посторонние запахи и т. п.). Задачей технического обследования является углубленная оценка техни­ ческого состояния гидрогенератора с применением современных методов технической диагностики. Техническое обследование может выполнять персонал ГЭС (при необходимых уровне технической под­ готовки и степени оснащенности средствами контроля) с привлечением специализированных органи­ заций. Объем технического обследования включает работы, выполняемые в соответствии с нормами [6], а также дополнительные работы, в том числе выполняемые в соответствии с требованиями насто­ ящего стандарта. Все работы по техническим обследованиям проводят по специальным программам на основании решений технического руководителя ГЭС. в том числе принятых по результатам работы комиссий, проводящих периодические осмотры и технические освидетельствования по 5.4 и 5.5.
    2. Оценка состояния по результатам комплексного технического обследования гидрогенерато­ ра должна охватывать следующие конструктивные узлы:
    - обмотка статора:
    - стальные конструкции статора, включая активную часть статора (сердечник):
* стальные конструкции ротора;
  + - обмотка возбуждения и демпферная обмотка ротора;
    - щеточно-контактный аппарат.
    1. Программа работ по комплексному техническому обследованию должна включать:
    - анализ ремонтной документации и опыта эксплуатации гидрогенератора с учетом его конструк­ тивных особенностей, режимов работы, данных постоянного штатного контроля, результатов предше­ ствующих испытаний;
    - контроль состояния изоляции обмотки статора, ротора и цепей возбуждения:
    - испытания гидрогенератора на нагревание;
    - вибрационные испытания гидрогенератора;
    - технический осмотр гидрогенератора;
    - контроль плотности прессовки пакетов активной стали;
* контроль формы воздушного зазора гидрогенератора;
  + - оценка теплового состояния паяных соединений головок лобовых частей обмотки статора;
    - измерение частичных разрядов на гидрогенераторах, вращающихся под нагрузкой и выведен­ ных в ремонт;
    - контроль состояния изоляции шихтованных листов активной стали сердечника статора и выяв­ ление опасных очагов замыкания листов:
* контроль исправности щеточно-контактного аппарата.

Конкретную программу работ и перечень используемых методов диагностирования при прове­ дении второго уровня контроля устанавливает и утверждает технический руководитель предприятия с учетом типа, технического состояния, срока службы, условий и опыта эксплуатации обследуемого и однотипных гидрогенераторов.

* + 1. Оценку технического состояния дают на основе анализа всех результатов контроля и тех­ нических обследований для каждого конструктивного узла гидрогенератора с учетом возможности и результатов устранения выявленных дефектов и/или замены изношенных узлов.

Сводная таблица норм контроля технического состояния узлов гидрогенератора приведена в при­ ложении Б.

* + 1. Техническое состояние при техническом обследовании оценивают по данным измерений, осуществляемых: при вращении ротора гидрогенератора (в том числе работающего в сети); при непод­ вижном роторе и отключении гидрогенератора от сети.

При вращении ротора гидрогенератора производят:

* + - измерение электрических параметров — напряжений, токов, мощности (активной и реактивной), частоты — штатными системами с использованием в необходимых случаях приборов класса точности 0,2 или 0.5;
    - контроль теплового состояния обмоток статора и ротора, стали статора — штатными системами с установкой при необходимости дополнительных термоэлектрических датчиков:
    - контроль исправности ЩКА — штатными системами в сочетании со специальными средствами;

9

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

* + - измерение вибрации элементов статора и ротора, биения вала — штатными системами, долол- нительными датчиками и измерительными средствами:
    - измерение воздушною зазора с целью определения динамических форм ротора и статора и определение взаимною положения последних — специальными средствами;
    - измерение частоты вращения ротора — штатной системой;
    - измерение частичных разрядов в обмотке статора — по специальной методике;
    - снятие характеристик холостого хода и короткого замыкания гидрогенератора. При неподвижном роторе и отключении гидрогенератора от сети производят:
    - измерение сопротивлений изоляции обмоток статора и ротора;
    - испытания изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением;
    - испытания изоляции обмоток статора и ротора повышенным напряжением промышленной ча\*

стоты;

* измерение интенсивности частичных разрядов:
* измерение сопротивлений обмоток статора и ротора постоянному току: на роторе, кроме того,

измеряют сопротивления по полюсам или парам полюсов, а также сопротивления контактного соеди­ нения катушек полюсов;

* + измерение сопротивлений обмоток полюсов или пар полюсов ротора переменному току про­ мышленной частоты;
  + измерение воздушного зазора, с целью определения статических форм ротора и статора, цен­

тровки статора и ротора;

* + испытание стали сердечника статора методом высокочастотного сканирования расточки статора специальным датчиком;
* испытание сердечника статора при кольцевом намагничивании с индукцией (1,0 **1** 0.1) Тл при косвенном и (1.4 ± 0.1) Тл при непосредственном охлаждении обмоток;
  + проверку плотности водяной системы охлаждения обмотки статора:
  + оценку плотности посадки обода на спицах ротора при подъеме его на тормозах — по величине аксиальных статических перемещений обода относительно спиц;
  + проверку плотности прессовки сердечника (активной стали) статора — с применением тариро-

еочного ножа.

* + 1. В случае выявления при техническом обследовании быстро развивающихся дефектов гид­ рогенератор выводят из работы для внеочередного осмотра и принятия решения по корректировке межремонтного периода или по сокращению периодичности контроля.

При отсутствии (по результатам технического обследования) дефектов по решению технического руководителя ГЭС межремонтный период может быть изменен (увеличен).

* + 1. Настоящий стандарт устанавливает следующие рекомендации по реализации принятых оценок технического состояния гидрогенераторов по 5.9:
  + при оценке состояния как «работоспособное» гидрогенератор признается пригодным для нор­

мальной дальнейшей эксплуатации с проведением в необходимом объеме плановых ремонтных и про­ филактических мероприятий;

* + при оценке состояния как «частично неработоспособное» должны быть обоснованы и назначе­

ны мероприятия для восстановления работоспособности (проведение ремонта, модернизация, замена отдельных деталей и узлов); до проведения этих мероприятий технический руководитель ГЭС должен принять решение о целесообразности введения режимных ограничений и сокращенной периодичности контроля;

* + при оценке состояния основных узлов гидрогенератора как «неработоспособное» должны быть немедленно приняты меры по выводу оборудования из работы и восстановлению его работоспособ­ ности путем ремонта, модернизации или замены поврежденных конструктивных узлов;
  + при оценке состояния основных узлов гидрогенератора как «предельное» должны быть немед­ ленно приняты меры по выводу оборудования из работы с целью замены поврежденных элементов и конструктивных узлов.
    1. Решения по оценке состояния гидрогенератора после технического обследования прини­ мает технический руководитель ГЭС с учетом заключения комиссии в соответствии с рекомендациями, приведенными в приложении А.

Заключение комиссии должно включать:

* паспортные данные оборудования;
* сведения об осуществленных заменах основных узлов и причинах замен;

10

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

* + сводку результатов предыдущих диагностических проверок:
  + сведения об имевших место повреждениях (дефектах) конструктивных узлов и методах, приме­ ненных при их устранении;
  + перечень основных дефектов, выявленных при проведении технического обследования, реко­ мендации по их устранению;
  + оценку технического состояния конструктивных узлов и гидрогенератора в целом, возможность и условия его дальнейшей эксплуатации.
    1. Должна быть предусмотрена замена обмоток статоров и полюсов роторов гидрогенерато­ ров. имеющих устаревшие типы изоляции. Решение о замене обмотки статора является обязательным при оценке ее состояния как «предельное)» по результатам вибрационною контроля, наличию неустра­ нимых дефектов и повреждений (большое число пробоев изоляции в работе и при высоковольтных испытаниях, высокий уровень частичных разрядов, массовые механические повреждения изоляции стержней на выходе из лаза и в лобовых частях и др.).
    2. Замену сердечника статора назначают при оценке состояния как «предельное)» по результа­ там вибрационного контроля, наличию неустранимых дефектов и повреждений (массовое разрушение сердечника в местах крепления ею к корпусу, большое число уплотняющих клиньев в пакетах активной стали, массовые замыкания шихтованных листов и оплавления активной стали).

##### Обмотка статора

* + 1. Требования настоящего стандарта учитывают необходимость заблаговременного выявле­ ния и предупреждения наиболее вероятных повреждений, определяющих техническое состояние об­ моток статоров:
  + механические повреждения изоляции обмоток статоров, выводных шин. проходных и опорных изоляторов генераторного напряжения; повреждения выявляют путем профилактических испытаний напряжением промышленной частоты и выпрямленным напряжением в соответствии с нормами [6]. а также путем осмотра согласно приложению В:
  + перегревы, в том числе перемычек и паек головок лобовых частей, выявляют по результатам

осмотров и испытаний в соответствии с приложениями В. Г и Д:

* + увлажнение выявляют на основании измерения коэффициента абсорбции и тока утечки при ис­ пытании выпрямленным напряжением (см. нормы (6));
  + измерение тока утечки в гидрогенераторах с водяным охлаждением производится, если позволя­ ет конструкция гидрогенератора;
* загрязнение выявляют на остановленных гидрогенераторах осмотром согласно приложению В;
  + ослабление крепления в пазовой и лобовых частях, которое выявляют осмотром согласно при­ ложению 8 и методами измерения частичных разрядов на вращающихся и остановленных гидрогене­ раторах (приложения Е и Ж);
  + течи и закупорки полых проводников стержней обмоток статоров гидрогенераторов с водяным охлаждением выявляют по результатам гидравлических испытаний (см. нормы [6]);
  + обрывы элементарных проводников выявляют путем измерения сопротивления постоянному току токоведущей части обмотки (см. нормы [6]);
  + электрическое и тепловое старение изоляции выявляют путем профилактических испытаний на­

пряжением промышленной частоты и выпрямленным напряжением (см. нормы [6]). а также путем из­ мерения частичных разрядов на гидрогенераторах, выведенных в ремонт (приложение Е);

* + повреждение изоляции вследствие термомеханических циклов выявляют путем профилактиче­

ских испытаний напряжением промышленной частоты и выпрямленным напряжением (см. нормы (6]). а также осмотром согласно приложению В:

* + повышенная вибрация лобовых частей, которую выявляют на основе результатов вибрационных испытаний в соответствии с приложением А и осмотром в соответствии с приложением В.
    1. Измерения сопротивления меди обмотки постоянному току производят при практически холод­ ном состоянии гидрогенераторов для каждой фазы и для каждой параллельной ветви обмотки, имеющей отдельный вывод. Приведенные к одинаковой температуре сопротивления не должны отличаться:
* фаз обмотки друг от друга более чем на 2 %;
  + параллельных ветвей обмотки друг от друга более чем на 5 %;
  + от исходных данных (при исправном состоянии обмоток) более, чем на 2 %.

11

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Превышения относительно приведенных значений требуют дополнительного обследования для выяснения причин, в частности могут проводиться измерения переходных сопротивлений в пайках го­ ловок лобовых частей. Нарушение паек головок может быть выявлено с помощью ТЭ по методике в соответствии с приложением Г

* + 1. Измерения сопротивления изоляции обмотки выполняют мегомметром 2500 В для каждой фазы и каждой доступной для измерения параллельной ветви обмотки по отношению к корпусу, зазем­ ленным другим фазам и ветвям при температуре машины от 10 \*С до 30 °С. Значения сопротивления, отсчитываемые через 15 и 60 с соответственно после начала измерения, должны удовлетворять сле­ дующим критериям:
* Reo" не менее 10 МОм на 1 кВ номинального линейного напряжения:

- ^07 R, 5" не менее 1.3.

Сопротивление изоляции обмоток, непосредственно охлаждаемых дистиллятом, измеряют после удаления и продувки дистиллята и осушения всего тракта сжатым воздухом. Допускается измерение сопротивления при циркуляции дистиллята, если это предусмотрено конструкторской заводской до­ кументацией.

* + 1. Испытание изоляции обмотки повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки

Величины токов утечки и электрической прочности изоляции при выпрямленном напряжении

определяют при приложении этого напряжения к одной из фаз или доступной (по конструктивным ус­ ловиям) параллельной ветви по отношению к корпусу и заземленным другим фазам и параллельным ветвям. Уровень испытательного выпрямленного напряжения принимают равным 1.6 испытательного напряжения промышленной частоты.

Оценку состояния изоляции производят по коэффициенту *Kv* нелинейности зависимости токов утечки от напряжения по формуле

*К* (D

##### где значение *Ки* должно быть не более 3;

/н6. /нм — значения токов утечки при отсчете через 60" с момента установления напряжений

*U*„м \* 0,SL/h6 — наименьшее напряжение первой или последующих ступеней (при токе утечки не менее 10 мкА).

1/иб — наибольшее, т. е. испытательное напряжение последней ступени.

Рост тока при одноминутной выдержке напряжения на какой-либо ступени является признаком дефекта изоляции, включая возможность увлажнения.

Коэффициент нелинейности не учитывают, если токи утечки на всех ступенях напряжения не пре­ восходят 50 мкА. Во избежание местных перегревов изоляции токами утечки выдержка напряжения на очередной ступени допускается лишь в том случае, когда токи утечки не превышают значения 250 мкА.

* + 1. Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты

Оценку прочности изоляции фаз или параллельных ветвей относительно корпуса и заземленных других фаз и ветвей определяют приложением испытательного напряжения промышленной частоты величиной 1.7 *UH* (при испытаниях, проводимых реже одного раза в год) или 1.5 *UH* (при ежегодных испытаниях) в течение 1 мин. Критерием исправного состояния изоляции является отсутствие пробоя. После выдержки в течение 1 мин испытательное напряжение снижают до номинального значения и вы­ держивают 5 мин. в течение которых ведется наблюдение за короной в лобовых частях обмотки. При этом не должно наблюдаться сосредоточенное в отдельных точках свечение желтого и красноватого цвета, дым. тление бандажных вязок и т. д. Допускается свечение голубого цвета.

Примечание —Для дополнительной информации см. нормы [6].

##### Частичные разряды в изоляции обмотки измеряют на остановленном гидрогенераторе при подаче фазного напряжения промышленной частоты от постороннего источника. Если фазное напряже­ ние ниже 6 кВ. то подают напряжение 6 кВ. Напряжение подают на каждую фазу или ветвь, если ветви имеют отдельные выводы, при других заземленных фазах или ветвях. Измерения производят по пазам статора с применением специальной методики и аппаратуры (см. приложение Е). Для термопластичной микалентной компаундированной изоляции критерием исправного состояния является приведенный

12

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

уровень частичных разрядов 150 мкВ/м. Для термореактивной изоляции, кроме указанного критерия, признаком исправного состояния является отсутствие разрядов искрового типа («пазовых» разрядов).

Стержни с уровнем частичных разрядов выше критического (150 мкВ/м) должны быть замене- ны. Стержни с термореактивной изоляцией, в которых зафиксированы пазовые разряды, должны быть уплотнены в пазах боковыми прокладками из полупроводящего волнистого стеклотекстолита, если их изоляция выдержала нормированные испытания переменным напряжением.

На гидрогенераторах мощностью 100 МВт и выше с номинальным напряжением 13,8 кВ и выше целесообразно устанавливать аппаратуру непрерывного или периодического контроля частичных раз\* рядов. Аппаратура устанавливается в нейтрали обмотки статора и позволяет фиксировать на стадии зарождения ряд дефектов изоляции и токоведущих частей (см. приложение Ж).

* + 1. Оценка состояния полупроводящего покрытия изоляции обмотки

Состояние полупроводящих покрытий поверхности стержней (катушек) с термореактивной изо­ ляцией оценивают путем обследования извлеченных стержней, а также по результатам измерения и наблюдения частичных разрядов в процессе испытаний переменным напряжением. Удельное поверх­ ностное сопротивление пазового покрытия, измеренное мегомметром 2500 8. должно составлять от 104 до 10е Ом. лобового покрытия — от 10® до 109 Ом.

Разрушения покрытий могут быть вызваны вибрацией слабо закрепленных в пазах стержней (ка­ тушек) и пазовыми разрядами. Нормированных критериев по этому показателю нет. Наличие дефектов считается подтвержденным, если имеет место:

* + выгорание полупроводящего покрытия по ширине хотя бы одного пакета стали:
  + образование каверн в изоляции под действием пазовых разрядов:
* выгорание прокладок между стержнями, на дне паза и под клином:
  + истирание полупроводящего покрытия и изоляции в одном или нескольких местах по длине стержня:
* наличие пазовых разрядов при измерении частичных разрядов.
  + 1. Оценку физико-механических характеристик изоляции обмотки производят в основном по резуль­ татам осмотров, которые рекомендуется проводить с использованием лупы, эндоскопов, аппаратуры для фотосъемки. При возникновении сомнений в отношении состояния обмотки статора, в частности ее изоля­ ции. производят осмотр извлеченных из пазов специально для обследования верхних стержней (сторон ка­ тушек). При осмотре оценивают отсутствие или наличие и степень развития следующих дефектов изоляции:
* общая или локальная рыхлость:
  + истирание в лобовых и доступных для осмотра пазовых частях:
  + локальные признаки повышенного нагрева:
  + порезы, истирания и другие значительные повреждения, вызванные отломившимися листами сердечника статора или посторонними предметами, другими причинами.

Нормированные показатели допустимой степени развития таких дефектов отсутствуют. Заклю­ чение о механическом состоянии изоляции и степени ее пригодности для дальнейшего использования составляется экспертным путем.

* + 1. Испытание обмотки статора на нагревание проводят в соответствии с указаниями, содержа­ щимися в приложении Д.

Испытания длительно работающих гидрогенераторов на нагревание, как правило, проводят с контролем температуры обмотки с помощью штатной системы теплоконтроля. В отдельных случаях возможна установка термоэлектролреобразователей на нескольких стержнях (катушках), близких к ней­ трали обмотки.

Испытания на нагревание производят при четырех нагрузках 0.6; 0.75:0.9:1.0 номинальной мощ­ ности Рн. Результаты измерений по штатному контролю сопоставляют с результатами, полученными при заведомо исправном (исходном) состоянии гидрогенератора. Увеличение нагрева при номиналь­

ной нагрузке не должно превышать 5 \*С.

Абсолютные значения измеренных температур не должны превышать допустимые значения, а именно 130 \*С для изоляции класса «8» и 155 еС для изоляции класса «Р».

* + 1. Измерение вибрации головок лобовых частей (приложение А) выполняют при работе ги­ дрогенератора в режиме установившегося трехфазного короткого замыкания (КЗ) при номинальной скорости вращения ротора и производят не менее чем на 10 головках вверху и внизу статора.

Оценку вибрации головок при номинальной нагрузке определяют по уровню амплитуды вибрации с частотой 100 Гц по формуле

13

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

<2Anp.W = U(2Anp)t9; (2)

##### где(2Апр )кэ — предельная вибрация в режиме установившегося трехфазного КЗ при номи­ нальной скорости вращения ротора и номинальном токе статора.

Предельную вибрацию вычисляют по формуле

<2АпД, = 2^ ♦ st(p). (3)

где А„ , — среднеарифметическое значение вибрации, измеренное на различных головках.

1. t(p) — статистические параметры, соответственно эмпирический стандарт и коэффициент, за­ висящий от объема выборки, т. е. числа охваченных измерениями лобовых частей.

Состояние креплений обмотки в лобовых частях оценивают по уровню вибрации и по результатам осмотра в соответствии с критериями, указанными в таблице 1.

Периодичность контроля, в зависимости от вибрационного состояния:

- работоспособное, от 4 до 6 лет (до планового капитального ремонта):

* + неработоспособное, 1 раз в 2 года:
  + предельное, не реже 1 раза в год до выполнения соответствующих ремонтно-профилактических

работ.

Вибрационный контроль после капитального ремонта выполняют только в случаях реализован­

ных ремонтных мероприятий с целью оценки их эффективности.

Таблица 1 —Резугътэты и параметры, определяющие состояние обмотки

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры, определяющие состояние обмотки | | Состояние |
| Вибрация частоты ЮОГц.мкм | Результаты осмотров |
| ДО 50 | Замечаний нет или в отдельных местах небольшие ослабления системы крепления, не препятствующие нормальной работе | Работоспособное |
| 50—100 | Массовые ослабления элементов крепления. Следы истирания. Отдельные течи воды в головках стержней | Неработоспособное |
| СВ. 100 | Массовые нарушения целостности элементов крепления. Мас­ совые течи воды в головках стержней | Предельное |

##### Оценка состояния крепления обмотки и выводных шин

Оценку состояния крепления обмотки статора в пазовой части производят на основании осмотров главным образом на выходе из паза и простукиванием пазовых клиньев.

Оценку состояния крепления обмотки в лобовых частях производят на основании осмотра (ос­ лабление бандажных вязок, истирание изоляции в местах прилегания к элементам крепления) и по результатам измерения вибрации головок с частотой 100 Гц при номинальной нагрузке по 8.2.10.

Нормированных критериев для оценки результатов осмотров нет. оценку производят экспортно.

* + 1. Оценка состояния проходных и опорных изоляторов генераторного напряжения

Опорные и проходные изоляторы экранированных токопроводов генераторного напряжения после

длительного простоя гидрогенератора в холодное время года отпотевают, следствием чего является их перекрытие после пуска гидрогенератора. Во избежание этого следует перед пуском генератора после длительного простоя изоляторы подогреть, используя вентиляцию токолровода горячим воздухом. Пуск генератора следует производить сразу после подогрева изоляторов.

##### Стальные конструкции статора

* + 1. Требования настоящего стандарта учитывают необходимость заблаговременного выявления и предупреждения наиболее вероятных повреждений, определяющих техническое состояние стальных конструкций статоров:
  + ослабление плотности прессовки и «распушение» зубцов пакетов сердечника статора (выявляют в соответствии с приложением И):
* ослабление плотности стыковки секторов разъемного сердечника (выявляют по результатам ви­ брационных испытаний в соответствии с приложением А и по результатам осмотра в соответствии с приложением 8);

-деформации («волна» и «домики») пакетов активной стали сердечника (выявляют на основании результатов осмотра в соответствии с приложением В);

14

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

* + замыкание листов активной стали и возникновение местных повышенных нагревов сердечника (выявляют согласно приложению К. В случае обнаружения опасных очагов должны быть проведены ис­ пытания на потери и нагрев методом кольцевого намагничивания (см. нормы [6]));
  + повышенная вибрация сердечника, ухудшение состояния или разрушение элементов крепления сердечника к корпусу и корпуса к фундаменту (выявляют на основании результатов вибрационных ис­ пытаний в соответствии с приложением А и результатов осмотра в соответствии с приложением 8);
  + ослабление крепления и перекос нажимных гребенок (выявляют на основании результатов осмо­ тра в соответствии с приложением В);
  + нарушение цилиндрической формы расточки статора (выявляют на основании результатов ис­ пытаний в соответствии с приложением Л):
  + нарушение системы охлаждения сердечника (выявляют на основании результатов испытаний согласно нормам [6] и приложению Д).
    1. Радиальную вибрацию сердечника статора «полюсной» частоты измеряют при работе ге­ нератора в установившемся режиме при различных нагрузках и при холостом ходе с номинальным возбуждением (см. приложение А). Измерения дополняют осмотрами спинки сердечника и узлов кре­ пления его к корпусу. В таблице 2 приведены критерии оценки состояния сердечника и его креплений к корпусу с учетом результатов осмотра.

Периодичность контроля, в зависимости от вибрационного состояния:

* + работоспособное, от 4 до 6 лет (до планового капитального ремонта);
  + неработоспособное, один раз в год (до ближайшего планового капитального ремонта);
  + предельное, не реже 1 раза в полгода до выполнения соответствующих ремонтно-профилакти­ ческих работ.

вибрационный контроль после капитального ремонта выполняют только в случаях реализован­ ных ремонтно-профилактических мероприятий с целью оценки их эффективности.

* + 1. Радиальную низкочастотную («оборотную») вибрацию сердечника статора измеряют при ра­ боте генератора в установившемся режиме при различных нагрузках и при холостом ходе с номиналь­ ным возбуждением (см. приложение И). 8 таблице 2 приведены критерии оценки состояния креплений сердечника к корпусу по результатам измерения низкочастотной вибрации и осмотров. Периодичность вибрационного контроля аналогична 8.3.2.

Таблица 2 — Критерии оценки состояния сердечника и его креплений

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Критерии оценки состояния сердечника и ею креплений | | | Состояние |
| Двойная амплитуда «полюсной» <100 Гц) вибрации. иш | | Результаты осмотра |
| Нагрузка, близкая к номинальной (сердечник горячий) | Холостой ход с номи­ нальным возбуждением (сердечник холодный) |
| ДО 30 | ДО 50 | Замечаний нет. Следы контактной кор­ розии на спинке сердечника | Работоспособное |
| С8. 30 | СВ. 50 | Обильная контактная коррозия на спин­ ке сердечника и узлах его крепления | Неработоспособное |
| С8. 30 | се. 50 | Обильная контактная коррозия, трещи­ ны. выкрашивание листов пакетов сер­ дечника. повреждения узлов крепления (клиньев) | Предельное |

##### Параметры, определяющие состояние генератора, приведены в таблице 3.

Таблица 3 — Параметры, определяющие состояние генератора

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры, определяющие состояние генератора | | Состояние |
| Размах радиальной низ­ кочастотной («оборотной» и кратных ей) вибрации сердечника статора, мкм | Результаты осмотров |
| ДО 80 | Замечаний нет | Работоспособное |

15

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

*Окончание таблицы 3*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры, определяющие состояние генератора | | Состояние |
| Размах радиальной низ­ кочастотной {«оборотной» и «ратных ей) вибрации сердечника статора, нкы | Результаты осмотров |
| ОТ 80 ДО 160 | Ослабление распорных домкратов. «Выползание» отдельных штифтов фланца корпуса, нарушение контровочных сварных швов между корпусом статора и фундаментными плитами | Неработоспособное |
| СВ.180 | Наличие серьезных повреждений в узлах крепления сердеч­ ника к корпусу. Массовое «выползание» штифтов фланца корпуса | Предельное |

##### Оценка нарушения формы статора

Форму статора определяют в соответствии с рекомендациями, изложенными в приложении Л. Критерием состояния статора при искажении его формы являются степень искажения Ас и температура сегментов направляющих подшипников о. при этом первый показатель определяется по формуле

АС в

##### (Нр

100%. (4)

гДв<\>м« И<5с>ср.

##### соответственно максимальное и среднее значения воздушного зазора между фиксированным полюсом ротора и симметрично расположенными точками расточки статора.

Таблица 4 - Критерии оценки искажения формы статора

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры оценки формы статора | | Состояние |
| Степень искажения формы статора, Дс. % | Температура сегментов направляющих подшипников, \*С |
| ДО 5 |  | Работоспособное |
| 5—15 | Я°<Чюм. + 5) | Частично неработоспособное |
| C8.1S | се. ( t w + Ю) | Неработоспособное |

##### В таблице 4 представлены критерии оценки искажения формы статора.

Номинальное значение температуры и сегментов направляющего генераторного подшипника устанавливает для каждого типа гидрогенераторов завод-изготовитель.

Периодичность контроля на работающем агрегате: при наличии автоматической системы - посто­ янно. при осуществлении контроля персоналом - от 1 до 2 раз в сутки с записью в суточную ведомость, на остановленном - при каждом капитальном ремонте. При оценке состояния как «частично нерабо­ тоспособное» коррекцию положения ротора относительно статора производят в ближайший плановый текущий или капитальный ремонт. При «неработоспособном» состоянии эту операцию выполняют без­ отлагательно.

* + 1. Испытания сердечника статора на потери и нагрев проводят при демонтаже ротора (при­ ложение Д). Сердечники статоров гидрогенераторов с косвенной системой охлаждения обмоток ис­ пытывают при индукции (1.0 ± 0.1) Тл. При непосредственном охлаждении обмотки статора испытание проводят при индукции (1.410.1) Тл.

Продолжительность испытаний равна 90 мин при индукции 1.0 Тл и 45 мин при индукции 1.4 Тл. Для этих значений индукции определяют удельные потери Р. Если индукция 8ИСГ| отлична от указанных значений, то продолжительность испытаний Гисп и удельные потери уточняют по формулам:

'исп = 90 (1.0/Вйсп )2 или Гисп = 45 (1.4*/Втя?.*

Р,.о = Рис. О’О'висп.)2 или рм = Рисп. (1.4/Висп Я

(5)

(6)

16

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

где Р — удельные потери, определенные по результатам измерений при испытании.

Оценку состояния сердечника производят по результатам измерения нагрева за время испытания и по величине удельных потерь.

Определенные с помощью приборов инфракрасной техники или/и термопары наибольшее поеы-

шение температуры не должно превышать 25 °С и наибольшая разность нагревов различных зубцов должна быть не более 15 °С. Удельные потери в стали не должны превышать их исходные значения при заведомо хорошем состоянии сердечника более чем на 10 %. Если исходных значений нет. то удельные потери не должны быть больше значений, нормированных для различных марок стали.

При превышении нагревов и/или удельных потерь относительно допустимых значений решение о мерах по устранению превышений и о работоспособности сердечника принимает экспертная комиссия.

* + 1. Выявление очагов опасного замыкания листов активной стали сердечника статора основано на методе высокочастотного сканирования расточки статора с помощью индуктора, подключенного к генератору синусоидального тока частоты 1.5 кГц. напряжения 30 В и уравновешенной индикаторной схеме. Признаком замыкания является расстройство равновесия схемы и увеличение тока питания индуктора. Опасность замыкания определяют по результатам градуировки. Зависимость тока индукто­ ра от мощности тепловыделения в месте замыкания практически линейна, поэтому есть возможность оценивать по показанию индикатора расчетную мощность в месте дефекта при рабочих индукциях. Описание метода и аппаратуры приведены в приложении К.

В случае обнаружения указанным методом очагов с опасной мощностью тепловыделения про­ водят испытания сердечника на потери и нагрев при кольцевом намагничивании с большой индукцией (1.0 Тл или 1.4 Тл)для подтверждения наличия дефекта.

* + 1. Оценку плотности прессовки пакетов сердечника статора в соответствии с приложением И производят по двум параметрам - глубине проникновения тарировочного ножа и результатам осмотра. Критерии для оценки состояния указаны в таблице 5.

Таблица 5 - Критерии для оценки состояния прессовки

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры. определяющие состояние прессовки | | Состояние |
| Глубина проникнем\* ни» тарировочного ножа, м у | Результаты осмотра |
| до 5 | Замечаний нет | Работоспособное |
| 5 | Незначительная контактная коррозия | Неработоспособное |
| се. 5 | Обильная контактная коррозия, повреждения пакетов и изоляции пазовой части обмотки статора | Предельное |

##### При глубине проникновения тарировочного ножа более 5 мм проводят уплотнение пакетов сердеч­ ника стеклотекстолитовыми клиньями соответствующей толщины. В случаях серьезных повреждений (выкрашивание листов пакетов, повреждение изоляции обмотки статора на выходе из паза) выполняют протезирование пакетов, восстановление изоляции стержней обмотки.

* + 1. Испытания сердечника статора на нагревание производят в нормальных установившихся ре­ жимах при испытаниях гидрогенератора на нагревание (см. приложение Д). Так же. как для обмоток, за допустимые принимаются значения температур (округленные в большую сторону до 5 \*С), определен­ ные при испытании на нагревание генератора при вводе в эксплуатацию. Эти температуры не должны превышать для класса изоляции «В» - 130 вС и «F» - 155 \*С.
    2. Оценку состояния узлов крепления сердечника к корпусу и корпуса к фундаменту выполняют по результатам осмотра (приложение В) с учетом результатов вибрационных испытаний.

##### Стальные конструкции ротора

* + 1. Требования настоящего стандарта учитывают необходимость заблаговременного выявления и предупреждения наиболее вероятных повреждений, определяющих техническое состояние стальных конструкций роторов:
  + ослабление посадки обода на спицы остова (выявляются осмотром в соответствии с приложени­ ем В и по результатам испытаний в соответствии с приложением Л);
  + ослабление посадки полюсов на ободе (выявляются осмотром е соответствии с приложением В):

17

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

* + нарушение цилиндрической формы огибающей полюсов, смещение оси вращения (выявляются по результатам испытаний в соответствии с приложением Л);
  + сколы «заплечиков» клиновой полосы обода (выявляются осмотром в соответствии с приложе­ нием В);
  + трещины в сварных соединениях остова ротора (выявляются осмотром в соответствии с при­ ложением В).
    1. Оценку нарушения формы ротора выполняют ло степени искажения формы др и определяют

по формуле (см. приложение Л)

Лр■—-=(\*=p.)-U-------------100% . (7)

Ыр

##### где (Ар)махе. (Splcp — соответственно максимальное и среднее значения no всем замерам формы

ротора.

В таблице 6 приведены критерии оценки состояния механической части ротора по результатам измерения низкочастотной вибрации, степени нарушения формы ротора и по осмотрам.

Таблица 6 — Критерии оценки состояния механической части ротора по результатам измерения низкочастотной вибрации, степени нарушения формы ротора и по осмотрам

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Параметры. определяющие форму ротора | | | Состояние |
| Размах радиальной низкоча­ стотной вибрации сердечника статора, мкм | Степень искажения фермы ротора Зр.% | Результаты осмотров |
| ДО 80 | S3 | Замечаний нет | Работоспособное |
| от 80 до 180 | 3< Ар£ 8 | Ослабление распорных домкратов.  «Выползание» отдельных штифтов фланца корпуса.  Нарушение крепления корпуса статора к фундаменту. | Неработоспособное |
| СВ.180 | >8 | Наличие серьезных повреждений в уз­ лах крепления сердечника к корпусу | Предельное |

##### Периодичность контроля аналогична 8.3.4.

* + 1. Оценку плотности посадки обода на спицах ротора производят по аксиальному перемеще­ нию обода относительно спиц при подъеме ротора на тормозах, по результатам «обстукивания» за­ бивных клиньев, осмотра опорных поверхностей брусьев, по выявлению следов контактной коррозии, повреждений посадочных мест. Могут быть при этом использованы и более сложные методы с исполь­ зованием тензометрии и других средств.
    2. Воздушный зазор между статором и ротором гидрогенератора измеряют в диаметрально противоположных точках (см. нормы (6)). При этом измеренные величины не должны отличаться друг от друга более чем на (± 20) % от среднего значения, равного их полусумме.

Оценку воздушною зазора выполняют по данным измерений форм статора и ротора по 8.3.4.8.4.2.

Периодичность контроля аналогична 8.3.4, 8.4.2.

##### Обмотка возбуждения и демпферная обмотка ротора

* + 1. Требования настоящего стандарта учитывают необходимость заблаговременного выявле­ ния и предупреждения наиболее вероятных повреждений, определяющих техническое состояние об­ моток роторов:
  + замыкание на землю (выявляют нормированными профилактическими испытаниями (см. нормы (6))):
* витковое замыкание (выявляют измерением полною сопротивления обмотки каждого полюса (см. нормы [6]»:
* перегрев обмотки (выявляют измерением сопротивления обмотки постоянному току, а также ос­ мотром в соответствии с приложением В и нормами [6]):
  + загрязнение и увлажнение изоляции (выявляют по результатам нормированных профилактиче­ ских испытаний, а также осмотром в соответствии с приложением В и нормами [6]):

18

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

* + нарушение крепления и паек, перегрев межполюсных соединений (выявляют измерением сопро­ тивления обмотки постоянному току (см. нормы [6]). а также осмотром в соответствии с приложением В);
  + ослабление крепления и перегрев демпферных стержней (выявляют осмотром в соответствии с приложением В).
    1. Сопротивление обмотки возбуждения постоянному току измеряют в холодном состоянии ги­ дрогенератора для обмотки возбуждения в целом и для каждого полюса в отдельности или попарно. Сопротивление постоянному току приводится к температуре 15 'С. Кроме того, измеряют переходное сопротивление между катушками полюсов.

Измеренные значения сопротивлений не должны отличаться от исходных при одинаковых темпе­ ратурах более, чем на 2 %.

* + 1. Сопротивление обмотки возбуждения переменному току промышленной частоты измеряют с целью выявления еитковых замыканий в обмотке ротора. При измерении ротор неподвижен. Напряже­ ние промышленной частоты подводят к обмотке каждого полюса или каждой пары полюсов. Величину напряжения определяют из условия 3 В на виток, но не более 200 В. Для возможности сравнения ре­ зультатов испытания при обследовании с данными предыдущих измерений необходима идентичность условий, при которых проводятся измерения: одинаковые подведенные напряжения, аналогичное состояние генератора - вставленный или извлеченный ротор, разомкнутая или замкнутая накоротко обмотка статора при вставленном роторе. Отклонение полученных при обследовании результатов от данных предыдущих измерений или от среднего значения измеренных сопротивлений полюсов или пар полюсов не должно превышать 5 %.
    2. Испытания изоляции обмотки возбуждения включают следующие операции:
  + измерения сопротивления изоляции:
  + испытания приложенным повышенным напряжением промышленной частоты;
  + осмотр.

Сопротивление изоляции измеряют мегамметром с номинальным напряжением 1 к8. Значение сопротивления изоляции при температуре от 10\*С до 30 СС должно быть не менее 1 МОм.

Изоляция обмотки возбуждения гидрогенератора должна выдерживать в течение 1 мин испыта­ тельное напряжение промышленной частоты, равное шестикратному номинальному напряжению воз­ буждения, но не менее 1 кВ.

* + 1. Испытание обмотки возбуждения на нагревание на основе методики, изложенной в прило­ жении Д. имеет целью оценку среднего нагрева обмотки возбуждения. Среднюю температуру обмотки определяют методом измерения сопротивления при установившихся по нагреву режимах гидрогенера­ тора. указанных в методике. Результаты определения средней температуры обмотки не должны пре­ вышать температуру, определенную ранее (исходную) при заведомо исправном состоянии генератора, более чем на 5 \*С при номинальном токе возбуждения. При этом абсолютное значение средней тем­ пературы не должно быть больше допустимых значений. 130 'С для изоляции класса «В» и 155 °С для изоляции класса «Р».

При осмотре, а также с помощью ТЭ или термокрасок определяют наличие локальных недопусти­ мых перегревов паяных соединений на перемычках между обмотками соседних полюсов.

* + 1. Локальные дефекты демпферной системы, стальных конструкций полюсов, полюсных нако­ нечников и других конструктивных узлов ротора выявляют на основе результатов их осмотра с исполь­ зованием технических средств. При этом особое внимание должно быть уделено поиску следующих возможных дефектов:
  + следы недопустимого нагрева стержней демпферной системы, мест их заделки в замыкающие сегменты, перемычек демпферной системы между полюсами, полюсных наконечников;
  + изломы или трещины в элементах демпферной системы, стальных конструкциях ротора;
  + ослабление расклиновки полюсов на ободе;
* ослабление всех болтовых соединений в зоне полюсов.

Наличие таких дефектов недопустимо и требует проведения дополнительных исследований для разработки мероприятий по устранению дефектов и причин их возникновения.

##### 8.6 Щеточно-контактный аппарат

Требования настоящею стандарта учитывают необходимость заблаговременного выявления и предупреждения наиболее вероятных повреждений и дефектов, определяющих техническое состояние щеточно-контактного аппарата. Состояние щеточно-контактного аппарата оценивают по совокупности выявленных следующих дефектов (приложение М):

19

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

* повышенная вибрация и бой контактных колец (выявляются в рабочем режиме гидрогенератора с применением индикатора-микрометра часового типа, а также бесконтактных индикаторов (например, индуктивного типа) при их наличии);
* снижение сопротивления изоляции контактных колец (выявляется профилактическими испыта­ ниями с измерением тока утечки):
* загрязнение контактных колец, повышенный износ щеток, ослабление соединения колец с ши­ нами обмотки возбуждения (выявляются осмотром в рабочем режиме гидрогенератора и во время ре­ монта);
* перегрев контактных колец и щеток (выявляется измерением их температуры с помощью дис­ танционного пирометра или измерением инфракрасного излучения при наличии соответствующей ап­ паратуры. а также визуально по следам перегрева - цветам побежалости);
* повышенное искрение щеток сопровождает большинство дефектов щеточно-контактного аппа­ рата и выявляется осмотром.

20

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Приложение А (обязательное)

##### Методические указания по эксплуатационному контролю вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегатов

А.1 Общие положения

А. 1.1 Вибрационное состояние гидроагрегата определяют измерением вибрации его опорных конструкций, биения вала и вибрации стальных конструкций и лобовых частей обмоток статора, которые должны подвергаться также тщательному осмотру. Мерой вибрации узлов гидроагрегатов является размах лолигармонического вибропе­ ремещения. Результаты вибрационных испытаний совместно с результатами осмотра позволяют достаточно объ­ ективно судить об эксплуатационном состоянии агрегата.

А. 1.2 Измерение вибрации гидроагрегата, а также осмотр конструктивных узлов и лобовых частей обмотки статора должны проводиться до и после каждого капитального ремонта. В межремонтный период необходимость проведения измерений и осмотров устанавливают в зависимости от результатов предыдущих обследований и при возникших предположениях об изменении (ухудшении) вибрационного состояния агрегата. В частности, после ава­ рийных переходных режимов (например, несинхронного включения или внезапного КЗ на шинах генератора или близкого КЗ за трансформатором) должны быть проведены внеплановые измерения вибрации лобовых частей обмотки статора и их осмотр. Решение о проведении внеочередных технических обследований принимает техни­ ческий руководитель гидроэлектростанции.

А. 1.3 Вибрации и биения вала гидроагрегата желательно измерять в одних и тех же точках датчиками с одинаковыми техническими и метрологическими характеристиками, по возможности одними и теми же датчиками.

А.1.4 Вибрационные испытания проводят по программе, подписанной руководителем испытаний и уполномо­ ченными представителями технических подразделений ГЭС. согласованной, при необходимости, с территориаль­ ным диспетчерским центром и утвержденной техническим руководителем гидроэлектростанции.

А. 1.5 Результаты вибрационных испытаний необходимо фиксировать в протоколах с четким указанием места измерения вибрации, применявшейся аппаратуры, параметров вибрации (частота, размахи) и всех параметров ре­ жима работы гидрогенератора (активная и реактивная мощности, напряжение и ток статора, ток ротора, темпера­ тура меди обмотки и сердечника статора, уровни бьефов, открытие НА. утлы установки лопастей рабочего колеса).

А.1.6 По результатам измерений вибрации должно быть составлено заключение с оценкой вибрационного состояния гидроагрегата и соответствующими рекомендациями.

А.1.7 При затруднениях у персонала ГЭС в определении причин повышенной вибрации и разработке меро­ приятий по их устранению, должна быть привлечена специализированная организация для проведения углублен­ ного технического обследования (специальных испытаний) и разработки рекомендаций.

А.2 Средства измерения вибрации и биения вала

А.2.1 Основные требования к аппаратуре, используемой для измерения вибрации опорных конструкций ги­ дроагрегата и стальных конструкций статора гидрогенератора, следующие:

- рабочий диапазон частот............................................................................................................................от 0.7 до 200 Гц;

* + рабочий диапазон размаха вибролеремвщений........................................................................................от 5 до 1000 мкм:
  + рабочий диапазон температур:

для первичных преобразователей (вибродатчиков...............................................................................\_...от +5 *°С* до +80 °С; для вторичного прибора......................................................................................................................... от +10 \*С до +40 ®С;

- допустимая индукция внешнего магнитного поля............................................................................................................ 0.1 Т:

* + неравномерность АЧХ в рабочем диапазоне частот....................................................... .............................................. 10 %:

- масса вибродатчика не более........................................................................................................................................ 0.5 кг.

А.2.2 Основные требования к измерителям биения вала следующие:

- рабочий диапазон частот.............................................................................................................................. от 0.4 до 20 Гц;

* + рабочий диапазон размаха биений......................................................................................................... от 30 до 2000 мкм:

- рабочий диапазон температур................................................................................................................от +5 \*С до +40 °С;

* + допустимая индукция внешнего магнитного поля............................................................................................................ 0.1 Т;

- масса датчика, не более......... .......................................................................................................................................0.2 кг.

Датчики биения вала должны быть бесконтактными с зазором между датчиком и валом не менее 2 мм. устой­ чивыми к воздействию воды и масле.

А.2.3 Аппаратура, используемая для измерения вибрации лобовых частей обмотки статора гидрогенератора должна удовлетворять следующим требованиям:

- рабочий диапазон частот............................................................................................................................. от 40 до 300 Гц:

* + рабочий диапазон размаха вибролеремвщений........................................................................................ от 5 до 1000 мкм:

21

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

* + рабочий диапазон температур:

для первичных преобразователей {вибродатчиков.................................................................................... от +5 °С до +80 °С;

для вторичного прибора......................................................................................................................... от +10 °С до +40 °С;

•допустимая индукция внешнего магнитного поля............................................................................................................. 0.3 Т;

* + неравномерность АЧХ в рабочем диапазоне частот....................................................................................................... 10 %;
  + масса вибродатчика, не более....................................................................................................................................... 0.2 кг.

А.2.4 Аппаратура для измерения вибрации и биения вала может иметь на выходе стрелочный прибор, но при этом должна быть обеспечена возможность параллельной записи сигнала на светолучевом осциллографе или ввода в ПЭВМ для автоматического анализа.

Аппаратура может также иметь встроенный анализатор для выделения и измерения гармонических состав­ ляющих вибрации.

А.2.5 Виброиэмеритальная аппаратура должна быть аттестована игы подвергаться контрольной тарировке перед испытаниями.

А.З Контроль вибрации опорных конструкций и биения вала гидроагрегата А.3.1 Причины повышенной вибрации

АЗ.1.1 Силы, вызывающие вибрацию опорных конструкций и биение вала агрегата, имеют механическое, гидравлическое и электромагнитное происхождение. Как правило, они воздействуют на узлы агрегата одновремен­ но. но в разной степени.

А.3.1.2 Характерным признаком наличия механических возмущающих сил является иагычие вибрации при работе агрегата после отключения из режима СК или после закрытия НА при останове агрегата.

А3.1.3 Характерным признаком наличия гидравлических возмущающих сил является исчезновение или зна­ чительное снижение вибрации при переводе гидроагрегата в режим СК. с освобождением от воды КРК.

А.3.1.4 Характерным признаком наличия электромагнитных возмущающих сил является увеличение вибра­ ции при подаче возбуждения на холостом ходу агрегата.

А.3.1.5 Измерение вибрации н биения вала в объеме и в режимах, указанных в А.З.2. позволяет оценить уровень вибрации и установить, какие возмущающие силы - механические, гидравлические или электрические - вызывают повышенную вибрацию.

А.3.2 Места установки вибропреобразователей и датчиков биения вала и режимы испытаний гидроагрегата

АЗ.2.1 На вертикальном гидроагрегате первичные вибропреобраэователи {вибродатчихи) надлежит уста­ навливать следующим образом:

* + на грузонесущей крестовине для измерения вертикальной и горизонтальной вибрации:
* на опоре пяты (при олирании подпятника на крышку турбины через опорный конус) для измерения верти­ кальной вибрации:
* на негрузонесущей крестовине, имеющей направляющий подшипник, для измерения горизонтальной ви­ брации:
  + на крышке турбины для измерения вертикальной вибрации:
  + на корпусе турбинного подшипника для измерения горизонтальной вибрации.

А.3.2.2 Вибродатчихи для измерения вертикальной вибрации грузонесущей крестовины и крышки гидротур­ бины следует устанавливать возможно ближе к оси гидроагрегата. Вибродатчики для измерения вертикальной ви­ брации опоры пяты следует устанавливать возможно ближе к основанию подпятника у дна мэслоаанны. Вибр сдат­ чики для измерения горизонтальной вибрации следует устанавливать таким образом, чтобы вибрация измерялась в радиальном направлении.

А3.2.3 Все вибропреобраэователи на вертикальном гидроагрегате следует устанавливать в одной верти­ кальной плоскости, например, со стороны правого берега. В случае крестовины мостового типа, имеющей раз­ личную жесткость в разных направлениях, измерения горизонтальной вибрации следует проводить в направлении наименьшей жесткости, и е этой плоскости следует устанавгывать все вибролрвобраэовагвли на гидроагрегате.

АЗ.2.4 Измерение биения вала вертикального гидроагрегата следует проводить у всех направляющих под­ шипников (турбинного, верхнего и нижнего генераторного). Датчики биения вала должны быть установлены в од­ ной вертикальной плоскости с датчиками вибрации.

А.3.2.5 На гориэонтагъном гидроагрегате первичные вибропреобраэователи надлежит устанавливать следу­ ющим образом:

* на корпусе каждого опорного подшипника сверху для измерения вертикальной вибрации и сбоку (в гори­ зонтальной плоскости, проходящей через ось агрегата) для измерения горизонтальной вибрации в радиальном направлении:
* на корпусе упорного подшипника для измерения горизонтальной вибрации в осевом направлении:
* на ребро капсулы в горизонтальной плоскости, проходящей через ось агрегата, для измерения вертикаль­ ной вибрации.

А.3.2.6 Биение вала горизонтального гидроагрегата следует измерять у каждого опорного подшипника сверху.

22

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

А.3.2.7 Необходимо обеспечить надежный контакт каждого вибропреобразователя с деталью, на которую он устанавливается. При невозможности установки вибропреобразователя непосредственно на деталь следует применять промежуточные жесткие полки или кронштейны, обеспечивающие передачу вибрации без искажений. Собственная частота полки или кронштейна с вибро преобразователем не должна совпадать с частотой какой-либо составляющей измеряемых колебаний.

А.3.2.8 Датчики биения вала могут устанавливаться как на корпусах подшипников, так и на специальных кронштейнах, прикрепленных к неподвижным конструкциям (стенкам шахты турбины, опорному конусу, крестовине и др.). В последнем случае кронштейны должны быть достаточно жесткими.

А.3.2.9 Вибрации и биения вала надлежит измерять при следующих режимах работы гидроагрегата:

* + холостой ход без возбуждения с частотами вращения ротора 0.8; 0.9; 1.0 и 1.1 от номинальной:
  + холостой ход с номинальным возбуждением и при номинальной частоте вращения;
  + параллельная работа с сетью при нагрузках от нуля до номинальной ступенями по 20 % от номинальной нагрузки;
  + режим СК с КРК. освобожденной от воды:
  + выбег гидроагрегата после отключения от сети из режима СК при освобожденной от воды КРК: при от­ сутствии на ГЭС режима СК с освобожденной от воды КРК измерения производят при выбеге из генераторного режима.

А.3.3 Оценка уровня вибрации опорных конструкций и биения вала гидроагрегата

А.3.3.1 Вибрации опорных узлов гидроагрегата оценивают по размаху виброперемещения в зависимости от частоты в диапазоне частот от 1 до 30 Гц (см. рисунок А.1). При частоте более 30 Гц недопустимым считается раз­ мах более 40 мкм. при частоте менее 1 Гц - 180 мкм.

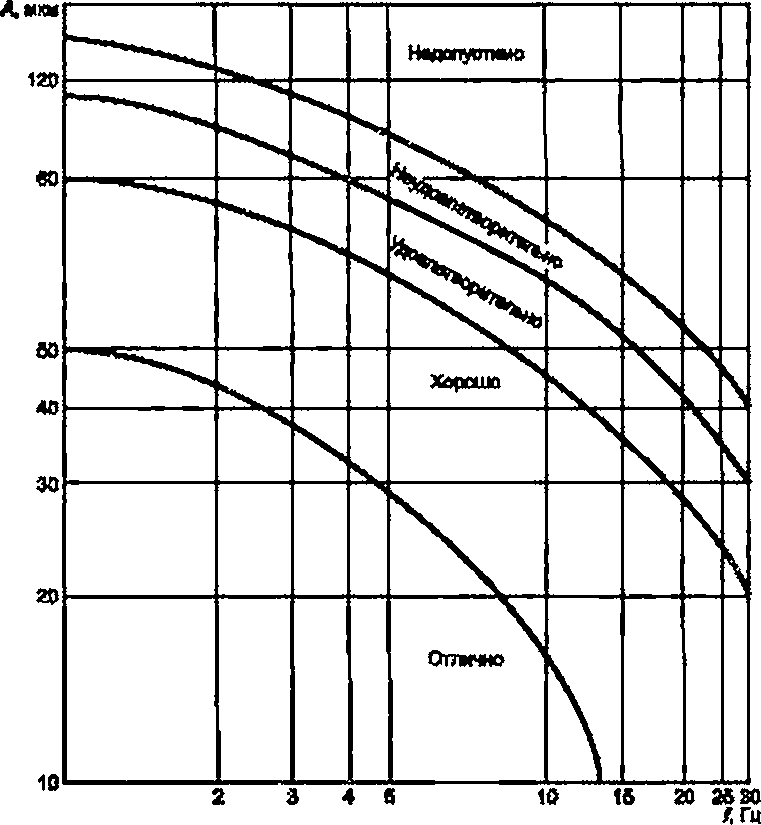


Рисунок А.1- Вибрации опорных узлов гидроагрегата в зависимости от частоты

##### А.З.Э.2 При периодической вибрации оценка проводится по размаху вибропвремещекия каждой его гармо­ нической составляющей и по суммарному размаху виброперемещения с использованием зависимостей, приведен-

23

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

ных на рисунке 1. При этом оценка суммарного размаха еиброперемещения проводится по нормам для низшей из составляющих частот. Из всех оценок принимается худшая.

А.3.3.3 Если вибрация имеет непериодический характер, то уровень вибрации оценивают по среднему раз­ маху и средней частоте. Средний размах определяют как отношение суммы пиковых значений вибрации на вы­ бранном интервале времени к половине числа пиков. Интервал времени должен быть выбран таким, чтобы на нем было не менее 10 периодов оборотной частоты.

Среднюю частоту определяют как отношение половины числа пиков за выбранный интервал времени к это­ му интервалу.

В протоколе с результатами контроля вибрации хроме среднего размаха вибрации должен быть указан также максимальный размах вибрации на выбранном интервале времени.

А.3.3.4 Типовые решения, принимаемые на основе оценки вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегата, приведены в таблице А.1.

Таблица А.1 — Типовые решения, принимаемые на основе оценки вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегата

|  |  |
| --- | --- |
| Оценка вибрационного состояния | Решение |
| «Отлично» | Периодичность измерений вибрации не реже одного раза в шесть лет |
| «Хорошо» | Периодичность измерений вибрации один раз в три гада |
| «Удовлетворительное | Периодичность измерений вибрации один раз в год |
| «Неудоапетворигвгъно» | Устранение повышенной вибрации при первой возможности. До устранения повы­ шенной вибрации проводить контроль вибрации не реже одного раза в два месяца |
| «Недопустимо» | Эксплуатация агрегата без особого разрешения управляющей компании не допускается. |

А.3.3.5 Уровкь биения вала гидроагрегата следует оценивать сравнением результатов измерения с предель­ ными значениями, установленных на основе рекомендаций заводов—изготовителей гидротурбины и гидрогенера­ тора с учетом имеющегося эксплуатационного опыта.

А.4 Контроль вибрационного состояния стальных конструкций статора А.4.1 Причины вибрации

А.4.1.1 Вибрация стальных конструкций статора гидрогенератора содержит составляющую частоты 100 Гц и

полигармоническую низкочастотную составляющую, которая представляет собой, как правило, сумму четырех-пя­ ти низших гармонических составляющих. Частота первой гармонической составляющей равна частоте вращения вала гидроагрегата, а частоты более высохих порядков кратны первой.

А.4.1.2 Наиболее вероятной причиной повышенной вибрации частоты 100 Гц являются недостаточная плот­ ность стыковых соединений составного сердечника, которая в процессе эксплуатации мажет существенно умень­ шаться. Вибрация может быть как общей, так и местной, причем ее неравномерность может быть не только вдоль окружности сердечника, но и по его высоте. Ранним признаком ухудшения состояния стыков является повышенный уровень вибрации на «холодном» (до 30 °С ) сердечнике, и ее уменьшение по мере нагрева генератора.

А.4.1.3 Другими, менее распространенными причинами вибрации сердечника частоты 100 Гц могут быть не­ удачная схема обмотки статора и уравнительные токи генератора. При неудачном выборе числового ряда обмотки наблюдается рост вибрации сердечника, с увеличением нагрузки генератора. Влияние уравнительных токов может быть обнаружено по наличию периодических изменений (типа биений) уровня вибрации.

А.4.1.4 Низкочастотная вибрация статора, имеющая место при всех режимах работы агрегата, в том числе при холостом ходе без возбуждения, обусловлена механическими причинами и передается с вращающихся частей агрегата через опорные конструкции. Низкочастотная вибрация, возникающая при подаче возбуждения, является следствием искажения формы ротора или вигковых замыканий в обмотках его полюсов. Способы определения форм ротора и статора подробно изложены в приложении Л.

А.4.2 Места измерения вибраций, установка вибропреобразователей и режимы работы генератора при испытаниях

А.4.2.1 Вибрацию частоты 100 Гц измеряют 8 радиальном направлении на спинке сердечника статора в среднем сечении по его высоте по обеим сторонам каждого стыка секторов, а также в середине каждого сектора.

А.4.2.2 Низкочастотную вибрацию измеряют в радиальном направлении на спинке сердечника, полках и об­ шивках корпуса статора в среднем сечении по его высоте 8 середине каждого сектора, а также в нескольких точках по окружности фланца корпуса и в прилежащих точках фундамента.

А.4.2.3 На кольцевых (бесстыковых) статорах вибрацию частоты 100 Гц и низкочастотную вибрацию измеря­ ют на сердечнике и полках корпуса в двух сечениях по высоте и в четырех — шести точках по окружности гидроге-

24

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

нератора при номинальном напряжении. В двух - четырех точках измеряют вибрации верхнего и нижнего фланца корпуса в местах их крепления к верхней крестовине и фундаментным шхгам соответственно. Особо следует проверять зависимости вибраций от теплового состояния гидрогенератора.

А.4.2.4 Крепление вибропреобразователей к исследуемому конструктивному узлу возможно с помощью бол­ тов. жестких распорок, струбцин, клеев на эпоксидной основе и т. п. Крепление должно обеспечивать жесткий ме­ ханический контакт, исключающий взаимное перемещение исследуемого узла и вибропреобразователя.

А.4.2.5 Вибрации надлежит измерять при следующих режимах работы гидрогенератора:

* + холостой ход без возбуждения с номинальной частотой вращения вала (измеряется только низкочастотная вибрация);
  + холостой ход с различны км уровнями возбуждения, обеспечивающими напряжение генератора от 0.4 до 1,0 *if* ступенями по 0,2 При сложности осуществления режимов холостого хода с возбуждением меньше номинального допускается измерение вибрации гогько при (Уиоы. Измерения проводят при «холодном» (не выше 30 °С) и при «горячем» (выше 50 ®С) сердечнике:
  + параллельная работа с системой в установившемся тепловом состоянии генератора при различных уров­ нях активной нагрузки, вплоть до номинальной или максимально возможной по условиям эксплуатации, а также в режиме СК (если генератор эксплуатируется в данном режиме).

А.4.3 Осмотр стальных конструкций статора

А.4.Э.1 Осмотру подлежат узлы крепления сердечника, спинка сердечника и стыки секторов статора, а также штифты нижнего фланца корпуса и узлы крепления корпуса к фундаменту.

А.4.Э.2 При осмотре должны быть установлены качественные характеристики, место обнаружения анор­ мальностей и. по возможности, их количественная оценка. Следует обращать особое внимание на:

* + наличие контактной коррозии активной стали:
  + трещины и обрывы сварных швею узлов крепления сердечника:
  + трещины и изломы наборных призм (клиньев);
  + разрушение (сколы, выкрашивания) активной стали:
  + волны и «домики» активной стали:
  + подвижность вентиляционных распорок:
  + ослабление распорных домкратов:
  + ослабление и «выползание» штифтов фланца корпуса:
  + ослабление затяжки гаек стяжных шпилек сеодечника и анкерных болтов.

А.4.Э.З Подробно приемы осмотра по широкому кругу узлов генератора, критерии оценок и форма записи результатов изложены в приложении В.

А.4.4 Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора гидрогенератора

А.4.4.1 Оцемсу вибрационного состояния стальных конструкций по уровню вибрации частоты 100 Гц и низ­ кочастотной вибрации проводят раздельно в соответствии с таблицами А.2 и А.З. которые в зависимости от ре­ зультатов измерения вибрации и результатов осмотра сердечника статора и узлов его крепления к корпусу, а также корпуса и его крепления к фундаменту предлагают три оценки состояния генератора: «удовлетворительно», «не­ удовлетворительно» и «недопустимо».

Таблица А.2 — Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора гидрогенератора по составля­ ющей вибрации частоты 100 Гц

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Параметры, определяющие состояние гидрогенератора | | | Оценка |
| Дооиная амплитуда вибрации частоты 100 Гц. мхм | | Результаты осмотра |
| При параллельной работе с системой (сердечник «горя­ чий») | При холостом ходе с возбужде­ нием (сердечки\*  «ХОЛОДНЫЙ») |
| ДО 30 | ДО 50 | Слабые следы контактной коррозии на спин­ ке сердечника. Повреждений узлов крепле­ ния сердечника и ослабления затяжки гаек стяжных шпилек нет | Удовлетворительно |
| C8. 30 | СВ. 50 | Обильная контактная коррозия на спинке сеодечника и клиньях корпуса. Поврежде­ ний узлов крепления сердечника и осла­ бления затяжки гаек стяжных шпилек нет | Неудовлетворительно |

25

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

*Окончание таблицы А.2*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Параметр», определяющие состояние гидрогенератора | | | Оценка |
| Двойная амплитуда вибрации частоты 100 Гц. нем | | Результаты осмотра |
| При параллельной работе с системой (сердечник «горя­ чим») | При холостом ходе с возбужде­ нием (сердечник  «холодный») |
| СВ. 30 | Св. 50 | Нашчие трещин и изломов в узлах крепления сврдечжка. Ослабление затяжки гаек стяж­ ных шпилек. Обильная контактная коррозия на спинке сердечника и клиньях корпуса | Недопустимо |

Таблице А.З — Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора гидрогенератора по низкоча­ стотным составляющим вибропервмещений

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры, определяющие состояние гидрогенератора | | Оценка |
| Размах низкочастотных гармоник или их суммы на холостом ходу с возбуждением или при парал­ лельной работе с системой, мкм | Результаты осмотра |
| ДО 80 | Повреждений узлов крепления сердечника, ослабле­ ния распорных домкратов, «выползания» штифтов фланца корпуса - нет | Удовлетворительно |
| ДО 180 | Повреждений узлов крепления сердечника нет. Осла­ бление распорных домкратов. «Выползание» отдель­ ных штифтов фланца корпуса | Неудовлетворительно |
| св. 180 | Наличие повреждений в узлах крепления сердеч­ ника. Ослабление распорных домкратов. Массовое  «выползание» штифтов фланца корпуса | Недопустимо |

А.4.4.2 По результатам оценки вибрационного состояния генератора принимают решение о его дагънейшей эксплуатацш и срокам обследования. Соответствующие рекомендации приведены в таблице А.4.

Таблица А.4 — Рекомендации по дальнейшему контрого вибрации и осмотрам и допустимости эксплуатации гидрогенератора

|  |  |
| --- | --- |
| Оценка оиврационпого состояния | Рекомендуемые решения |
| Удовлетворительно | Эксплуатация без ограничений. Периодичность измерения вибрации и осмотров - один раз в 4 - 6 лет - до и после капитального ремонта при отсутствии внезапно возникших аномалий |
| Неудовлетворительно | Выяснение причин повышенной вибрации и их устранение при первой возможности вывода гидроагрегата в ремонт. До устранения повышенной вибрации проводить измерения и осмотр один раз в год |
| Недопустимо | Немедленный вывод генератора в ремонт для устранения повреждений и причин повышенной вибрации. При невозможности немедленного ремонта эксплуатация генератора допускается только по решению технического руководителя ГЭС. При наличии зависимости вибрации от режима работы эксплуатировать гидрогенератор в наиболее «легком» режиме. Контрольные измерения вибрации и осмотры прово­ дить не реже одного раза в полгода |

26

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

А.5 Контроль вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора А.5.1 Причины вибрации

А.5.1.1 Вибрация лобовых частей обмотки статора содержит составляющую 100 Гц - в нормальном режиме и 50. 100. 150 и 200 Гц 8 переходных режимах.

А.5.1.2 Основной причиной повышенной вибрации в нормальных и переходных режимах работы гидроге­ нератора является наличие слабо демпфированных резонансов лобовых частей обмотки статора вблизи частот возмущающих сил - 50.100.150 и 200 Гц. Указанные резонансы зависят от системы и качества крепления обмотки у выхода из паза и у головок.

А.5.1.3 Вибрации лобовых частей обмотки зависят также от плотности эаклиновки стержней в пазах статора.

А.5.2 Места измерения вибрации, установка вибропреобраэователей, режимы работы генератора при испытаниях и обработка результатов

А.5.2.1 Вибрацию измеряют в радиальном и тангенциальном направлениях на головках верхних и нижних лобовых частей обмотки статора {по возможности - не на изоляционных коробках), а также вблизи выхода из паза.

А.5.2.2 Вибролреобраэоаатели рекомендуется заключать в изоляционные обоймы, приклеиваемые к лобо­ вым частям обмотки эпоксидным клеем.

А.5.2.3 Вибролреобраэоватвли устанавливают не менее чем на 10 стержнях обмотки.

А.5.2.4 Для определения вибрационного состояния лобовых частей снимают их АЧХ в режиме установивше­ гося трехфазного короткого замыкания генератора.

Для снятия АЧХ выполняют осциллографировакие вибросмещений лобовых частей при выбеге гидрогене­ ратора. За ко ротку устанавливают на выводах гидрогенератора или за трансформатором. Ток ротора должен быть неизменным, что обеспечивает неизменность тока статора. С этой целью на время испытаний гидрогенератор переводят нв резервное возбуждение либо возбуждение подают от соседнего гидрогенератора и выводят из ра­ боты соответствующие защиты. Уровень возбуждения устанавливают таковым, чтобы при номинальной частоте вращения ротора ток статора был номинальным. Виброграммы снимают примерно через каждые 5 % изменения частоты вращения ротора е диапазоне 0.4 - 1.2 от номинального значения.

А.5.2.5 Измерения вибрации проводят при одном тепловом состоянии генератора - «горячем» (не менее 50 °С).

А.5.2.6 Построение АЧХ выполняют следующим образом: для каждого j-ro фрагмента осциллограммы опре­ деляют частоту тока, а в каждой кривой виброперемещекия известными способами выделяют гармоническую со­ ставляющую удвоенной частоты тока, двойная амплитуда которой приводится к номинальному току статора по формуле

“““А"—\* <А.1)

где 2*А* — размах вибрации при токе /ном;

*2Aj* — размах вибрации при токе

1. — ток статора в испытуемом режиме:

/ном — номинальный ток статора.

После этого строят кривые изменения размаха указанной составляющей виброперемещения в зависимости от частоты возмущающей силы, равной удвоенной частоте тока статора.

Результаты измерения вибрации при номинальном токе статора на номинальной частоте вращения, по кото­ рым оценивается состояние узла, подвергают статистической обработке следующим образом. Определяют сред­ неарифметическое значение вибрации по формуле

2А„ г (А.2)

где гп — число вибропреобраэователей. установленных в одинаковых местах лобовых дуг и одинаково ориен­ тированных:

2А/0— размах вибраций в г-ой точке.

С доверительной вероятностью *р* = 0.975 вычисляют расчетный предельный уровень вибрации по формуле

(А.З)

где S JI(2Au -2*A^f*— эмпирический стандарт:

*т*-1

*Цр)* — коэффициент, зависящий от *т* и определяемый по таблице А.5.

Таблица А.5 — Значения коэффициента *t(p)* в зависимости от *т*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| m | 10 | 15 | 20 | 30 |
| *Ир)* | 2.23 | 2.13 | 2,09 | 2.04 |

27

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Полученное предельное значение вибрации при номинальном токе статора пересчитывают на нагрузочный режим по формуле

(А.4)

и используют далее для оценки вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора. А.5.3 Осмотр лобовых частей обмотки статора

А.5.3.1 При осмотре лобовых частей обмотки статора необходимо обращать внимание на следующие дефекты:

* + ослабление заклиноеки жестких элементов крепления {распорок, дистанционных прокладок и т.д.};
  + ослабление и обрывы бандажных вязок:
  + следы истирания изоляции или покровной ленты в местах соприкосновения с жесткими элементами;
  + течи охлаждающей воды в головках (для генераторов с непосредственным водяным охлаждением):
* нарушение целостности элементов крепления или стержней обмопси статора (трещины, износ поверхности и т. д.). А.5.3.2 Подробно приемы осмотра, критерии оценок и форма записи результатов изложены в приложении В.

А.5.4 Оценка вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора

А.5.4.1 Вибрационное состояние лобовых частей обмотки статора оценивают с помощью таблицы А.6 по предельному уровню вибрации с частотой 100 Гц. приведенной к номинальному нагрузочному режиму, определяе­ мому в соответствии с А.5.2.6.. а также по результатам осмотров.

А.5.4.2 По результатам оценки вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора принимают реше­ ние о ев дальнейшей эксплуатации и о сроках технического обследования. Рекомендуемые решения приведены в таблице А.6.

Таблица А.6 — Оценка вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора гидрогенератора и рекомен­ дации по дальнейшему контролю вибрации, осмотрам и допустимости эксплуатации гидрогенератора

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Предельная вибрация частоты tOOfu, ммм | Результаты осмотра | Оценка | Рекомендуемые решения |
| ДО 50 | Замечаний нет (или обнаруже­ ны отдельные ослабления эле­ ментов крепления) | Удовлетворительно | Вибрационные испытания и осмотры - один раз в 4 - 6 лет - до и после капи­ тального ремонта, или после переход­ ных аварийных режимов |
| 50—100 | Массовые ослабления эле­ ментов крепления. Следы ис­ тирания. Отдельные течи воды е головках | Неудовлетворительно | Восстановление системы креплений при первой возможности. До устране­ ния повреждений измерение вибрации и осмотры - один раз 8 год |
| се. 100 | Массовые нарушения целост­ ности элементов крепления. Массовые течи воды в головках | Недопустимо | Восстановление или модернизация си­ стемы креплений при подвой возмож­ ности. Измерение вибрации при трех­ фазном КЗ - один раз в три месяца. При росте уровня вибрации - немед­ ленный вывод е ремонт |

28

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Приложение Б (обязательное)

Нормы контроля технического состояния гидрогенераторов Нормы технического состояния гидрогенераторов приведены в таблице Б.1.

Таблица Б.1 — Нормы контроля технического состояния гидрогенераторов

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр тетичеосого СОСТОЯНИЯ | Повреждения | методы контроля | Допустимые значения параметров | Режим контроля | принятие решений |
| Обмотка статора | | | | | |
| Сопротивление меди по\* стоя\*\*4оиу току | Нарушемм паек головок, обрывы элементарных про­ вод месса | Измерение сопротивления посто­ янному току ветвей нпифаэ | Значемы сопротивлений должны быть приведены к одинаковой температуре.  Раэюстъ сопротивлений фаз ив болев 2%. ветвей - неболееб%. Разность с ис­ ходными сопротивлениями  - наболев 2% | При выводе генера­ тора в ремонт | При недопустимых отклоие- мгях сопротивлений прове­ ряют качество паек головок, методоку проверки выбирает ремонтная организация.  При обрыве элементартх провожаемое дефект »\*ий стерхее»\* находят методом последовательного деления ветви пополам |
| Со против пен ие и эопяци и | Глубокие истира­ ния. перегрев, тре­ щины вслед стене термомехеииче-  ских цмгпое | Измерениесопротиелония мегом­ метром 2500 Б. Значения сопро­ тивления отсчитываются через 15 и 60 с после начала иэмервмгя Сопротивление изоляции об­ моток. непосредствен\*» охлаж­ даемых детиллятом, следует измерять после удаления и про­ дувки дистиллята и осушения всего тракта сжатым воздухом | Rgj\* ив менее Ю Мом на  1 кв номинального ли- мемкого напряжения ко­ эффициент абсорбции  = «eow«\* менее  1Д | То же | При симжеию\* сопротивле­ ния ниже допустимого при­ нимаются меры по обнаруже­ нию и устранению дефекта, в том числа испытания по- вышенгмм выпрямлетыым и переметаем на пряже» чем до пробоя изолшавг: вели­ чины напряжения не должны превышать нормированные При низком эначенп» коэф­ фициента абсорбции ло­ бовые части должны быть очищены и помыты. При- инммотся меры по выяеле-  »е\*ю глубоких истираний или трещт кзоляцмг лобовых частей Выполняют сушку обмотки статора |

g *Продолжение таблицы Б. 1*

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ПдОвмфр г\*ямич\*ск0'0 состояния | Повреждения | Методы контроля | Допустимы\* -значения параметров | Режим контроля | Принятие решений |
| Электрическая проч­ ность изоляции, преиму­ щественно лобовых че­ стей обмотки | Глубокие истира­ ния. перегрев, тре- щиы вследствие термомеханиче­  ских цислое. зз- гряэюние, увлаж- не те | Испытания повышенным еыпрям- лемши нелряжетем с измере­ нием токов утечки | Отсутствие или наточив пробоя изоляции. Оценка состояився изоляции произ­ водится также по коэффи­ циенту нелинейности:  где 1/нв - наибольшее ис­ пытательное напряжение.  WU-\*\*4\*- ния токов утечси через 60с  С момента установления на­ пряжений Ку должен быть не более 3. Рост тока при выдержке напряжения на  ступени является примаком дефекте иэопяцмч Коэффициент нелюдимо­ сти не учитывается, если токи утечки не превосходят  50 мкА. Выдержка напряже­ ния на ступени допускается, если ток утечки не превыша­ ет 250 мхА | Тоже | При пробое изоляции за­ меняют пробитый стержень (катушку)  При бо/ъших токах утечки или недопустимом эначенмч коэффициента нелинейности требуются оччстка и проьыв- ка обмотки с последующей сушкой, прим моют меры по обнаружению и устранению дефектов в лобовых частях обмотки и а выводных шючах |
| Электрическая проч­ ность изоляции, преиму­ щественно пазовой че­ сти. но также и лобовых честей | Следующие дефек­ ты ив последней стадии развития  рыхлость, глубокие истирамчя. трещи­ ны вследствие тер- момехеиических циклов, увлажне­ ние, старение | Испытание лоеыиеюым напряже­ нием промышленной частоты вели­ чиной 1,71/м. приложенным к фазе мы ветви относительно корпуса и заземленных других фаз и ее те ей е течение 1 мим Затем напряжение опекают до мо\*мнап>мого и выдер­ живают 5ыин. ведут «Отведение за короной е лобовых честях | Отсутствие или наточив пробоя изоляции. Призна­ ком неудовлетворительного состояния иэолягои лобо­ вых честей являются сосре­ доточенное свечение жел­ того и краевого цвета. дым | Тоже | При пробое изоляции заме­ няют стержень (катушку)  При наличии разрядов желто­ го и фэ с ю г о свечения требу­ ется очистке и промывка об­ мотки с последующей сушкой, принимают меры по обнару­ жению и устранение дефекта в лобовых частях обмотки |

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

*Продолжение таблицы Б, 1*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр технического СОСТОЯНИЯ | Повреждения | методы контроля | Допустимые значения параметров | Режим контроля | Принятие решений |
| Состояние изоляции и тско ведущих честей | Следующие дефек­ ты изоляции и токо­ ведущих честей на ранней стадии раз­ вития:  - рыхлость.   * глубокие исыраюя, * перегрев, трещины вследствие термо- иеканьыесмкцихлов, * увлажнение.   - старение изоляции.   * усталостное раз­ рушение меди.   - нарушение кон­ тактных соединений | Измерение частюомх разрядов е рабочем состоянии генератора и на оста ноелв ином те нераторе при подаче фазного, но не ниже б кВ. калряжежя промышленной ча­ стоты от постороннего источт юса. Измерения проводятся с приме- мнмвм специальной методики и аппаратуры | Приведенный уровень че- сттыных разрядов не выше  150 исв/м. отсутствие раз­  рядов иокрового типа (па­ зовых разрядов), дуговых разрядов | В рабочем состоя- мм генератора не­ прерывно и при вы­ воде в ремонт | При превышеит крити­ ческого уровня частичных разрядов требуется замена стержней с изношемюй изо­ ляцией  8 гидрогенераторах с термо- реактивной изоляцией при наличии пазовых разрядов требуется уплотнение де­ фектных стержней в пазах |
| Состояние полупрсеодя- щего покрытия кэолясем | Обрывы и исти- рамте полулроео- дящей ленты или  лаке, повреждение пазовым разрядом | Обследование изелечв\*»ых стержней, измерение мегом­ метром 2500 8 удельного по­ верхностного сопротивления по­ крытия. измерение частичных разрядов по пазам статора | Отсутствие видимых по­ вреждений. Удельное по­ верхностное сопротивление  пазового покрытия должно составлять от 104 до 10\* Ом. лобового покрытия от 10® до 10\*Ом | При выводе генера­ тора в ремонт | При массовом повреждении покрытия вследствие ви­ брации стержней и пазовых разрядов требуется полная перемотка, в других случа­ ях необходимо уплотнение стержней в пазах боковыми вопмстыми полупроеодящи- ми прокладками |
| Физико-механические характеристики извлечем | Общая или локаль­ ная рыхлость: ис­ тирание в лобовых и доступных для осмотра пазовых частях, локальные признаки повышен­ ного нагреве: по­ резы. истирания И другие значитель­ ные повреждения | Осмотр с использованием лупы, эщосхогое. аппаратуры для фото­ съемки при необходимости — ос­ мотр извлеченных верхних стерж­ ней (сторон катушек).  При осмотре оценивается отсут­ ствие или наличие и степень раз­ вития | Нормированные показатели допустимой степени разви­ тия дефектов отсутствуют. За\*точение о состоянии и зол якам нее при года ости для дальнейшего исполь­ зования составляется экс­ пертным путем | Тоже | Для пргмятия решения о ра­ ботоспособности изоляции наэгачается экспертная ко­ миссия  При массовых повреждениях изоляции требуется погмая перемотка статора |

£3 *Продолжение таблицы Б. 1*

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ПдОвмфр г\*ямич\*сно'0 состояния | Повреждения | Методы контроля | Допустимы\* -значения параметров | Режим контроля | Принятие решений |
| Температура меди | Перегрев | Штатный контроль по заложен­ ным термосолротиалетыям. ис­ пытания на нагрева»\*\*е | Температура не выше допу­ стимой для данного класса  ИЭ0ЛЯЦМ1 | 8 соответствии с графиком запогме- иия суто-ыых ведо­ мостей температур: в соответствии с методикой испыта­ ны на нагревание | Снизить нагрузку ге»«ератора до выяснения пр»ыиш пере­ грева |
| Вибрация лобовых частей | Ослаблете бан­ дажных вязе\* ло­ бовых частей, кре­ плений стержней а пазах, поврежде­ ние КЭОЛЯ1\*\* | 8мбрацио»\* ын контроль на ги- дроге»«ераторах мои\*остыо бо­ лее 50 МВт | В ибрвци я с частотой 100 Гц:  - работоспособное (удовлетворительно) — до SO исм;   * неработоспособное   < неудов лет воритетъно) — от SO до 100 мкм:   * предельное (недопустимо) — 100 мкм | ^ботоспоообное —  1 раз в 4 — в лег перед капитальным ремонтом.  Неработос пособ• нов. 1 раз а *2* года, до ближайшего пла­ нового капитально­ го ремонте Предельное. не реже 1 раза в год до выполнения со­ ответствующих ре­ мой тхо-лрофи л ак-  тичеосих работ | Неработоспособное — вос­ становление бандажных вя­ зок лобовых частей, стерж­ ней в лазах статора.  Предельное — проведение упомянутых мероприятий: ставится вопрос о модерни­ зации системы крепления или замены обмотки |
| Состоять креоле»\* я обмотки и выводоых цмм | Истирв»\*\*е кэоля- цм« е местах при­ легания к элемен­ там крепления | Креглежя обмотки в пазовой части оценивают на осноеа»\*и осмотров, главным образом, на выходе из паза и прос туки самом пазовых клиньев.  Крепления обмотки е лобовых частях оценивают на основании осмотра и результатам измере­ ния вибрации головок с частотой 100 Гц при номинальной нагрузке | Экспертная оценка по ре­ зультатам осмотра | При вводе генера­ тора а экештувта- 1\*\*о. перед выво­ дом е ремонт и ео время ремонта | При ослабле»ыи крепления обмотки а лазах требуются уплотнение в пазах и пере- кпжоеке.  При ослабле»\*\* крепления в лобовых частях заменяют вязки (для термо реактивной изоляции с приме»>с1ыем  «препрегэ»).  При массовом оспа6пе\*ыи крепления и глубоких исти­ раниях изоляции требуется перемотка статора |

*Продолжение таблицы Б, 1*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр технического СОСТОЯНИЯ | Повреждения | методы контроля | Допустимые значения параметров | Режим контроля | Принятие решений |
| Состояние проходоых и опорных изоляторов ге­ нераторного напряжения | Загрязнение и отпо­ тевание проходных и опорных изолято­ ров экранированных токопроеодое гене­ раторного напря­ жения после дпн тельного простоя гидрогенератора | Испытание изоляторов экраниро­ ванных токопроеодое генератор —  трансформатор перед пуском но-  иыалтыы напряжением | Изоляторы долины выдер­ жать испытание момгыаль- ньм напряжением | Перед пуском ги­ дрогенератора по­ сле длительного простоя а холодов время годэ | В случае перекрытия изо­ ляторов во время испытаний производится их омстка и вентиля^ я токопроеодое го­ рячим воздухом |
| Стальные конструкции статора | | | | | |
| Радиальная  «ПОЛ (ООТ ЭЯ»  (100 Гц) и  низ кочэс тотн эя («оборотная» и кратные ей) вибрация сердеч гака и корпуса | Ослабление, повреждение Системы крепле­ ния активной стали сердечника, корпу­ са к фундаменту вследствие новы- шогвых вибраций | Вибрацюмьй контроль  на работ аюидем агрегате  На остамовлегмом агрегате —  осмотр | Работоспособное (удовлетворительно) — до  30 иш. Неработоспособ­ ное (неудовлетворительно), более 30 иш. качало нако­ пления дефектов. Предельное — болев 30 иш. наличие серьезных дефек­ тов и повреждений Работоспособное (удовлет­ ворительно) — до 60 иш: неработоспособное (неудов­ летворительно) — от 80 до  130 мкм. начало накопления  дефектов | Работоспособное — 1 раз в *А* — 6 лег.  Неработоспособ­ ное— 1 раз а тод. до выполнения ре­ монтных работ.  Предельное — 1 раз в пол года, до выпол­ нения ремонтных работ  Контроль после ка­ питального ремонта выполняется а слу­ чаях рвали >эив1 рекомендованных восстало вителышх работ | На гидрогенераторах с разъ­ емным статором при фик­ сации неработоспособною и предельного состоя гмм в ближайший ремонт выпол­ няется уплотнение стькое секторов сердечника стато­ ра с устранением дефектов и ловрежде»е«й.  Выявление причин новы- шогвмх вибраций, не сея- затеых с разуплотнением стыков секторов статора, осуществляется с привлече­ нием сторонних организаций |

*ы*W

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

£ *Продолжение таблицы Б. 1*

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Перемер г\*ямич\*сио'о состояния | Повреждения | Методы контроля | ДОПУСТИМЫ\* -значения параметров | Режим контроля | Принятие решений |
| Нарушение формы ста­ тора | Одностороннее магнитное тяже- ние. Неравномер­ ный нагрев сегмен­ тов генераторах подшипников | Контроль на работающем агре­ гате электромагнитным методом: метрические измерены на оста- ноелетыом агрегата при ремонте | Работоспособное состоя­ ние (удовлетворительно):  дс  Неработоспособное состоя­ ние (иеудовпетесритегъио). ас ■ от 5 до 15:  <4\*\*\*5).  Пределыное состояние (не­ допустимое):  ас >15;и>(и><)м+ 10).  Налыние серьезных дефек­  тов иповреждеиий  В указать» условиях: дс — степе\*\*. истажетя формы статора:  и — температура сегментов направляющих подшипников | Работоспособное  — 1 раз е4 —влет, перед капитальным ремонтом.  Неработоспособ­ ное — 1 раз а год. до выпогъеиия ре­ монтных работ  rfc сдельное — 1  раз а лолгода. до выпо/ыения ре­ монтных pa6ot Контроль после ка­ питального ремонта 1ыполняется а слу­ чаях реализации рекомендованных восстановитель­ ных работ | При фнссаиш неработоспо­ собного и предельного со­ стоя\* e\*t в ближайший ремонт еыпогыяется коррекция фор­ мы статора, относителыюго положения ротора и статора с устранением возможных дефектов и поереждетй |
| Потери и нагрев сердеч­ ника | Массовое наруше­ ние лаковой изоля­ ции шихтованных листов активной  стали сердечника статора | Испытания на потери и нагрев методом кольцевого намагни­ чивания. Сердетжи статоров гидрогенераторов с косвенной ост «мой охлаждения обмоток испытываются 90 м\*ы при >ыдук- до (1.0 1 0.1 )Т. При неоосред- авенном охлаждении обмотки статора, испытате проводится  46 мин при индукции (1.4±0.1>Т. Определяются уделыые потери *Р* Если индукция 8ио, отлична от ужазатых значеюы. то про­ должительность испытаний »жп  и удегьные потери уточняются по  формулам:  Р1Лжр-ел<1-0'В-сп^\*,ли P1.4\*P^(1'^^  где Ри0, — удельные потери,  определенные по результатам из­  мерений при испытаю\*\* | Оценка состоятя сердеч­ ника производится по ре­ зультатам измерения нагре­ ва за время испытания и по ееличте удельных потерь. Наибольшее повышение температуры 25 ®С. наи­ большая разность каграеое различных зубцов не более 15®С.  Уделыые потери е стали не должны превышать их исходные значение при за­ ведомо хорошем СОСТОЯНИИ сердечтка более чем на 10%. Если исходных значе­ ний нет. то удельные поте­ ри не должны быть больше значений, нормировать» для различных марок стали | Проводятся вовре­ мя ремонта генера­ тора при демонта­ же ротора | При превышении нагревов или удельных потерь отно­ сительно допустимых э\*в- чейий решение о мерах по устрашиеьс превышены и о работоспособности сердеч­ ника должно пржиматься экспертной коьмссией |

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

*и*<*з*л

*Продолжение таблицы Б, 1*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр технического СОСТОЯНИЯ | Повреждения | методы контроля | Допустимые значения параметров | Режим контроля | Принятие решений |
| Очаги опасного замы­ кания листов активной стали | Локалыме пере­  гревы активной стали и изоляцж обмотки статора | Метод высокочастотного скани­ рования расточки статора с помо- иа>ю индуктора, подлеченного к генератору синусоидального тока частоты 1.5 кГц. напряжения 50 В и ураеноеешеююй индикаторной схеме, при хек ом замыкания яв­ ляется расстройство равновесия схемы и уеешчвние тока питания индуктора | Опасность замыкания опре­ деляется по результатам градуировки. Зависимость тока индуктора от мощности тепловыделения е месте завыкания практически лн- ие\*ма. поэтому есть возмож­ ность оценивать по показа­ нию ждмсэтора расчетную мощность е месте дефекта при рабочих ждукциях | Во время ремонта генератора | В случае обнаружения оча­ гов с опасной мои\*остью тепловыделения следует провести испытания сердеч­  ника на потери и нагрев при кольцевом намагничивании с большой индукцией (1.0 Т  или 1.4 Т) для подтвержде­ ния надачия дефекта |
| Плотность прессовки пакетов сердечмке | Разрушение паке­ тов активной ста­ ли зубцовой ЗОНЫ. Повреждение изо­ ляции обмотки ста­ тора | Контроль еыпожяется на оста­ новленном агрегате при выемке ротора или при проеороте ротора краном с демонтажем нескольких полюсов | Оценка по глубже про- никноеемтя тврироеочного ножа е пакеты сердечника и по результатам осмотра. Работоспособное - глубина проникновения ножа до 5 мм. замечаний нет.  Неработоспособное.  се 5мм.иезиачитегъиеякон­ тактная коррозия. Преде/ъ- нов — се. 5 мм. обильная контактная коррозия. повреж­ дения пакетов сердечника | Работоспособное  — 1 раз в 4 —влет, ео время капиталь­ ного ремонта.  Неработоспособ­  ное — 1 раз в год. до еыподаения ре­ монтных работ.  Предегъиое — 1 раз е пслгода. до выпол­ нения ремонтных работ | Ремонт но-восстанови те ль- we мероприятия проводят­ ся при неработоспособном и  предельном состояниях. Устанавливаются немагжт- we уплотняющие клиья в ослабление пакеты актив­ ной стали. Устанавливаются  ■протезы» в разрушвжые пакеты. Восстанавливается изоляция стержней обмотки статора |
| Нарве оердечжкв | Поереждемв изо­ ляции обмотки ста­ тора | Испытания на нагревание | Значения температур, окру­ гленные е большую сторону до 5 'С. не должны превы­ шать on редележ ые при испытажи на нагревание генераторе при вводе е зкс- плуатацпо | Провода тся е нор­ мальных устано­ вившихся режимах при испытаниях гид­ рогенератора не на­ гревание | При наличии перегрева при- м» маются меры по усилен wo охлаждения статора или смекается допустимая на­ грузке генератора |
| Состояние узлов крепле­ ния  оердечм'кэ к корпусу, корпуса — к фундаменту | Ослабление, по­  вреждение си­ стемы крепления  вклвной стали сердечника, корпу­ са — к фундаменту | Вибрациожьн контроль на рабо­ тавшем и осмотр на остановлен­ ном агрегате | Наличие таких дефектов яв­ ляется недопустимым и тре­ бует проведения дополж- телышх исследований для разработки мероприятий по устранениюдефектоеи при- чж их еозмкноеения | Проводится е нор­ мальных устано­ вившихся режимах работы генератора и ео время ремонта генератора | Выявленные дефекты устра­ няются |

£ *Продолжение таблицы Б. 1*

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Перемер г\*ямич\*сио'о состояния | Повреждения | Методы контроля | ДОПУСТИМЫ\* -значения параметров | Режим контроля | Принятие решений |
| Стальные констрриам ротора | | | | | |
| Нарушение формы ро­ тора | Поеышежая т> кочастоткая вибра­ ция статора.  Ослабление, по­  вреждение си- ставы крепления акт иеной стали сер­ дечника, корпуса —  \* фундаменту  Ослабление плот­ ности посадки обо­ да на отцах рото­ ра. | Контроль на работающем агре­ гате Электромагнитным методом; метрические измерения на оста­ новленном агрегате при ремонте | Работоспособное (удовлет­ ворительно) — до во мкм. др\*3%.  Неработоспособное (неудовпетаоритегьно) — от вО до 180 мкм.  3 < др *£* 8; начало накопле­ ния дефектов.  Предельное {недопустимое} — бопее 180 мкы.др >8:  наличие серьешых дефек­ тов и повреждений | ^ботоспоообное — 1 раз е 4 — в пет. перед капитальным ремонтом.  Неработоспособ­ ное — 1 раз е год. до выполнения ре­ монтных работ.  Предельное — 1 раз е поп года, до выпол­ нения ремонтных работ.  Контроль после ка­ питального ремонта выполняется в слу­ чаях реализац\*) рекомендованных восстановительных работ | При фмссации неработо­ способного и предегъиого состоят\*) е блюкэ»инй ре­ монт вы пошлется коррекция формы ротора с устранени­ ем возможных дефектов и поереждетмй (в том числе излома вала) |
| Плотность посадки обо- да на спицах ротора | •провисание» обо­ да. разрушение по­ садочного уола обо­ да на спицах ротора Ударное взаимодей­ ствие обода с тор­ мозными колодка­ ми на работающем агрегате | На остановленном агрегате при ремонте | При подъеме ротора на тормоза аксиальное пере- мещеме обода относи- тегъмо остова (спиц) ротора остановленного агрегата не должно превышать от б до 10 ми | С учетом результа­ тов контроля низ­ кочастотной («обо­ ротной» и кратных ей) вибраций ста­ тора. но не реже 1 раза в 7 — 8 лет | Горячая расклиноака обода  — равномерная при удоелет- всрителшой форме ротора или с учетом необходимости коррекции формы ротора |

*Продолжение таблицы Б, 1*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр технического СОСТОЯНИЯ | Повреждения | методы контроля | Допустимые значения параметров | Режим контроля | Принятие решений |
| Воздуиыый зазор | Похищенные низко­ частотная («оборот­ ная в и кратные ей),  «полосная» {100 Гц> вибрации статора, одаостороннее маг­  нитное тякеиие. неравномерный нагрев сегментов генераторного под­ шипника: ослабле­ ние. повреждение системы крепления активной стали сер­ дечника. корпуса к фундаменту | Контроль на работающем агре­ гате электромагнитным методом; метрические измерения на остэ- ноелетыом агрегате при ремонте | Воздушный зазор между статором и ротором а диа­ метрально противополож­ ных точках не должен отли­ чаться друг от друга более чем на ±20 *%* от средоего значения, равного их полу­ сумме | Периодичность  е соответствии с оценкой форм ста­ тора, ротора | Выполняются ремонтно-про­ филактические мероприятия е зависимости от резу/ътэ-  тое вибрационного контро­ ля. контроля форм статора и ротора |
| Обмотка возбуждения м демпферная система | | | | | |
| Сопротивление постоял- мому току обмотки воз­ буждение | Нарушение паяных и контактных сое­ динений, трещины меде обмотки воз­ буждения | Измерение сопротивления по­ стоянному току. Производится в холодном состоянии гидрогене­ ратора для обмотки возбуждения в целом и для каждого полоса в отдельности или попарно.  Сопротивление постоянному току приводят к температуре 15 \*С Кроме того, измеряют переходов сопротивление между катушками полосое | Измеримые значения со­ противлений не должны от­ личаться от исходоых при одшаковых температурах более чем «2% | Во время ремонта генератора | Ревизуются паяные и кон- тактмие соединения с целью выявления и устранения их дефектов. В случае трещи­ ны меди обмотки дефектный полюс перематывают |

£ *Продолжение таблицы Б. 1*

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Перемер г\*ямич\*сио'о состояния | Повреждения | Методы контроля | Допустимы\* -значений параметров | Режим контроля | Принятие решений |
| Сопротивление пере­ менному току | Битовые замыка­ ния е обмотке во> буж дени я | Сопротивления обмотки возбуж­ дения переменному току изме­ ряют при неподвижном роторе. Напряжение промышленной ча­ стоты подводят к обмотке каж­ дого полюса или каждой пары нотисов, Величту напряжения определяют изусловия 3 вне ви­ ток. но не более 200 В. Для срае- нешя результатов измерения с данными предыдущих измерений необходима идентичность усло­ вий: одтакоеые напряжения, аналогичное состояние генера­ тора — вставленный или нэеле- четый ротор, разомкнутая или замкнутая обмотка статора при вставленном роторе | Отклонение получены ьос при об следовании результа­ тов от данных предыдущих измерений или от среднего значения измеренных со­ противлений полюсов или пар полюсов не должно превышать 5% | Во время ремонта генератора | При наличии ей то вою за­ мыкания дефектный полос перематывают |
| Электрическая проч­ ность изоляции | Разгмчте дефек­ ты корпусной и эо- ляцт обмотки ео буждения | Измерение сопротивления изо­ ляции мет эом метр ом с номи­ нальным напряжением 1000 в. испытания приложенным повы­ шенным напряжением промыш­ ленной частоты, осмотр | Сопротивление кзоляцж при температуре от 10 \*С до 30 % должно быть не менее 1 МОм. Изоляция должна выдерживать а те­ чете 1 меы испытательное напряжете промышленной частоты, равное шестикрат­ ному номинальному напря­ жению всабуждетя. но не менее 1000 в | Во время ремонта генератора | Дефектный полюс перема­ тывают |
| Нагревобмотки | Нарушение паяных и кснтактик сое­ динений. трещины меди обмотки воз­ буждения | Испытания на нагрев по стан­ дартной мютоднме Средняя тем­ пература обмотки определяется методом измерения сопротивле­ ния при установившихся по на­ греву режимах гидрогенератора, указанных е мюгоджа.  При осмотре, а также с помощью ТЭ или термокрасок определя­ ются наличие локальных недо­ пустимых перегревов паяных со­ единений на перемычках между обмотками соседе их полюсов | Средеяя температура об­ мотки не должна превышать температуру, определенную ранее (исходе ую) при заве­ домо исправном состоя\* генератора, более чем на 5\*С при номтальиом токе возбуждения. При этом аб­ солютное значение среде ей температуры не должно быть больше допустимых значений для датою клас­ са ИЗОЛЯЦИИ | Во время ремонте генератора | Ревизуются паяные и кон­ тактные соедтемия с целью выявления и устранения их дефектов В случае трещи­ ны меди обмотки дефектный полюс перематывается |

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

ш<0

*Продолжение таблицы Б, 1*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр технического СОСТОЯНИЯ | Повреждения | методы контроля | Допустимые значения параметров | Режим контроля | Принятие решений |
| Лока/виые дефекы демп­ ферном системы, стать- мьос конструщий поп юсов | Следы недопусти­ мого иатрееа стерж­ ней демпферной системы, мест их заделки в замыка­ ющие сегменты, пе- ремьнек демпфер­ ной системы между полосами, полюс­ ных наконеммкоа; наличие изломов или трещин е эле­ ментах демпфер­ ной системы, в ста/ьных конструк- i\*»x ротора: осла­ бление рэсклимоеки полосое на ободе:  ослабление всех болтовых соедине­ ний е зоне полосое | Состояние демпферной системы, полосных наконечников и других статных элементов ротора оце­ нивают по результатам их осмо­ тра с использованием техмтче- стих средств | Налыие таких дефектов является недопустимым и требует проведем» допол­ нительных исследований для разработки мероприя­ тий по устранение дефек­ тов и прими ИХ ВОЭИМИО- ее имя | Тоже | Выяелемме дефекты устра­ няют |
| Щеточ но-контактный аппарат | | | | | |
| Дефекты щеточмо-«ом- такт мото аппарата | Повышенная ей- брэщтя и бой кон- таглых колец | Выявляют в рабочем режмметмдро- генераторас применением индика­ тора-микрометра часового типа, а также бесконтактных иидакэторое (например, индустиоюто типа) | Величина еибрацм\* и боя не нормированы, опасность оценивают на основе опыта экоотуэтеции | В рабочем состоя­ нии генератора | Повышенную вибрацию и бой устраняют проточкой ко­ лец в допустимых по завод­ ской мютрукции пределах В случае сильной деформации колец требуется их замена |
| Снижемте сопро­ тивления изоляции контактных колец | Выявляется профилактически­ ми испытаниями. Испытательное напряжение выпрямленное. 0.8 эаеодстото испытателе око на­ пряжем» | Величина сопротивления не ниже 1 МОм | во время ремонта генератора | Снижение сопротивления устраняется очисткой и про­ мывкой изоляции. В случае пробоя требуется перенэо- лироека колец |

£ Скончание таблицы *Б. 1*

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Перемер г\*тич\*сио'0  СОСТОЯНИЯ | Повреждения | Методы контроля | ДОПУСТИМЫ\*  параметров | Режим контроля | Принятие решений |
| Дефекты щеточ но-кон­ тактного аппарата | Загрязнете кон­ тактах колеи, по­ вышенный ИЗНОС щеток, ослабление соединения колем С шинами обмотки возбуждения. | выявляют осмотром | Состояние оценивают экс­ пертами путем | 8 рабочем режи­ ме генератора и во время ремонта | Загрязнение удаляют очист­ кой и промывкой колец. При повььиетом износе щеток требуется их замена на бо­ лее твердые. Ослабление контакта е шинами устраня­ ют подтяжкой или заменой токоеедущих болтов |
| Перегрев контакт­ ных колец ищеток | Вываляют измерением их темпе­ ратуры с помоиью тепловизора или измеримом тфракрэоюго излучения прм наличии соответ­ ствующей аппаратуры, а также визуально по следам перегрева — Фетам побежалости | Допустимая температура указывается е заводской инструкции | В рабенем режиме генератора | Проверяют равномерность распределения тока по щет­ кам. стелет прижатия ще­ ток, состояние поверхности контактных колец и натмчие политуры |
| Поеышетое ис­ крение щеток со­ провождает богъ- шинство дефектов щеточно-контакт­ ного аппарата | выявляют осмотром и при Помо­ ны специальной аппаратуры ре­ гистрации повышенного иафения | Тотые критерии оценки по результатам осмотра не устанавливаются При при- менемы еллыальной аппа­ ратуры оценку производят согласно инструкции по ее эксплуатации | 6 рабочем режиме генератора | 6 первую огередь проверяют достаточность прижатия ис­ крящих щеток к кольцам. За­ тем проверяют нагмчие всех перегиспеммх дефектов |

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Приложение В (обязательное)

##### Методические указания по проведению осмотров гидрогенераторов

В.1 Введение

Настоящее приложение устанавливает перечень конструктивных частей гидрогенератора, подлежащих ос­ мотру. методы и приемы осмотра, признаки, параметры и критерии их исправного состояния, перечень возможных отклонений от исправного состояния.

Периодичность осмотров определяется в установленном порядке. Осмотры могут быть приурочены к плано­ вым ремонтам, а также могут быть проведены а объеме, определяемом техническим руководителем ГЭС. после работы гидрогенератора в нештатном (опасном) режиме н№ли его повреждений при работе.

Периодичность осмотров может быть изменена на основании результатов предыдущих осмотров и/или осви­ детельствований. а также в зависимости от состояния конкретного гидрогенератора.

В.2 Порядок составления заключения о техническом состоянии гидрогенератора по результатам осмотра

В.2.1 Заключение о техническом состоянии гидрогенератора по результатам осмотра составляет комиссия, образованная техническим руководителем ГЭС.

В.2.2 В состав комиссии целесообразно включать:

* + уполномоченных представителей подразделений ГЭС:
  + специалистов ГЭС. обслуживающих гидрогенераторы;
  + представителей (специалистов) привлекаемой ремонтной организации.

В комиссюо могут быть введены по согласованию представители эавода-иэготовителя и других специализи­ рованных организаций.

В.2.3 В заключении и приложениях к нему должны содержаться следующие данные:

* + технические характеристики: тип гидрогенератора, мощность, напряжение, завод-изготовитель, тип обмот­ ки. тип изоляции, число стержней (катушек):
  + дата ввода в эксплуатацию и наработка:
  + сведения по повреждениям в работе: даты повреждений, причины, места повреждений, объем ремонта;
  + результаты осмотра конструктивных частей гидрогенератора, перечень которых приведен далее, с указани­ ем обнаруженных отклонений от исправного состояния и обоснования необходимости, объема и сроков ремонта.

8.3 Оформление заключения о техническом состоянии гидрогенератора по результатам осмотра Заключение подписывают все члены комиссии и утверждает технический руководитель ГЭС.

В.4 Конструктивные части гидрогенераторов, подлежащие осмотру В.4.1 Сердечник и корпус статора (таблица В.1)

Таблица В.1 — Элементы сердечника и корпус статора, подлежащие осмотру

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Элемент конструк­ ции. подлежащий осмотру | Признаки неисправного состояния | Описание признака | Способ осмотра |
| Активная сталь сер­ дечника со стороны спинки и расточки | Контактная коррозия актив­ ной стали и клиньев | Интенсивность: слабая — кра­ пинки или неравномерный налет красноватого оттенка: обиль­ ная — сплошные участки напета густого кирпичного цвета. Оценка площади пораженной поверхно­ сти (%) на обследуемом участке | Визуальный |
| Местные перегревы | Характерные пята или цве­ та побежалости, их примерная площадь |  |

41

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Продолжениетаблицы*В. 1*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Эпеыент конструк­ ции. подлежащий осмотру | Признаки неисправного состояния | Описание признака | Способ осмотра |
| Активная сталь сер- дечнжа со стороны спинки и расточки | «Волна» пакетов | Протяженность волны, ее ам- пгмтуда | Визуальный с помощью линейки |
| Смешение листов в пакетах | Число смещенных листов, дли­ на выступающей части | Визуальный с помощью гынейки или штангенцирку­ ля с ценой деления 0.1 мм |
| Ослабление прессовки и рвспушиеание | Глубина проникновения специ­ ального контрольного ножа | Специальный контроль­ ный нож с нанесенными делениями |
| Стыковые зоны сер­ дечника и корпуса | Выпучивание пакетов ак­ тивной стали — «домики» | Число «домиков», их высота | Визуальный с помощью линейки с ценой деления 1 мм |
| Относительное смещение пакетов активной стали | Число смещенных пакетов, ве­ личина смещения |
| Ослабление затяжки гаек стяжных болтов стыковых плит | Наличие трещин е сварных швах, стопорящих гайки; угол доэатяжхи гаек | Визуальный и инструмен­ тальный (гаечный ключ) |
| Износ {истиранив} изоля­ ционных прокладок в сты­ ках секторов | Наличие продуктов истирания прокладок — «пыли» желто-се­ рого цвета или кусочков про­ кладки | Визуальный |
| Стыковые зоны сер­ дечника и корпуса | Появление или увеличение зазоров е стыках секторов | Величина зазоров е стыках, со­ отнесенная с монтажными или ремонтными данными | Визуальный с применени­ ем набора щупов |
| Узлы крепления ак­ тивной стали сер- дечнмса к корпусу | Трещины и обломы клиньев и их «ласточкиных хвостов» | Число трещин в клиньях, их разме­ ры или сечение облома. Цвет ме­ талла в изломе (туослый. светгый) | Визуальный с помощью  /тупы, линейки и набора щупов |
| Обломы заплечиков «ла­ сточкиных хвостов» листов активной стали | Число единичных обломов или длина (вдоль клина) массового повреждения | Визуальный |
| Трещины и обрывы свар­ ных швов лриварышей | Число швов с обрывами или с трещинами, размеры трещин | Визуальный с помощью  /тупы, линейки с ценой де­ ления 1 мм |
| Вентиляционные распорки | Ослабление крепления и смещение | Подвижность при шевелении рукой | Ощупыванием |
| Стяжные шпильки сердечника | Трещины и обрывы | Цвет металла в изломе (туск­ лый. светлый). Размер трещин | Визуальный с помощью  /тупы, линейки с ценой де­ ления 1 мм |
| Ослабление затяжки гаек | Состояние стопорных шайб, угол дозэгяжки гаек | Визуальный и инструмен­ тальный (гаечный ключ) |
| Нажимные гребенки | Перекос | Примерный угол перекоса или разница в высоге краев гребенки | Визуальный с помощью лупы, линейки с ценой де­ ления 1 мм |
| Излом, трещина, изгиб на­ жимных пальцев | Число дефектных нажимных пальцев, характер изгиба или излома | Визуальный |
| Ослабление затяжки от­ жимных болтов | Угол дозатяжхи болтов | Визуальный и инструмен­ тальный (гаечный ключ) |
| Элементы крепле­ ния корпуса статора к фундаменту | Натиры и «выползание» штифтов фланца корпуса | Длина натиров или «выполз­ шей» части | Визуальный с помощью лупы, линейки с ценой де­ ления 1 мм |

42

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

*Окончание таблицы В. 1*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Элемент комструк" цин. подлежащий осмотру | Признаки неисправного состояния | Описание признака | Способ осмотра |
| Элементы крепле­ ния корпуса статора к фундаменту | Обрыв стопорных швов и ослабление затяжки гаек анкерных болтов крепле­ ния фланца корпуса к фун­ даментной плите | Наличие трещин в стопорных швах и угол доэатяжки гаек | Визуальный и инструмен­ тальный (гаечный ключ} |
| Элементы крепле­ ния корпуса статора к фундаменту | Выкрашиваже бетона у фундаментной плиты и фланца корпуса | Интенсивность выкрашивания | Визуальный |
| Элементы крепле­ ния верхней кресто- вины | Обрыв стопорных швов и ослабление затяжки гаек | Наличие трещин в стопорных швах и угол доэатяжки гаек | Визуальный и инструмен­ тальный (гаечный ключ) |
| Натиры и «выползание» штифтов | Длина нагиров или «выполз­ шей» части | Визуальный с помощью лупы, линейки с ценой де­ ления 1 мм |
| Воздухоохладители | Утечка воды из трубок | Интенсивность протечки | Визуальный и наощуль |

В.4.2 Обмотка статора (таблица В.2)

Таблица В.2 — Элементы обмотки статора, подлежащие осмотру

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Элемент обмотки | Признаки неисправного со» стояния | Критерий исправного состояния | Способ обследования |
| Покровная эмаль лобовых частей перемычек, соеди­ нительных шин бандаж­ ных колец | Повреждение эмали на ло­ бовых частях перемычек, соединительных шинах, бандажных кольцах | Отсутствие повреждений (отслоений, выкрашива­ ний и т.п.) | Визуальный |
| Покровная стеклопента лобовых частей | Разрывы ленты | Отсутствие разрывов ленты |
| Полупроаодящее покры­ тие | Разрывы асбопавсвновой ленты | Отсутствие разрывов ас- болавсановой ленты | Визуальный, в пазовой части с применением эн- |
| Следы коромирования | Отсутствие следов хор са­ нирования в виде беле­ сых пятен | доскопа |
| Слюдосодержащая изоля­ ция лобовых частей, беи- | Истирание термореактив­ ной изоляции | Отсутствие истирания | Визуальный |
| дажных колец, перемычек  и соединительных шин | Смятие и истирание термо­ пластичной изоляции (ми- калентной компаундирован­ ной. гильзовой и Т.П.) | Глубина смятия (истира­ ния) не более 1,0 мм |
|  | Изломы, забоины, разрывы, проколы | Отсутствие изломов, за­ боин. разрывов и проко­ пов изоляции лобовых частей, бандажных ко­ лец. перемычек и соеди­ нительных шин | Визуальный |
|  | «Вспухание» МКИ на выхо­ де из лаэов | Толщина стержня (ка­ тушки) на выходе из паза не превышает ширину паза более чем на 20 %. Число стержней (кату­ шек) не нормируется | Штангенциркуль с ценой деления 0.1 мм |

43

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

*Окончание таблицы В.2*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Элемент обмотки | Признаки неисправною со­ стояния | Критерий исправного состояния | Способ обследования |
| Изоляция паяных соеди­ нений | Почернение. вспухание, осыпание, обгорание изоля­ ции {коробок головок) | Отсутствие внешних признаков повреждения | Визуальный |
| Пазовые клинья | Ослабление клиньев | Отсутствие выпавших, расколотых клиньев |
| Зазор между стыками клиньев не должен пре­ вышать 2 мм | Линейка с ценой деления 1 мм |
| Отсутствие несовпаде­ ния вентиляционных вы­ резов в клиньях с венти­ ляционными каналами | Визуальный |
| Отсутствие ослабления установки концевых кли­ ньев | Молоток малый от 0.3 до  0.5 кг |
| Ослабление установки рядовых клиньев должно быть не более 20 % дли­ ны паза |
| Пазовые прокладки | Выдвижение из паза в зону лобовых частей | Выдвижение из паза на длину не более 30 мм | Визуальный, линейка с ценой деления 1 мм |
| Крокилейны лобовых ча­ стей | Смещение кронштейнов от руки | Отсутствие смещения | Визуальный |
| Бандажные когъца | Отход бандажного кольца от кронштейна или от лобовой части обмотки | Отсутствие зазора меж­ ду кольцом и кронштей­ ном. между кольцом и лобовой частью | Визуальный |
| Дистанционные проклад­ ки. распорки, колсщки | Выпавшие прокладки, рас­ порки. колсщки | Отсутствие выпавших прокладок, распорок, ко­ лодок |
| Шнуровые бандажи | Разорванные бандажи | Отсутствие разорванных бандажей |
| Ослабленные бандажи | Отсутствие ослабленных бандажей |
| Фторопластовые шланги | Сплошное загрязнение вну­ тренних поверхностей | — | Визуальный, с помощью переносной пампы |
| Забоины, царапины, пере­ гибы | — | Визуальный |
| Лобовые части и соедини- | Запыление | Не нормируется |
| тельные шины схемы | Замасливание:   * аэрозольная форма: * капельная форма |
|  | Загрязнение |
|  | Увлажнение, наличие ка­ пельной воды |

44

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

В.4.3 Ротор (таблица В.З)

Таблица В.З— Элементы ротора, подлежащие осмотру

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Элементы конструкции | Признаки неисправного состояния | Описание признака | Способ обследования |
| Полюса | Нарушение приварки клиньев | Число треснувших швов, цвет металла в трещине | Визуальный |
| «Выползание» клиньев | Наличие натиров и рисок на клиньях, их длина. Звук при пробной забивке кувал­ дой (глухой или звонкий) | Виэуагъный. линейка с ценой деления 1 мм. На слух при пробной забивке |
| Контактная коррозия на клиньях | Интенсивность коррозии. Примерная площадь на клине и прилегающих частях обода и полюса | Визуальный |
| Местные перегревы ак­ тивной стали | Характерные пятна или цвете побежало­ сти. их примерная площадь |
| Полюса | Повреждение корпусной изоляции обмотки | Обугливание изоляции. Место и степень обугливания | Визуальный |
| Наличие токопроводящих мостиков |
| Повреждение виткоеой изоляции обмотки | Механическое повреждение изоляции витке». Место и характер повреждения |
| Термическое повреждение изоляции витков. Место и характер повреждения |
| Наличие капель оловянно-свинцового припоя между витками обмотки, число капель |
| Замасливание и запыленность обмотки. Место и площадь |
| Обод | Нарушение приварки клиновых шпонок | Число треснувших швов, цвет металла е изломе | Визуальный с помощью лупы |
| «Выползание» клиновых шпонок | Наличие натиров и рисок на клиньях, их длина. Звук при пробной забивке кувал­ дой (глухой или звонкий) | Виэуагъный. линейка с ценой деления 1 мм. На слух при пробной забивке |
| Контактная коррозия на клиновых шпонках | Интенсивность коррозии. Примерная площадь на клиновой шпомсе и прилега­ ющих частях обода и спицы | Визуальный |
| Спицы | Трещины и сколы запле­ чиков клиновой ПОЛОСЫ | Число повреждений на каждой спице. Характер излома | Визуальный с помощью лупы |
| Ослабление затяжки гаек | Наличие трещин в стопорных швах, угол затяжки гаек | Визуальный и инструмен­ тальный (гаечный кпоч) |
| Нзтиры и выползание штифтов | Длина натиров или «выползшей» части | Визуальный, линейка с ценой деления 1 мм |
| Токолодвод | Повреждения изоляции | Локальные или общие повреждения, их характер (старение, механическое по­ вреждение) | Визуальный |
| Нарушение целости эле­ ментов крепления | Число поврежденных или ослабленных зажимов | Визуальный |
| Контактные кольца | Неравномерность износа | Величина неравномерности | Щуп. лекальная линейка |
| Следы эрозии | Число участков со следами эрозии, их площадь или процентное соотношение | Визуальный |
| Подгары | Число участков с подгзрами. их площадь или процентное соотношение |

45

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

*Окончание таблицы В.З*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Элементы конструкции | Признаки неисправного состояния | Описание примам | Способ обследования |
| Контактные кольца | Матовая поверхность | Число участков с матовой поверхностью, их площадь или процентное соотношение | Визуальный |
| Контактные соединения обмотки воз- буждения и демпферной обмотки | Трещины и изломы пере­ мычек обмоток возбуж­ дения и их креплений | Число поврежденных пластин в перемыч­ ке. примерные размеры трещины или се­ чение излома, цвет металла в изломе | Визуальный с помощью лупы |
| Трещины и изломы со­ единений демпферной обмотки | Число поврежденных пластин в перемыч­ ке. примерные размеры трещины или се­ чение излома, цвет металла в изломе |
| Нарушение крепления и контровки межполюсных и демпферных соединений | Степень ослабления крепления: сильная — при взаимном перемещении сочленяемых деталей, слабая — при ос­ лаблении затяжки гаек | Визуальный и инстру­ ментальный (гаечный ключ) |
| Перегревы перемычек обмоток возбуждения | Характерные пятна и цвета побежалости, их примерная площадь. Потеки припоя | Визуальный |
| Перегревы соединений демпферной обмотки | Характерные пятна и цвета побежалости, их примерная площадь. Потеки припоя |

В.5 Формуляры регистрации дефектов и повреждений В.5.1 Сердечник и корпус статора

Обнаруженные при осмотре признаки неисправного состояния сердечника и корпуса статора заносят в та­ блицу В.4.

Таблица В.4 — Обнаруженные при осмотре признаки неисправного состояния

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Название ГЭС, номер генератора, дата осмотра | | | | | | |
| № п/п | Наименование признака неис- прваного состояния | Место обнаружения дефекта | | | | Оценка признака или его описание |
| Сектор | Клин | Паз (охладитель) | Пакет |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |

В таблице В.4. помимо наименования признака (графа 2). указывают:

* + место обнаружения признака: в графе 3 номер сектора по заводской маркировке, в графе 4 номер клина (нумерация клиньев принимается сквозной в каждом секторе — по или против часовой стрелки, что указывается в примечаниях к формулярам), в графе 5 номер паза или охладителя (в случае осмотра со стороны расточки ука­ зывается номер паза: если осмотр проводится со стороны спинки, то указывают номер охладителя, ближайшего к месту обнаружения дефекта), в графе 6 номер пакета активной стали (нумерацию пакетов принимают сверху либо снизу сердечника, что указывают в примечаниях к формулярам);
  + оценка признака или его описание в графе 7.

В графу 2 таблицы В.4 заносят следующие признаки неисправного состояния:

* контактная коррозия активной стали и клиньев:
  + местные перегревы активной стали:
* «волна» пакетов активной стали;
  + смешение листов в пакетах активной стали:
* ослабление прессовки и рэслушивание активной стали:
  + выпучивание пакетов активной стали — «домики»:
* относительное смещение пакетов активной стали:
  + ослабление затяжки гаек стяжных болтов стыковых плит;
* износ (истирание) изоляционных прокладок в стыках секторов;
* появление или увеличение зазоров в стыках секторов;
  + трещины и обломы клиньев и их «ласточкиных хвостов»;
  + обломы заплечиков «ласточкиных хвостов» листов активной стали;

##### трещины и обрывы сварных швов приварышей;

46

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

* + ослабление крепления и смещение вентиляционных распорок:
  + трещины и обрывы стяжных шпилек сердечника;
  + ослабление затяжки стяжных шпилек сердечника:
  + перекос нажимных гребенок:
  + излом, трещина, изгиб нажимных пальцев:
  + ослабление затяжки отжимных болтов нажимных гребенок:
  + натиры и «выползания» штифтов фланца корпуса;
  + обрыв стопорных швов и ослабление затяжхи гаек анкерных болтов и болтов крепления фланца корпуса к фундаментной плите;
  + выкрашивание бетона у фундаментной плиты и фланца корпуса:
  + обрыв стопорных швов и ослабление затяжки гаек болтов верхней крестовины;
  + натиры и «выползание» штифтов верхней крестовины;
  + утечка воды из трубок воздухоохладителей.

В.5.2 Обмотка статора

Дефекты элементов обмотки статора заносят в таблицу В.5.

Таблица В.5 — Рекомендуемая форма таблицы

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Название ГЭС. номер генератора, дата осмотра | | | | |
| № | Элемент обмотки статора, имеющий | Число неисправных элементов | | |
| п/п | дефект» | верхняя лобовая часть | Паэоаая часть | Нижняя побоаая часть |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |

В графе 2 таблицы В.5 перечисляются следующие элементы обмотки статора:

* + лобовые части и перемычки с повреждением покровной эмали;
  + лобовые части и перемычки с разрывом покровной сгеклопекты:
  + лобовые части с разрывом полупроводящей ленты;
  + лобовые части с истиранием или смятием слюдосодержащей изоляции:
  + лобовые части с изломами, забоинами, разрывами, проколами изоляции;
  + стержни с МКИ. вспухшие более чем на 20 %;
  + паяные соединения, имеющие термическое повреждение изоляции;
  + ослабленные паэовые клинья:
  + прокладки, выступающие из пазов;
  + ослабленные кронштейны;
  + места отхода бандажных колец от кронштейнов или от лобовых частей обмотки;
  + выпавшие дистанционные прокладки;
  + разорванные шнуровые бандажи;
  + запыление лобовых частей:
  + форма замасливания лобовых частей (аэрозольная, капельная);
  + загрязнение лобовых частей и его цвет:
  + наличие капель воды на лобовых частях:
  + фторопластовые шланги с загрязнением внутренних поверхностей:
  + фторопластовые шланги с механическими дефектами.

В.5.3 Ротор

Обнаруженные при осмотре признаки неисправного состояния ротора заносят в таблицу В.6.

Таблица В.б — Рекомендуемая форма таблицы

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наэвание ГЭС. номер генератора, дата осмотра | | | | |
| № | Наименование ориэиака | Место обнаружения | | Оценка признака или ею описание |
| rUn | неисправного состояния | № полюса | № спицы |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |

В графе 2 таблицы перечисляют следующие признаки неисправного состояния:

* + нарушение приварки клиньев полюсов:
  + «выползание» клиньев полюсов:

47

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

* контактная коррозия на клиньях полюсов;
  + местные перегревы активной стали полюсов;
  + повреждение корпусной изоляции обмотки:
  + повреждение витковой изоляции обмотки:
* нарушение приварки клиновых шпонок обода:
  + «выползание» клиновых шпонок обода:
* контактная коррозия на клиновых шпонках обода:
  + трещины и сколы заплечиков клиновой полосы остова:
* ослабление затяжки гаек крепления спицы;
  + нзтиры и «выползания» штифтов спицы;
  + повреждения изоляции токоподеода;
  + нарушение целости элементов крепления токоподеода:
  + неравномерность износа контактных колец:
  + следы эрозии на контактных кольцах;
  + подгары на контактных котьцах:
  + матовая поверхность контактных колец;
* трещины и изломы перемычек обмоток возбуждения и их креплений:
  + трещины и изломы соединений демпферной обмотки:
  + нарушение крепления и контровки межполюсных и демпферных соединений:
* перегревы перемычек обмотки возбуждения:
* перегревы соединений демпферной обмотки.

46

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Приложение Г (обязательное)

##### Методические указания по контролю нагрева паяных соединений лобовых частей обмоток статора гидрогенераторов с помощью термоиндикаторных этикеток

Г.1 Настоящее приложение устанавливает объем и порядок контроля состояния паек лобовых частей обмот­ ки статора гидрогенератора с косвенным воздушный охлаждением, мощностью 20 МВт и выше путем измерения температуры на поверхности лобовых частей обмотки вблизи головок.

Контроль паяных соединений является сложной технической задачей по следующим причинам:

* + обмотка (токоввдущие части) находится под высоким напряжением; изоляция головок, как правило, неодно­ родна. и величина теплолерепвда от пайки до поверхности изоляции зависит как от конструкции изоляции, так и от ее индивидуального исяолнежя;
  + особенности конструкции гидрогенераторов не дают возможности контролировать температуру всех голо­ вок обмотки какими-либо бесконтактными методами, например, методом оптической гыромвтрни.

Для контроля паяных соединений разработан метод косвенной оценки температуры паяного соединения по уровню нагрева поверхности изоляции лобовой дуги стержня вблизи головки, что обеспечивает стабильность из­ мерений и возможность контроля каждого паяного соединения головок как стержневых, так и катушечных обмоток.

Эксплуатационному персоналу ГЭС следует применять настоящее приложение для организации периоди­ ческого контроля состояния паяных соединений лобовых частей обмотки статора генератора для предотвращения повреждений и отказов в работе путем своевременного выявления дефектных паек и их ремонта.

Г.2 Осуществлять контроль состояния паяных соединений лобовых частей обмоток статора гидрогенерато­ ров следует через полгода и после первого года эксплуатации вновь введенных генераторов, а также генераторов, на которых проводигысь ремонтные работы, связанные с перепайкой головок лобовых частей. В дальнейшем проверку состояния паек головок лобовых частей обмотхи статора генераторов, которые находятся в эксплуатации менее 10 лет. следует проводить один раз в 4 года, а более 10 лет — один раз в два года.

Г.З В качестве термоизмеригвгъных устройств используются ТЭ. которые, являясь необратимыми прибора­ ми. обладают «памятью», т.е. фиксируют максимальную температуру поверхности, на которой они установлены, что позволяет обнаружить недопустимый нагрев осмотром при любых плановых {или внеплановых) остановках ги­ дрогенератора. ТЭ могут применяться не только при проведении испытаний, но и для эксплуатационного контроля температуры паяных соединений.

Г.4 Специальные высокоточные ТЭ с липким удерживающим слоем представляют собой многоэлементные измерители температуры поверхности, на которой они установлены, и являются измерителями температуры одно­ разового использования, обеспечивающими фиксацию температуры с точностью от 1 \*С до 3 \*С в пределах дис­ кретности ряда располагаемых термоиндикаторов плавления.

ТЭ состоят из специальной термоиндикаторной бумаги {телполроводящая бумага черного цвета с термочув­ ствительными метками из термоиндикагоров плавления), защищенной с двух сторон липкой теплостойкой лавса­ новой пленкой. Нижняя пленка защищена антиедгезионной технологической бумагой, сохраняющей работоспособ­ ность липкого слоя при хранении и удаляемой при наклейке ТЭ. Верхняя пленка обеспечтвает герметичность ТЭ и позволяет применять их в условиях замасливания (брызги, пары масла) и влияния влаги.

Срабатывание ТЭ наблюдается очень четко: до срабатывания термочувствительная метка имеет белый или окрашенный цвет (в зависимости от применяемого термоиндикатора), после срабатывания метка становится чер­ ной без градаций по цвету.

Г.5 Конструкция и применяемые материалы обеспечивают работоспособность (ресурс)ТЭ не менее 10000 ча­ сов. В течение этого периода сохраняется точность их срабатывания даже при воздействии температуры всего на

10 °С ниже температуры срабатывания. Замена ТЭ по истечении 10000 часов на новые производится по усмотре­ нию эксплуатационного персонала.

Г.6 В процессе изготовления ТЭ при их градуировке учитывают теплоперепад в конструктивных элементах ТЭ между поверхностью исследуемого узла и термочувствительной краской. Таким образом. ТЭ надежно контро­ лируют температуру тех узлов, на которые они наклеены.

Выпускаемый промышленностью ассортимент термокрасок, на основе которых изготовляются ТЭ. позволяет получить ТЭ наследующие значения температур: 60. 70.60. 95. 105, 115. 125. 130, 137, 142.155°С.

Г.7 Методика контроля предусматривает предварительное определение теплоперелада на участке от пая­ ного соединения до места установки ТЭ. Теплоперепад, определенный испытаниями на одном гидрогенераторе, может быть распространен на однотипные гидрогенераторы данной ГЭС при условии одинаковых технологии и материалов изолировки головок при изготовлении, монтаже и ремонтах, одинаковых сроках эксплуатации (т.е. оди­ накового старения изоляции). В случае различия в технологии выполнения работы и используемых материалов необходимо определять теплоперепады на каждом гидрогенераторе. Учитывая процессы старения изоляции и возможное изменение ее теплопроводности, целесообразно проверять теплоперепад один раз в 3 — 4 года.

49

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Г.8 Теплоперепад определяют при помощи термопар, устанавливаемых непосредственно на пайке (зэчекан- кой головки термопары в отверстие, высверленное в ее монолите}, и лепестковых термопар, наклеиваемых вблизи головки лобовой части стержня на монолитной изоляции (т. е. за пределами изоляционной коробочки — между первой и второй бандажными вязками). Там же {на расстоянии не более 2 см) для сопоставления результатов из­ мерений наклеиваются ТЭ. Термопары защищают от обдува по стандартной методике — одним слоем фланели, размером 2\*2 см.

На стержневых обмотках термопары устанавливают выборочно на пяти верхних и пяти нижних головках: на катушечных обмотках устанавливают не менее 10 термопар (на верхних головках). Для установки термопар жела­ тельно выбирать «нулевые» и/или близкие к ним по потенциалу стержни. Концы от термопар выводят, как правило, из-под верхней рифленки е удобное для наблюдений место.

В качестве термопар обычно используют пару медь-константан. отградуированную индивидуально в лабо­ раторных условиях.

Схема измерений представлена на рисунке Г.1. а эскиз оснастки лобовых частей термопарами и ТЭ — на рисунке Г.2.

Г.9 В качестве измерителя ЭДС термопар используют цифровые милливольтметры с высоким входным со­ противлением (на пределе от 0 до 20 мВ — не менее 10 МОм) и подавлением на входе симметричных помех нор­ мального вида не менее 60 дБ. класса точности 0.2 — 0.5 (например. Ф-30. Щ-300 или Щ-4Э16). При этом электро­ питание милливольтметра осуществляется через разделительный трансформатор.

Холодный спай компенсационной схемы измерения термостзтируется в термосе с водой или маслом. Темпе­ ратура воды (или масла) контролируется лабораторным ртутным термометром с ценой деления 0.1 °С.

Г. 10 Испытания на нагревание проводятся в режиме трехфазного КЗ при номинальном значении тока статора и стабильной температуре входящего охлаждающего воздуха. Испытания проводятся до наступления установив­ шегося теплового состояния генератора.

Г. 11 Определенный е испытаниях теплоперепад Ли на участке от пайки до места установки термоиндикатора служит для получения критерия оценки состоятя пайки. При этом за величину теплолерепада принимается его максимальное значение, определенное отдельно по верхним и по нижним лобовым частям.

Г. 12 После демонтажа термопар восстанавливают изоляцию головок лобовых дуг заливкой в высверленные отверстия эпоксидной смолы с наполнителем (слюдинитовая крошка или кварцевый песок).

Г.13 При проведении испытаний должны соблюдаться все требования правил техники безопасности при ра­ боте в электроустановках с напряжением выше 1000 В.

Г.14 После определения геплоперепадов на нескольких паяных соединениях полное обследование состоя­ ния паяных соединений обмотки статоре гидрогенератора надлежит проводить в следующем порядке:

* в зависимости от конструктивного выполнения гидрогенератора проводят в необходимом объеме его ча­ стичную разборку для обеспечения доступа к лобовым частям обмотки статора: на все стержни обмотки устанав­ ливают ТЭ: для стержневых обмоток — на верхних и нижних лобовых частях, для катушечных — только в верхней части обмотки, где есть пайки:
* производят сборку гидрогенератора, включение его в сеть и проведение теплового режима при номиналь­ ной нагрузке: указанную нагрузку выдерживают до наступления установившегося теплового состояния генератора, которое контролируют по системе штатного контроля:
* после проведения нагрузочного режима генератор останавливают для осмотра ТЭ с фиксацией максималь­ ного значения температуры на исследуемых стержнях:
* используя полученные данные о величине теплолерепада. определяют уровни нагрева паек по формуле

=Ли♦uta, (Г.1)

где оп — температура паяного соединения:

Ли — максимальное значение теплолерепада на участке лайка—место установки ТЭ. отдельно для верхних и нижних лобовых частей обмотки:

Ur, — температура сработавшего элемента ТЭ.

Выделяют стержни, нагретые выше предельнодопустимых значений, и дают рекомендации по ремонту (пе­ репайке) головок. Согласно ГОСТ 6865 длительно допустимая температура термореактивной изоляции класса В на лобовых частях обмотки статора гидрогенератора у меди не должна превышать 130 °С. а изоляции класса F —155 °С.

Г. 15 Результаты первичного обследования являются базовыми для сравнения сданными последующего кон­ троля. что в дальнейшем дает возможность проследить динамику нагревов паяных соединений.

Г. 16 В случае массового срабатывания ТЭ. обнаруженном при последующих контрольных осмотрах, учиты­ вая. что в процессе эксплуатации имело место общее повышение температуры обмотки из-за возможной перегруз­ ки генератора, следует произвести выборочное вскрытие головок и оценить необходимость их перепайки.

После контрольных осмотров все ТЭ с сработавшими метками заменяют новыми.

Г.17 Перед установкой ТЭ на контролируемые узлы необходимо выбрать плоский, гладкий, не имеющий заусенцев, бугров или вмятин участок поверхности изоляции или обработать место установки, сравняв все не­ ровности. чтобы создать плотное, без воздушных прослоек прилегание термочувствительного элемента всей его

50

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

поверхностью к исследуемому узлу. Это обеспечит оптимальную чувствительность и точность срабатывания ТЭ и исключит погрешность в измерении температуры из-за теплоперепада в воздушной прослойке между поверхно­ стью объекта и ТЭ.

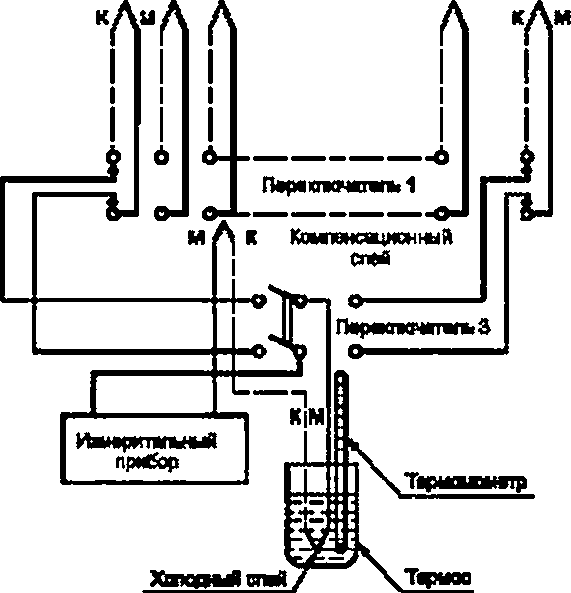
Выбранную поверхность необходимо тщательно промыть растворителем\*, а затем —спиртом. В случае зна­ чительного увлажнения спирта или его отсутствия можно ограничиться двукратной промывкой растворителем.

За технологический язычок с ТЭ удаляют антиадгезионную бумагу, защищающую лигкий удерживающий слой. Липким споем ТЭ плотно прижимают к месту установки и разглаживают на нем. Для обеспечения более на­ дежного прижатия целесообразно использовать резиновый ролик {рисунок Г.З). Прикатываиие осуществляют от середины ТЭ к периферии.

Установленная таким образок\* ТЭ обеспечивает достоверный контроль температуры объекта, в том числе в условиях капельного воздействия влаги и масла.

Г.18 Установка ТЭ на контролируемую поверхность должна проездиться при окружающей температуре не ниже плюс 15 “С. поскольку при более низких температурах липкий удерживающий слой не обеспечивает доста­ точную начальную адгезию к поверхности.

упта



(fennel

ТЕРМОПАРЫ

П>

Л

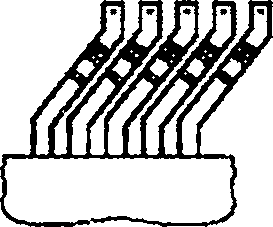
##### ГЦшлкяитвль *2*

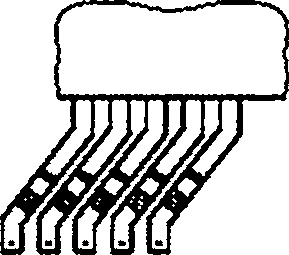
Рисунок Г. 1 — Схема измерений температуры паек обмотки статора гидрогенератора при помощи термопар

\* № 646. № 647. ацетоном или их аналогами.

51

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

ВИДСЯЛСГОНКИ

ВМДСРАСГОЧШ

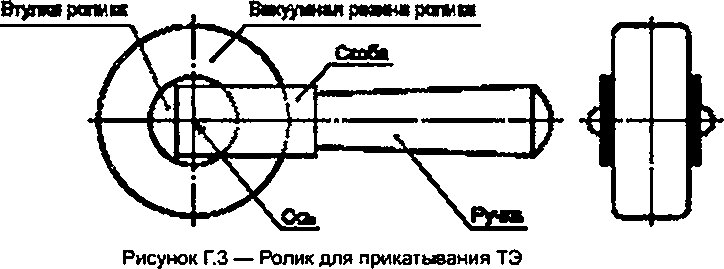
НИЖНИЕ ЛОБОвЫЕЧАСт

# Мгоммобааигаиия:

♦-термопары НИ меди;

Х-тфвтрынапоярсноогиияляции; 1-тярмсмис|и«>трриыа*т*wmi

Рисунок Г.2 — Схема установки термопар и ТЭ на побоеых частях обмотки статора гидрогенератора



52

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Приложение Д (обязательное)

Методические указания по проведению эксплуатационных испытаний гидрогенераторов на нагревание при штатных режимах

Д.1 Общая часть

Испытания гидрогенератора на нагревание должны производиться не позднее чем через 6 месяцев постю его ввода в эксплуатацию. В дальнейшем в период эксплуатации периодически (один раз в 10 лег) проводят кон­ трольные испытания на нагревание при одном-двух режимах работы. Испытания на нагревание проводят также после полной замены обмотки ротора или статора, либо реконструкции системы охлаждения. Гидрогенераторы мощностью до 12 МВт можно не испытывать.

В настоящем приложении приведены рекомендации по проведению эксплуатационных испытаний на нагре­ вание 8 целях получения характеристик нагревания генератора, выяснения их соответствия требованиям стандар­ тов и техническим условиям поставки и определения допустимых в эксплуатации нагрузок. В отдельных случаях такие испытания следует проездить в целях выяснения причин неполадок в системе охлаждения гидрогенератора.

На основании результатов испытаний устанавливают наибольшие допустимые в эксплуатации температуры (с округлением в большую сторону до 5 \*С) обмоток статора, ротора, активной стали и охлаждающих сред на вы­ ходе из обмоток или сердечника статора при продолжительной работе гидрогенератора с номинальной нагрузкой при номинальных значениях коэффициента мощности, напряжения и параметров охлаждающих сред.

Если наибольшие температуры, полученные по результатам испытаний на нагревание при работе гидрогене­ раторов при номинальной или длительной максимальной нагрузке, окажутся выше предельно допустимых значений, приведенных е ГОСТ 5616. технических условиях или указанных в документации заводом-изтотовителвм. то мощность испытуемого гидрогенератора должна быть соответственно ограничена до значения, при котором нагрев не будет пре­ вышать максимально допустимого впредь до выяснения и устранения причин, вызвавших эти повышенные нагревы.

Если наибольшие температуры, полученные по результатам испытаний на нагревание, ниже предельно до­ пустимых значений, то это еще не может служить основанием для перемаркнровки гидрогенератора на большую мощность. При необходимости перемаркнровки гидрогенератора, когда повышение мощности желательно для вы­ дачи «запертой» мощности гидротурбины и не ограничивается мощностью трансформатора, должны быть про­ ведены дополнительные специальные испытания по индивидуальной программе, составляемой применительно к каждому случаю. Перед этими испытаниями должны быть проведены соответствующие расчеты и оснастка ги­ дрогенератора дополнительными средствами измерения температуры и других величин. Следует иметь в виду, что после проведения соответствующих испытаний лере маркировка может быть выполнена по согласованию с заведом-изготовителем.

Д.2 Успоеия для проведения эксплуатационных испытаний на нагревание

Д.2.1 Испытания допустимо проездить на гидрогенераторе, находящемся в исправном состоянии, при нор­ мальной работе всех его основных частей и вспомогательных устройств. Особое внимание должно быть обращено на состояние системы охлаждения. Необходимо также проверить обмотку ротора на отсутствие в ней коротко­ замкнутых витков. Проверка проводится как в неподвижном состоянии, так и при вращении ротора с различными скоростями, вплоть до номинальной (по ГОСТ 10169).

У роторов, имеющих виткоаые замыкания, измерять температуру методом сопротивления нельзя, поскольку значение измеренного сопротивления отличается от действительного, поэтому испытания на нагревание таких машин должны проводиться после устранения витхоеых замыканий.

Д.2.2 Все приборы, которыми ведут измерения, должны быть поверены и иметь клейма органов Госповерки. Запрещается использование приборов, не прошедших метрологическую поверху.

Д.З В объем эксплуатационных испытаний гидрогенератора на нагревание входят:

Д.3.1 Определение сопротивления обмотки ротора и заложенных термопреобраэоаатвлей сопротивления в холодном состоянии.

Д.3.2 Проведение четырех опытов на нагревание с нагрузками порядка 0.6; 0.75; 0.9 и 1.0 Рн (активной мощ­ ности) при номинальном или близком к нему коэффициенте мощности. При этом напряжение машины не должно отличаться от номинального более чем на 5 %. Допускается проводить испытания на нагревание при напряжении

выше номинального бопве чем на 5 % {по условиям работы ГЭС), однако полная мощность гидрогенератора при этом не должна превышать установленной заводом-изготовителем.

В соответствии с ГОСТ 11628 возможно проведение испытания при трех-четырех различных нагрузках в преде­ лах 0.6 номинагьной мощности до максимально возможной по условиям работы электростанции (но не нике 0.9 но­ минального тока), при которых интервалы между квадратами токов рабочей цепи обмоток были бы примерно оди­ наковыми. для того чтобы при необходимости обеспечить более точную экстраполяцию полученных зависимостей.

53

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Во время опытов следует измерять:

* электрические величины, характеризующие работу гидрогенератора;
* температуру обмотки и стали статора по залаженным термопреобрэзователям сопротивления:
* температуру обмотки ротора методом сопротивления;
* температуру входящего и выходящего охлаждающего газа, а для гидрогенераторов с жидкостным охлажде­ нием — также и температуру входящего и выходящего дистиллята.
* температуру охлаждающей воды на входе и выходе воздухоохладителей:
* расход воды через воздухоохладители, а для гидрогенераторов с жидкостным охлаждением — расход жид­ кости через обмотки и сердечник и давление жидкости на входе и выходе из обмоток.

Определение расхода воды через охладители желательно во всех случаях и обязательно при испытании новых типов гидрогенераторов и новых типов охладителей, а также при повышенной против нормы температуре входящего газа и других неполадках в системе охлаждения.

Определение расхода газа является обязательным в тех случаях, когда имеют место повышенный нагрев частей гидрогенератора и охлаждающего газа, неравномерность температуры или другие неполадки в системе охлаждения.

Д.3.3 Определение регулировочной характеристики, номинального и наибольшего токов возбуждения при номинальных условиях и при отклонении напряжения и тока статора на ± 5 % номинальных значений.

Д.4 Проведение измерений и требования к измерительным приборам

Д.4.1 Во время испытаний на нагревание и при определении регулировочной характеристики измеряют сле­ дующие электрические величины;

* активную и реактивную мощности:
* ток в обмотке статора (в трех фазах);
* напряжение обмотки статора {8 трех фазах);
* ток возбуждения.
* напряжение на кольцах ротора;
* частоту.

Все указанные величины определяют как по станционным штатным приборам, гаки по контрольным приборам, установленным на время проведения испытаний. Определение частоты тока долусхается по штатным приборам.

(Измерительные приборы 8 соответствии с требованиями ТОСТ 11828 следует подбирать так. чтобы измеряе­ мые значения находились в пределах от 30 % до 95 % шкапы. Класс точности контрольных приборов должен быть не ниже 0.5. а для приборов, установленных в цепи возбуждения, не ниже 0,2. Контрольные приборы статора подключа­ ются к станционным измерительным трансформаторам. Установка специальных измерительных трансформаторов не требуется. Необходимо лишь проверить, не перегружаются ли трансформаторы тока в результате включения до­ полнительных приборов, и в случае необходимости принять меры для их разгрузки на время проведения испытаний.

Контрольный шунт, устанавливаемый в цели обмотки ротора, должен быть класса точности не ниже 0.2. При отсутствии шунтов такого класса можно применять шунты класса 0.5. не снижая при этом требования к приборам, которые к ним подключаются. Допускается использование эксплуатационных шунтов класса не ниже 0.5. Коэф­ фициент мощности определяют расчетом по показаниям контрольных приборов, установленных для измерения тока, активной мощности и напряжения статора. Возможно определение коэффициента мощности по отношению показаний двух ваттметров, установленных для измерения активной мощности. При этом необходимо следить за гем. чтобы измеряемые значения токов и напряжений были не ниже 30 % номинальных токов и напряжений при­ меняемых ваттметров.

При проведении измерений более чем на одном приборе отсчеты по всем приборам для каждого измерения рекомендуется проводить одновременно. Это обязательно при измерении сопротивлений методом амперметра и вольтметра и мощности трехфазното тока — методом двух ваттметров.

Д.4.2 Перед испытаниями на нагревание должны быть измерены сопротивление обмотки ротора при постоян­ ном токе в практически холодном состоянии гх и температура, при которой проводилось это измерение \>х по ТОСТ 11828. Значение этого сопротивления является исходным для определения превышения температуры обмотки рото­ ра во время испытаний на нагревание. За практически холодное состояние машины принимается такое, при котором

температура любой части машины отличается от температуры окружающего воздуха не более чем на ± 3 'С. Темпе­ ратуру обмотки е холодном состоянии на извлеченном роторе или на открытой машине измеряют несколькими (не менее четырех-пяти) термометрами расширения, устанавливаемыми на разных полюсах вдоль обмотки.

Температура окружающего воздуха определяется по ГОСТ 11828 как среднее арифметическое из показаний нескольких термометров, расположенных е разных точках вокруг генератора, на высоте, равной половине высоты генератора, и на расстоянии от 1 до 2 м от генератора.

Если по условиям эксплуатации генератор не может быть открыт, допускается измерять гх на закрытом гене­ раторе. При этом необходимо вести периодический контроль за остыванием генератора по установленным темпе­ ратурным индикаторам (термопреобраэователям сопротивления или термопарам и термометрам расширения) и приступать к измерению гх только по достижении практически холодного состояния.

Одновременно с измерением *г%* измеряют температуру по всем установленным измерителям температуры.

За температуру обмотки принимают среднюю из всех полученных значений температур. 54

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Термометры расширения должны иметь цену веления не болев 1 \*С.

У роторов с водяным охлаждением за температуру обмотки принимают среднее из значений температуры воды, входящей и выходящей из обмотки, при условии, что эти значения отличаются друг от друга не более чем на 1 \*С. и температура входящей воды не изменяется более чем на 0.5 \*С в течение 30 мин. предшествующих из­ мерению сопротивления.

Измерять *т%* следует методом вольтметра и амперметра. Измерительные приборы должны иметь класс точ­ ности не ниже 0.2. Шунт при измерении методом амперметра-вольтметра должен быть класса точности не ниже 0.2.

Как показывает практика испытаний, наиболее просто измерять сопротивление обмотки ротора, подавая пи­ тание от аккумуляторной батареи или специального источника постоянного тока, обеспечивающих устойчивый ток порядка 10 А. теми же приводами, которые будут использованы при измерениях е нагрузочных режимах.

Питание подводят к обмотке ротора с помощью специальных зажимов или бандажей из алюминиевых или медных шток, надеваемых на кольца ротора. Вольтметр должен быть подсоединен отдельными концами непо­ средственно к кольцам. Подсоединение производят обычно при помощи щупов и только на время отсчетов по приборам.

Измерения следует проводить после включения тока и по окончании переходного процесса, обусловленного индуктивностью ротора. Отсчеты по приборам проводят одновременно, по команде.

В случае питания обмотки ротора от резервного возбудителя (или другого мощного источника постоянного тока) током порядка 0.3—0.5 номинального, во избежание ошибки от нагрева обмотки во время опыта длитель­ ность последнего должна быть ограничена. Для роторов гидрогенераторов с косвенным охлаждением, у которых номинальная плотность тока составляет от 3.5 до 4 АУмм2. допустимое время отсчета, в течение которого обмотка нагревается не более чем на 1 'С. составляет от 1 до 2 мин при токе (0.3 - 0.5) ) .

Измерения следует проводить при нескольких (порядка трех) значениях тока, делая при каждом из них не менее трех отсчетов.

Поскольку обычно в качестве приборов постоянного тока используются одинаковые милливагътмегры (один — с шунтом, другой — с добавочным резистором), рекомендуется для повышения точности измерения *г%* повторить опыты, меняя указанные приборы местами.

Значение *г%* подсчитывают как среднее из результатов тех отсчетов, которые не отличаются от среднего зна­ чения более чем на 0.5 *%.* Число тахих отсчетов должно быть не менее шести.

Определять *г%* следует оообо тщательно, так как ошибка в этом измерении отражается на всех последующих измерениях превышения температуры ротора (ошибка в 1% при измерении дает ошибку примерно 2.5 \*С при определении температуры).

Полученное сопротивление обмотки ротора следует привести к температуре 15 \*С для возможности сравне­ ния с данными эавода-изгоговителя,

Д.4.3 Перед испытаниями следует у всех заложенных гврмопреобразователей сопротивления измерить со­ противления при постоянном токе в холодном состоянии и сопротивление изоляции в соответствии с ГОСТ 11826.

Предварительно необходимо по технической документации установить значения сопротивлений соедини­ тельных проводов внутри генератора от термолрвобраэователя сопротивления до выводных зажимов.

Следует также проверить соответствие заводским чертежам маркировки и мест установки термопреобраэо- вателвй сопротивления.

Целесообразно измерять сопротивление термопреобразователей сопротивления на закрытой машине, а в случае, если она открыта, рекомендуется закрыть торцы брезентом, так как из-за сквозняков в машинном зале тем­ пература отдельных частей статора может быть различной. Измерения следует производить не ранее чем через

6 — 7 дней после остановки генератора при условии, что за это время температура в машинном зале существенно не изменялась. При необходимости этот срок можно сократить, вращая генератор с номинальной частотой на холостом ходу без возбуждения после отключения от сети. Критерием достижения установившейся температуры является ее стабилизация во времени и совпадение результатов измерений у гермопреобразователей сопротив­ ления, имеющих одинаковые сопротивления соединительных проводов.

Температуру внутри генератора следует измерять термометрами расширения, установленными в щитах и корпусе генератора. При возможности следует поместить в корпус генератора дополнительные термометры. В качестве расчетной температуры берут среднюю из всех измеренных значений температуры.

Сопротивления термо преобразователей сопротивления следует измерять одинарным мостом класса точности не ниже 0.5 или другими приборами, обеспечивающими указанную точность. Подключать измерявшее устройство к зажимам гврмопреобразователей сопротивления можно либо при помощи щупов, либо используя для этого пере­ ключатель. установленный для измерений во время исгытаний на нагревание. Необходимо измерить также сопро­ тивление соединительных проводов от зажимов до измерительного моста (включая сопротивление переключателя). Полученные значения сопротивлений термолреобраэоеателей сопротивления (за вычетом сопротивления соедини­ тельных проводов внутри и вне генератора) приводят к температуре 0 \*С. Полученные сопротивления не должны отличаться от номинального сопротивления термопреобраэоввтвпвй сопротивления при 0 \*С более чем на 1 *%.*

Д.4.4 Превышение температуры обмотки ротора над температурой охлаждающей среды следует определять по изменению сопротивления обмотки при ее нагревании при постоянном токе.

Для этого во время опыта должно быть измерено сопротивление обмотки в нагретом состоянии (/■), пользу­ ясь методом вольтметра и амперметра.

55

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Напряжение спедуег измерять непосредственно на кольцах ротора, чтобы исключить влияние падения на­ пряжения на рабочих щетках. В качестве измерительных щеток следует применять медносетчатые или пластинча­ тые. Использовать угольные щетки не рекомендуется, так как контактное сопротивление между щеткой и кольцом быстро увеличивается за счет образования пленки на поверхности щетки. Пленка может также образоваться и на меднографитовых щетках с малым содержанием меди, поэтому при применении таких щеток их спедуег периоди­ чески зачищать.

Измерительные щетки должны быть снабжены изолированными рукоятхами. с помощью которых щетки на­ кладывают на кольца во время измерения. Наиболее удобно устанавливать измерительные щетки в щеткодержа­ тели. из которых предварительно вынуты рабочие щетки. Измерительные щетки должны быть хорошо изолированы от щеткодержателей. Для проверки этого следует сравнивать значения напряжения, измеренного непосредственно на кольцах и на траверсах щеточного аппарата. Напряжение на траверсах больше напряжения на кольцах на значение падения напряжения в рабочих щетках и переходном сопротивлении между кольцами и щетками. Это значение составляет обычно (2 — 5) В.

Наиболее целесообразно производить указанную проверку в начале или конце каждой серии отсчетов.

Провода от измерительных щеток до прибора должны иметь надежную изоляцию, поскольку напряжение на кольцах у современных крупных генераторов достигает 500 В и более.

Отсчеты по контрольным приборам, измеряющим ток и напряжение, должны выполнять одновременно два наблюдателя. При каждом измерении следует брать не менее грех отсчетов. Сопротивление обмотки ротора под- считьвают как среднее из отсчетов данного измерения.

Превышение температуры обмотки ротора определяется по формуле

*~ r \*)\* V \** \_U °- (Д-1>

где *А* — число, равное 235 для медной обмотки (без присадки и с присадкой серебра);

их — температура, при которой измерялось сопротивление ротора (гя) в холодном состоянии. \*С:

гх. *г,* — сопротивления обмотки ротора, измеренные соответственно в холодном и в нагретом состояниях. Ом: и0 — температура входящего охлаждающего газа. \*С.

Определять превышение температуры следует непосредственно после каждого измерения. Если результаты отдельных отсчетов отличаются друг от друга более чем на 0.5 %. измерение необходимо повторить.

В современных крупных гидрогенераторах возбуждение осуществляется выпрямленным переменным током, напряжение которого имеет довольно значительную переменную составляющую. Хотя магнито-электрический при­ бор. которым обычно измеряют напряжение на кольцах ротора, и не реагирует на эту составляющую, он может перегружаться. Поэтому перед испытаниями следует измерить эффективное значение напряжения и сравнить

его оо средним. Если отношение превышает 1.5. рекомендуется включать прибор, измеряющий напряжение.

*и<р*

через «Ги-образный LC — фильтр с малым активным сопротивлением. Значения L и С подбирают так. чтобы отно­

шение *и\*9ф* не продышало 1.5. Включать фильтр спедуег через плавкие предохранители и таким образом, чтобы

*исо*

емкость находилась со стороны прибора.

Для прибора, измеряющего ток возбуждения, установка фильтра не требуется.

Д.4.5 У гидрогенераторов с косвенным охлаждением превышение температуры обмотхи и стали статора над температурой входящего в машину охлаждающего воздуха следует определять по показаниям заложенных в пазы термо преобразователей сопротивления. Термолреобраэоеатели сопротивления, измеряющие температуру обмот­ ки. заложены между стержнями, а измеряющие температуру стали — на дно паза.

В генераторах с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора гермопреобразователи сопро­ тивления закладывают между стержнями или под клинья в каждом пазу, или в пазах слитых стержней каждой гидравлической вегви. или же прижаты распорками к боковым поверхностям нижних сливных стержней при выходе из паза, а в машинах с полным водяным охлаждением — в сливных шлангах каждого из стержней вне обмотки. Основное назначение этих термоп ре образователен сопротивления — контролировать равномерность распределе­ ния дистиллята по отдельным стержням обмотхи и отсутствие их закупорки.

У генераторов с непосредственным водяным охлаждением тврмопреобраэователи сопротивления, измеря­ ющие температуру стали, закладывают на дно паза.

Сопротивление гермопреобраэоеателей сопротивления следует измерять одинарным мостом класса точ­ ности не ниже 0.5.

Во время испытаний следует также фиксировать показания щитовых погометров или автоматических реги­ стрирующих устройств.

Мостом следует измерять сопротивления всех термол ре образователен сопротивления, заложенных в гене­ раторе. независимо от тога, подключены они к эксплуатационной системе теллоконтроля или нет.

При измерении мостом переключатель эксплуатационной системы должен быть установлен в такое поло­ жение. при котором все измеряемые термолреобраэоеатели сопротивления были бы отключены. При наличии самопишущих приборов это требование трудно выполнить. В таком случае следует иметь в виду, что измерение

56

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

сопротивления мостом можно проводить лишь в то время, когда термопреобраэователь сопротивления не под­ ключен к системе теопоконтроля.

У генераторе» большой мощности с водяным охлаждением *в* статор заложено большое число тврмопреоб- рзэователей сопротивления. Поскольку измерение их сопротивления мостом проводят в последние часы опытов каждые полчаса, использовать для этого щупы неудобно. Рекомендуется использовать для этой цели многоканагъ- ные перекгочатели. которые подключают к сборке термоп ре образователен сопротивления на все время испыта­ ний. Перед испытаниями контактная система этих переключателей должна быть тщательно проверена, а сопро­ тивления соединительных концов {включая контакты переключателя) измерены заново.

Переключатели должны быть подключены таким образом, чтобы не вносить искажения в показания эксплу­ атационной системы теппоконтроля.

При наличии хорошо налаженных самопишущих электронных мостов или автоматизированной системы кон­ троля класса точности не ниже 0.5 допускается контроль теплового состояния генератора при испытаниях произ­ водить по этим приборам. При этом перед испытаниями должна быть выполнена проверка точности показаний указанных приборов.

Превышение температуры по заложенному термопреобраэоаагелю сопротивления определяют по той же формуле, что и превышение температуры обмотки ротора.

Поскольку термопреобразователи сопротивления, используемые в генераторах, имеют стандартное номи­ нальное сопротивление при 0 \*С. указанная формула может быть упрощена. Для термопреобраэователей сопро­ тивления. изготовленных по ГОСТ 6651. номинальное сопротивление при 0 \*С составляет 50 Ом. а для термопре­ обраэователей, изготовленных ранее. — 53 Ом.

Формулы для расчета соответственно будут иметь вид:

Ль = 4.7*(г,* - 50) - и0; <Д.2)

^ = 4.44^-53)-^. (Д-3)

где значения ггполучены вовремя опытов.за вычетом сопротивления соединительных проводов. Последнее пред­ ставляет собой сумму сопротивлений соедикигвгъных проводов внутри генератора и вне его.

Упрощенная формула значительно облегчает обработку полученных данных, не влияя существенным об­ разом на точность полученных результатов.

Д.4.6 Температуру входящего в генератор и выходящего из него газа измеряют по всем установленным на генераторе термометрам и термопреобраэователям. Заранее на остановленном генераторе следует осмотреть места установки термометров и термопреобраэователей и убедиться в том. что они расположены в потоке газа, температура которого контролируется. Можно (дополнительно к Д.4,3) проверить правильность показаний термо- преобразователей сопротивления, установив 8 непосредственной близости от них контрольные термометры рас­ ширения и сверив затем их показания.

Сопротивления гермопреобразователей сопротивления измеряют гак же. как это указано в Д.4,3. За расчетную температуру холодного газа должна быть принята:

* для генераторов, у которых охладители установлены вне генератора (в камерах холодного газа) — темпе­ ратура газа на входе в генератор:
* для генераторов, у которых охладители встроены в корпус. — температура газа на выходе из охладителей.

Во всех случаях должно быть определено среднее значение из показаний всех термометров расширения

и термопреобраэователей. измеряющих температуру холодного газа, если только эти показания расходятся не более чем на 2 — 4\*С.

За температуру нагретого газа, выходящего из генераторе, принимают среднее из показаний всех термометров расширения и термопреобраэователей, установленных 8 камерах горячего газа или на входе в охладители.

Особо важное значение имеет измерение температуры нагретого газа на выходе из обмотки статора для генераторов с непосредственным тазовым ее охлаждением.

Температура газа, выходящего из колпачков обмотки статора, в значительной степени характеризует нагре­ вание обмотки. Это также относится к температуре таза, выходящего из сердечника статора с аксиальной системой охлаждения. Оба эти значения температуры нормтруюг и на них обращают особое внимание при эксплуатации генератора. Поэтому необходимо тщательно проверять исправность и правильность установки термопреобраэова- телей сопротивления, измеряющих температуру газа, выходящего из обмотки и сердечника.

У генераторов с непосредственным охлаждением при наличии компрессора определяют также температуру до и после него и температуру газа, поступающего для охлаждения обмотки ротора (на перепускных участках).

Д.4.7 Для измерения температуры охлаждающей жидкости, входящей и выходящей из обмоток статоре и ротора, дополнительно к стационарным термопреобраэователям сопротивления следует устанавливать контроль­ ные термометры расширения с ценой деления 0.1 \*С. Карманы, в которые устанавливают термометры, должны обеспечивать возможность заливки их маслом и погружения рабочей части термометра не менее чем на 2/3 диа­ метра трубопровода.

Д.4.8 Температура воды, входящей и выходящей из воздухоохладителей, измеряется термометрами расши­ рения. устанавливаемыми в карманы, вваренные в трубы и заполненные маслом. Карманы следует устанавливать так же. как указано в Д.4.7. Температуру входящей в охладитель воды допускается измерять на общем водоводе

57

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

непосредственно перед разветвлением его по охладителям. Температуру выходящей из охладителей воды следу­ ет измерять в непосредственной близости от каждого охладителя, используя термометры с ценой деления 0.1 \*С.

Д.4.9 Расход воды через воздухоохладители и дистиллята через обмотки, сердечник и другие конструктив­ ные части следует измерять с помощью сужающих устройств (диафрагм) по перепаду давления.

Измерительные диафрагмы следует устанавливать на напорных трубопроводах охлаждающей воды каждого охладителя. При отсутствии на трубопроводах отдельных охладителей участков, имеющих достаточную для уста­ новки диафрагм дгмку, можно измерять расход на общем напорном трубопроводе.

Перепад давления на диафрагме измеряют U-обрззными дифференциальными манометрами. Для их за­ ливки можно применять легкие жидкости, не смешивающиеся с водой (например, тетрабромэтан. бромоформ. четыреххлористый углерод и др.). в зависимости от наблюдаемого перепада давления.

Расход дистиллята через обмогхи. сердечник и другие конструктивные элементы определяют по станционным расходометрам. В случае необходимости могут быть установлены дополнительные измерительные диафрагмы.

Д.4.10 Регутроеочнью характеристики, номинальный и наибольший токи возбуждения следует определять

в соответствии с требованиями ГОСТ 10169.

Д.4.10.1 Регулировочные характеристики, представляющие собой зависимости тока возбуждения от тока якоря, следует определять при неизменных напряжении, коэффициенте мощности и частоте вращения методом непосредственной нагрузки. Допускается определять регулировочные характеристики методом графического по­ строения.

Д.4.10.2 Номинальный ток возбуждения следует определять из регулировочной характеристики, снятой при номинальных мощности, напряжении, коэффициенте мощности и частоте сети. Если при снятт этой характе­ ристики напряжение сети отклонялось от номинального не более чем на ± 5%. можно строить зависимость тока возбуждения от кажущейся мощности и определять значение номинального тока возбуждения для номинальной кажущейся мощности. Номинальный ток возбуждения можно также определять и графоаналитическим спосо­ бом по диаграмме. Для определения расчетного индуктивного сопротивления хр е соответствии с требованиями ГОСТ 10169 используют характеристики холостого хода и короткого замыкания и точку нагрузочной характеристи­

ки. снятой при cos ip = 0 и токе возбуждения, близком к номинальному. Допускается определять хр методом после- довагегъното приближения. Для этого, задавшись хр=0,85хй, строят диаграмму для одной из опытных точек регули­ ровочной характеристики, из которой определяют расчетный ток ротора и сопоставляют с опытным значением тока ротора. Если расхождение велико, то значение хр корректируют и опять строят диаграмму для этой же опытной точки регулировочной характеристики. Построение повторяют до тех пор. пока не будет получено хорошее совла­ дение расчетного и опытного значений тока ротора. Конечное значение хр принимают за расчетное, и его можно использовать для определения номинального и наибогъшего токов ротора, полученных при следующих условиях:

-U=UH0M;/ = /H0H;

*■U* = 0.95/^:

*-U =* 0,954^; /«1.05^

Наибольший ток возбуждения можно определять как опытным, так и графоаналитическим способом.

Для большинства гидрогенераторов наибольший ток возбуждения соответствует условию *U* = 1 .05U . Д.4.10.3 Превышение температуры обмотки следует определять как для номинального, так и для наиболь­

шего тока возбуждения, полученного при отклонении напряжения на ± 5 % номинального.

Д.5 Требования к режиму при проведении испытаний на нагревание

Д.5.1 При проведении каждого опыга должны выполняться следующие требования:

а) заданная нагрузка, температура охлаждающих сред на входе в генератор, расход охлаждающей жидкости (для генераторов с жидкостным охлаждением) должны выдерживаться постоянными на протяжении всего опыте до тех пор. пока не будут достигнуты установившиеся превышения температуры всех честей генератора. Темпера­ тура считается установившейся, если изменение ее в течение часа не больше 1 \*С.

Время, в течение которого температура достигает установившегося значения, составляет ориентировочно:

1) для генераторов с косвенным охлаждением — от 6 до 8 ч;

2} для генераторов с непосредственным охлаждением — от 4 до 5 ч;

б) в течение последних 2—3 ч опыта режим должен поддерживаться таким образом, чтобы отклонение зна­ чений основных измеряемых величин от установленных было не более:

1} напряжение статора................................................................................................................................................ ± 2.0 %:

2) ток статора.................................................................................................................................................................± 3 %

3) ток возбуждения..................................................................................................................................................... ± 1.5 %

4) частота вращения................................................................................................................................................... ± 1.0 %

5) частота тока............................................................................................................................................................± 1.0 %

6) температура охлаждающего газа........................................................................................................................... ± 1.0 \*С

7) температура охлаждающей жидкости.....................................................................................................................10.5 \*С

8) давление газа................................................................................................................................................... *±* 0.01 МПа

9) расход охлаждающей жидкости................................................................................................................................i 10 %.

58

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Испытание может быть начато как с практически холодного, так и с нагретого состояния машины. Для со­ кращения продолжительности испытания допускается кратковременно перегрузить генератор в начале испытания, насколько это допустимо из соображен»! ее механической и электрической прочности.

В некоторых случаях при сильных колебаниях напряжения 8 сети следует на время испытаний отключать регулятор возбуждения:

в) рекомендуется проводить испытания при температуре охлаждающего воздуха на входе в генератор, близ­ кой к номинальной (от 35 \*С до 40 \*С). При питании воздухоохладителей водой по замкнутому циклу (эта система принята для многих крупных гидрогенераторов) и при наличии рециркуляции нагретой воды это условие легко вы­ полнимо. У генераторов со встроенными воздухоохладителями следует перед испытаниями отрегулировать значе­ ния температуры газа, выходящего из каждого воздухоохладителя, так, чтобы они были практически одинаковыми (не отличались друг от друга более чем на 1\* — 2 \*С. Для этого используют показания гермопреобразователей сопротивления, установленных на выходе газа из охладителей.

При отсутствии указанных тер мол ре образователен для воздухоохладителей, не имеющих заглушенных тру­ бок. можно таким же образом регулировать температуру не холодного газа, а выходящей из воздухоохладителей нагретой еоды. Разница в значениях температуры воды, выходящей из отдельных воздухоохладителей, не должна превышать 1'С. Расходы воды через воздухоохладители следует регулировать задвижками на сливе при полно­ стью открытых входных задвижках:

г) у машин с водяным охлаждением испытания следует проводить при номинальной температуре охлаждаю\* щего дистиллята (обычно не выше плюс 45 \*С) и при номинальном расходе дистиллята.

Удельное сопротивление дистиллята не оказывает существенного влияния на тепловое состояние генерато­ ра. однако запрещается проводить испытания при значении сопротивления, меньшем 100 кОм-см;

д) испытания следует проводить при напряжении статора, близком к номинальному. Во время отдельных опытов отклонения средних значений напряжения не должны превышать 3 % — 5 % номинального:

е) исгытания следует проводить при коэффициенте мощности, близком к номинальному. Допускаются от­ клонения от плюс 0.05 до минус 0.15:

ж) все измеряемые величины записываются в начале режима через час. а в последние два часа режима — не реже чем через полчаса:

и) при невозможности поддержания температуры охлаждающего газа или жидкости близкой к номинальной допускается проводить испытания при температуре охлаждающих сред, реально достижимой на месте испытаний. Однако температура газообразной среды должна быть не ниже 10 \*С. а температура кошкой охлаждающей среды, применяемой как для непосредственного, так и для косвенного охлаждения. — не ниже точки росы при данном давлении газообразной охлаждающей среды. При нескольких видах охлаждающих сред (газ. вода) разность их температур на входе в машину должна быть не более 10 \*С.

Д.6 Обработка результатов испытаний

Д.6.1 За последний час каждого опыга необходимо подсчитать средние значения всех измеренных величин, вы­ числить среднюю температуру холодного газа (согласно Д.4.6). определить установившиеся превышения температуры отдельных частей генератора над температурой охлаждающей их среды (холодного газа или охлаждающей жидкости).

После этого должны быть построены кривые нагрева — зависимости установившихся превышений темпера­ туры от квадрата тока (статора или ротора).

Для всех генераторов с косвенным охлаждением должны быть построены кривые нагрева обмотки статора и стали статора по всем заложенным термопреобраэователям сопротивления и обмотки ротора (по средней ев температуре). Особо выделяют кривые нагрева по наиболее нагретому термопреобраэовагвлю сопротивления, заложенному между стержнями, и наиболее нагретому термопреобраэовагвлю сопротивления, заложенному на дно паза (их строят обычно на отдельном графике).

Для генераторов с непосредсгвенньм жидкостным охлаждением должны быть построены те же кривые зави­ симости. в также кривые зависимости разности температур входящей и выходящей охлаждающей жидкости от ква­ драта тока статора (и ротора при водяном охлаждении последнего). Кроме того, должны быть построены кривые зависимости превышения температуры по наиболее нагретому термопреобразователю сопротивления, контроли­ рующему обмотку статора, над температурой входящей в обмотку охлаждающей жидкости от квадрата тока ста­ тора. Строить кривые нагрева для всех заложенных термопреобразователей сопротивления нет необходимости, достаточно сравнить между собой значения температуры наиболее и наименее нагретых термопреобразовзтелей сопротивления, полученные во время опыта с номинагъной {или близкой к ней) нагрузкой.

Кривые зависимости превышения температуры от квадрата тока для большинства генераторов могут быть с достаточной степенью точности представлены в виде прямых в интервалах от 0.6 *1„шНОЫ* до номинального для тока статора и от 0.4 до номинального для тока возбуждения. Необходимо учитывать, что для роторов с самовен- тилируемой обмоткой {непосредственное охлаждение) эта зависимость отклоняется от линейной.

Если опыты проводились при токах статора и ротора меньших номинальных, кривые могут быть экстраполи­ рованы до номинальных значений токов при условии, что наибольшие токи при опытах составляли не менее 90% номинальных.

При значительном разбросе точек, полученных при различных опытах, следует повторить опыты (полностью или частично).

59

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Целесообразно строить дополнительно к Ли ■ ((ф кривые зависимости превышения температуры обмотки ротора от потерь возбуждения До = Л[Р,). так как при этом учитывается влитие общего уровня нагрева на сопро­ тивление обмотки ротора.

В тех случаях, когда температура холодного газа при проведении отдвгъных опытов была различной или значительно отличалась от номинальной, построение кривых нагрева обмотки ротора в зависимости от потерь является обязательным.

Пересчитав зависимость Ди = I*\Pfl* в зависимость До = f{ф при номинальном или другом заданном постоян­ ном значении строят кривую зависимости превышения температуры обмотки ротора от квадрата тока возбуж­ дения для номинальной (или любой другой) температуры холодного газа.

Д.6.2 По кривым нагрева определяют наибольшие значения температуры обмоток статора и возбуждения и активной стали статора, а для генераторов с непосредственным охлаждением — также и температуры охлаж­ дающей среды на выходе из обмоток и стали при номинальных нагрузке, коэффициенте мощности, напряжении, температуре охлаждающих сред, давлении и чистоте водорода.

Поскольку в обмотках с непосредственным жидкостным охлаждением перепад температуры от меда к ох­ лаждающей жидкости очень мал. температура жидкости, шкодящей из обмотки, может быть принята за среднюю температуру стержней в месте выхода жидкости.

Если наибольшие значения температуры, определенные по кривым нагрева, лежат в пределах, допустимых по стандартам для данного класса изоляции и системы охлаждения генератора, они (с округлением до +5 \*С) при­ нимаются зз наибольшие допустимые в эксплуатации. Если полученные по кривым нагревания значения темпера­ туры оказываются выше допустимых по стандартам, нагрузка генератора должна быть снижена до значения, при котором нагревание не будет превышать допустимого по стандартам.

Наибольшая допустимая в эксплуатации температура (с округлением до +5 \*С) указывается в местной ин­ струкции по эксплуатации генератора.

У генератора с жидкостным охлаждоыем определяют также температуру и разницу температур между пока­ заниями наиболее и наименее нафетых термолреобразователей сопротивления, контролирующих обмотку статора.

В случав, если указанные температуры или их разности оказываются выше, чем указанные заеодом-иэго- говигвпем или установленные опытом эксплуатации для дажого типа генератора, необходимо принять меры для выяснения причин повышенного нагревания.

Д.6.3 У генераторе» с косвенным и непосредственным охлаждением разность значений температуры выхо­ дящего и входящего охлаждающего воздуха (определенная при номинальном токе) характеризует уровень отводи­ мых газом потерь генератора и состояние системы его охлаждения и не нормируется (используется для сравнения при последующих контрольных испытаниях на нагревание).

Д.6.4 Карту допустимых нагрузок генератора составляют на основе кривых нагревания. Исходными услови­ ями при ее составлении являются:

- сохранение полной мощности (номинальной или максимально длительной) при отклонении напряжения на

± 5 % от номинального.

При работе генератора с номинальной и максимальной длительной нагрузками и напряжением, отличаю­ щимся от номинального на ± 5 %. дополнительное повышение температуры отдельных частей генератора и охлаж­ дающей среды считается допустимым, хотя значение его не нормируется.

* увеличение мощности генераторов при снижении температуры охлаждающего газа и уменьшение мощно­ сти при повышении его температуры.

Токи статора определяются и приводятся соответственно при трех значениях напряжения: *U*

* 1. U . При необходимости могут быть указаны и промежуточные значения.

В карте нагрузок приводят два значения тока ротора — номинальное и наибольшее.

н\_о\_м; 0.95U

но\_ми

Для гидрогенераторов с длиной активной стали до 2 м увеличение мощности разрешается при снижении температуры холодного газа в пределах 20 \*С (первая группа), а для турбогенераторов мощностью 25 МВт и более и гидрогенераторов с длиной активной стали более 2 м — в пределах 10 \*С (вторая группа).

При большем снижении температуры охлаждающего газа дальнейшее увеличение мощности и соответству­ ющих ей токов статора и ротора не допускается.

Увеличение токов статора не должно превосходить 15 % номинального значения для генераторов первой группы и 10 % номинального для генераторов второй группы во всем диапазоне допустимых отклонений напряже­ ния до ± 5 % от номинального.

Для генераторов с водяным охлаждением обмотки статора увеличение мощности при снижении темпера­ туры охлаждающего воздуха не разрешается, однако при повышении температуры охлаждающего газа требуется снижение мощности.

В карте нагрузок следует приводить допустимые токи в обмотках статора и ротора для интервалов темпе­

ратуры величиной не более 5 \*С. Допустимый ток определяют для наибольшего значения температуры данного интервала.

В режимах работы генераторов с высокими значениями коэффициентов мощности и при недовозбуждении в дополнение к карте нагрузок могут появиться дооолнигвгъные ограничения по условиям нагрева концевых зон стагора и обеспечения устойчивости. Эти ограничения установлены в заводской инструкции или в директивных документах, а при их отсутствии — на основании специальных испытаний на нагревание.

60

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Д.6.5 Порядок составления карты нагрузок для генераторов с воздушным и жидкостным охлаждением (кос­ венным и непосредственным) следующий:

• по регулировочной характеристже и по диаграммам определяют номинальный и наибольший токи ротора:

* + - по кривым нагрева находят наибольшие наблюдаемые в эксплуатации температуры обмоток статора и ротора, стали статора, а для генераторов с непосредственным охлаждением — температуры охлаждающего газа на выходе из обмоток и стали:

• по кривым нагрева определяют допустимые токи, исходя из постоянства наибольших наблюдаемых в экс­ плуатации температур, отдельно для ротора и для статора. Для статора используется га из кривых нагрева (об­ мотки стали, газа на выходах из обмотки и стали), которая при номинальном токе статора показывает наибольшую температуру по отношению к допустимой.

Для определения допустимых токов возбуждения следует использовать кривую нагревания Ли = так как

в ней учтено влияние температуры охлаждающего газа на общее нагревание обмотки. Исходя из постоянства наи­ большей в эксплуатации температуры, определяют для верхнего предела каждого интервала температуры холод­ ного газа допустимые Лиг и соответствующие потери на возбуждение *Pf* Допустимый ток возбуждения определяют по формуле

 (Д.4)

где г/— сопротивление обмотки ротора при каибогыдой наблюдаемой в эксплуатации температуре. Ом.

Если наибольшие наблюдаемые в эксплуатации температуры обмоток статора и ротора превышают допу­ стимые для данного типа генератора, токи должны быть ограничены до значений, при которых температуры не превысят допустимых.

Д.6.6 Порядок составления карты нагрузок для генератора с непосредственным водяным охлаждением об­ мотки статора следующий.

При повышении температуры охлаждающего газа у этих генераторов увеличивается нагрев стали статора и обмотки ротора, а нагрев обмотки статора, охлаждаемой непосредственно водой, меняется незначительно.

При использовании в качестве исходной для составления карты нагрузок кривой нагрева стали статора огра­ ничения тока статора получают неоправданно большими из-за пологости этой кривой.

В то же время сердечники большинства гидрогенераторов имеют тепловые запасы. Поэтому за исходную

для составления карты нагрузок принимают кривую нагрева обмотки ротора. Для полученных из этой кривой до­ пустимых значений тока ротора определяют по регулировочной характеристике допустимые токи статора. Полу­ ченные таким образом значения токов статора будут превышать те. которые можно было бы определить, исходя из кривой нагрева стали статора: соответственно и температуры стали при этих значениях токов будут несколько выше, чем наибольшая наблюдаемая а эксплуатации температура, определенная для номинального режима. По­ лученные значения температур не должны превышать допустимые для данного типа генератора. Карты нагрузок составляют следующим образом:

* по регулировочной характеристике и построенным диаграммам определяют номинальный и наибольший токи ротора;
* по кривой нагрева обмотки ротора находят наибогъшие наблюдаемые в эксплуатации температуры обмот­ ки ротора для номинального и наибольшего токов ротора;
* исходя из постоянства наибольшей наблюдаемой температуры обмотки ротора по кривой его нагрева опре­ деляют допустимые токи ротора для интервала температуры холодного газа не более 5 \*С (от 40 "С до 55 \*С);
* по регулировочной характеристике находят токи статора, соответствующие полученным токам ротора;
* по кривым нагрева сердечника статора проверяют, не превышают ли температуры, соответствующие полу­ ченным токам статора, предельно допустимые для данного генератора. Если указанные температуры превышают предельно допустимые, необходимо ограничить токи статора до значений, при которых допустимая температура сердечника не будет превышена:
* подсчитывают допустимые токи статора при изменении напряжения на ± 5 % *У^,.*

Д.7 Порядок составления отчетности по материалам испытаний

Д.7.1 Материалы обработки результатов испытаний и составляемая отчетность должны быть точными, пол­ ными. наглядными, возможными для безошибочного использования в последующий период.

В отчетность должны быть включены:

а) паспортные и конструктивные данные гидрогенератора:

б) результаты измерения сопротивления обмотки ротора в холодном состоянии, включая результаты преды­ дущих измерений — заводских и эксплуатационных;

а) данные о термолреобраэоаателях сопротивления — маркировка, места установки (желательно схематиче­ ское изображение), сопротивления в холодном оосгоянии. сопротивления соединительных проводов и изоляции;

г) сводные таблицы средних значений измерений (за последний час каждого опыта):

1. электрических величин (по контрольным и щитовым приборам);
2. температур и расхода охлаждающей воды, охлаждающего газа (холодных и нагретых), давления воды (жидкости) на входе и выходе из обмотки:

61

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

3} превышений температуры по всем термопреобразователям сопротивления, заложенным в пазах статора, над температурой охлаждающего газа, а для обмоток, охлаждаемых жидкостью. — над температурой этой жидко­ сти на входе (по данным измерений мостом, логометром или автоматическим регистратором температур);

4) превышения температуры обмотки ротора над температурой холодного газа (или над холодным дистилля­ том для роторов с водяным охлаждением);

д) кривые зависимости превышения температуры обмотки ротора от потерь возбуждения и от квадрата тока ротора;

е) кривые зависимости превышения температуры от квадрата тока статора для:

1} наиболее нагретых термопреобразователей сопротивления, заложенных на дно паза, между стержнями, под клиньями или на боковой поверхности стержней обмотки статора;

2} газа, выходящего из колпачков обмотки статора и стали статора (для генераторов с аксиальной системой охлаждения):

3} жидкости, выходящей из обмотки статора и ротора и охладителей сердечника статора (для генераторов с жидкостным охлаждением):

ж) кривые распределения температуры обмотки и стали статора вдоль паза (для генераторов, имеющих три и более термопреобразователей сопротивления, расположенных по длине паза);

и) кривые распределения температуры по окружности статора;

к) разность значений температуры, измеренной по наиболее и наименее нагретым термопреобраэователям сопротивления, заложенным под клинья или на боковой поверхности стержней обмотки статора, при номинальном режиме работы генератора (для генераторов с водяным охлаждением обмотки статора);

л) регулировочная характеристика и данные по определению номинального и наибольшего тока возбуж­ дения при отклонении напряжения и тока статора на 5% от номинальных значений (желательно привести также характеристики холостого хода и короткого замыкания);

м) данные о наибольших допустимых в эксплуатации температур активных частей генератора: н) карты допустимых нагрузок генератора:

п) выводы и предложения.

При необходимости в отчет могут быть включены сведения о реконструкциях, ремонтах и данные предыду­ щих испытаний.

При контрольных испытаниях допустимо составлять лишь протокол с результатами сопоставления.

Д.8 Оценка состояния гидрогенератора по результатам испытаний

Д.8.1 По результатам испытаний определяют соответствие характеристик нагревания испытанного гидроге­ нератора стандартам или техническим условиям на поставку. Гидрогенератор соответствует условиям поставки, если значение температуры или превышение температуры его активных частей при номинальных токах не больше тех значений, которые указаны в стандартах или технических условиях.

Если температура или превышение температуры при номинальном режиме работы выше, чем предусмотре­ но стандартом, необходимо провести специальные испытания (с установкой дополнительных датчиков температу­ ры) для выяснения и устранения причин повышенного нагревания.

До устранения причин повышенного нагревания вводят ограничение значения токовой нагрузки гидрогенера­ тора. исходя из условий нелрввышвкия допустимой температуры или превышения температуры (см. методические указания (8)).

62

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Приложение Е (обязательное)

##### Методика измерения уровня частичных разрядов в обмотке статора гидрогенератора

Е.1 Введение

В процессе эксплуатации изоляция обмоток статоров гидрогенераторов подвергается электрическому, те­ пловому. механическому и химическому воздействиям, вследствие чего происходит ее постепенное разрушение. В толще корпусной изоляции стержней (катушек) образуются пустоты и расслоения, на ее внешней и внутренней поверхностях — локальные истирания и каверны, происходит проникновение турбинного масла и воды. Если ги­ дрогенератор выработал свой нормативный ресурс, технический менеджмент должен принимать решение о прод­ лении срока его эксплуатации или о его замене, которая не всегда технически и экономически целесообразна

Для обоснованного принятия решения о возможности продления срока службы или о необходимости замены гидрогенераторов требуется квалифицированная оценка их технического состояния, в частности оценка состояния изоляции.

Надежным методом оценки ухудшения структуры изоляции обмоток статоров гидрогенераторов и высоко­ вольтных электродвигателей является метод измерения ЧР. интенсивность которых возрастает по мере старения изоляции. По многочисленным практическим данным интенсивность ЧР в изношенной изоляции в 10 раз и более превышает интенсивность ЧР в изоляции хорошего состояния. Такой метод успешно применяется более 20 лет.

Для оценки состояния изоляции наиболее информативным является измерение ЧР в каждом стержне (ка­ тушке) обмотки, поскольку это позволяет не только оценить общее ухудшение состояния изоляции, но и выявить наиболее изношенные стержни и при необходимости заменить их новыми.

Е.2 Описание метода измерения ЧР

Суть метода состоит в измерении ЧР по пазам статора гидрогенератора, остановленного для ремонта, при этом вывод ротора не обязателен. На обмотку статора пофазно подается от постороннего источника напряжение частоты 50 Гц. величиной не болев 11ф. Для измерений используют два датчика, которые устанавливают по концам каждого проверяемого пазе и вследствие дифференциальной схемы включения их приемных катушек реагируют только на ток ЧР в изоляции стержней данного паза.

Измерения проездят дав оператора, один из которых, находясь в расточке статора или на ободе ротора, устанавливает датчики на пазы, а второй — руководитель работ фиксирует показания измерительной аппаратуры и наблюдает на экране осциллографа характеристики ЧР Опытный оператор по осциллограммам может опреде­ лить природу ЧР. т.е. разрядный промежуток, который они пробивают, изоляция-изоляция, изоляция-металл, попу- проводящее покрытие-металл, металл-металл. Метод позволяет также определить местонахождение ЧР Для этого один из дагчикое передвигается вдоль паза — а момент прохождения его над местом ЧР показания аппаратуры скачком снижаются до нуля.

Для ЧР в полостях корпусной изоляции (промежуток изоляция-изоляция игы изоляция-медь) критерием опас­ ного состояния является величина показаний измеригвгъного прибора Е > 150 мкВ/м. Наличие ЧР такой удель­ ной интенсивности означает, что произошло сильное расслоение изоляции или ев отслоение от меди, при этом электрическая и механическая прочность изоляции существенно снизились, ухудшилась теплоотдача меди. Кроме того, токоеедушая часть получила возможность вибрировать с резонансной частотой 100 Гц. Установленный кри­ терий получен на основе опытных данных.

ЧР в промежутке полупроводящее покрытие — металл означают или отслоение от моди. регулирующей попе подложки под корпусной изоляцией, или ослабление крепления стержня в пазу. В первом случае происходит раз­ рушение полупроводящей подложки, рост напряженности поля на углах меди и увеличение вероятности пробоя изоляции. Во втором случае неизбежно возникновение пазового разряда большой мощности, повреждение этим разрядом изоляции, механическое повреждение изоляции и меди (истиранив, трещины, излом) вследствие боль­ шой амплитуды вибрации.

ЧР в промежутке металл — металл может означать нарушение паяных и болтовых соединений токоведущих частей обмотки статора и выводных шин. нарушение контакта между регулирующими поле фольговыми подлож­ ками и медью.

Кроме перечисленных дефектов. ЧР могут сопровождать и другие дефекты, например, трещины в проход­ ных изоляторах, глубокие истирания изоляции лобовых частей, сильное поверхностное загрязнение или увлажне­ ние изоляции лобовых частей, опорных и проходных изоляторов генераторного напряжения.

Измерение 4R и особенно интерпретация результатов измерений, требуют высокой квалификации и боль­ шого практического опыта в этой области, такую работу могут проводить специализированные организации или специально обученные работники электростанций.

63

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Е.З Организация и техника безопасности проведения измерений ЧР

Измерения проводятся при подаче на обмотху статора высокого, не менее 6 кВ. напряжения от постороннего источника. Допуск к работе должен осуществляться по наряду. Измерения ЧР желательно проводить сразу после высоковольтных испытаний изоляции обмотки статора, поскольку схема подачи напряжения для измерений полно­ стью соответствует схеме испытаний. Под руководством производителя работ собирают схему измерений, по его команде выполняют все операции по подаче и снятию высокого напряжения, установку датчиков на пазы статора, другие необходимые операции.

Датчики в гидрогенераторах устанавливают с помощью изолирующих штанг. В генераторах большой мощ­ ности с большим диаметром расточки допускаются размещение операторов в расточке и установка датчиков на пазы руками. При этом используют средства защиты — диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики и каски. Вход и выход операторов из расточки разрешается только при снятом напряжении и заземленном высоко­ вольтном выводе испытательного трансформатора. Находящиеся в расточке операторы не подвергаются опасно­ сти поражения током даже при пробое изоляции во время измерений, хотя такой пробой маловероятен, поскольку перед измерениями изоляция испытывается напряжением не ниже 2.6 С/ф. Операторы находятся на массивном заземленном сердечнике статора с удельным активным сопротивлением 0.1—0.2 Ом-мм2/м. при этом ток пробоя ограничивается репейной защитой испытательной установки и не может превышать 5 А по высокой стороне по условиям не возникновения дуги и повреждения активной стали. Таким образом, на длине расточки 1 м разность потенциалов активной составляющей тока не может превысить 10 В. Благоприятным фактором является также то. что ток от места пробоя изоляции распространяется вдоль листов активной стали к стяжным призмам и на поверх­ ность расточки не выходит.

64

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Приложение Ж (обязательное)

##### Методика измерения уровня частичных разрядов в обмотке статора гидрогенератора

под нагрузкой

Ж.1 Введение

Частичные разряды, искрения и ткродуги е гидрогенераторах сопровождают большинство дефектов изо­ ляции и токоввдущих частей. Зачастую эти дефекты развиваются быстро и могут привести к аварии гидрогенера­ тора. поэтому непрерывный или достаточно частый периодический контроль разрядов, как дополнение к штатной релейной защите, необходим для генераторов большой мощности, авария которых влечет за собой значительный ущерб.

Ж.2 Описание аппаратуры

Аппаратура состоит из датчика, измерительного прибора, кабелей присоединения датчика к прибору, про­ водов передачи сигнала на панели управления (главного или блочного щитов управления). Схема подключения аппаратуры показана на рисунке Ж.1.

К пмалм утфаеганин

ОбЬктш

~~{ЛВ~~Т~~ЦЖ~~

**~~A~~**

Датчик

Имаритапьный

Рисунок Ж.1 — Схема подключения аппаратуры

От места возникновения разряда по обмотке статора распространяются импульсы напряжения *Ur* которые принимаются датчиком и обрабатываются измерительным прибором. Емкостно-индуктивный датчик подключают к нейтрали обмотки статора (место подключения определяется конструкцией нейтрали), датчик преобразует им­ пульсы напряжения *Uf* в затухающие колебания Е( с частотой от 50 до 70 кГц. Конденсатор датчика служит для отстройки от рабочего напряжения: измерительным элементом является импульсный трансформатор, первичная обмотка которого включена последовательно с конденсатором. Измерительный прибор устанавливают в удобном для эксплуатации месте • укрепляется на «стакане» корпуса гидрогенератора, устанавливается в помещении се- риесного трансформатора, на блочном или главном щите управления. Датчик к прибору подключают экранирован­ ным симметричным кабелем.

Датчик подключают непосредственно к токоведущим частям нейтрали обмотки статора, поэтому рабочее напряжение его конденсатора должно быть на ниже максимально возможного перенапряжения. С учетом пере­ ходного процесса максимагъное перенапряжение в ней грани не превышает 31/ф при однофазном замыкании на линейном выводе. Величину емкости конденсатора выбирают с таким расчетом, чтобы не влиять на работу репей­ ной защиты от однофазных замыканий 8 обмотхе статора, и лежит она обычно в пределах от 1000 до 2000 пФ. Ве­ личина индухтивности первичной обмотки импульсного трансформатора ориентировочно принимает значения от

0.01 до 0.02 Гн. Измерительный элемент и. соответственно, вход измерительного прибора защищают стандартным защитным разрядником типа Р — 350 и нелинейным ограничителем перенапряжения.

Измерительный прибор представляет собой узкополосный милливольтметр среднего выпрямленного на­ пряжения сигнала датчика. Прибор имеет схему подавления систематической и случайной помехи, основу схе­ мы составляют стробирование и многократное интегрирование — сброс напряжения сигнала. Чувствительность прибора и уровень, на котором подавляется помеха, регулируются в зависимости от конкретных условий работы генератора. Показания прибора отображаются на четырехразрядном цифровом индикаторе. На передней панели прибора имеется светодиод, который загорается при величине сигнала выше критического значения. На выходе прибора имеется «сухой» контакт, посредством которого сигнал можно передавать на световое табло, звуковую или блинкврную сигнализацию на щите управления генератором. При этом можно использовать резервные цепи оперативной сигнализации.

Размеры и вес датчика ясны из их приведенных ранее характеристик. Измерительный прибор смонтирован в

статъном корпусе, ориентировочные размеры 15\*2040 см. вес — около 6 кг. питание от сети 220 В.

65

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Ж.З Работа аппаратуры

Аппаратуру устанавливают во время монтажа или ремонта гидрогенератора, в процессе установки выполня­ ют ее градуировку. После пуска гидрогенератора в течение нескольких дней отслеживают уровень помехи, ведут настройку схемы ее подавления и выбор оптимальной чувствительности измерительного прибора. Аппаратура сигнализирует о появлении дефекта тогда, когда величина сигнала датчика превышает выбранный уровень.

Аппаратура в настоящем испотении самостоятельно не определяет характер и местонахождение дефекта, однако ее показания могут быть связаны с показаниями других каналов контроля состояния гидрогенератора. Кро­ ме того, у каждого конкретного гидрогенератора имеются специфические слабости конструкции и. соответственно, наиболее вероятные дефекты. Например, если обмотка статора не уплотнена 8 пазах, то существует вероятность повышенной вибрации стержней и появления пазовых разрядов, которые будут зарегистрированы аппаратурой. Появление сигнала требует останова гидрогенератора в ближайшее время для внепланового обследования с це­ лью обнаружения и устранения дефекта.

66

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Приложение И (обязательное)

Методические указания по контролю состояния прессовки сердечника статора гидрогенератора

и ее восстановлению

И.1 Общие положения

Настоящее приложение составлено на основе накопленного за 16 лет опыта применения излагаемой ме­ тодики. с одновременным учетом опыта эксплуатации гидрогенераторов, на которых в этот период реализованы новые технологические решения: сборка статора «в кольцо\*, запе-ка крайних пакетов, применение стали с различ­ ным направлением проката листов, различная толщина сегментов. Применен индивидуальный подход к контролю состояния прессовки сердечника статора гидрогенераторов, на которых реализована система крепления активной стали без отжимных болтов с удлиненными нажимными пальцами, и принятию решений по результатам контро­ ля. Обобщены рекомендации по обеспечению плотности прессовки, составляемые заводами-изгоговителями и ремонтными предриятиями в индивидуальном порядке для каждого конкретного случая. Методические указания распространяются на вертикальные гидрогенераторы мощностью 10 МВт и выше.

И.2 Периодичность контроля состояния прессовки сердечника статора гидрогенераторов

В начальный период эксплуатации гидрогенератора после авода в эксплуатацию (3 — 5 лет), независимо от его конструктивного исполнения необходимо вести контроль плотности прессовки пакетов сердечника не реже одного раза в год.

В дальнейшем периодичность контроля должна быть установлена в зависимости от числа мест с ослабле­ нием зубцов.

Если во время каждой из проверок обнаруживается значительное ослабнете прессовки, требующее уста­ новки более 20 клиньев или «протезирования\* активной стали, то проверки должны быть ежегодными.

Если имеет место тенденция к стабигызации плотности прессовки (установка при очередном ремонте менее

20 клиньев толщиной до 1 мм и отсутствует необходимость «протезирования» активной стали), то проверки прово­ дятся с периодичностью 1 раз в 2 года.

При полной стабилизации прессовки сердечника (отсутствие необходимости установки клиньев) дальней­ шие проверки выполняют:

* на гидрогенераторах с запеченными крайними пакетами — 1 раз в б лет:
* на гидрогенераторах с незалеченными крайними пакетами — 1 раз в 3 — *А* года:
* на гидрогенераторах, имеющих систему крепления активной стали без отжимных болтов с удлиненньми нажимными пальцами — 1 раз в 2 года.

И.З Порядок контроля и восстановления прессовки пакетов сердечника статора гидрогенераторов

Контроль плотности прессовки на гидрогенераторах с традиционной системой хрепления сердечника нажим­ ными гребенками осуществляется в зубцовой зоне на 2 — 3 крайних пакетах в обоих горцах статора.

На гидрогенераторах, имеющих систему крепления активной стали без отжимных болтов с удлиненными нажимными пальцами, плотность прессовки контрогмруют по всей высоте сердечника как в зубцовой зоне, так и на спинке. На этих гидрогенераторах необходимо модернизировать систему крепления игы заменить сердечник, планируя выполнение этих работ в рамках технического перевооружения.

Для обеспечения доступа к зубцовой зоне на остановленном агрегате демонтируют перекрытия одного про­ лета верхней крестовины и соответствующие пропеты верхнего и нижнего воздухораоделяющих щитов, а также два-три полюса ротора. При последовательном проеороте роторе осуществляют осмотр и проверку плотности прессовки зубцов сердечника статора, а также обследуют состояние изоляции стержней на выходе из паза. Пакеты спинки сердечника обследуют со стороны камеры горячего воздуха из воздухоохладителей. В отдельных случаях может быть необходим демонтаж воздухоохладителей.

Особое внимание на гидрогенераторах с разъемным статором следует обращать на зоны стыковки секторов сердечника.

Плотность прессовки проверяют заостренным клиновидным ножом толщиной 1.5 мм. обычно применяемым завсдакы-изготовителями в процессе шихтовки сердечника. Ослабление прессовки зубца считается неэначигегъ- ным в том случае, если от усилия руки нож входит между листами активной стали на глубину не болев 5 мм. Если нож входит на глубину болев 5 мм, ослабление прессовки считается значительным. При этом значительное осла­ бление прессовки может быть как без выкрашивания, так и с выкрашиванием листов активной стали.

### Незначительное ослабление прессовки устраняют запрессовкой сгеклотекстолитовых клиньев СТЭФ (ри­

сунок И.2). Для этого необходимо расщепить металлической стамеской листы пакета с ослабленной прессовкой

67

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

на расстоянии от 10 до 15 мм от нажимного пальма и в образовавшуюся щель вставить клин из стеклотекстолита СТЭФ {рисунок И. 1. позиция *1).* предварительно промазав его по всем поверхностям лаком холодного отверждения или шеллачным лаком. Клинья запрессовывают до отказа ударами молотка. Одновременно необходимо следить за тем. чтобы при перекосах клин не повредил изоляцию стержней.

При разрезной конструкции зубца и ослаблении обоих лолузубцов клин мажет быть выполнен в двух вари­

антах:

* отдельные клинья, каждый шириной (рисунок И.1, позиция О. для каждого полуэубца;
* один общий клин шириной *А2* {рисунок И.1, позиция 2) для обоих лолузубцов при одинаковом ослаблении

их прессовки (если он не нарушает системы вентиляции).

При нерзэрезных крайних пакетах клин изготавливают для каждого зубца.

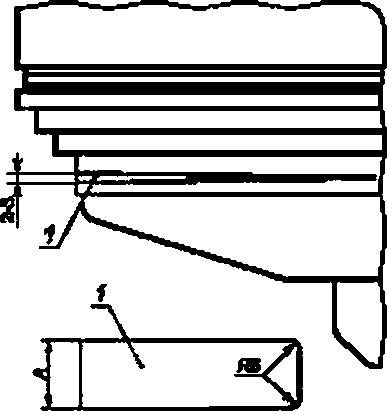
Ширина стекпотекстолитовых клиньев составляет 0.8 ширины зубца или полуэубца.

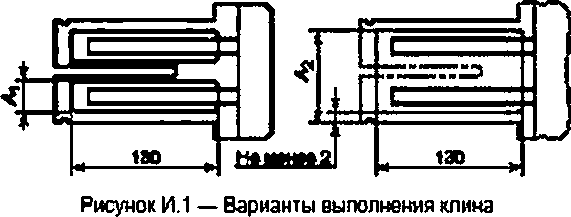
После установки клиньев проверяют прессовку указанным способом, причем допускается «закусывание» ножа не более чем на 3 мм.

Значительное ослабление прессовки без выкрашивания активной стали устраняют запрессовкой кткьев из немагнитной стали между пальцами нажимной гребенки и крайними пакетами (рисунок И.2). Вначале между листа­ ми активной cram прокладывают листовую слюду, промазанную шеллачным лаком или эпоксидным клеем (рису­ нок И.2, позиция ()• Размеры вставки слюды выбирают по месту. Далее ударами молотка запрессовывают клин из немагнитной стали Х18НОТ между нажимными пальцами нажимной гребенки и крайним пахетом активной стали (рисунок И.2. позиция 2). При запрессовке следует не допускать перекос клиньев, чтобы не повредить изоляцию стержней обмотки. Проводят осмотр системы крепления активной стали по всему периметру статора и в случае необходимости подтягивают гайки стяжных штлек с соответствующей регулировкой отжимных болтов. Плотность прессовки зубцов, на которых выполнили ремонт, проверяют заостренным ножом, как было описано ранее.

Установленные клинья приваривают к нажимным пальцам электродом диаметром 3 мм. При этом 8 целях предотвращения повреждения изоляции при сварке на стержни накладывают мокрый асбест толщиной 5 мм.

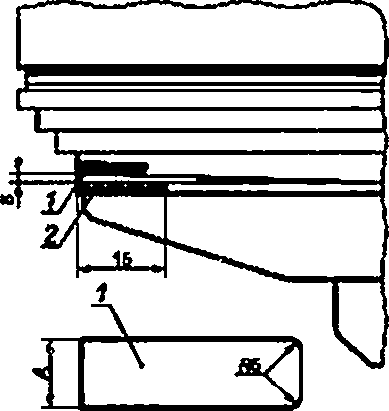
Для устранения значительного ослабления пресоовки с выкрашиванием активной стали, кроме уже перечис­ ленных мероприятий, выполняют «протезирование» активной стали (рисунок И.З). Постю гщагегъното удаления остатков активной стали и запиливания выступающих кромок выкрошенных листов в узкие щели устанавливают листовую слюду (рисунок И.З. позиция *1).* Затем по фактическому профилю разрушенного участка зубца устанав­ ливают спвциагъно изготовленную вставку — «протез» из стеклотекстолита СТЭФ (рисунок И.З. позиция *2).* Далее запрессовывают клин из немагнитной стали, конструкция которого должна исключить выпадание вставки в воздуш­ ный зазор (рисунок И.З. позиция 3).





68

ГОСТ Р 55260.2.2—2013



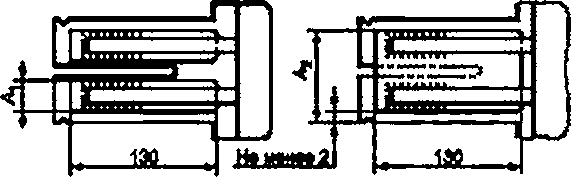
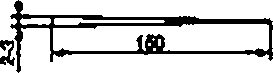


Рисунок И.2 — Запрессовка клиньев из немагнитной стали между пальцами нажимной гребенки

и крайними пакетами

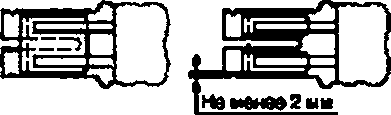
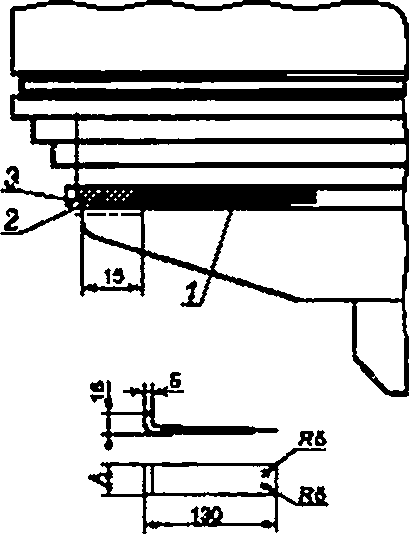


Рисунок И.З — «Протезирование» активной стали

69

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Выполняют общую подпрессоеку сердечника, приваривают клинья с соблюдением мер предосторожности в отношении обмотки при сварочных работах.

После выполнения ремонта с протезированием зубцов проводят испытания стали сердечника для выявле­ ния возможных местных перегретое.

И.4 Восстановление плотности посадки стержня обмотки статора на выходе из паза

При значительных ослаблениях прессовки зубцов крайних пакетов и выкрашивании активной стали демонти­ руют два крайних клина из лазов, прилегающих к данным зубцам. После распайки стержня в головке его отжимают от соответствующих поверхностей паза и определяют объем механических повреждений изоляции. При обнару­ жении незначительных механических повреждений михапентной компаундированной изоляции на выходе из паза между участками с поврежденной изоляцией и дном паза устанавливают стеклотехстолитовыв прокладки СТЭФ-П. Прокладки и поверхность стержня промазывают полулдоводящей эмалью Л57 или ПЛГ-233, а толщину прокла­ док выбирают по месту. В случав термо ре а\* гиен ой изоляции поврежденные участки восстанавливают эпоксидной композицией с последующим покрытием поверхности изоляции стержня в ремонтируемом месте лолупроводящвй эмалью ПЛГ-233 и уплотнением прокладками из СТЭФ-П после высыхания эмали.

Стержни, на которых обнаружены значительные повреждения изоляции, подвергают высоковольтным ис­ пытаниям. Если изоляция выдержала испытания, уплотнение посадки выполняют в соответствии с изложенными выше способами. В случае пробоя изоляции стержень заменяют новым.

70

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Приложение К (обязательное)

Методика определения очагов опасного замыкания активной стали сердечника статора гидрогенератора

К.1 Введение

Методика и соответствующая аппаратура предназначены для выявления очагов замыкания листов активной стали шихтованных сердечников статоров вращающихся электрических машин во время ремонта. Для выполне­ ния работы требуется вывоз ротора или снятие нескольких полюсов и лровороты ротора краном. Применяемую аппаратуру следует рассматривать как индикаторное устройство, она не является измерительной и не требует стандаргизацют. Методика, использующая данную аппаратуру, является дополнительной к нормированным ис­ пытаниям активной стали на потери и нагрев методом кольцевого намагничивания (см. нормы (6)). Аппаратура состоит из генератора тока напряжения 30 В. частоты 1.5 кГц. схемы индикации (генератор тока и схема индикации размещены в одном корпусе, далее по тексту — прибор) и датчика-индуктора.

К.2 Принцип работы аппаратуры

Датчик-индуктор подключают к прибору и устанавливают на активную сталь электрической машины в рас­ точке статора так. как это показано на рисунках К.1 и К.2.

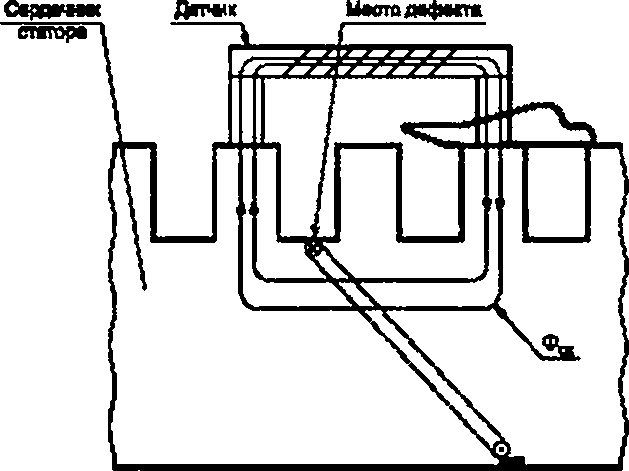
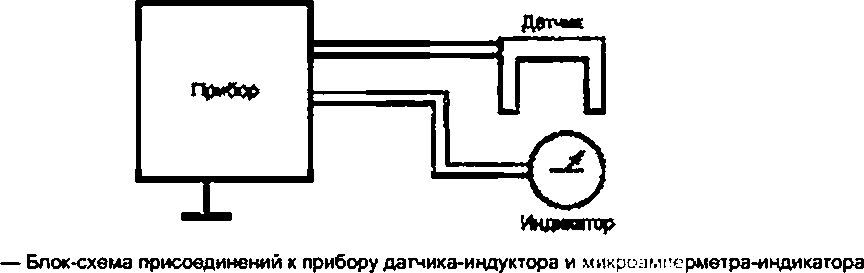


Рисунок К.2 — Способ установки датчика на зубцы сердечника статора *е* месте дефекта

Ток в катушке датчика-индуктора возбуждает в стали статора сканирующий магнитный поток Фск. В отсут­ ствие замыкания листов схема индикации уравновешена и на микроампврметре индикаторной головки, укреплен­

ной на датчике, показания близки к нулю. При наличии замыкания листов в месте установки датчика-индуктора и

71

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

образования замкнутого контура индуктивное сопротивление датчика индуктора уменьшается и происходит нару­ шение равновесия схемы индикации. Отклонение Л стрелки индикаторной головки пропорционально мощности Р тепловыделения в месте замыкания в рабочем режиме электрической машины определяют по формуле

даР-Ц 2 /\*. (К.1)

где *U* — напряжение, приходящееся на число замкнутых листов активной стали в номинальном режиме электри­ ческой машины:

*R* — активное сопротивление контура замыкания.

Величину напряжения У определяют путем делением фазного напряжения машины на число *N* стержней (по- лусекций катушек) в ветви, на «исло л пакетов сердечника статора и умножения на отношение ДО длины замыкания в аксиальном направлении к толщине пакета по формуле

и = (иф/Л/Ул-(ДО). (К.2)

где *U*ф — фазное напряжение машины:

*N* — число стержней {полусекций катушек) в ветви: л — число пакетов сердечника статора;

*t* — длина замыкания в аксиальном направлена:

*d* — толщина пакета.

Опасным следует считать тепловыделение более 75 Вт. при котором перегрев в месте замыкания составляет от 20\*0 до 30 °С.

В соответствии с формулой К. 1 схему градуируют перед началом сканирования. Сканируюирж магнитный по­ ток датчика-индуктора охватывает в аксиальном направлении один пакет активной стали, поэтому напряжемте *U* в формуле (К.1) равно напряжению, приходящемуся на один пакет. Например, для мощных электрических машин *U* ■ 5В на пакет, при *Р* ■ 75 Вт получаем *R* = 0.33 Ом. Из имеющегося набора градуировочных резисторов составляют соответствующее сопротивление и моделируют замыкание вокруг одной из ножек датчика. Показания индикатора при этом будут соответствовать опасному замыканию листов и на них следует ориентироваться при сканировании.

К.З Организация работы и техника безопасности

Сканирование выполняется на электрических машинах, выведенных в ремонт с отключением от сети. Обмот­ ка статора должна быть заземлена. Трансформаторы тока и напряжения релейной защиты должны быть отключе­ ны для предотвращения обратной трансформации.

Работу можно выполнять по распоряжению, оформленному в установленном порядке. Перед подключением прибора к сети 220 В корпус прибора необходимо заземлить.

Датчик-индуктор устанавливают рукой или с помощью штанги (при малом диаметре расточки статора) на зубцы пакета активной стали для фадуироеки. затем включают тумблер питания прибора. Устанавливают «0» индикатора и выполняют градуировку с использованием подходящего для конкретной электрической машины гра­ дуировочного сопротивления. При сканировании датчик-индуктор с небольшой скоростью плавно перемещается вдоль паэое статора. Укрепленные на датчике-индукторе магниты не позволяют ему отклониться от заданного на­ правления. что существенно облегчает работу оператора.

Если при использовании описанной методики в статоре не выявлены опасные очаги замыкания листов ак­ тивной стали, то по согласованию с главным инженером электростанции проводить нормированные испытания на потери и нагрев нецелесообразно. В противном случае такие испытания необходимы для подтверждения резуль­ татов и обоснования необходимости ремонта активной стали.

72

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Приложение Л (обязательное)

##### Методические указания по определению форм ротора и статора гидрогенераторов и оценке

симметрии воздушного зазора

Л.1 Общие положения

Л.1.1 Формы ротора и статора гидрогенераторов следует определять при каждом капитальном ремонте, но не реже одного раз в пять лет, а также в случае возникновения при подаче возбуждения повышенных низкочастот­ ной вибрации сердечника статора и крестовины, биения вала и температуры сегментов направляющих подшипни­ ков. Если предусматриваются работы по исправлению форм ротора и статора, то измерение их форы необходимо проводить дважды: перед ремонтом и повторно после него.

Л.1.2 Симметрию воздушного зазора оценивают с учетом статических и динамических форм, а также величин биения вала. При повышенном биении вала, связанном с наличием дефектов ваполровода или узлов гидротурбин­ ного оборудования («излом» вала, небалансы узлов в проточной части и др.). формы ротора и статора определяют после устранения причины биения вала.

Статические формы ротора и статора определяют традиционным способом — измерением с помощью щупа при провороте ротора и стрелой — при вынутом роторе.

Динамические формы ротора и статора определяют с использованием измерительных витков, устанавли­ ваемых на сердечнике в нескольких сечениях по периметру статора, гыбо олтоэпвктронным устройством, датчик которого устанавливают поочередно в выбранном количестве сечений статора. Возможно использование и других равноценных методов и средств измерения воздушного зазора.

При работе с измерительными витками величину воздушного зазора под каждым полюсом оценивают по уровню ЭДС. наведенной в витке каждым полюсом, при использовании олгоэпектронното устройства — по вели­ чине отраженного светового потока, фиксируемого оптоэпектровным датчиком. Измерения с помощью витка вы­ полняют в режиме холостого хода с возбуждением. Измерения оптоэлектронной системой проводят при различной скорости вращения на холостом ходу без возбуждения и с возбуждением, что позволяет оценить влияние на форму ротора и симметрию воздушного зазора как центробежных, так и электромагнитных сип.

Л.1.Э Перед измерениями форм ротора и статора должна быть составлена программа работы, которую ут­ верждает главный инженер станции.

Л.1.4 Протокол измерений должен содержать помимо результатов замеров их графическое отображение. При этом ротор изображают в расточке статора в положениях, при которых имеют место максимальные и мини­ мальные зазоры между ротором и статором. В протоколе указывают также величины биения вала, напряжение хо­ лостого хода, маркировку элементов ротора и статора (номера секторов и пазов статора, номера полюсов ротора) и их взаимное положение.

Л.1.5 По результатам измерения и анализа форм ротора и статора составляют заключение, в котором долж­ ны быть даны оценки их несиммегрии и рекомендации по ее устранению или снижению. Оценку неравномерности воздушного зазора при неудовлетворительном вибрационном состоянии статора выполняет персонал ГЭС с при­ влечением. в случае необходимости, специализированных организаций, имеющих необходимый опыт и лицензии на выполнение указанных работ.

Л.1.6 Все работы, связанные с определением форм ротора и статора, как на остановленном гидроагрегате, так и при его вращении, следует проводить с соблюдением правил техники безопасности.

Л.2 Определение формы ротора

Л.2.1 Определение статической формы ротора

Статическую форму ротора определяют при его провороте. С помощью щупа измеряют зазоры вверху и вни­ зу ротора между серединой каждого полюса и фиксированной произвольной точкой статора.

Результаты измерении оформляют в табличной форме и составляют их графическое отображение: вели­ чины зазоров между каждым логосом ротора и произвольно выбранной точкой статора наносят на грэфж либо в полярных, либо в лрямоутогъных координатах. При плавной форме огибающей полюсов ротора (без резких, превышающих (10 — 15) % отгмчий в величинах зазоров под соседними полюсами) количественной оценкой ис­ кажения является разность между максимальной величиной зазора *А^, ыаи.* и средним значением по всем точкам

измерения 8^^. отнесенная к среднему значению. Эта величина, принятая е процентах, определяет степень

искажения формы ротора

где *А*\_p\_v\_\* мак\_с.— максимальная величина зазора:

Лрот. = K>W макс. -W^Wel\*1004 - <ЛЛ>

Протер — среднее значение по всем точкам измерения.

73

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Такой упрощенный анализ допустим при плавно меняющейся форме огибающей полюсов ротора. При слож­ ной форме огибающей полюсов ротора, полученной по результатам последовательного измерения величин зазо­ ров между всеми полюсами и выбранной точкой статора, ее целесообразно разложить в ряд Фурье. Тогда первая гармоническая составляющая будет характеризовать эксцентриситет, вторая — эллиптичность, а более высокие гармоники — более сложные формы искажения ротора. Полученные амплитудные значения гармонических со­ ставляющих. отнесенные к величине постоянной составляющей разложения и представленные 8 процентах, адек­ ватны приведенному выше определению степени искажения формы ротора. Рекомендуемый анализ позволяет вы­ явить и оценить искажения формы ротора и сопоставить результаты измерений с наблюдаемыми анормальными явлениями: повышенной вибрацией стальных конструкций и нагревами сегментов направляющих подшипников.

Определение статической формы ротора возможно и при его вращении — в режиме холостого хода без воз­ буждения при минимальной частоте вращения ротора п = (0,1 - 0.2) на выбеге без торможения. Такие измере­

ния могут быть осуществлены, например, с помощью олгоэпектронной техники. Результаты измерений оформляют и анализируют аналогично изложенному.

Л.2.2 Определение динамической формы ротора

Динамическую форму ротора определяют в режимах холостого хода без возбуждения и с возбуждением при изменении частоты вращения. Такие измерения могут быть проведены с помощью оптоэлектронной измеритель­ ной техники. При этом имеется возможность раздельной оценки влияния центробежных (при выбеге на холостом ходу без возбуждения) и электромагнитных сил (при подаче возбуждения) на форму ротора, а следовательно, получить количественную оценку ослабления посадки обода на спицах работающего агрегата.

Измерения следует проводить вверху и внизу статора или в середине. Качественная оценка формы ротора может быть проведена с помощью измерительного витка на статоре в режиме холостого хода с номинальной ско­ ростью вращения ротора и уровнем возбуждения, обеспечивающем 0.4 - 0.6 ^

Л.З Определение формы статора

Использование оптоэлвктройной техники для измерений величин воздушного зазора позволяет ввести по­ нятия статической и динамической формы статора. При снижении жесткости узлов крепления (обмятии и выкраши­ вании «ласточкиных хвостов», ослаблении распорных домкратов корпуса и связи корпуса с фундаментом) форма статора на остановленном и работающем агрегатах может сущестэемю различаться.

Статическую форму статора определяют одновременно с измерением формы ротора при его про во роте, однако, в данном случае щупом также измеряют зазоры между каким-либо фиксированным полюсом ротора и не­ сколькими (не менее 8) точками расточки статора, симметрично расположенными по его окружности. Измерения следует проводить вверху и внизу статора или в середине.

Динамическая форма качественно может быть определена с помощью измерительных витков, однако техно­ логия измерения достаточно трудоемка, поскольку требуется стационарная установка нескольких витков, равно­ мерно распределенных вдоль окружности статора. Измерения с помощью оптоэлектронного датчика, помимо обе­ спечения более надежной информации, менее трудоемки и не требуют специальной остановки агрегата.

Форму статора определяют по величине ЭДС или по интенсивности отраженного светового потока ог фикси­ рованного полюса в выбранных точках вдоль окружности статора.

Результаты измерений оформляют в табличной форме и дают их графическое отображение: величины зазо­ ров между симметричными точками статора и определенным полюсом ротора наносят на график либо в полярных, либо е прямоугольных координатах. При плавной форме огибающей (без резких — более 10% — 15% — отгычий в величинах зазоров в соседних точках измерения) количественной оценкой искажения является разность макси­ мальной величины зазора >^мжс, и среднего значения по всем точкам измерения отнесенная к среднему

значению. Эта величина, выраженная в процентах, определяет степень искажения формы статора

- «сер *V*W Ю0%. (Л.2)

где *Асгмакс* — максимальная величина зазора;

&ст<р. — среднее значение по всем точкам измерения.

При сложной форме огибающей, полученной по результатам последовательного измерения величин зазоров между симметричными точками статора и определенным полюсом ротора, ее целесообразно разложить в ряд Фурье. Первая гармоническая составляющая будет характеризовать расцектровху. т.е. несовпадение геометриче­ ского центра статора и центра вращения ротора; вторая — эллиптичность статора, а более высокие гармоники — болев сложные формы искажения статора. Полученные амплитудные значения гармонических составляющих, отнесенные к величине постоянной составляющей разложения и представленные в процентах, адекватны приве­ денному ранее опредепению степени искажения формы статора.

Л.4 Оценка форм ротора и статора и принятие решений

Неравномерность форм ротора и статора оценивают раздельно. Рекомендуются следующие градации оце­ нок неравномерности;

74

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

а) для ротора:

1. А < 3 %— удовлетворительно:
2. \* 3 % — 8% — неудовлетворительно:
3. Дрот > 8 % — недопустимо.

б) для статора:

1. < 5 % — удовлетворительно:
2. Д^ » 5 — 15% — неудовлетворительно:
3. Д^ > 15 % — недопустимо.

По результатам оценки форм ротора и статора, с учетом повышенной низкочастотной вибрации сердечника статора, биения вала (из-за искажения формы ротора), повышенного одностороннего нагрева сегментов направ­ ляющих подшипников (из-за искажения формы статора) и результатов осмотра, в соответствии с таблицами П.1 и Л.2 оценивают состояние гидрогенератора и принимают решение о его дальнейшей эксплуатации.

В отдельных случаях, в зависимости от особенностей конкретного генератора, например при сильном ис­ кажении формы статора, но нормальной температуре сегментов направляющих подшипников, рекомендуемые нормы неравномерности необходимо согласовать с заводом-изготовителем.

Таблица Л.1 — Оценка формы ротора и рекомендуемые решения

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Факторы, определяющие состояние генератора | | | Оценка | Рекой дуемые решения |
| Степень искаже­ ния формы рото­ ра (статической или динамиче­  ской | Размах низкоча­ стотных аибро- леремешеннн  сердечника статора  на холостом ходу с возбуждением или при работе о сети.  МКМ | Результаты осмотра |
| ДОЗ | ДО 80 | Замечаний нет | Удовлетворитегьно | Эксплуатация без огра­ ничений |
| со I  го | ДО 180 | Повреждений узлов сер­ дечника нет; ослабление распорных домкратов:  контактная коррозия на спинке сердечника и клиньях корпуса: «вы­ ползание» отдельных штифтов фланца корпу­ са | Неудовлетворительно | Разрешается эксплуата­ ция гидроагрегата. Од­ новременно разрабаты­ вают рекомендации по устранению несиммет- рии ротора. При первой возможности генератор выводят в ремонт. До проведения ремонта ве­ дут измерение формы ротора один раз в год |
| се. 8 | се. 180 | Обильная контактная коррозия на спинке сер­ дечника и клиньях кор­ пуса: повреждения ак­ тивной стали или узлов крепления сердечнжа; массовое «выползание» штифтов фланца корпу­ са: ослабление распор­ ных домкратов (наличие всех перечисленных факторов одновременно необязательно) | Недопустимо | Немедленный вывод ге­ нератора е ремонт для устранения поврежде­ ний и причин искажения формы ротора. Возмож­ на эксплуатация гене­ ратора по разрешению технического руководи­ теля ГЭС. До ремонта измерения формы рото­ ра проводят один раз в полугодие |

75

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Таблица Л.2 — Оценка формы статора и рекомендуемые решения

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Переметры. определяю щие состояние генераторе | | Оценка | Рекомендуемые решения |
| Степень искаженна форм» статоре (статической или динамической}  4е.,\* | Температура сегмен­ тов направлявших подшипников. ®С |
| до 5 |  | Удовлетворигельно | Эксплуатация без ограничений |
| 5—15 | До(Сом+5°С) | Неудовлетворительно | Разрешается эксплуатация гидроагрегата. Одновременно разрабатывают рекоменда­ ции по устранению несимметрии статора. При первой возможности генератор выводят в ремонт. До проведения ремонта проводят измерение формы статора один раз в год |
| св.15 | (^ном+ Ю°С) | Недопустимо | Немедленный вывод генератора в ремонт для исправления формы статора. Ревизия направляющих подшипников и. при необхо­ димости. их ремонт |

76

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Приложение М (обязательное)

Методика оценки технического состояния щеточно-контактного аппарата гидрогенераторов

М.1 Введение

ЩКА является слабым конструктивным узлом, требующим постоянного надзора и устранения возникающих дефектов без останова и изменения режима работы гидрогенератора. По характеру возникновения дефекты ЩКА классифицируют как перемежающиеся (многократно возникающие и самоустраняющиеся), внезапные (скачко­ образное ухудшение одного или нескольких параметров) и постепенные (медленное ухудшение параметров).

В настоящее время на ГЭС проводят постоянный, не реже двух раз за смену, осмотр ЩКА. тем не менее, значительная часть его отказов носит внезапный характер. Это указывает на то. что развивающийся дефект не выявляется при осмотре или его развитие происходит за время, меньше промежутка между двумя осмотрами. В любом случае во избежание аварий ЩКА на мощных гидрогенераторах необходим переход к непрерывному контролю его состояния. В процессе работы генератора а результате трения щеток и протекания тока на поверх­ ности колец образуется пленка — политура. — оказывающая положительное влияние на механические свойства трущейся пары щетка-когъцо и на электрические свойства скользящего контакта. Коэффициент трения щетки о кольцо существенно зависит от ветчины тока, проходящего через щетку, причем наибольшее значение он имеет при бвсгоковой работе щетки. Например, у щеток марки ЭГ-2АФ коэффициент трения в бестоковом режиме до­ стигает значения 0,35, а при плотности тока 10 А/см 2 он составляет 0.014. т.в. в 25 раз меньше. Для щеток марш

61 ЮМ значения коэффициента трения соответственно 0.15 и 0.04. Аналогичные соотношения набгмдаются и для скоростей износа щеток. При нормальной работе износ щеток за 1000 ч работы составляет от 1,5 до 6.5 мм для по­ ложительного полюса и от 1.5 до 16 мм для отрицательного полюса. При этом кольца истираются от 0.05 до 0.4 мм (большие значения относятся к более мощным генераторам).

В процессе работы ЩКА находится под воздействием факторов, которые можно разделить на 3 класса: элек­ трические. механические и атмосферные. Сочетания этих факторов могут приводить к возникновению разноо­ бразных дефектов. Статистические данные показывают, что наиболее часто встречающиеся неисправности ЩКА

— это загрязнение, износ и бой контактных колец, износ щеток, искрение щеток и повреждение щеткодержателей. Значительная часть отказов обусловлена повреждениями токоподеода в месте его крепления к щетке из-за недо­ статков технологии производства.

Сценарии развития этих дефектов, построенные на основе анализа повреждений ЩКА. показаны на рисунке М.1. из которого следует, что любое нарушение в работе ЩКА сопровождается уввгшчением степени искрения ще­ ток. поэтому регистрация искрения является лучшим способом контроля состояния ЩКА. Все другие методы имеют те или иные недостатки и. как показала практика, не обеспечивают безаварийную работу ЩКА.

77

ГОСТ Р 55260.2.2—2013



Рисунок М.1 — Сценарии развития дефектов ЩКА

М.2 Метод контроля неисправности ЩКА на основе улавливания повышенного искрения щеток

Разработанная аппаратура основана на регистрации высокочастотного электромагнитного шума, вызван­ ного искрением ЩКА. Наносекундные импульсы искрения имеют широкий гармонический спектр — от 0 Гц до нескольких сотен МГц. Однако при распространении импульсов по обмоткам цепи возбуждения фронты сглажи­ ваются. и фактический диапазон частот их гармонических составляющих не превышает 10 МГц. В этом же диапа­ зоне находится основная помеха от коммутаций тока возбуждения, поэтому простым выбором частоты настройки контролирующей аппаратуры от помехи отстроиться нельзя. В то же время задача подавления помехи является

78

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

главной при контроле исправности ЩКА по степени искрения. В разработанной аппаратуре основным способом подавления является стробирование импульсов помехи, отсечка случайной помехи большой амплитуды, много­ кратное интегрирование — сброс сигнала. Таким образом удается подавить не только систематическую помеху от коммутаций тока возбуждения, но и случайную внешнюю помеху.

Аппаратура состоит из датчиков, измерительного прибора и кабелей присоединения датчиков к прибору. Величина сигнала датчик!» отображается на цифровом индикаторе измерительного прибора. В качестве дат­ чиков используют два конденсатора емкостью С = 6600 лФ. *Up* » 3 кВ. помещенные в металлические корпуса. В этих же корпусах находятся фильтры верхних частот с частотой среза 1 МГц. Датчики с помощью зажимов типа

«крокодил» подключают к поводкам щеток разных полюсов. Датчики к входу дифференциального усилителя при­ бора подключают двумя коаксиальными кабелями типа РК-75. Номиналы конденсаторов, индуктивностей и схема входных фильтров измерительного прибора выбраны с учетом согласования их сопротивлений с волновым сопро­ тивлением кабеля. Конденсаторы связи одновременно служат для отстройки от постоянного напряжения обмотки возбуждения, поэтому их номинальное напряжение выбрано с учетом кратности форсировки. Дифференциальное подключение датчиков и низкое входное сопротивление усилителя делают кабельное присоединение практически нечувствительным к внешней помехе. Схема подключения аппаратуры к ЩКА генератора и подачи сигнала на щит управления приведена на рисунке М.2.

Поскольку искрение ЩКА — процеос хаотический, то и показания цифрового индикатора имеют значитель­ ный разброс. Однако, как показывает опыт применения аппаратуры, появление серьезной неисправности ЩКА вызывает увеличение степени искрения и. соответственно, показаний индикатора, существенно превышающее разброс в нормальном режиме работы ЩКА. К тому же появление и развитие неисправности длится несколько десятков минут, в отличие от нормальных кратковременных колебаний показаний индикатора.

Таким образом, длительное, в течение нескольких десято» минут увеличение сигнала выше порогового значения является признаком появления неисправности и требует ревизии ЩКА. Величину порогового значения устанавливают на каждом конкретном генераторе экспериментально.

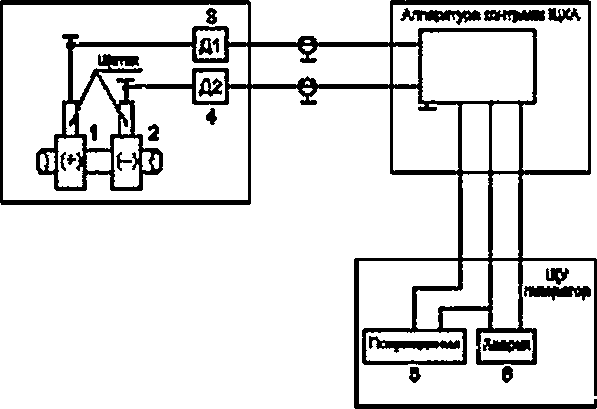
Многие генераторы сравнительно небольшой мощности (менее 200 МВт) имеют рабочее электромашинное возбуждение с коллекторным выпрямлением тока возбуждения. Щеточный аппарат возбудителей также требует постоянного надзора и устранения повышенного искрения, вызванного истиранием щеток, нарушением то\*©рас­ пределения по щеткам, повышенной вибрацией коллектора, загрязнением коллектора и т.п. Поскольку коллектор возбудителя электрически непосредственно связан с ЩКА генератора, контролировать его состояние можно па­ раллельно с состоянием ЩКА. т.е. срабатывание контрольной аппаратуры е случае электромашинкою возбужде­ ния может означать появление неисправности и ЩКА генератора, и коллектора возбудителя.

Рисунок М.2 — Схема подключения аппаратуры к ЩКА и панели управления гидрогенератором М.З Установка и работа аппаратуры на гидрогенераторе

Датчики жестко укрепляют внутри кожуха ЩКА с помощью металлических хомутов и зажимами типа «кроко­ дил» подключают к поводкам щеток (любых, наиболее доступных) разных полюсов. Поскольку корпуса датчиков заземлены, ео избежание случайного прикосновения к ним электромонтера, обслуживающею ЩКА. корпуса и разъ­ емы соединительных кабелей изолированы. Трассу соединигвгъных кабелей прокладывают до места установки измерительного прибора. Корпус прибора заземляют, к ею входу подключают разъемы соединительных кабелей. К сигнальным контактам на передней панели прибора подключают провода оперативной сигнализации. Сигналь­ ные табло «повышенное искрение» и «аварийное искрение» устанавливают на панели управления генератором. Первоначальное включение и настройку аппаратуры производит разработчик.

79

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

При нормальной работе ЩКА отслеживается в течение 2—3 суток уровень сигнала на цифровом индикаторе. Выбирают уставку промежуточного репе из расчета /ср=К / н. т. е. ток срабатывания реле должен быть больше тока нормального режима в *К* раз. Коэффициент *К* предварительно выбирают при моделировании повышенного искре­ ния ЩКА. в дальнейшем его значение мажет быть скорректировано при появлении реальной неисправности ЩКА. Срабатывание реле, последующее срабатывание реле времени и появление сигнализации на панели управления требует незамедлительной ревизии ЩКА или коллектора возбудителя. В случае невозможности быстрого устране­ ния неисправности следует остановить генератор для ремонта ЩКА генератора или возбудителя.

80

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

Библиография

(1] РД 34.20.501—03

(2] СО 34.04.181—2003\*

(3] Федеральный закон

от 26 июня 2006 г. № 102-ФЗ

(4] РД 34.11.115—97

(5J РД 34.11.101—96

{6] РД 34.45-51.300—97

[7] СРМ-2000

(8] РД 34.45.309—92

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации

Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зва­ ний и сооружений электростанций и сетей

Об обеспечении единства измерений

Положение о системе калибровки средств измерений в электроэнергетике Методические указания, Планирование работ по метрологическому обеспечению производства 8 отрасли «Электроэнергетика». Организация и порядок проведения Объем и нормы испытаний электрооборудования

Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электро­ техническая часть. Часть 1

Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание

81

ГОСТ Р 55260.2.2—2013

УДК 621.22:006.354 ОКС27.140

Ключевые слова: гидрогенераторы, методики оценки техническою состояния, требования к контролю оборудования гидроэлектростанций

Редактор *В.В. Косиин*

Технический редактор *В.Н. Прусакова* Корректор *В.Е. Нестерова* Компьютерная верстка *Е.*О. *Асташина*

Сдано в набор 17.11.2014. Подписано в печать 18.12.2014. Формат 60\*84%. Гарнитура Ариал.

Уел. печ. л. 9.77. Уч.-изд. л. 9.15. Тираж 44 экэ. Зак. 5266.

Имано и отпечатано во «ГУП «СТАНДАРТИНФОРМ». 123д&& Москва. Гранатный лер.. 4

www.gostinloTu info@goslinfoiu