

---

Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации  
"ЕЭС России"

---



**СТАНДАРТ  
ОРГАНИЗАЦИИ  
ОАО РАО «ЕЭС  
РОССИИ»**

**СТО  
17330282.27.140.001 -  
2006**

---

**ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ  
МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ  
ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

**Дата введения – 2006-08-01**

Издание официальное

ОАО РАО «ЕЭС России» - 2006

### **Сведения о стандарте**

1. РАЗРАБОТАН Некоммерческим Партнерством «Гидроэнергетика России», ОАО «Инженерный центр ЕЭС – Филиал «Фирма ОРГРЭС», ОАО «ВНИИЭ».
2. ВНЕСЕН Некоммерческим Партнерством «Гидроэнергетика России»
3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации "ЕЭС России" от 13 июля 2006 г. № 490
4. ВВОДИТСЯ ВПЕРВЫЕ

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО РАО «ЕЭС России»

## Содержание

|   | Стр |
|---|-----|
| Введение .....  | 5   |
| 1. Область применения .....   | 6   |
| 2. Нормативные ссылки .....   | 7   |
| 3. Термины и определения .....  | 9   |
| 4. Обозначения и сокращения .....   | 17  |
| 5. Организация контроля и оценки технического состояния оборудования на гидроэлектростанциях .....                | 18  |
| 6. Требования к контролю технического состояния оборудования на гидроэлектростанциях .....                        | 22  |
| 7. Процедуры оптимизации принятия решений при оценке технического состояния оборудования гидроэлектростанций..... | 24  |
| 8. Оценка технического состояния гидротурбин .....  | 26  |
| 8.1. Методики определения энергетических характеристик гидротурбин.....   | 26  |
| 8.2. Рабочие колеса гидротурбин .....   | 28  |
| 8.3. Маслоприемник рабочего колеса поворотно-лопастной гидротурбины.....  | 37  |
| 8.4. Направляющий аппарат гидротурбины .....  | 40  |
| 8.5. Крышка гидротурбины .....  | 43  |
| 8.6. Металлические элементы проточной части гидротурбины.....   | 46  |
| 8.7. Аварийные и аварийно-ремонтные затворы, сороудерживающие решетки гидротурбинного блока .....                 | 48  |
| 9. Оценка технического состояния основных узлов гидрогенераторов .....  | 64  |
| 9.1. Особенности организации работы по оценке технического состояния гидрогенераторов .....                       | 64  |
| 9.2. Обмотка статора .....  | 68  |
| 9.3. Стальные конструкции статора .....   | 74  |
| 9.4. Стальные конструкции ротора .....  | 79  |
| 9.5. Обмотка возбуждения и демпферная обмотка ротора.....   | 81  |
| 9.6. Щеточно-контактный аппарат.....  | 83  |
| 10. Оценка технического состояния подпятников, направляющих подшипников и валов гидроагрегата.....                | 84  |
| 10.1. Подпятники гидрогенераторов .....   | 84  |
| 10.2. Направляющие подшипники .....   | 89  |
| 10.3. Валы гидроагрегата .....  | 93  |
| 11. Оценка состояния технических систем гидроагрегата .....   | 96  |
| 11.1. Система автоматического регулирования гидротурбин .....   | 96  |
| 11.2. Система технического водоснабжения .....  | 103 |
| 11.3. Система охлаждения и вентиляции .....   | 108 |
| 11.4. Система смазки .....  | 111 |
| 11.5. Система перевода гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора .....                                      | 112 |
| 11.6. Система торможения гидроагрегата .....  | 116 |
| Библиография .....  | 118 |

## Приложения (книга 2)

|  |     |
|--|-----|
| <b>Приложение А (обязательное)</b> Методические указания по эксплуатационным энергетическим испытаниям гидроагрегатов.....   | 3   |
| <b>Приложение Б (рекомендуемое)</b> Методические указания по техническому обследованию узлов гидроагрегатов при их повреждениях.....   | 35  |
| <b>Приложение В (обязательное)</b> Рекомендации по освидетельствованию гидроэнергетического оборудования при реконструкции и техническом перевооружении.....                               | 44  |
| <b>Приложение Г (обязательное)</b> Контроль металла рабочих колес гидротурбин.....   | 59  |
| <b>Приложение Д (справочное)</b> Методические указания по контролю линии вала вертикальных гидроагрегатов.....   | 64  |
| <b>Приложение Е (обязательное)</b> Методика проверки геометрической формы и размеров проточной части гидротурбин .....   | 78  |
| <b>Приложение Ж (обязательное)</b> Методические указания по испытаниям системы регулирования гидротурбин .....   | 93  |
| <b>Приложение И (обязательное)</b> Методические указания по эксплуатационному контролю вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегатов .....                                   | 159 |
| <b>Приложение К (справочное)</b> Конструктивные нормы и допуски в узлах гидроагрегатов, подлежащие проверке при эксплуатационном контроле .....  | 170 |
| <b>Приложение Л (рекомендуемое)</b> Нормы контроля технического состояния гидрогенераторов .....   | 177 |
| <b>Приложение М (обязательное)</b> Методические указания по проведению осмотров гидрогенераторов .....   | 194 |
| <b>Приложение Н (обязательное)</b> Методические указания по контролю нагрева паяных соединений лобовых частей обмоток статоров гидрогенераторов с помощью термоиндикаторных этикеток ..... | 203 |
| <b>Приложение П (обязательное)</b> Методические указания по проведению эксплуатационных испытаний гидрогенераторов на нагревание при штатных режимах.....                                  | 208 |
| <b>Приложение Р (обязательное)</b> Методика измерения уровня частичных разрядов в обмотке статора гидрогенератора.....   | 223 |
| <b>Приложение С (обязательное)</b> Методика измерения уровня частичных разрядов в обмотке статора гидрогенератора под нагрузкой .....  | 225 |
| <b>Приложение Т (обязательное)</b> Методические указания по контролю состояния прессовки сердечника статора гидрогенератора и ее восстановлению .....                                      | 227 |
| <b>Приложение У (обязательное)</b> Методика определения очагов опасного замыкания активной стали сердечника статора гидрогенератора .....  | 232 |
| <b>Приложение Ф (обязательное)</b> Методические указания по определению форм ротора и статора гидрогенераторов и оценке симметрии воздушного зазора .....                                  | 235 |
| <b>Приложение Х (обязательное)</b> Методика оценки технического состояния щеточно-контактного аппаратов гидрогенераторов .....   | 241 |
| <b>Приложение Ц (обязательное)</b> Методические указания по контролю технического состояния подпятников вертикальных гидроагрегатов .....  | 245 |
| <b>Приложение Ш (обязательное)</b> Методические указания по контролю состояния системы перевода гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора .....                                      | 269 |

## **Введение**

Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Стандарт направлен на повышение безопасности эксплуатации основного оборудования гидроэлектрических станций (далее – ГЭС).

При разработке Стандарта актуализированы относящиеся к области его применения действовавшие в электроэнергетике нормативно-технические документы или отдельные разделы этих документов. В Стандарт включены апробированные, подтвержденные опытом эксплуатации технические нормы, методики и рекомендации по оценке текущего состояния оборудования, уточнены применительно к гидроэлектростанциям действующие порядок и правила работы при осуществлении контроля технического состояния основного гидроэнергетического оборудования ГЭС.

Требования Стандарта исходят из оценки взаимодействия основного оборудования и влияния состояния отдельных элементов и конструктивных узлов этого оборудования на работоспособность и безопасность гидроагрегата в целом.

Установленные Стандартом методики оценки технического состояния оборудования учитывают подтвержденные опытом эксплуатации потенциальные опасности и сценарии развития опасных ситуаций с учетом требований безопасности.

В Стандарте не рассмотрены методики оценки технического состояния силовых трансформаторов и другого электротехнического оборудования.

Стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых технических регламентов и национальных стандартов, содержащих не учтенные в Стандарте требования, а также при необходимости введения новых требований и рекомендаций, обусловленных развитием новой техники.

## 1. Область применения

1.1. Стандарт устанавливает требования к контролю состояния основного гидроэнергетического оборудования при эксплуатации гидроэлектростанций и определяет методики, которые следует применять при оценке технического состояния этого оборудования.

1.2. Стандарт не учитывает все возможные особенности исполнения его требований на разнотипном оборудовании. В развитие Стандарта для применения на каждой гидроэлектростанции ее собственником (эксплуатирующей организацией) может быть в установленном порядке разработан и утвержден индивидуальный стандарт организации (далее – СТО ГЭС), учитывающий особенности установленного на ней оборудования, не противоречащий Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей [1] и не снижающий уровень требований, предъявляемых названными Правилами, Стандартом и конструкторской (заводской) документацией.

1.3. Стандарт распространяется на следующее оборудование гидроэлектростанций:

1.3.1. гидротурбины вертикального исполнения (код ОКП 31 1140);

1.3.2. гидрогенераторы вертикальные (код ОКП 33 8410);

1.3.3. механическое оборудование гидротурбинного блока;

1.3.4. вспомогательные технические системы, обеспечивающие функционирование перечисленного основного оборудования:

- автоматического регулирования гидротурбин;
- технического водоснабжения;
- охлаждения и вентиляции;
- смазки;
- перевода в режим синхронного компенсатора;
- торможения.

1.4. Стандарт может быть использован на гидроаккумулирующих электростанциях (ГАЭС) и малых ГЭС при составлении СТО ГЭС, в которых должны быть дополнительно учтены специфические особенности их оборудования и условий его эксплуатации.

1.5. Стандарт определяет нормы и объем контроля состояния оборудования, минимально необходимого для оценки исправности и/или работоспособности контролируемого оборудования, а также для принятия решений о проведении технических обследований по специальным программам с целью определения остаточного ресурса и/или продления срока службы.

1.6. Стандарт в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей устанавливает порядок и правила оценки

технического состояния оборудования ГЭС при постоянном и периодическом контроле:

- 1.6.1. при постоянном контроле состояния работающего оборудования;
- 1.6.2. при периодических осмотрах выведенного из работы оборудования;
- 1.6.3. при технических освидетельствованиях оборудования;
- 1.6.4. при технических обследованиях оборудования.

1.7. Стандарт устанавливает методики измерений контролируемых параметров и испытаний оборудования, которые необходимо применять при комплексных и индивидуальных технических обследованиях, проводимых по специальным программам, в том числе с привлечением специализированных организаций.

Применение иных методик допускается исключительно с целью их апробации при условии, что они разработаны при соблюдении требований действующих в электроэнергетике нормативных технических документов и не противоречат требованиям Стандарта; полученные при их применении результаты должны рассматриваться как справочные. После достаточной апробации новые методики могут быть введены для широкого применения в установленном порядке в форме дополнений к Стандарту.

1.8. Стандарт не предъявляет требований к типам и видам используемых при техническом контроле штатной контрольной аппаратуры и специальных средств измерений, устанавливаемых для временного применения, если эти аппаратура и средства измерений отвечают допустимым погрешностям измерений по установленным Стандартом методикам.

1.9. Требования Стандарта являются минимально необходимыми для обеспечения безопасности эксплуатируемого оборудования ГЭС, если оно используется по прямому назначению в соответствии с эксплуатационными инструкциями, не противоречащими конструкторской (заводской) документации, на протяжении срока, установленного технической документацией, с учетом возможных нештатных (опасных) ситуаций.

1.10. В Стандарте использованы основные нормативно-технические, распорядительные и информационные документы, относящиеся к области применения Стандарта, действовавшие в период его разработки.

## **2. Нормативные ссылки**

В Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты и классификаторы:

ГОСТ Р 1.0-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения.

ГОСТ Р 1.4-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организации. Общие положения.

ГОСТ Р 1.5-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.

ГОСТ Р 1.12-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения.

ГОСТ Р 8.563-96 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений.

ГОСТ 15467-79 (СТ СЭВ 3519-81). 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.

ГОСТ 20911-89. Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 22373-82. Затворы дисковые и шаровые для гидравлических турбин. Общие технические условия.

ГОСТ 23875-88. Качество электрической энергии. Термины и определения.

ГОСТ 25866-83. Эксплуатация техники. Термины и определения.

ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.

ГОСТ 5616-89. Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия.

ГОСТ 26945-86. Турбины гидравлические вертикальные. Общие технические требования.

ГОСТ 27528-87. Турбины гидравлические поворотно-лопастные, радиально-осевые. Типы. Основные параметры.

ГОСТ 27807-88. Турбины гидравлические вертикальные. Технические требования и приемка.

ГОСТ 28842-90. Турбины гидравлические. Методы натурных приемочных испытаний.

ГОСТ 28446-90. Оценка кавитационной эрозии в гидротурбинах, насосах гидроаккумулирующих станций и насосах-турбинах.

ГОСТ 34003-90. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 2.103-68\*. ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.601-95. ЕСКД. Эксплуатационные документы

ОК (МК [ИСО/ИНФКО МКС] 001-96) 001-2000. Общероссийский классификатор стандартов.

ОК 005-93. Общероссийский классификатор продукции.



### 3. Термины и определения

В настоящем Стандарте в его целях применены следующие термины с соответствующими определениями:

#### ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ:

- 3.1. гидроэлектростанция, ГЭС:** электростанция, преобразующая механическую энергию воды в электрическую энергию (ГОСТ 19431-84, ГОСТ 23875-88).
- 3.2. гидроагрегат:** агрегат, состоящий из гидравлической турбины и электрического гидрогенератора.
- 3.3. гидроагрегат вертикальный:** гидроагрегат с вертикальным валом.
- 3.4. гидравлическая турбина (гидротурбина):** турбина, в которой в качестве рабочего тела используется вода.
- 3.5. гидравлическая турбина поворотной-лопастная:** гидравлическая турбина с поворотными лопастями рабочего колеса.
- 3.6. гидравлическая турбина радиально-осевая:** гидравлическая турбина, в рабочем колесе которой вода движется по криволинейным поверхностям вращения, изменяющим направление потока от радиального к осевому.
- 3.7. гидрогенератор:** электрический синхронный генератор, вращаемый гидравлической турбиной. Ротор гидрогенератора укреплен на одном валу с рабочим колесом гидротурбины.
- 3.8. техническая система:** объект техники, агрегат, состоящий из элементов и зависимых узлов, предназначенный для выполнения функций, обеспечивающих работоспособность единиц оборудования (в целях настоящего Стандарта – система автоматического регулирования, система смазки и др.).
- 3.9. единица оборудования:** объект техники, созданный для выполнения конкретной производственной функции при производстве отпускаемой продукции (в целях настоящего Стандарта – гидравлическая турбина, гидрогенератор, регулятор гидротурбины).
- 3.10. элемент оборудования:** составная часть единицы оборудования и/или технической системы, выполняющая определенные технологические функции (в целях настоящего Стандарта – рабочее колесо, направляющий аппарат гидротурбины, ротор, статор гидрогенератора и др.).
- 3.11. конструктивный узел оборудования:** составная часть элемента оборудования, состоящая из ряда конструкций и деталей (в целях настоящего Стандарта – лопасть рабочего колеса, лопатка направляющего аппарата, обмотки ротора и статора гидрогенератора и другие).
- 3.12. деталь оборудования:** неделимая составная часть конструктивного узла оборудования.

## ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ:

- 3.13. техническое диагностирование (диагностирование):** определение технического состояния объекта.

*Примечания:* 1. Задачами технического диагностирования являются: контроль технического состояния, поиск места и определение причин отказа (неисправности), прогнозирование технического состояния.

2. Термин "Техническое диагностирование" применяют в наименованиях и определениях понятий, когда решаемые задачи технического диагностирования равнозначны или основной задачей является поиск места и определение причин отказа (неисправности). Термин "Контроль технического состояния" применяется, когда основной задачей технического диагностирования является определение вида технического состояния (ГОСТ 20911-89).

- 3.14. 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.

- 3.15. постоянный контроль состояния оборудования:** контроль технического состояния оборудования гидроэлектростанции, осуществляемый оперативным и оперативно-ремонтным персоналом посредством инструментальных и/или визуальных наблюдений, проводимых регулярно в режиме, определяемом СТО ГЭС.

- 3.16. технический осмотр:** контроль технического состояния оборудования, осуществляемый в основном при помощи органов чувств (органолептический контроль) и, в случае необходимости, средств измерительного контроля, номенклатура которых установлена соответствующей документацией (ГОСТ 16504 - 81).

- 3.17. периодический осмотр оборудования:** контроль состояния оборудования, осуществляемый в форме технического осмотра лицами, контролирующими его безопасную эксплуатацию, или комиссией, назначаемой техническим руководителем ГЭС, с периодичностью, устанавливаемой СТО ГЭС.

- 3.18. техническое освидетельствование оборудования:** контроль технического состояния оборудования, осуществляемый комиссией, возглавляемой техническим руководителем ГЭС, с периодичностью, установленной нормативными документами.

- 3.19. техническое обследование оборудования гидроэлектростанций:** контроль технического состояния оборудования, включающий измерения, испытания и исследования, проводимые по специальным программам, как правило, с привлечением специализированных организаций по решению технического руководителя ГЭС и/или

комиссий, производящих периодический осмотр или регулярное техническое освидетельствование оборудования.

- 3.20. органолептический контроль:** контроль, при котором первичная информация воспринимается органами чувств (ГОСТ 16504 -81).
- 3.21. визуальный контроль:** органолептический контроль, осуществляемый органами зрения (ГОСТ 16504 –81).
- 3.22. измерительный контроль:** контроль, осуществляемый с применением средств измерений (ГОСТ 16504-81).
- 3.23. испытания:** экспериментальное определение количественных и/или качественных характеристик свойств объекта испытаний как результата воздействия на него при его функционировании, при моделировании объекта и (или) воздействий (ГОСТ 16504-81).
- 3.24. параметр изделия:** характеристика изделия, отображающая физическую величину (ГОСТ 19919-74).
- 3.25. диагностический (контролируемый) параметр:** параметр объекта, используемый при его диагностировании (контроле) (ГОСТ 20911 - 89).
- 3.26. определяющий параметр:** параметр изделия, используемый при контроле для определения вида технического состояния этого изделия (ГОСТ 19919-74).
- 3.27. номинальное значение параметра:** значение параметра, определяемое его функциональным назначением и служащее началом отсчета отклонений (ГОСТ 19919-74).
- 3.28. предельно допустимое значение параметра:** наибольшее или наименьшее значение параметра, которое может иметь работоспособное изделие (ГОСТ 19919 - 74).
- 3.29. измеренное значение параметра:** значение параметра, установленное в результате его измерения определенным средством контроля (ГОСТ 19919-74).
- 3.30. карта измерений:** технологический документ контроля, предназначенный для регистрации результатов измерения контролируемых параметров, с указанием подписей исполнителя операции, руководителя участка и контролирующего лица (приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.05.2005 № 296 [4]).

#### СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ:

- 3.31. техническое состояние:** совокупность подтвержденных изменению в процессе эксплуатации свойств объекта, характеризующая в определенный момент времени признаками, установленными технической документацией на этот объект (ГОСТ 19919-74).
- 3.32. вид технического состояния:** категория технического состояния, характеризующая соответствием или несоответствием

качества объекта определенным техническим требованиям, установленным технической документацией на этот объект.

**Примечания:** 1. Различают виды технического состояния: исправность и неисправность, работоспособность и неработоспособность, правильное функционирование и неправильное функционирование.

2. Под функционированием объекта следует понимать выполнение предписанного объекту алгоритма функционирования при применении объекта по назначению.

3. Алгоритм функционирования - по ГОСТ 34.003 – 90.

**3.33. признак технического состояния:** качественная или количественная характеристика любых свойств объекта [4].

**3.34. параметр технического состояния:** признак технического состояния, количественно характеризующий любые свойства объекта [4].

**3.35. исправное состояние (исправность):** состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации (ГОСТ 27.002 - 89).

**3.36. неисправное состояние (неисправность):** состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации (ГОСТ 27.002 – 89).

**3.37. работоспособное состояние (работоспособность):** состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации (ГОСТ 27.002-89).

**3.38. неработоспособное состояние (неработоспособность):** состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации.

**Примечание:** для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют **частично неработоспособные** состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции (ГОСТ 27.002 -89).

**3.39. предельное состояние:** состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно (ГОСТ 27.002-89). **Примечание:** При переходе объекта в предельное состояние его эксплуатация должна быть временно или окончательно прекращена – он выводится из работы в

*ремонт или снимается с эксплуатации и уничтожается (списывается).*

- 3.40. критерий предельного состояния:** признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативной и/или конструкторской (проектной) документацией (ГОСТ 27.002 - 89).
- 3.41. остаточный ресурс:** суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода объекта в предельное состояние (ГОСТ 27.002 - 89).
- 3.42. срок службы:** календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до его перехода в предельное состояние. В Стандарте срок службы определяется в соответствии с ГОСТ 26945-86 и ГОСТ 5616-89.
- 3.43. нормальная эксплуатация:** эксплуатация изделий в соответствии с действующей эксплуатационной документацией (ГОСТ 25866 – 83).
- 3.44. нештатная (опасная) ситуация:** режим работы оборудования, отличающийся от проектного, возникающий при отказе технического устройства, создающий опасность возникновения аварии.

#### ВИДЫ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ:

- 3.45. отказ:** 1. самопроизвольные запуск или прекращение функционирования технического устройства, а также выход параметров функционирования за допустимые границы.  
2. событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта (ГОСТ 27.002 - 89).
- Примечание:** отказ объекта происходит из-за появления в нем дефекта (дефектов) – выхода параметра (характеристики) технического состояния, определяющего работоспособность объекта, за установленные пределы.*
- 3.46. критерий отказа:** признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации (ГОСТ 27.002-89).
- 3.47. критичность отказа:** совокупность признаков, характеризующих последствия отказа.

***Примечание:** классификация отказов по критичности (например, по уровню прямых и косвенных потерь, связанных с наступлением отказа, или по трудоемкости восстановления после отказа) устанавливается нормативной и/или конструкторской документацией по согласованию с заказчиком на основании технико-экономических соображений и соображений безопасности. В международных документах по стандартизации (ИСО, МЭК и др.)*

*различают несущественные, существенные, критические и катастрофические отказы. Классификация отказов по последствиям необходима при нормировании надежности (в частности, для обоснованного выбора номенклатуры и численных значений нормируемых показателей надежности), а также при установлении гарантийных обязательств. (ГОСТ 27.002 - 89).*

- 3.48. повреждение:** 1. изменение в процессе эксплуатации значения любого параметра (характеристики) состояния изделия и (или) его составных частей относительно его номинального уровня, определенного в эксплуатационной, ремонтной или нормативной документации, в сторону установленных пределов, при нарушении которых изделие переходит в неисправное или неработоспособное состояние.

***Примечание:** Повреждение может характеризоваться увеличением числа, глубины и площади царапин, вмятин на поверхности составной части, числа и (или) размеров несплошностей в ее материале или ухудшением его механических или изоляционных свойств и др. [4].*

2. событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния (ГОСТ 27.002-89).

- 3.49. дефект:** Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям (ГОСТ 15467 – 79); несоответствие значения любого параметра или характеристики состояния изделия установленным требованиям.

***Примечания:** 1. Термин "дефект" применяется при контроле качества изготовления изделий, а также при их ТО и ремонте, в частности, при дефектации и контроле качества отремонтированных изделий. При этом "дефект" при изготовлении означает несоответствие значения параметра состояния изделия требованиям на изготовление, вызываемое, например, нарушением технологии или ее недостатками, а "дефект" при ремонте - это, в первую очередь, выход фактического значения параметра состояния изделия за установленные пределы, имеющие в основе критерии его отказа и "предельного состояния", вызванный изнашиванием и старением изделия. Иными словами, "дефект" при ремонте - это накопленное повреждение;*

*2. Термин "дефект" связан с терминами "неисправность" и "отказ", но не является их синонимом. Находясь в неисправном состоянии, изделие имеет один или несколько дефектов. Отказ изделия может произойти в результате появления в нем одного или нескольких дефектов, но в том случае, когда вышедший за установленный предел параметр (характеристика) состояния является определяющим для работоспособности изделия [4].*

- 3.50. малозначительный дефект:** дефект, который существенно не влияет на использование продукции по назначению и ее долговечность (ГОСТ 15467-79).
- 3.51. значительный дефект:** дефект, который существенно влияет на использование продукции по назначению и (или) на ее долговечность, но не является критическим (ГОСТ 15467 - 79).
- 3.52. критический дефект:** дефект, при наличии которого использование продукции по назначению практически невозможно или недопустимо (ГОСТ 15467-79).
- 3.53. устранимый дефект:** дефект, устранение которого технически возможно и экономически целесообразно (ГОСТ 15467 - 79).
- 3.54. неустранимый дефект:** дефект, устранение которого технически невозможно или экономически нецелесообразно (ГОСТ 15467 - 79).

#### ПЕРСОНАЛ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ:

- 3.55. персонал:** личный состав организации собственника (эксплуатирующей организации), работающий по найму, персонал работает на обеспечение целей организации [4].
- 3.56. оперативный персонал гидроэлектростанции:** штатные дежурные работники организации собственника (эксплуатирующей организации), уполномоченные на выдачу и выполнение команд по управлению энергетическим режимом конкретной ГЭС, а также на непосредственное воздействие на органы управления гидроагрегатами этой ГЭС.
- 3.57. оперативно - ремонтный персонал:** категория работников из числа ремонтного персонала организации собственника (эксплуатирующей организации) с правом непосредственного воздействия на органы управления технологического оборудования (Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации [2]).
- 3.58. ремонтный персонал:** категория работников организации собственника (эксплуатирующей организации), связанных с техническим обслуживанием, ремонтом, наладкой и испытанием энергоустановок [2].
- 3.59. вспомогательный персонал:** категория работников вспомогательных профессий, выполняющих работу в зоне действующих энергоустановок [2].
- 3.60. дежурный работник объекта электроэнергетики (ГЭС):** штатный работник организации собственника (эксплуатирующей организации), уполномоченный на выдачу и выполнение команд по управлению электроэнергетическим режимом ГЭС, а также на непосредственное воздействие на ее органы управления (постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004

№ 854 «Об утверждении правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»).

- 3.61. технический руководитель гидроэлектростанции (ГЭС):** лицо в штате организации собственника (эксплуатирующей организации), уполномоченное принимать решения и отдавать распоряжения по всем техническим вопросам касательно оборудования и сооружений данной гидроэлектростанции.
- 3.62. субъекты оперативно-диспетчерского управления:** организации и физические лица, уполномоченные на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для субъектов оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня.
- 3.63. управляющая компания:** организация, оказывающая на основании договора услуги по выполнению функций единоличного исполнительного органа других обществ (АО-энерго, АО-ФЭС, АО-электростанций и др.) [Федеральный закон от 26 декабря 1995 г. № 208-ФЗ «Об акционерных обществах»].
- 3.64. эксплуатирующая организация:** организация, имеющая в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении имущество гидроэлектростанции, осуществляющая в отношении этого имущества права и несущая обязанности, необходимые для ведения деятельности по безопасному производству электроэнергии в соответствии с действующими нормами и правилами.

#### ДОКУМЕНТАЦИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ:

- 3.65. стандарт гидроэлектростанции (СТО ГЭС):** нормативный документ (стандарт организации), отвечающий требованиям Федерального закона «О техническом регулировании», введенный в установленном порядке для применения на данной гидроэлектростанции.
- 3.66. рабочая конструкторская документация:** конструкторская документация, разработанная на основе технического задания или проектной конструкторской документации и предназначенная для обеспечения изготовления, контроля, приемки, поставки, эксплуатации и ремонта изделия (ГОСТ 2.103 – 68); совокупность конструкторских документов, предназначенных для изготовления, контроля, приемки, поставки, эксплуатации и ремонта изделия [10].
- 3.67. техническая документация:** совокупность документов, необходимая и достаточная для непосредственного использования на каждой стадии жизненного цикла продукции.

*Примечание: к технической документации относятся конструкторская и технологическая документация, техническое задание на разработку продукции и т.д. Техническую документацию*



можно подразделить на исходную, проектную, рабочую, информационную [10].

**3.68. эксплуатационные документы:** конструкторские документы, предназначенные для использования при эксплуатации, обслуживании и ремонте изделия в процессе эксплуатации (ГОСТ 2.102–68); текстовые и графические рабочие конструкторские документы, которые в отдельности или в совокупности дают возможность ознакомления с изделием и определяют правила его эксплуатации (использования по назначению, технического обслуживания, текущего ремонта, хранения и транспортирования), а также предназначены для отражения сведений, удостоверяющих гарантированные изготовителем значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, гарантий и сведений по его эксплуатации за весь период (длительность и условия работы, техническое обслуживание, ремонт и другие данные), а также сведений по его утилизации (ГОСТ 2.601–95).

**3.69. паспорт изделия:** эксплуатационный документ, содержащий сведения, удостоверяющие гарантии изготовителя, значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, а также сведения о сертификации и утилизации изделия (ГОСТ 2.601–95).

#### 4. Обозначения и сокращения

|         |   |
|---------|---|
| ГЭС     | - гидравлическая электрическая станция                    |
| КРК     | - камера рабочего колеса                                  |
| КПД     | - коэффициент полезного действия                          |
| МНУ     | - маслonaпорная установка                                 |
| НА      | - направляющий аппарат                                    |
| ПЛ      | - поворотнолопастная (-ое) (гидротурбина, рабочее колесо) |
| РК      | - рабочее колесо гидротурбины                             |
| РО      | - радиально-осевая (-ое) (гидротурбина, рабочее колесо)   |
| РЧВ     | - регулятор частоты вращения гидротурбины                 |
| СТО ГЭС | - стандарт гидроэлектростанции                            |
| СК      | - синхронный компенсатор                                  |
| ТВС     | - техническое водоснабжение                               |
| ЭМП     | - эластичный металлопластмассовый (опорный сегмент)       |

## **5. Организация контроля и оценки технического состояния оборудования на гидроэлектростанциях**

5.1. Контроль и оценка технического состояния оборудования ГЭС имеют целью:

повышение безопасности эксплуатации оборудования посредством выявления и своевременного устранения возникших повреждений (дефектов);

определение возможности и целесообразности продолжения эксплуатации выработавших срок службы единиц оборудования, их элементов и конструктивных узлов, определяющих безопасность эксплуатации гидроагрегата;

выработку рекомендаций по ремонтному обслуживанию и продолжению эксплуатации оборудования, имеющего повреждения (дефекты), включая введение при необходимости специальных эксплуатационных мер (дополнительный контроль, режимные ограничения, внеплановый ремонт и т.п.);

обоснование для модернизации единиц оборудования в целом, их элементов и конструктивных узлов.

5.2. Стандарт в соответствии с [1] устанавливает для применения на гидроэлектростанциях следующие обязательные формы контроля технического состояния оборудования:

5.2.1. постоянный контроль состояния работающего оборудования и технических систем (далее оборудования);

5.2.2. периодические осмотры выведенного из работы оборудования;

5.2.3. регулярные технические освидетельствования оборудования;

5.2.4. технические обследования оборудования.

5.3. Графики постоянного контроля и периодических осмотров оборудования должны быть утверждены техническим руководителем ГЭС.

5.4. Объем и периодичность технического контроля оборудования, указанные в соответствующих разделах Стандарта, могут быть уточнены в СТО ГЭС на основании рабочей конструкторской (заводской) документации, а также в зависимости от состояния оборудования и условий его работы.

5.5. Постоянный контроль технического состояния основного оборудования осуществляют с целью оперативного выявления нарушений его безопасной эксплуатации и принятия оперативных решений о необходимых 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 дистанционный контроль показателей, определяемых проектной документацией и/или СТО ГЭС, на пункте с постоянным нахождением дежурного персонала.

5.6. Периодический осмотр выведенного из работы оборудования (внешний и внутренний) осуществляют с целью своевременного выявления и анализа причин повреждений и дефектов, включая скрытые, которые не могут быть установлены при постоянном контроле, и выработки решений по предупреждению их развития и устранению. Осмотр производят лица, контролирующие безопасную эксплуатацию конкретного оборудования (элемента оборудования).

Не реже одного раза в год осмотр выведенного из работы оборудования должен быть произведен комиссией, состав которой утверждает технический руководитель ГЭС. Такой 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.

Периодичность и объем осмотров устанавливает технический руководитель ГЭС.

В случаях повреждения оборудования, имевших следствием непредвиденный вывод его из работы, должны быть произведены внеочередные осмотры.

Периодические осмотры выведенного из работы оборудования должны быть, как правило, приурочены ко времени проведения ремонта [7].

По результатам периодических осмотров технический руководитель ГЭС может назначить техническое обследование (испытания) оборудования (элементов оборудования).

5.7. Периодическое техническое освидетельствование оборудования осуществляют с целью углубленной оценки его состояния после длительного периода эксплуатации и определения мер для обеспечения безопасной работы оборудования в пределах срока службы или для продления срока службы.

Периодичность, объем и порядок технического освидетельствования оборудования установлены Правилами технической эксплуатации [1].

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технические паспорта ГЭС и оборудования. По результатам каждого освидетельствования в зависимости от состояния оборудования назначают срок проведения последующего освидетельствования. К эксплуатации не допускают оборудование с нарушенными сроками технического освидетельствования.

5.8. Техническое обследование (индивидуальное, комплексное) имеет целью диагностирование технического состояния оборудования (его отдельных элементов, конструктивных узлов) на основании результатов проводимых при этом испытаний и исследований, своевременное выявление и анализ причин аварийно опасных дефектов и повреждений, последующее принятие технических решений по мерам, необходимым для обеспечения безопасной эксплуатации оборудования в пределах срока службы.

Решение о проведении обследования принимает технический руководитель ГЭС по результатам периодических осмотров и технических освидетельствований.

Техническое обследование должно быть проведено в случае внезапного повреждения (отказа) оборудования в процессе эксплуатации.

Методики, применяемые при техническом обследовании, должны обеспечить выявление всех основных дефектов, развитие которых может привести к необратимому ухудшению технического состояния оборудования, а также дефектов, не выявляемых при постоянном контроле и при периодических осмотрах.

После достижения срока службы, определенного ГОСТ 26945-86 и ГОСТ 5616-89, результаты диагностирования технического состояния оборудования при техническом обследовании могут стать основанием для решения о продлении срока службы или о полной или частичной модернизации (замене) этого оборудования [7].

5.9. Программы работ по техническому обследованию с указанием используемых методик утверждает технический руководитель ГЭС с учетом типа, технического состояния, срока службы, условий и опыта эксплуатации обследуемого оборудования. При необходимости к разработке программы привлекаются организации, специализирующиеся в области диагностики гидроэнергетического и электротехнического оборудования.

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

5.11. Техническое состояние оборудования ГЭС оценивают как:

5.11.1. «Работоспособное», если контролируемые параметры, характеризующие способность оборудования выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, и при контроле технического состояния дефекты не выявлены или выявлены малозначительные легко устранимые дефекты на ранней стадии развития;

5.11.2. «Частично неработоспособное», если при контроле технического состояния выявлены значительные, но устранимые дефекты, при которых оборудование способно частично выполнять требуемые функции, и продолжение работы оборудования требует временного введения ограничений (снижения эксплуатационных нагрузок, сокращения межремонтного периода и т.п.);

5.11.3. «Неработоспособное», если контролируемые параметры, характеризующие способность оборудования выполнять заданные функции, не соответствуют требованиям нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, и при контроле технического состояния выявлены критические или значительные, трудно устранимые дефекты, и

восстановление работоспособности оборудования требует его немедленного вывода в ремонт;

5.11.4. «Предельное», если при контроле технического состояния выявлены критические дефекты, и дальнейшая эксплуатация оборудования недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

5.12. Оценку технического состояния технических систем производят на основе анализа работы обслуживаемого 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.

5.13. Для обеспечения безопасной работы оборудования и предотвращения повреждений, которые могут быть вызваны дефектами конструктивных узлов и деталей оборудования при изготовлении, монтаже и ремонте, а также развитием процессов эрозии, в том числе кавитационной, коррозии, снижением прочностных характеристик при эксплуатации, должен быть организован эксплуатационный контроль состояния металла.

Эксплуатационный контроль состояния металла следует проводить по программе, утвержденной техническим руководителем ГЭС.

В СТО ГЭС должны содержаться требования по входному и эксплуатационному контролю состояния металла в пределах нормативного и сверхнормативного срока службы.

5.14. Оценку технического состояния оборудования следует производить по совокупности фактических данных о параметрах (показателях) его элементов и конструктивных узлов путем 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 должна учитывать данные о предшествовавшей работе рассматриваемого оборудования и данные о работе аналогичных видов оборудования (показателей надёжности, аварийных повреждений, дефектов, выявленных и устранённых при ремонтах, результатов предшествующих испытаний и т.п.). Для этих целей могут быть также использованы акты расследования аварий и отказов, а также документация (формуляры, акты) текущих и капитальных ремонтов.

5.15. Оценку технического состояния единицы (элемента) оборудования в целом производят по худшей из оценок технического состояния его конструктивных и функциональных узлов.

5.16. В системах управления технологическими процессами ГЭС, в том числе автоматизированных (АСУ ТП), должны быть реализованы информационные, аналитические и диагностические функции по контролю состояния основного оборудования.

## **6. Требования к контролю технического состояния оборудования на гидроэлектростанциях**

6.1. Порядок контроля технического состояния оборудования на ГЭС должен быть надлежащим образом закреплен в СТО ГЭС и в инструкциях для персонала. Должны быть установлены:

- 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 состояния оборудования;
- правила техники безопасности при осуществлении технического контроля.

Является обязательным строгое соблюдение утвержденных в установленном порядке графиков, планов и программ технического контроля.

6.2. На ГЭС необходимо вести техническую документацию по формам, утвержденным техническим руководителем ГЭС, в которых регистрируют все результаты контроля технического состояния оборудования.

На каждую единицу оборудования должен быть заведен паспорт по форме, установленной нормативным документом ОАО РАО «ЕЭС России» на момент приобретения оборудования.

Результаты постоянного контроля регистрируют в суточных эксплуатационных ведомостях и в журналах.

Результаты периодических осмотров регистрируют в журналах осмотров с приложением актов осмотров и планов мероприятий, разработанных по зафиксированным результатам осмотров.

Результаты технических освидетельствований регистрируют в паспортах каждой из освидетельствованных единиц оборудования с приложением актов освидетельствований и планов мероприятий по зафиксированным результатам освидетельствований.

Результаты технических обследований должны быть зарегистрированы в журналах обследований и подробно изложены в технических отчетах о проведенных измерениях, испытаниях, исследованиях с приложением утвержденных в установленном порядке программ и актов обследований, всех материалов обследований, включая протоколы испытаний и анализов, и планов мероприятий, разработанных по результатам обследований.

6.3. В организации собственника (эксплуатирующей организации) должен быть организован учет и анализ информации об отказах, повреждениях, нештатных (опасных) ситуациях в работе каждой единицы установленного на ГЭС оборудования (элемента оборудования) для разработки мероприятий по обеспечению их безопасной эксплуатации. По

каждой единице оборудования следует вести журналы и/или картотеку указанной информации.

Для обеспечения сравнимости и унификации при оформлении результатов постоянного контроля, осмотров и обследований необходимо использовать стандартные бланки и формуляры.

6.4. Вся ведущаяся документация, в которой зарегистрированы результаты контроля и содержится информация об отказах, повреждениях, нештатных ситуациях, должна храниться до списания оборудования (элемента оборудования).

6.5. Все проверки и испытания оборудования и технических систем ГЭС следует выполнять в соответствии с действующими в ОАО РАО «ЕЭС России» нормативными техническими документами и конструкторской (эксплуатационной) документацией заводов-изготовителей, согласованной с РАО «ЕЭС России».

6.6. Контроль технического состояния оборудования требует оснащения ГЭС средствами измерений (СИ) [12] и соблюдения правил по обеспечению единства измерений [16, 27].

6.7. Оснащение оборудования ГЭС СИ производится в соответствии с проектной, конструкторской и нормативной документацией и с техническими условиями на поставку оборудования; установленные СИ должны обеспечивать постоянный контроль за техническим состоянием оборудования и режимом его работы.

6.8. 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 надзору [27];

- организацию и проведение работ по калибровке СИ, не подлежащих поверке [16];

- использование аттестованных методик выполнения измерений (МВИ);

- обеспечение соответствия точностных характеристик применяемых СИ требованиям к точности измерений технологических параметров.

6.9. Поверке подлежат все используемые на ГЭС средства измерений (СИ), относящиеся к сфере государственного контроля и надзора, в том числе эталоны, используемые для поверки и калибровки СИ, рабочие СИ, относящиеся к контролю параметров окружающей среды, обеспечению безопасности труда, а также при геодезических работах.

Организация собственника (эксплуатирующая организация) составляет по каждой ГЭС конкретный перечень СИ, подлежащих поверке, и направляет его для сведения в орган государственной метрологической службы, на обслуживаемой территории которого находится ГЭС.

Результаты поверки СИ удостоверяют поверительным клеймом и/или свидетельством о поверке, форма которых и порядок нанесения устанавливаются регламентами и стандартами России.

6.10. 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 технологическими параметрами, точность измерения которых не нормируется [16].

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

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

6.11. В процессе эксплуатации оборудования измерительные каналы информационно-измерительных систем (ИИС) подвергаются периодической поверке и/или калибровке в установленном порядке.

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

6.12. Каждый работник ГЭС, включая вспомогательный персонал, находясь на территории электростанции, должен обращать внимание на любые отклонения от нормы в работе оборудования и технических систем (на появившиеся протечки воды и масла из магистралей и соединений, усиленные или необычные звуки и шумы от работающего оборудования, повышенную ощутимую вибрацию оборудования и строительных конструкций, нарушения плотности воздушных магистралей, посторонние запахи, появление дыма и огня и другие). Обо всем замеченном работник должен немедленно сообщать оперативному персоналу в порядке, зафиксированном в СТО ГЭС.

## **7. Процедуры оптимизации принятия решений при оценке технического состояния оборудования гидроэлектростанций**

7.1. В целях максимального снижения риска производственного и материального ущерба при принятии лицом, контролирующим техническое состояние оборудования, решений по оценке технического состояния оборудования, по выбору варианта при реализации первоочередных действий и по назначению технических мероприятий принятию таких решений должно предшествовать выполнение ряда условий и процедур.

7.2. Лицо, принимающее решение, должно:

обладать профессиональными знаниями и производственными навыками в области эксплуатации, наладки, ремонта оборудования;

располагать достаточной информацией о работе оборудования в штатных и нештатных (опасных) ситуациях;



располагать технической и экономической нормативной базой, необходимой для оценки технического состояния конкретного вида и типа оборудования и для принятия хозяйственного решения о продолжении его эксплуатации или о выводе в ремонт, техническом перевооружении, полной замене.

Для создания информационно-аналитической базы данных в сферах производственной и хозяйственной деятельности организации собственника (эксплуатирующей организации) при необходимости могут быть привлечены специализированные научные и инженерные организации соответствующего профиля деятельности.

7.3. Принятию окончательного решения о техническом состоянии оборудования должен предшествовать глубокий анализ всех документально зафиксированных событий, связанных с авариями, повреждениями, отказами в работе данного оборудования, в том числе событий во внешней среде, независимой от функционирования ГЭС.

7.4. В целях создания информационно-аналитической базы данных, необходимой для принятия решений, в организации собственника (эксплуатирующей организации) должны быть созданы, постоянно накапливаться и актуализироваться (обновляться) данные:

- конструкторской (заводской) документации по всему составу оборудования ГЭС;

- документации, связанной с ремонтом, модернизацией и заменой оборудования, наладочными и экспериментальными работами;

- материалов постоянного контроля состояния оборудования, периодических осмотров, технических освидетельствований, технических обследований;

- сведений об авариях, повреждениях, отказах, нештатных ситуациях, возникавших при разборке, монтаже и работе оборудования в обычных и непроектных режимах, о результатах расследования аварий и повреждений, о выполненных после этого мероприятиях.

7.5. С использованием созданных баз данных в организации собственника (эксплуатирующей организации) должно быть организовано производственное обучение персонала по программе поведения при возникновении нештатных (опасных) и аварийных ситуаций при работе оборудования.

7.6. В организации собственника (эксплуатирующей организации) должно быть создано автоматизированное рабочее место (АРМ) специалиста, принимающего решения по оценке технического состояния оборудования.

7.7. В целях снижения уровня риска при принятии решений в организации собственника (эксплуатирующей организации) для каждой ГЭС должны быть разработаны и введены для применения научно обоснованные практические, технические и экономические рекомендации и мероприятия с целью повышения достоверности оценки технического состояния

оборудования и выработки типовых решений, учитывающие все особенности функционирования конкретной гидроэлектростанции.

7.8. В сложных случаях, не имеющих аналогов в практике эксплуатации ГЭС данной организации, для участия в выработке объективного решения должны быть приглашены эксперты из специализированных организаций и от заводов-изготовителей.

## **8. Оценка технического состояния гидротурбин**

### **8.1. Методики определения энергетических характеристик гидротурбин.**

8.1.1. Энергетические характеристики гидротурбин являются важным показателем их технического уровня и критерием для оценки технического состояния в период эксплуатации.

На гидроэлектростанциях необходимо регулярно проводить эксплуатационные энергетические испытания гидротурбин и приемочные испытания вновь вводимых (модернизированных) гидротурбин:

с непосредственным измерением расходов воды через гидротурбину (абсолютным методом) при вводе в эксплуатацию штатных гидроагрегатов (гидротурбин) после достижения проектного напора и при вводе в работу гидротурбин после модернизации и/или замены элементов гидротурбины или изменения формы проточного тракта; число испытываемых абсолютным методом гидроагрегатов рекомендуется принимать: на ГЭС с числом установленных или модернизированных однотипных гидроагрегатов до 4 – 1, от 5 до 10 – 2, от 11 до 20 и более – 3;

без непосредственного измерения расходов воды через гидротурбину (индексным методом) не реже одного раза в 10 лет, в том числе при вводе гидроагрегатов в работу после капитального ремонта, связанного с изменениями проточного тракта гидротурбины. Испытания индексным методом следует проводить на всех гидроагрегатах ГЭС не менее чем при трех значениях напоров, охватывающих полный диапазон их изменения.

Методики эксплуатационных энергетических испытаний (Приложение А) позволяют получить следующие энергетические характеристики: мощностную (зависимость мощности гидротурбины от открытия направляющего аппарата); рабочую (зависимость КПД гидротурбины от ее мощности); расходную (зависимость расхода воды через гидротурбину от ее мощности) и эксплуатационную (зависимость КПД турбины от напора и мощности турбины). При энергетических испытаниях проверяют также состояние комбинаторной зависимости поворотно-лопастных гидротурбин.

8.1.2. При энергетических испытаниях вводимой в эксплуатацию новой или модернизированной гидротурбины абсолютным методом определяют фактические значения КПД, в том числе его максимальное значение, и максимальную мощность гидротурбины с целью проверки выполнения гарантий завода-изготовителя (гарантийные испытания) и/или оценки

эффективности модернизации; при последующих испытаниях аналогичные данные используют для оценки фактического состояния гидротурбины.

При энергетических испытаниях индексным методом решают задачи по:

- проверке гарантий завода по максимальной мощности гидротурбины;
- оценке изменения характеристик действующей гидротурбины в процессе ее эксплуатации;
- определению формы рабочей характеристики гидротурбины (гидроагрегата) с целью выбора оптимальных режимов работы гидроагрегата;
- определению оптимальной комбинаторной зависимости поворотно-лопастных гидротурбин и проверке ее соответствия установленной комбинаторной связи.

8.1.3. Испытания проводят по программе, утвержденной техническим руководителем ГЭС, согласованной с соответствующим диспетчерским центром; при проведении гарантийных испытаний программу согласовывают также с заводом-изготовителем.

При проведении энергетических испытаний следует также руководствоваться требованиями ГОСТ 28842-90 «Турбины гидравлические. Методы натурных приемочных испытаний» и Международными правилами натурных приемочных испытаний по определению гидравлических характеристик турбин, аккумулирующих насосов и обратимых турбин [18].

8.1.4. Энергетические испытания абсолютным методом позволяют определить фактические (абсолютные) значения расходов воды через гидротурбину и ее КПД. Рекомендуется использовать отработанный в отечественной практике метод «площадь-скорость», при котором расход гидротурбины определяется интегрированием поля местных скоростей в выбранном для этого створе, измеряемых гидрометрическими вертушками.

Стандарт допускает возможность применения с этой целью иных методов, например, акустических, гидравлического удара и других, при условии их метрологической аттестации, произведенной в установленном порядке.

Испытания рекомендуется проводить при напоре гидротурбины, близком к расчетному.

При проведении испытаний абсолютным методом должна быть одновременно произведена градуировка расходомерного створа спиральной камеры, которую в последующем используют при проведении испытаний индексным методом.

Проведение энергетических испытаний абсолютным методом на деривационных ГЭС допускает два варианта выбора створа для установки гидрометрических вертушек: в напорном трубопроводе; в пазах плоских затворов водоприемника.

Использование первого варианта при соблюдении требований МЭК обеспечивает значения погрешности измерения расхода гидротурбины в

интервале от  $\pm 1,0$  до  $\pm 1,5\%$ ; второй вариант при тех же условиях обеспечивает значения погрешности в интервале от  $\pm 1,2$  до  $\pm 2,0\%$ .

8.1.5. Энергетические испытания индексным методом требуют наличия как минимум двух работоспособных пьезометрических выводов из спиральной камеры, расположенных в одном радиальном сечении; входное отверстие одного из выводов размещают на внешнем радиусе спирали, другого вывода – на внутреннем радиусе у статорных колонн.

При индексном методе испытаний измеряется не фактический расход воды, а пропорциональная ему величина. Сущность метода заключается в определении условного или индексного КПД гидротурбины и/или гидроагрегата путем измерения фактических значений мощности и напора и условной (индексной) величины расхода воды. Из-за увеличения погрешности измерения перепада давления индексный метод не рекомендуется применять при расходах гидротурбины менее 50% от максимального для данного напора.

8.1.6. Оценку технического состояния гидротурбины по результатам энергетических испытаний производят на основании их сравнения с результатами предыдущих испытаний (или заводской эксплуатационной характеристикой):

- по снижению максимального абсолютного или относительного КПД;
- по изменению формы рабочей характеристики гидротурбины (смещению зоны максимума КПД в сторону больших или меньших мощностей);
- по снижению максимальной мощности при том же напоре гидротурбины и открытии направляющего аппарата (для поворотно-лопастных гидротурбин – при отсутствии нарушения комбинаторной связи);
- по выявлению во время испытаний при максимальных нагрузках отсутствовавшего ранее «срыва» КПД и мощности.

Выявление причин ухудшения состояния гидротурбины требует дополнительного анализа.

При проведении сравнительных испытаний следует соблюдать условия идентичности: использовать одни и те же пьезометрические выводы из спиральной камеры, одну и ту же измерительную аппаратуру; идентичными должны быть напор и высота отсасывания. Следует также учитывать повышенную погрешность сравнительных испытаний поворотно-лопастных гидротурбин с неполноохватной бетонной спиральной камерой.

## **8.2. Рабочие колеса гидротурбин.**

8.2.1. Стандарт устанавливает требования к оценке технического состояния рабочих колес гидротурбин поворотно-лопастного и радиально-осевого типов при эксплуатации. Стандарт распространяется на гидротурбины с диагональными рабочими колесами; их конкретные особенности учитывают в СТО ГЭС.

Вследствие недоступности рабочих колес гидротурбин во время работы гидроагрегата для непосредственного контроля и отсутствия специальной контрольно-измерительной аппаратуры в узлах и механизмах, оценку состояния рабочих колес производят:

- на работающем оборудовании по косвенным признакам;
- на остановленном гидроагрегате при осушенном проточном тракте по данным осмотров, освидетельствований, технических обследований (испытаний) и контрольных измерений.

Требования к техническому контролю рабочих колес поворотно-лопастных гидротурбин содержатся в таблице 1, радиально-осевых гидротурбин – в таблице 2.

8.2.2. Ухудшение технического состояния гидротурбин и/или их эксплуатационных показателей проявляется во время работы под нагрузкой или в переходных режимах по следующим косвенным признакам:

недобор мощности: мощность гидротурбины, измеренная с использованием штатных приборов, не достигает паспортной (по эксплуатационной характеристике) при фиксированном открытии направляющего аппарата, напоре и высоте отсасывания; причины недобора мощности выявляют по результатам осмотра и/или технического обследования (испытаний) гидроагрегата;

увеличение биения вала и вибрации опорных конструкций гидроагрегата в зоне шахты гидротурбины (крышка турбины, корпус турбинного подшипника, опора подпятника) сверх значений, установленных документацией завода изготовителя: отчетливое повышение биения вала или вибрации по сравнению с обычным уровнем или изменение характера колебаний;

резкое повышение расхода воды на смазку подшипника с водяной смазкой по сравнению с обычными эксплуатационными значениями (паспортными или установленными на основании опыта эксплуатации);

повышение температуры подшипника с масляной смазкой;

возникновение шумов и ударов под крышкой турбины и в отсасывающей трубе при работе в нормальных эксплуатационных режимах.

У поворотно-лопастных гидротурбин дополнительными косвенными признаками ухудшения их состояния являются:

увеличение перетоков масла в сервоприводе разворота лопастей: повышенный уровень масла в ванне маслоприемника при работе гидроагрегата под нагрузкой оценивают по результатам испытаний системы регулирования; предельное значение перетоков соответствует переливу масла через гребенку лабиринтного уплотнения маслоприемника;

потери масла из системы регулирования: снижается уровень масла в баке маслонапорной установки (МНУ), предельное снижение уровня контролируется уставкой датчика уровня;

появление масла на поверхности воды в нижнем бьефе ГЭС: утечка масла происходит в результате ухудшения работы уплотняющих

конструкций втулки рабочего колеса, в частности, уплотнений цапф лопастей рабочего колеса; возможно обводнение масла в системе регулирования.

У радиально-осевых гидротурбин дополнительными признаками являются:

повышение давления в разгрузочной полости: норму уровня давления в полости устанавливают по данным завода-изготовителя или исходя из опыта эксплуатации;

повышение температуры подпятника гидрогенератора, не связанное с сезонными или режимными изменениями температуры;

увеличение протечек через уплотнение вала в крышке турбины.

8.2.3. При осмотре и оценке состояния рабочих колес гидротурбин следует руководствоваться Приложениями Б и В. В случае привлечения сторонних специализированных организаций объемы, сроки и порядок проведения работ по оценке состояния рабочего колеса уточняются в программе работ, утверждаемой техническим руководителем ГЭС.

8.2.4. Осмотр рабочего колеса производят на выведенном из работы гидроагрегате при осушенном проточном тракте гидротурбины.

Осмотр с помощью специальных (работающих под водой) автономных средств без осушения проточного тракта может быть произведен только в исключительных случаях (авария, невозможность осушения).

8.2.5. При осмотре рабочих колес должны быть выявлены:

очаги кавитационных повреждений на лопастях, втулке и обтекателях;

наличие трещин, каверн и иных поверхностных повреждений, их характер, размеры и расположение относительно фиксированных точек.

При осмотре поворотно-лопастных рабочих колес дополнительно выявляют:

протечки масла через уплотнения лопастей и другие конструктивы, наличие потеков масла на втулке РК, из-под крышки втулки РК, из-под фланцев лопастей и в конусе (обтекателе) из-под нижней крышки, из-под заглушек, пробок и клапанов;

состояние заглушек болтов крепления лопасти, сливных и наливных отверстий и клапанов, стопоров гаек и головок болтовых соединений, наличие механических, кавитационных и абразивных повреждений, нарушение стопорных устройств.

Все выявляемые повреждения должны быть документально зафиксированы, привязаны к характерным точкам, обмерены и сфотографированы в масштабе для сравнения с предыдущими замерами; должно быть сделано их краткое описание.

8.2.6. При эксплуатации рабочих колес в пределах гарантийных режимов гидротурбины должна быть оценена интенсивность кавитационной эрозии по величине весовой потери металла (кг) из рабочего колеса и элементов проточной части за определенное число часов работы в соответствии с гарантиями завода-изготовителя гидротурбин.

В случае отсутствия заводских гарантий по потере металла при кавитационном износе допустимый объем этих потерь должен быть определен в соответствии со стандартом Международной электротехнической комиссии [17].

8.2.7. Состояние металла лопастей оценивают при визуальном и инструментальном контроле. Работы производят в соответствии с Приложением Г. Проверку на наличие трещин в металле лопастей производят в соответствии с [17]. Контроль состояния металла рабочего колеса следует, как правило, совмещать с капитальным ремонтом гидротурбины

Контроль состояния металла рабочих колес в процессе эксплуатации гидротурбины необходимо производить с участием квалифицированных специалистов. Периодический контроль следует выполнять в первый раз не позднее чем через 8000 ч работы после начала эксплуатации гидротурбины, последующий контроль должен производиться не позднее чем через 25000 ч после начала эксплуатации. Этот срок с учетом фактического состояния рабочих колес может быть изменен техническим руководителем ГЭС.

8.2.8. При необходимости, выявляемой при осмотрах и освидетельствованиях, необходимо проверять геометрическую форму лопастей, симметричность их расположения, состояние кромок.

Проверка геометрических форм лопастей должна производиться в сроки, определяемые техническим руководителем ГЭС, с привлечением специализированной организации.

У поворотно-лопастных гидротурбин должна быть проверена геометрическая форма камеры рабочего колеса. Работы следует производить в соответствии с Приложением Е и с учетом рекомендаций [23, 24].

8.2.9. У радиально-осевых гидротурбин проверяют размеры и равномерность зазоров в лабиринтных уплотнениях верхнего обода и высотное положение РК. Зазор контролируют по положению лабиринтных колец на верхнем обода РК (вращающегося) по отношению к кольцам в крышке турбины (неподвижным). При отсутствии заводских или монтажных норм следует руководствоваться значениями отклонений (в мм), которые в зависимости от диаметра РК (в м) не должны превышать следующих значений:

|                |     |     |     |     |
|----------------|-----|-----|-----|-----|
| Диаметр РК, м  | 2,0 | 4,0 | 6,0 | 8,0 |
| Отклонение, мм | 1,0 | 2,0 | 2,5 | 3,0 |

Величина выступа кромок входного сечения РК относительно закладных частей и крышки турбины в зависимости от диаметра РК соответственно не должна превышать следующих значений:

|                |     |     |     |     |
|----------------|-----|-----|-----|-----|
| Диаметр РК, м  | 2,0 | 4,0 | 6,0 | 8,0 |
| Отклонение, мм | 1,0 | 1,0 | 2,0 | 3,0 |

Зазоры между РК и неподвижными частями гидротурбины, а также в лабиринтных уплотнениях не должны отличаться от заданных конструкторской документацией более чем на 20 %.

Неконцентричность между собой верхнего и нижнего лабиринтных колец и несоосность их с валом допускается в пределах 10% от размера одностороннего зазора в лабиринтном уплотнении РК.

Работа должна производиться в соответствии с требованиями Приложения Д и рекомендациями [6, 23, 24].

Состояние клапана на торце вала, болтовых соединений оценивают по наличию механических, кавитационных и эрозионных повреждений, фиксируют нарушение стопорных устройств.

8.2.10. При осмотрах и освидетельствованиях рабочих колес поворотно-лопастных гидротурбин должны быть исследованы форма периферийных кромок лопастей, форма камеры рабочего колеса, зазор «камера – лопасть». Размер зазора «камера-лопасть» должен соответствовать нормативам конструкторской и/или монтажной документации [6]. При отсутствии соответствующих документов зазор «камера-лопасть» не должен превышать 0,001 от диаметра рабочего колеса. Контроль зазора следует производить в соответствии с требованиями Приложений Д и К.

8.2.11. В случае неудовлетворительной работы рабочего колеса при полном соответствии контролируемых параметров проектным и монтажным требованиям должен быть произведен обмер геометрических размеров его элементов, включая построение профилей и решетки лопастной системы в соответствии требованиями Приложения Е.

8.2.12. Состояние механизма разворота лопастей при осмотрах и обследованиях (без разборки РК) должен оцениваться по косвенным признакам, для чего проверяются: комбинаторная зависимость, равномерность углов установки лопастей, наличие люфтов и провисания лопастей.

Положение лопастей при проверке комбинаторной зависимости по углу разворота при заданном открытии направляющего аппарата не должно отличаться от проектного более чем на 0,5%.

Расхождение в углах установки лопастей, замеренное в соответствии с требованиями Приложения Е не должно превышать 1,0% от угла их полного разворота.

8.2.13. Оценку величины перестановочных усилий и люфтов в механизме поворота лопастей следует производить в соответствии с требованиями Приложения Ж.

Изменение величины перестановочных усилий в процессе эксплуатации гидротурбины выявляют путем сравнения значений, полученных при измерениях во время очередного осмотра или освидетельствования, с их значениями, полученными ранее при измерениях, выполненных по методике завода на остановленном агрегате во время



монтажа или последнего капитального ремонта и зафиксированных в соответствующих документах (актах, протоколах, формулярах) как базовые значения для последующих контрольных измерений в процессе эксплуатации.

Оценку состояния механизмов и узлов трения рабочего колеса производят исходя из того, что изменение значений перестановочных усилий в механизме поворота лопастей допускается только в сторону их уменьшения по сравнению с базовыми (первоначально зафиксированными).

8.2.14. Общее состояние рабочего колеса оценивают, исходя из степени износа основных деталей и узлов, наличия повреждений, соответствия паспортным или проектным требованиям.

Эксплуатация поворотного-лопастного рабочего колеса в пропеллерном режиме недопустима, в соответствии с ГОСТ 27.002-89 и конструкторской заводской документацией ее следует рассматривать как эксплуатацию неисправного оборудования.

**Т а б л и ц а 1. Нормы контроля технического состояния рабочего колеса радиально-осевой гидротурбины**

| № п/п | Уровень контроля   | Наблюдаемые и контролируемые параметры  | Способы и средства контроля  | Режим контроля  | Допустимые значения параметров  | Способ регистрации результатов контроля              |
|-------|--|---|--|---|---|--|
| 1     | 2  | 3   | 4  | 5   | 6   | 7  |
| 1.    | Постоянный инструментальный и визуальный контроль на работающем оборудовании | Давление, вакуум, пульсация давления в проточной части, вибрация, биение вала.            | Инструментальный, автоматизированный дистанционный контроль                  | Непрерывно при наличии датчиков дистанционного контроля, визуально не реже 1 раза в смену при обходах | Проектно-конструкторская, монтажная документация, СТО ГЭС   | Журнал дефектов, суточная ведомость.                 |
| 2.    | Периодический осмотр, техническое обследование                               | Кавитационный износ элементов рабочего колеса. Механические повреждения. Трещины          | Визуальный, инструментальный, автоматизированный дистанционный контроль      | При осушенной проточной части. По графику и при необходимости   | В соответствии с гарантиями завода изготовителя или со стандартом МЭК, публикация № 609. Наличие трещин не допускается. По результатам анализа металла РК | Формуляр, схема замеров. Фото.                       |
|       |  | Зазоры в лабиринтном уплотнении. Высотное положение РК.                                   | Инструментальный контроль  |   | В соответствии с требованиями завода изготовителя. В соответствии с данными, приведенными в п. 8.2.9.   | Формуляры, акты, схема замеров.                      |
|       |  | Наличие повреждений спиральной камеры, облицовки отсасывающей трубы, закладных элементов. | Визуальный, инструментальный. Контроль металла при техническом обследовании. |   | Повреждения не должны препятствовать безопасной эксплуатации гидротурбины.  | Формуляры, акты, фото, описания. Технические отчеты. |

**Т а б л и ц а 2. Нормы контроля технического состояния рабочего колеса поворотно-лопастной гидротурбины**

| № п/п. | Уровень контроля.   | Наблюдаемые и контролируемые параметры  | Способы и средства контроля                                     | Режим контроля   | Допустимые значения параметров   | Способ регистрации результатов контроля |
|--------|---|---|---|--|--|---|
| 1      | 2   | 3   | 4   | 5  | 6  | 7                                       |
| 1.     | Постоянный инструментальный контроль.<br>Периодический, во время обходов, | Давление, вакуум, пульсация давления в проточной части агрегата, вибрация, биение вала. | Инструментальный.<br>Автоматизированный дистанционный контроль. | Непрерывно при наличии датчиков дистанционного контроля.<br>Периодический при обходах. | Требования завода изготовителя, НТД, местная инструкция по эксплуатации.   | Журнал дефектов, суточная ведомость.    |
| 2.     | Периодический осмотр  | Зазор камера-лопасть..<br>Форма РК, форма камеры рабочего колеса по кромкам лопастей.   | Инструментальный контроль                                       | При осушенной проточной части.<br>При необходимости                                    | В пределах 20% от заданного проектного зазора камера лопасть.  | Акты, формуляры замеров.                |
| 3.     | Периодический осмотр  | Кавитационный износ.<br>Механические и коррозионные повреждения.                        | Визуальный и инструментальный контроль.                         | При осушенной проточной части.<br>При необходимости                                    | В соответствии с гарантиями завода изготовителя или со стандартом МЭК, публикация № 609.                                   | Формуляр, Схема замеров. Фото.          |
| 4.     | Периодический осмотр  | Кавитационный износ лопастей.<br>Механические повреждения. Трещины                      | Инструментальный контроль                                       | При осушенной проточной части.<br>При необходимости                                    | В соответствии с гарантиями завода изготовителя или со стандартом МЭК, публикация № 609.<br>Наличие трещин не допускается. | Акты, формуляры замеров.                |
| 5.     | Периодический осмотр  | Комбинаторная зависимость.  | Инструментальный контроль                                       | При осушенной проточной части.   | Комбинаторная зависимость должна   | Запись в акте протоколы                 |

|     |  |   |   |   |   |                                    |
|-----|--|---|---|---|---|------------------------------------|
|     |  |   |   | При необходимости                       | соответствовать оптимальной. Метки на фланце лопасти, маслоприемнике и регуляторе должны совпадать. |                                    |
| 6.  | Техническое обследование                       | Давление в полостях сервомоторов. Перестановочные усилия.                 | Инструментальный контроль                                       | На остановленном агрегате               | Изменение величины перестановочных усилий допускается только в сторону уменьшения                   | Формуляр. Акт.                     |
| 7.  | Техническое обследование                       | Равномерность установки всех лопастей.                                    | Инструментальный контроль                                       | При осушенной проточной части.          | Расхождение в углах установки лопастей не должно превышать 0,5%.                                    | Формуляр. Акт.                     |
| 8.  | Периодический осмотр, техническое обследование | Величина люфтов механизма обратной связи.                                 | Инструментальный контроль                                       | На остановленном агрегате               | Не более 0,5% от полного хода сервомотора   | Акты, формуляры замеров.           |
| 9.  | Техническое обследование                       | Равномерность установки углов разворота лопастей.                         | Инструментальный контроль                                       | На остановленном агрегате               | Расхождение в углах установки лопастей не должно превышать 0,5% от полного разворота..              | Акты, формуляры замеров.           |
| 10. | Периодический осмотр                           | Протечки масла через уплотнения, стыки и разъемы .втулки рабочего колеса. | Визуальное обследование. Инструментальное по уровню в баке МНУ. | На работающем и остановленном агрегате. | Уровень ниже уставки датчика на баке МНУ. Протечки масла через уплотнения РК не допускаются.        | Суточная ведомость. Протокол. Акт. |

### **8.3. Маслоприемник рабочего колеса поворотно-лопастной гидротурбины**

8.3.1. На работающем агрегате состояние маслоприемника оценивают по внешнему виду, величине протечек масла через уплотнения штанги и величине перетоков в системе сервопривода механизма разворота лопастей рабочего колеса.

8.3.2. Долговечность и надежность маслоприемника в работе определяет качество центровки маслоприемника и гидроагрегата, величина отклонения от перпендикулярного положения линии вала гидрогенератора и зеркального диска подпятника, соосность штанг маслоприемника, их направляющих и подшипников гидрогенератора, а также величина установленных в подшипниках зазоров.

При оценке текущего состояния маслоприемника по этим признакам необходимо учитывать величину и характер биения вала у верхнего генераторного подшипника, радиальную составляющую вибрации верхней крестовины генератора и корпуса маслоприемника, которые должны отвечать допустимым нормам в соответствии с требованиями приложения И. Превышение этих норм ведет к прогрессивному ухудшению состояния маслоприемника.

8.3.3. При анализе и оценке технического состояния маслоприемника должна быть использована эксплуатационная, монтажная и ремонтная документация в части проверки линии вала и регулировки зазоров в направляющих подшипника и штангах маслоприемника [11].

Проверка этих параметров должна быть выполнена в соответствии с требованиями Приложений Д и К.

8.3.4. Основным критерием при оценке состояния маслоприемника и сервопривода механизма разворота лопастей во время работы гидроагрегата служит величина протечек масла через фланцевые соединения и уплотнения штанг, которая контролируется визуально по величине протечек, а при наличии датчика уровня в ванне маслоприемника – дистанционно.

8.3.5. Надежным признаком возникновения нарушений в работе системы управления лопастями рабочего колеса служит изменение режима работы насосов МНУ, характеризующегося отношением времени работы его на аккумулятор к суммарному времени работы на слив и простоя.

При нормальном состоянии системы регулирования, сервомотора механизма разворота лопастей рабочего колеса и маслоприемника насос работает в режиме 1:(12...20). Об ухудшении состояния названных узлов свидетельствует режим работы 1: (4...6).

8.3.6. При оценке состояния узла маслоприемника во время осмотров необходимо исключать влияние на его работу других элементов системы регулирования гидротурбины путем временного ограничения их перемещений или перекрытия задвижек на маслопроводах сервомоторов направляющего аппарата.

При проведении работ по оценке состояния маслоприемника необходимо руководствоваться Приложением Ж, а также рекомендациями [24].

8.3.7. Во время периодических осмотров маслоприемника (табл. 3) на остановленном гидроагрегате основное внимание обращают на: наличие потеков масла на корпусе, фланцевых соединениях и опорных конструкциях маслоприемника; состояние уплотняющих элементов; состояние штанги в зоне ее перемещения (при технической возможности).

8.3.8. При осмотрах и освидетельствованиях маслоприемника:

оценивают наличие и вид натиров, раковин, следов перегрева и других повреждений, фиксируют их размещение, характер и размеры;

оценивают механическое состояние втулок, качество и плотность их запрессовки в корпус, состояние стопорных устройств, степень износа;

измеряют и фиксируют зазоры «штанга – втулка» в зоне перемещения штанги;

по результатам измерений определяют протечки и перетоки масла в маслоприемнике и сервомоторе рабочего колеса;

оценивают механическое состояние узлов механизма обратной связи (заделка троса, крепление кронштейнов, состояние подшипников, троса или штанги, люфты, зазоры и др.);

проверяют величину и равномерность зазоров в лабиринтном уплотнении маслоприемника;

оценивают состояние изоляции маслоприемника от подшипниковых токов (сопротивление изоляции не менее 1 МОм);

оценивают состояние крепежа и контрящих устройств корпуса маслоприемника и фланцевых соединений;

производят проверку манометров, датчика уровня масла;

проверяют соответствие показаний указателей угла разворота лопастей на маслоприемнике, колонке регулятора и фланце лопастей РК.

8.3.9. Величину зазоров, несоосность и неконцентричность узлов и деталей оценивают в сопоставлении с конструкторской документацией завода-изготовителя или с монтажными формулярами [6]. При отсутствии соответствующей документации оценку следует производить на основании нижеприведенных данных:

Примерные допуски для оценки технического состояния маслоприемника, мм

| Диаметр рабочего колеса, м   | 3    | 5    | 7    | 9    |
|--|------|------|------|------|
| Негоризонтальность верхнего опорного фланца основания маслоприемника (ванны) | 0,10 | 0,10 | 0,15 | 0,20 |
| Неконцентричность зазоров в лабиринтном уплотнении маслоотражателя           | 0,05 | 0,10 | 0,15 | 0,15 |
| Несоосность корпуса маслоприемника с основанием (ванной)                     | 0,05 | 0,05 | 0,10 | 0,10 |

Таблица 3. Нормы контроля технического состояния узлов и механизмов маслоприемника гидротурбины

| № п/п | Уровень контроля   | Наблюдаемые и контролируемые параметры   | Способы и средства контроля  | Режим контроля   | Допустимые значения параметров  | Способ регистрации результатов контроля   |
|-------|--|--|--|--|---|---|
| 1     | 2  | 3  | 4  | 5  | 6   | 7   |
| 1.    | Постоянный инструментальный контроль на работающем оборудовании. Периодический визуальный. | Уровень масла в ванне маслоприемника.  | Визуальный или инструментальный контроль   | Непрерывно при наличии дистанционного контроля. Периодически при обходах 1 раз в сутки   | Не превышает установившийся уровень. Не допускается повышение уровня до гребенки лабиринтного уплотнения.           | Лента самописца, журнал дефектов, срочная информация для ремонтного и оперативного персонала. |
| 2.    | Периодический визуальный.  | Состояние пар трения «штанга- втулка».   | Визуальный контроль  | Периодически, при необходимости.   | Величина протечек и температуры не превышают установившихся значений, одностороннее смещение штанги не допускается. | Запись в журнал дефектов, срочная информация для ремонтного и оперативного персонала.         |
| 3.    | Постоянный инструментальный контроль на работающем оборудовании. Периодический визуальный. | Температура сегментов подшипника генератора. Биение вала. Вибрация маслованны, верхней крестовины. | По показаниям датчиков температуры, биения вала, вибрации маслованны, крестовины | Непрерывно при наличии дистанционного контроля. Периодический при обходах 1 раз в сутки. | В соответствии с конструкторской заводской документацией и СТО ГЭС  | Лента самописца, журнал дефектов, срочная информация для ремонтного и оперативного персонала. |
| 4.    | Инструментальный контроль  | Показания датчиков перемещения (индикаторы часового типа) вала генератора.                         |  | Во время ремонта при необходимости.  | В соответствии с конструкторской заводской документацией и СТО ГЭС  | Протокол проверки линии вала.   |

#### **8.4. Направляющий аппарат гидротурбины**

8.4.1. Стандарт устанавливает требования к оценке технического состояния цилиндрического направляющего аппарата (НА), кинематического механизма и элементов сервопривода направляющего аппарата вертикального гидроагрегата. Общее состояние НА оценивают по степени его износа, определяющего объем ремонтных восстановительных работ для восстановления проектных параметров [20, 21].

8.4.2. Постоянный контроль технического состояния НА при работе гидроагрегата должен выявлять следующие признаки ухудшения состояния НА (табл.4):

- увеличение времени выбега гидроагрегата после подачи команды на останов и закрытие НА;
- возобновление вращения ротора гидроагрегата после полной остановки и отключения тормозов;
- наличие значительных протечек воды через уплотнения цапф лопаток НА;
- повторяющиеся повреждения предохранительных устройств на рычагах лопаток (разрывных болтов, срезных штифтов, пальцев и др.);
- наличие шума текущей воды в проточной части гидротурбины при закрытом НА;
- увеличение потерь сжатого воздуха (увеличение частоты подкачки) при работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора;
- увеличение протечек и перетоков в сервомоторах НА (изменение цикла “включение-выключение” насосов МНУ);
- увеличение частоты включения лекажного агрегата;
- наличие стуков и заеданий при перемещении регулирующего кольца, необычное смещение элементов кинематики (например, при разрушении срезного пальца);
- повышенные перестановочные усилия сервомоторов НА.

8.4.3. Для общей оценки состояния элементов кинематической схемы управления определяют величину суммарных люфтов и мертвых ходов в обратной связи. В жестких обратных связях, в случае необходимости, люфты должны определяться поэлементно для выявления изношенных шарниров.

8.4.4. При осмотрах остановленного гидроагрегата при осушенной проточной части должны быть выявлены и оценены эрозионные, кавитационные и механические повреждения узлов и деталей НА. При этом производят качественную и количественную оценку кавитационных и эрозионных (гидроабразивных и коррозионных) повреждений лопаток, а также верхнего и нижнего колец НА. Должно быть выполнено фотографирование, обмеры и привязка поврежденных участков к осям гидроагрегата, бьефам и берегам или к другим фиксированным элементам



для возможности сравнения с предыдущими замерами. Аналогичную работу производят по оценке состояния защитных облицовок (при их наличии).

Уровень коррозионного и абразивного износа частей НА не должен быть более высоким, чем на прилегающих к нему элементах проточной части выполненных из аналогичного материала.

При обнаружении скорости износа более 0,1 мм/год следует проводить специальные восстановительные мероприятия.

Выявляют наличие натиров и повреждений на верхнем и нижнем кольцах НА в зоне перемещения лопаток.

8.4.5. При осмотрах и освидетельствованиях измеряют зазоры по перу и торцам лопаток, оценивают состояние резиновых уплотнений, пазов и контактных поясков.

Зазоры по перу измеряют в трех точках по высоте лопаток щупом при закрытом положении НА; при высоте лопаток менее 500 мм измерения производят в двух точках по их высоте.

Размер допускаемых зазоров в НА, не имеющих уплотнений, нормируется в зависимости от высоты пера лопатки или диаметра РК гидротурбины:

|                    |      |      |      |      |
|--------------------|------|------|------|------|
| Высота лопатки, мм | 500  | 1000 | 1500 | 2000 |
| Диаметр РК, мм     | 2000 | 3000 | 4000 | 5000 |
| Зазор, мм          | 0,05 | 0,1  | 0,15 | 0,20 |

Суммарная длина всех местных зазоров между двумя смежными лопатками, превышающих норму, не должна превышать 20 % от длины пера лопатки.

В направляющем аппарате, имеющем резиновые уплотнения, измерения производят в трех точках по высоте лопатки щупом при сервомоторе, находящемся на стопоре. Резина уплотнения при измерениях должна быть сжата равномерно без зазоров по всей высоте пера. Зазоры по металлу в зоне контакта между соседними лопатками при этом должны быть равномерными по высоте пера и составлять 0,5-1,0 мм.

8.4.6. Размер полного открытия НА измеряют нутромером по минимальному расстоянию в свету (просвет) между полностью развернутыми соседними лопатками: измеренный размер должен соответствовать документации завода изготовителя гидротурбины. Общее отклонение допускается только в сторону увеличения. Отклонение размеров полного открытия между разными лопатками не должно превышать 3%.

8.4.7. Оценку состояния уплотнений по перу и торцам лопаток производят визуально. В случае обнаружения повреждений или отсутствия уплотнителя необходимо оценить состояние пазов под закладку нового шнура, а также входных кромок на торцах лопаток.

Таблица 4. Нормы контроля технического состояния направляющего аппарата.

| № п.п | Узлы и детали                             | Контролируемый параметр                                 | Контрольное значение  | Примечание                                 |
|-------|---|---|---|--|
| 1     | 2   | 3   | 4   | 5  |
| 1     | Лопатки, нижнее кольцо, верхнее кольцо НА | Коррозионный и абразивный износ                         | 0,1мм/год   | Не более 5 мм                              |
|       |   | Кавитационный износ                                     | Не допускается  |  |
| 2     | Подшипники лопаток, втулки, цапфы лопаток | Износ, трещины в облицовке, отставание или выкрашивание | Зазоры в пределах допусков, предусмотренных в чертежах, трещины, отставание и выкрашивание не допускаются |  |
| 3     | Узлы трения кинематики                    | Износ   | Зазоры в пределах допусков, предусмотренных в чертежах  |  |
|       |   | Увеличенные перестановочные усилия                      | Усилия в пределах допусков завода-изготовителя  |  |
| 4     | Узлы и детали кинематики НА               | Наличие трещин  | Не допускается  |  |
| 5     | Срезные пальцы                            | Поломки   | Частые поломки без видимых причин не допускаются  |  |
| 6     | Трущиеся поверхности регулирующего кольца | Износ   | Нормы завода изготовителя в пределах конструктивных зазоров.  | 0,001 от диаметра кольца, но не более 5 мм |
| 7     | Уплотнения цапф лопаток                   | Протечки  | Допускается в пределах обеспечения от качки с крышки турбины  |  |
| 8     | Уплотнения лопаток по перу и торцам       | Протечки через НА                                       | Допускаются протечки, допускающие остановку гидроагрегата на выбеге без торможения                        |  |
| 9     | Сервомоторы                               | Износ цилиндров, уплотнений поршней                     | Допускаются протечки, величина которых обеспечивает цикл насосов МНУ не хуже 1:10                         |  |
| 10    | Фланцевые соединения                      |   | Протечки не допускаются   |  |
| 11    | Кинематика НА                             | Суммарные люфты   | Практически наличие люфтов считается недопустимым   | Не более 0,5% от полного хода сервомотора. |

8.4.8. При наличии ограничителей поворота лопаток следует проверить их состояние.

8.4.9. При периодических осмотрах контролируют степень износа направляющих регулирующего кольца при открытии и закрытии направляющего аппарата в диаметральной и вертикальном направлениях, наличие перекосов установки сервомоторов и их штоков, наличие трещин в местах крепления опор сервомоторов. При обнаружении повышенных перемещений регулирующего кольца и люфта производится разборка узлов трения с последующей оценкой их состояния.

8.4.10. Величина натяга сервомотора НА должна соответствовать документации завода изготовителя. При отсутствии документации натяг проверяют при минимальном давлении в МНУ, обеспечивающем перемещение регулирующих органов (около  $5 \text{ кг/см}^2$ ). Величина натяга должна составлять 1 ... 1,5% от полного хода сервомотора. После снятия давления установленная величина натяга должна обеспечивать плотное закрытие НА без зазоров и перекосов. При этом резиновый шнур между лопатками должен быть сжат до величины зазора между металлическими поверхностями лопаток 0,5 ... 0,1 мм. При зазоре между вилкой стопора и упором поршня 0,5 ... 0,8 мм натяг при снятом давлении в сервомоторах должен сохраняться (обеспечивать плотность закрытия НА) несмотря на возврат поршня сервомотора со стопором на величину зазора и поршня без стопора на большую величину.

8.4.11. При контроле технического состояния особое внимание должно быть обращено на состояние узлов и деталей, поломки которых имели место в период эксплуатации, при этом объем и методы контроля определяются, исходя из необходимости получения полной информации о причинах имевшихся нарушений.

8.4.12. При выявлении трещин на лопатках следует проводить контроль металла путем вырезки образцов для металлографического анализа и определения свойств металла.

## **8.5. Крышка гидротурбины**

8.5.1. Оценку технического состояния крышки гидротурбины следует производить с учетом ее функций в качестве места размещения конструктивных узлов, агрегатов и деталей ряда элементов и технических систем гидроагрегата, например, опорных конструкций подпятника гидрогенератора и направляющего подшипника гидротурбины, клапана срыва вакуума, системы откачки воды, сервомоторов и кинематики НА, стопорных и предохранительных устройств НА, аппаратуры и трубопроводов системы перевода гидроагрегата в режим СК, лекажного агрегата и других. Поэтому оценка технического состояния крышки гидротурбины должна отражать ее соответствие специфическим требованиям этого оборудования.

8.5.2. Крышка гидротурбины является сборником протечек: воды из проточной части через неплотности уплотнений ряда узлов и деталей; масла из всех расположенных выше маслосодержащих элементов гидроагрегата (маслованн, маслопроводов, арматуры). По объему и содержанию протечек, откачиваемых с крышки гидротурбины, можно косвенно оценить качество работы водяных и масляных уплотнений, состояние стыков и фланцевых соединений.

8.5.3. При постоянном контроле состояния крышки гидротурбины во время работы гидроагрегата (табл. 5) фиксируют визуально и измеряют при помощи штатных и переносных измерительных средств:

- уровень воды в крышке;
- наличие и объем протечек через уплотнения цапф лопаток направляющего аппарата, уплотнение вала в крышке турбинного подшипника и крышке гидротурбины, фланцевые соединения крышки, люки, клапаны, сливные и дренажные устройства;
- наличие масла на поверхностях деталей и оборудования и в крышке;
- частоту срабатывания насосов откачки и эффективность работы эжектора;
- наличие посторонних звуков в проточной части;
- наличие повышенной вибрации и биения вала в зоне крышки и корпуса турбинного подшипника;
- состояние крепежа, закладных и крепежных элементов;
- показания контрольно-измерительных приборов в шахте турбины.

8.5.4. На остановленном гидроагрегате при периодических осмотрах со стороны осушенной проточной части оценивают состояние следующих конструктивных частей крышки гидротурбины:

- всей поверхности крышки для выявления участков кавитационного и гидроабразивного износа;
- зоны за НА в месте стыка крышки и верхнего кольца НА; состояние металла вокруг отверстий в крышке.

8.5.5. Выявление неудовлетворительной работы (состояния) конструкций и систем, связанной с их размещением на крышке гидротурбины, может потребовать технического обследования (испытаний) крышки по специальным программам, в том числе связанным с оценкой ее прочности и жесткости.

Таблица 5. Нормы контроля технического состояния крышки гидротурбины.

| Уровень контроля                | Наблюдаемые и контролируемые параметры                      | Способы и средства контроля   | Режим контроля  | Допустимые значения параметров  | Способ регистрации результатов контроля                                       |
|---------------------------------|---|---|---|---|---|
| 1                               | 2   | 3   | 4   | 5   | 6   |
| Постоянный технический контроль | Протечки воды   | Визуальный и автоматизированный дистанционный контроль уровня воды в крышке | Непрерывно, при наличии датчиков дистанционного контроля;<br>при обхода оборудования 1 раз в смену. | Параметры не должны превышать значений, установленных заводской документацией и/или СТО ГЭС.<br>Допустимый уровень - объем протечек не превышает производительности насосов осушения. | Запись в журнале осмотра  |
|                                 | Протечки масла  | Визуально   | При обходах оборудования 1 раз в смену  | Протечки масла не допускаются   | Формуляры, акты, схема замеров  |
|                                 | Вибрация, биение вала; давление под крышкой;<br>температура | Визуальный и инструментальный контроль.                                     | Непрерывно, при наличии дистанционного контроля.<br>При обходах оборудования 1 раз в смену          | Параметры не должны превышать значений, установленных заводской документацией и/или СТО ГЭС   | Запись в журнал дефектов, информация для ремонтного и оперативного персонала. |

## **8.6. Металлические элементы проточной части гидротурбины**

8.6.1. Стандарт устанавливает требования к оценке технического состояния камеры рабочего колеса (КРК) ПЛ гидротурбины, облицовки спиральной камеры, отсасывающей трубы и закладных элементов проточной части турбины (водозаборов, прямков, сбросных трубопроводов) вертикального гидроагрегата.

8.6.2. Из-за тяжести последствий первостепенное значение имеет своевременная оценка технического состояния КРК и выявление внутренних дефектов и повреждений. Ухудшение технического состояния КРК или ее эксплуатационных показателей должно быть своевременно выявлено во время периодических осмотров и регулярных технических освидетельствований, а также в аварийных ситуациях при обнаружении нарушений в работе гидротурбины, проводимых при осушенной проточной части.

8.6.3. Периодическому осмотру и оценке состояния подлежат следующие конструктивные части КРК:

- облицовка камеры;
- отъемный сегмент;
- сопрягающий пояс;
- заоблицовочное пространство.

8.6.4. Общее техническое состояние КРК и ее конструктивных частей оценивают по следующим показателям:

- наличие механических, кавитационных и гидроабразивных повреждений металлических поверхностей;
- состояние (повреждения, дефекты) конструктивных и ремонтных сварных швов и наплавки;
- состояние геометрической формы КРК;
- состояние (повреждения, дефекты) сопрягающего пояса, отъемного сегмента, пробок заглушек, штуцеров, ниппелей, отводящих и подводящих трубопроводов.

Инструментальному контролю подлежат габаритные размеры и форма сферической части КРК (отклонение формы от окружности). Контроль производят в соответствии с документацией завода изготовителя или в соответствии с требованиями Приложения Е.

8.6.5. На основе оценки общего состояния КРК и ее конструктивных частей при осмотре и освидетельствовании в случае необходимости определяют порядок и объем специального технического обследования (углубленных исследований, испытаний).

8.6.6. Техническое состояние отъемного сегмента оценивают по показателям состояния его отдельных частей и деталей:

- общее состояние конструктивных частей сегмента и сопрягающихся с ним конструктивных частей КРК;

- состояние крепежа, талрепов, домкратов, закладных и крепежных элементов в нише бетонного массива;
- качество и состояние соединения облицовок отъемного сегмента и КРК.

8.6.7. Оценку технического состояния облицовки и сопрягающего пояса КРК производят в следующем порядке:

- определяют характер, площадь и глубину кавитационных повреждений;
- производят фотографирование повреждений в масштабе, снятие формуляров с привязкой к характерным точкам КРК, составляют краткое описание для сравнения с результатами предыдущих осмотров;
- оценивают качество прилегания облицовки к штрабному бетону, ребрам жесткости и другим частям КРК;
- выявляют наличие заоблицовочных пустот, их площадь и координаты относительно характерных точек КРК, составляют формуляры и описания заоблицовочных пустот;
- измеряют толщину облицовки в характерных точках: при наличии уноса металла толщину облицовки восстанавливают до проектного значения;
- оценивают состояние сопрягающего пояса и место его соединения с облицовкой.

Критериями при оценке состояния КРК служат: состояние металлических элементов КРК, оцененное по результатам осмотра и обмеров; величина кавитационного и гидроабразивного износа облицовки (оценивают по весу унесенного металла в кг за контрольный срок). Допустимую норму уноса металла определяют по конструкторской документации (гарантиям) завода-изготовителя, а при ее отсутствии – на основании стандарта МЭК [17]. Допустимую норму уноса включают в СТО ГЭС.

Не допускают эксплуатацию КРК с трещинами, сквозными отверстиями и механическими повреждениями конструктивных частей.

Для проведения технических обследований с целью выявления причин, вызывающих повреждения КРК и ее частей, следует привлекать специализированные организации, имеющие соответствующий опыт работы. Для устранения дефектов следует привлекать заводы-изготовители и использовать технологии, рекомендованные этими заводами.

8.6.8. Осмотры, освидетельствования и технические обследования металлических облицовок спиральной камеры и отсасывающей трубы производят при осушенной проточной части.

Осмотру подлежат поверхности металлических облицовок, пробки, заглушки, штуцера, ниппели отводящих и подводящих импульсных трубопроводов, водозаборы, сливные прямки, люки, лаз в камеру отъемного сегмента, сопряжения облицовки с закладными частями турбины, затворов и облицовки оголовков разделительных бычков. Порядок осмотра соответствует порядку, рекомендованному для осмотра КРК.

При осмотре выявляют также участки повреждений в сопряжении с облицовкой закладных трубопроводов и других конструкций.

Оценку состояния трубопроводов, примыкающих к облицовке, производят на основе материалов их внешнего осмотра, а также по результатам продувки, опрессовки и простукивания.

### **8.7. Аварийные, аварийно-ремонтные затворы, сороудерживающие решетки гидротурбинного блока**

8.7.1. Требования Стандарта распространяются на металлические плоские и сегментные аварийные и аварийно-ремонтные затворы, установленные в водоприемниках гидротурбинных блоков, предтурбинные дисковые и шаровые затворы (ГОСТ 22373-82), установленные в концевой части напорных подводящих трубопроводов ГЭС (далее – затворы) и на сороудерживающие решетки, установленные в водоприемниках гидротурбинных блоков [19,20,22].

8.7.2. Контроль технического состояния затворов и сороудерживающих решеток должен подтверждать [9, 15]:

постоянную готовность затворов к работе: к аварийному закрытию - для предотвращения разгона гидроагрегата при отказе системы управления направляющим аппаратом гидротурбины, при понижении давления в МНУ гидротурбины ниже допустимого, при разрыве подводящего напорного турбинного трубопровода; к нормальному закрытию – перед проведением ремонтных работ в проточной части гидротурбины, при переводе гидроагрегата в режим синхронного компенсатора; к открытию – перед вводом гидроагрегата в работу, по режимным и эксплуатационным условиям;

надежность защиты гидротурбинного блока сороудерживающими решетками от попадания крупного плавающего сора (бревен, глыб льда и других крупных предметов) во избежание повреждений элементов проточной части гидротурбины или от нарушения гидродинамической структуры потока, способного вызвать повышенную вибрацию оборудования и строительных конструкций.

Контроль должен предупреждать о возможности возникновения на сороудерживающих решетках предельных значений перепада напора, устанавливаемых СТО ГЭС.

8.7.3. Требования Стандарта учитывают необходимость заблаговременного выявления и предупреждения наиболее вероятных повреждений затворов и сороудерживающих решеток, в том числе:

у затворов: механические, коррозионные, эрозионные повреждения элементов (уплотнений, опорно-ходовых частей, несущих конструкций, обшивок), заклинивание в пазах плоских затворов, неравномерное движение предтурбинных затворов при неисправной работе подъемных и управляющих механизмов, повреждениях закладных частей;



у систем управления затворами: отказы в аварийных режимах, нарушение расчетного времени аварийного закрытия затворов, согласованного с условиями режимов (гарантий) регулирования гидротурбин при сбросах нагрузки гидроагрегатом;

у сороудерживающих решеток: усталостные (вибрационные), механические (от воздействия крупного сора или льда), коррозионные и эрозионные (от истирания, биологического обрастания) повреждения стержней и несущих конструкций, в том числе при эксплуатации с перепадами напора, превышающими расчетный по прочности; у сороудерживающих решеток, оборудованных электрообогревом должны дополнительно быть выявлены и предупреждены отказы в системе обогрева (нарушение изоляции, замыкания между кабелями и на каркас решетки).

8.7.4. При постоянном контроле состояния плоских и сегментных затворов необходимо один раз в смену контролировать их положение – по приборам, если это предусмотрено системой дистанционного контроля, и/или визуально во время обходов ГЭС. Ежедневно при обходе ГЭС необходимо производить осмотр подъемных (подъемно-опускных) механизмов и их приводов (канатных, гидравлических), а также доступных для осмотра участков конструкций затворов и пазов в объеме, применительно к указанному в таблице 6, выявлять вновь возникающие и развивающиеся повреждения. Верхние участки затворов и пазов должны быть свободны от обмерзания и наледей. Результаты осмотра заносят в оперативный журнал и в журнал дефектов (при обнаружении повреждений). Объем постоянного контроля устанавливают в СТО ГЭС с учетом конкретных возможностей для его осуществления в условиях работающего гидроагрегата.

8.7.5. При периодических осмотрах плоских и сегментных затворов (проводят при ремонтах основного оборудования при установленных ремонтных заграждениях и осушенном водоприемнике) контроль осуществляют в объеме, указанном в таблице 6.

При осмотрах затворов необходимо оценивать состояние:

- обшивки (повреждения, коррозионный износ, обрастание моллюсками, наличие трещин в сварных швах, болтовых и заклепочных креплений элементов на обшивке) и других водонепроницаемых мест конструкции затворов: они должны быть плотными и водонепроницаемыми в рабочем состоянии;

- уплотнений затворов: они должны быть тщательно пригнаны по всему контуру к закладным частям и соприкасающимся кромкам секции, должны сохранять проектные свойства (необходимую гибкость, упругость и подвижность), на управляемых уплотнительных устройствах должна обеспечиваться управляемость в пределах нормативного хода;

- поверхности забальной балки в пределах перемещения верхнего уплотнения глубинных затворов и контактной поверхности боковых уплотнений: она должна быть гладкой, без задиrow и иных повреждений;

- опорных полозьев плоских скользящих затворов из дерева, древесно-слоистого пластика ДСП-Б-гт, стали, из масленита Д и других материалов: они должны быть гладкими, без повреждений, сколов, трещин и плотно прилегать к рабочему пути (закладной части паза); образование канавочной выработки на полозьях допустимо в пределах значений, приведенных в СТО ГЭС;

- опорных катков, шарнирных опор, втулок и осей рабочих колес, балансиров (шарниров) колесных тележек, обратных тележек: боковые и торцевые колеса и другие механизмы и детали должны быть чистыми и смазаны;

- масленок и смазочных каналов: они должны быть прочищенными и свободно пропускать смазку; качество масла и сроки его замены должны соответствовать требованиям, включаемым в СТО ГЭС;

- рабочих и обратных путей в пазах колесных затворов: они должны быть ровными, без деформаций, трещин и других повреждений;

- сцепок секций затворов: они не должны иметь деформаций щек и осей крепления, оси должны быть смазаны, уплотнения между секциями должно быть тщательно пригнаны по всему контуру;

- перепускных устройств: они должны иметь плотно прилегающие уплотнения;

- штанг, подвесов и подхватов: должны отсутствовать деформации присоединяемых узлов, оси шарниров должны быть смазаны;

- аэрационных отверстий: они должны быть свободны от засорения и льда.

Обязателен контроль за объемом протечек через уплотнения (боковые, верхнее, нижнее), который осуществляют путем непосредственного наблюдения при закрытом затворе после удаления ремонтного загораживания. Результаты отражают в журнале осмотра, при осмотре составляют также ведомость дефектов с указанием сроков их ликвидации.

8.7.6. Во время периодических осмотров плоских и сегментных затворов (не реже 1 раза в год) проводят техническое обследование (испытания) подъемных (подъемно-опускных) механизмов (электромеханических, гидромеханических), в том числе канатов, тяговых органов, изоляции проводов и заземления, схем управления, состояния освещения и сигнализации, с целью определения готовности затворов к аварийному закрытию при опускании в текущую воду. Осмотр затворов проводят также после каждого аварийного закрытия; при этом обращают внимание на значение прогиба основных ригелей, которое не должно превышать расчетное или установленное по опыту эксплуатации, включаемое в СТО ГЭС.

8.7.7. Технические освидетельствование плоских и сегментных затворов производят с их выемом из пазов на подготовленную площадку в том же порядке, что и периодические осмотры. Особое внимание должно быть обращено на: инструментальную оценку обнаруженных повреждений и

участков, подверженных коррозии, обрастанию; оценку состояния подшипников ходовой части; инструментальную оценку износа поверхностей скольжения (глубина износа не должна превышать 3 мм); инструментальную оценку износа (повреждений) резиновых уплотнений (износ не должен превышать 5 мм при отсутствии разрывов).

При техническом освидетельствовании подлежат разборке приводные механизмы для обнаружения дефектов вращающихся и трущихся частей (подшипники, гидроприводы, их уплотнения и системы управления). При оценке их технического состояния следует руководствоваться стандартами (инструкциями) заводов-изготовителей.

Порядок освидетельствования определяет технический руководитель ГЭС. Результатом технического освидетельствования является акт с оценкой состояния затвора и рекомендациями по срокам устранения выявленных дефектов и, при необходимости, по проведению технических обследований (испытаний) с целью уточнения состояния затвора, систем и механизмов управления.

8.7.8. При технических обследованиях плоских и сегментных затворов по необходимости проводят испытания для определения времени аварийного закрытия в потоке и нормального закрытия в спокойной воде, времени открытия, для измерения протечек через уплотнения затворов, для определения характеристик систем электромеханического и гидромеханического приводов, для определения состояния металла ригелей, стоек и обшивки. Обращают внимание на согласование времени и программы аварийного закрытия затвора с гарантиями регулирования переходного процесса при сбросе нагрузки гидроагрегатом. По результатам технического обследования составляют технический отчет и акт, подписываемый участниками обследования и техническим руководителем ГЭС, в котором отражается работоспособность затвора и определяются мероприятия, необходимые для обеспечения надежности работы затвора.

8.7.9. Затвор признают работоспособным при отсутствии существенных повреждений и дефектов и при наличии несущественных, легко и быстро устраняемых местных повреждений. Частично неработоспособным признают затвор, если отдельные параметры (протечки через уплотнения, подтеки масла в гидроприводе и т.п.) превышают допустимые нормы, но затвор при этом может выполнять основную функцию – аварийное прекращение доступа воды к гидротурбине. Неработоспособным признают затвор, если его техническое состояние и состояние системы управления создают риск невозможности его использования для полного перекрытия доступа воды к гидротурбине в аварийной обстановке

8.7.10. Оценка технического состояния предтурбинных дисковых и шаровых затворов предусматривает соблюдение следующих правил.

При постоянном контроле предтурбинные затворы недоступны для непосредственного контроля их состояния во время работы гидроагрегата. Необходимо один раз в смену контролировать полностью открытое

положение затворов по штатным приборам. Косвенным признаком произвольного изменения положения затвора может служить изменение давления в спиральной камере, контролируемое штатным прибором. При подтверждении произвольного изменения положения затвора гидроагрегат должен быть остановлен для внеочередного осмотра затвора и камеры затвора.

Во время обходов один раз в смену необходимо осматривать состояние корпуса затвора, соединений с трубопроводом (компенсатором), байпасов и их гидроприводов, клапанов срыва вакуума и впуска воздуха, индивидуальной маслонапорной установки (при ее наличии), сервомоторов, маслонасосных агрегатов и маслопроводов, контролировать давление и уровень масла в баке МНУ, убедиться в отсутствии протечек масла в системе управления и соединениях масляных трубопроводов, выявлять вновь возникающие и развивающиеся повреждения. Результаты осмотра заносят в оперативный журнал и в журнал дефектов (при обнаружении повреждений). Объем постоянного контроля устанавливают в СТО ГЭС с учетом особенностей конструкции управляющих органов и возможностей для осуществления контроля в условиях работающего гидроагрегата.

8.7.11. При периодических осмотрах предтурбинных затворов (проводят при ремонтах основного оборудования при закрытом ремонтном затворе в верхней части трубопровода и осушенном трубопроводе) технический контроль осуществляют в объеме, указанном в таблице 7, руководствуясь также конструкторской документацией завода-изготовителя.

При периодическом осмотре затворов проверяют:

работоспособность схем автоматического, дистанционного и местного управления;

время закрытия и открытия ротора (диска) затвора (должно быть в пределах 60-120 с);

наличие кавитационного износа уплотнительного кольца;

наличие абразивного износа затвора;

состояние (износ) уплотнений и системы подачи воздуха в уплотнения (при ее наличии);

состояние корпуса, крепежа фланцевых соединений и опорных конструкций;

протечки через рабочие уплотнения – на длине 1 м протечки не должны превышать 0,2 л/с для дисковых затворов и 0,005 л/с – для шаровых затворов; протечки проверяют после заполнения турбинного трубопровода при наличии исправных уплотнений и установки фиксаторов (стопоров), предупреждающих открытие затвора.

8.7.12. При техническом освидетельствовании предтурбинных затворов помимо объема контроля, выполняемого при периодическом осмотре, осуществляют разборку и осмотр (ревизию) приводных механизмов для обнаружения дефектов вращающихся и трущихся частей (подшипники, гидроприводы, маслонасосы, их уплотнения и системы гидравлического

управления), при этом руководствуются конструкторской документацией заводов-изготовителей.

По результатам технического освидетельствования составляют акт, подписанный участниками обследования, в котором определяют уровень работоспособности затвора и представляют рекомендации по проведению технического обследования (испытаниям). Результаты технического освидетельствования отражают также в паспорте оборудования.

8.7.13. Техническое обследование (испытания) предтурбинных затворов проводят, как правило, в период капитального ремонта гидроагрегата.

При техническом обследовании затворов проводят испытания на определение времени закрытия и открытия затворов, наличие протечек через уплотнения затворов и в системах гидравлического управления. При этом время закрытия затворов должно быть согласовано с противоугонной автоматикой гидроагрегата и зафиксировано в СТО ГЭС.

8.7.14. Оценку работоспособности предтурбинных затворов производят по показателям, приведенным выше в п. 8.7.9. В сложных случаях необходимо участие завода-изготовителя.

8.7.15. Оценка технического состояния сороудерживающих решеток предусматривает соблюдение следующих правил. Объем постоянного технического контроля, осуществляемого оперативным и оперативно-ремонтным персоналом, устанавливают в соответствии с таблицей 8.

Контроль перепада напора на сороудерживающих решетках осуществляют по показаниям штатных приборов с записью в суточной ведомости и/или на лентах самописцев; периодичность контроля – не реже одного раза в смену и чаще (в зависимости от времени года и от наличия перед створом ГЭС сора и льда периодичность на основании опыта эксплуатации устанавливают в СТО ГЭС).

При перепаде напора, близком к нормативному экономическому, должны быть приняты меры по расчистке решеток, при увеличении перепада до расчетного по прочности решеток должны быть приняты меры сначала по разгрузке гидроагрегата, а затем по выводу его из работы во избежание разрушения решеток. Значения допустимого перепада напора на решетках устанавливают при их проектировании в зависимости от прогнозируемого поступления сора: от 2-3 м до полного гидростатического напора. Эти значения указывают в СТО ГЭС.

При постоянном техническом контроле, кроме наблюдений за перепадом напора, необходимо не реже одного раза в смену осматривать состояние решеток в пределах их видимой части, фиксировать возникновение вибрации стержней, оценивать наличие сора и прогнозировать его поступление к решеткам и принимать меры, предотвращающие увеличение перепада напора. На обогреваемых решетках в морозный период при пропуске шуги и ледового «сала» контролируют

режим (по приборам контроля силы тока и потребляемой мощности) и эффективность обогрева.

8.7.16. При периодических осмотрах сороудерживающих решеток объем контроля устанавливают в соответствии с таблицей 8. Осмотр проводят при осушенной водоприемной части гидротурбинного блока под защитой ремонтных заграждений и/или с выемкой секций решетки на поверхность. При благоприятных условиях (хорошая видимость в воде, отсутствие сора) допустимо при остановленном гидроагрегате осуществлять осмотр подводным способом.

При осмотре решеток устанавливают:

- состояние сварных швов, стержней, опорных узлов, шпилек и втулок, резьбовых соединений, сцепок и штанг (проушин, щек, подхватов и др.);
- отсутствие вибрации при эксплуатационных режимах;
- коррозионный и механический износ элементов решетки; допустим коррозионный износ на 10% площади элемента решетки (стержня, ригеля, стойки, обшивки) [9, 25];
- наличие и характер трещин с измерением их глубины и протяженности;
- площадь обрастания моллюсками;
- состояние элементов обогрева стержней, электрических соединений, состояние изоляции и крепления.

Обогреваемые решетки подлежат ежегодному осмотру при подготовке ГЭС к зиме в сроки, достаточные для устранения дефектов в системе обогрева [28]. При этом выемка секций решеток обязательна.

По результатам осмотров назначают мероприятия по устранению выявленных повреждений. При наличии трещин назначают техническое обследование с анализом металла на усталостную прочность.

Результаты осмотров фиксируют в установленном Стандартом порядке.

8.7.17. Технические освидетельствования сороудерживающих решеток проводят при их извлечении из воды на подготовленную площадку. При освидетельствовании проверяют состояние тех же элементов, что и при периодическом осмотре; обследуются все узлы и детали, проверяется крепеж. Коррозионный износ определяют площадью поврежденной поверхности методом фотографирования и измерения параметров каверн.

Техническому освидетельствованию должны предшествовать водолазное обследование пространства перед решеткой и уборка скопившегося на решетке сора.

Результаты технического освидетельствования фиксируют в актах и в паспортах решеток. Должны быть сформулированы выводы о состоянии каждой освидетельствованной решетки, режимах ее дальнейшей эксплуатации и необходимости технического обследования.

8.7.18. Объем технических обследований устанавливают при периодических осмотрах и при технических освидетельствованиях.

При наличии трещин проводят анализы металла, устанавливают причины возникновения трещин и назначают меры для их заделки. Возможность и сроки эксплуатации решеток при наличии трещин определяют по результатам анализа с участием специалистов.

При технических обследованиях возможно проведение испытаний сороудерживающих решеток, в том числе с целью:

- изучения динамики потока и характеристик вибрации стержней при различных режимах работы гидроагрегата;
- проверки систем обогрева;
- исследования обтекаемости профиля стержней.

8.7.19. Работоспособными признают сороудерживающие решетки, способные надежно предотвращать попадание сора в проточную часть гидротурбины.

Решетки, имеющие трещины в стержнях или каркасе, но способные без разрушения выполнять заданные функции, признают частично неработоспособными. Решением технического руководителя ГЭС за такими решетками устанавливают усиленный режим контроля.

Решетки (секции решеток), имеющие значительные деформации стержней и несущих конструкций, мешающие их нормальной расчистке от сора, создающие риск разрушения признают неработоспособными; такие решетки подлежат замене.

Т а б л и ц а 6. Нормы контроля технического состояния аварийных и аварийно-ремонтных затворов водоприемника

| Контролируемый узел   | Контролируемые показатели технического состояния    | Метод контроля                           | Периодичность контроля                                  | Допустимые значения, отклонения контролируемых показателей   | Документ, отражающий результаты контроля              | Вероятное решение по результатам контроля             |
|---|---|--|---|--|---|---|
| 1   | 2   | 3  | 4   | 5  | 6   | 7   |
| Постоянный контроль состояния затворов во время работы гидроагрегатов |   |  |   |  |   |   |
| Положение затвора   | Готовность к аварийному закрытию                    | Штатный прибор, визуальный               | 1 раз в смену   |  | Оперативный журнал, журнал дефектов (при обнаружении) | Немедленное исправление дефекта                       |
| Подъемные (подъемно-опускные) механизмы                               | Готовность к работе при аварийном закрытии затвора  | Штатные приборы, визуальный              | 1 раз в смену   |  | Оперативный журнал, журнал дефектов (при обнаружении) | Немедленное исправление дефекта                       |
| Участки конструкций затвора, пазов, аэрационные трубы                 | Обрыв, износ, повреждение, промерзание пазов и труб | Визуальный в зоне, доступной для осмотра | 1 раз в сутки, в морозный период 1 и раз в смену и чаще | Отсутствие видимых повреждений, промерзания пазов и труб, работоспособность систем, предупреждающих обмерзание | Оперативный журнал, журнал дефектов при обнаружении)  | Немедленное исправление дефекта                       |
| Периодический осмотр затворов на специальной площадке                 |   |  |   |  |   |   |
| Обшивка   | Коррозионный износ, обрастание, вмятины             | Визуальный                               | По графику, утверждаемому техническим руководителем ГЭС | Оценочно процент повреждения поверхности, глубины коррозионных каверн (до 10% поверхности)                     | Журнал осмотра, ведомость дефектов                    | Рекомендации по устранению дефектов, сроки устранения |



|   |  |   |       |   |                                    |   |
|---|--|---|-------|---|------------------------------------|---|
| Несущие конструкции, ригели             | Коррозионный износ, наличие трещин в сварных швах, наличие других механических повреждений | Визуальный с применением оптических и измерительных средств для оценки трещин | То же | Оценочно процент повреждения поверхности, глубины коррозионных каверн, оценка трещин (глубина, продолжительность)       | Журнал осмотра, ведомость дефектов | Рекомендации по устранению дефектов, сроки устранения |
| Уплотнения                              | Обрыв, повреждения (в т. ч. кавитационные), повреждение креплений                          | Визуальный с применением оптических и измерительных средств                   | То же | Отсутствие фильтрации по всей линии уплотнения, суммарная фильтрация не должна превышать 0,2 л/сек на 1 п.м. уплотнений | Журнал осмотра, ведомость дефектов | Рекомендации по устранению дефектов, сроки устранения |
| Закладные части затворов                | Коррозионный износ металла, размыв штрабоного бетона вокруг закладной части                | Визуальный с применением оптических и измерительных средств                   | То же | Коррозионный износ до 10% поверхности, отсутствие обходной фильтрации   | Журнал осмотра, ведомость дефектов | Рекомендации по устранению дефектов, сроки устранения |
| Ходовая часть скользящих затворов       | Износ опорной части: дерево, ДСП, фторопласт   | Визуальный с применением оптических и измерительных средств                   | То же | Отсутствие повреждений, препятствующих опусканию затвора  | Журнал осмотра, ведомость дефектов | Рекомендации по устранению дефектов, сроки устранения |
| Ходовая часть колесных плоских затворов | Натиры и задиры на колесах, повреждения опорной части и осей, наличие смазки               | Визуальный с применением оптических и измерительных средств                   | То же | Отсутствие видимых повреждений  | Журнал осмотра, ведомость дефектов | Рекомендации по устранению дефектов, сроки устранения |

|   |  |  |   |  |  |  |
|---|--|--|---|--|--|--|
| Подъемные (подъемно-опускные) механизмы, захваты, зацепы, сочленения с приводом, системы управления | Износ шарниров и проушин, трещины, коррозия, повреждения тросов, приводных цилиндров, гидроприводов, маслосистем | Штатные приборы, визуальный с применением оптических и измерительных средств | Не реже 1 раза в год                                    | Отсутствие повреждений, препятствующих аварийному закрытию затвора | Журнал осмотра, ведомость дефектов       | Рекомендации по устранению дефектов, сроки устранения  |
| Техническое освидетельствование   |  |  |   |  |  |  |
| Затвор, подъемные (подъемно-опускные) механизмы   | Все возможные повреждения, износ, дефекты  | инструментальная оценка величины коррозии и обнаруженных повреждений         | По графику, утверждаемому техническим руководителем ГЭС |  | Акт освидетельствования, паспорт затвора | Оценка технического состояния затвора, рекомендации по устранению дефектов, сроки устранения, рекомендации по проведению технического обследования |
|   |  | ревизия подшипников ходовой части  | То же   |  |  |  |
|   |  | инструментальная оценка износа скользящих поверхностей                       | То же   | степень износа не более 3 мм                                       |  |  |
|   |  | инструментальная оценка износа (повреждений) резиновых уплотнений            | То же   | не более 5 мм, отсутствие обрывов                                  |  |  |

Т а б л и ц а 7. Нормы контроля технического состояния предтурбинных затворов

| Контролируемый узел   | Контролируемые показатели технического состояния                                    | Метод контроля              | Периодичность контроля | Допустимые значения отклонения контролируемых показателей | Документ, отражающий результаты контроля              | Вероятное решение по результатам контроля             |
|---|---|-----------------------------|------------------------|---|---|---|
| 1   | 2   | 3                           | 4                      | 5   | 6   | 7   |
| Постоянный контроль состояния затворов во время работы гидроагрегатов |   |                             |                        |   |   |   |
| Положение затвора   | Готовность к аварийному закрытию, контроль полного открытия                         | Штатные приборы, визуальный | 1 раз в смену          | Недопустимость частичного закрытия                        | Оперативный журнал, журнал дефектов (при обнаружении) | Немедленное исправление дефекта                       |
| Корпус затвора  | Коррозия, состояние фланцевых креплений, опорных конструкций, наличие протечек воды | Визуальный                  | 1 раз в смену          |   | Оперативный журнал, журнал дефектов (при обнаружении) | Рекомендации по устранению дефектов, сроки устранения |
| Система управления  | Давление масла, отсутствие протечек   | Штатные приборы, визуальный | 1 раз в смену          |   | Оперативный журнал, журнал дефектов (при обнаружении) | Немедленное устранение дефекта                        |
| Байпас  | Состояние корпуса   | Визуальный                  | 1 раз в смену          |   | Оперативный журнал, журнал дефектов (при обнаружении) | Немедленное устранение дефекта                        |

| Периодический осмотр затворов |   |  |   |  |                                    |   |
|-------------------------------|---|--|---|--|------------------------------------|---|
| Корпус затвора                | Коррозия, наличие трещин, состояние фланцевых соединений, опорных конструкций, абразивный износ | Визуальный, инструментальный (трещины, затяжки болтовых соединений)        | Во время ремонта основного оборудования, не реже 1 раза в год | Оценочно процент повреждения поверхности, глубина и продолжительность трещин                                       | Журнал осмотра, ведомость дефектов | Рекомендации по устранению дефектов, сроки устранения |
| Системы управления            | Работоспособность систем управления   | По программе, визуальный и инструментальный (давление, время срабатывания) | Во время ремонта основного оборудования, не реже 1 раза в год | В соответствии со СТО ГЭС и заводской инструкцией. Время закрытия и открытия ротора (диска) в пределах 60-120 сек. | Журнал осмотра, ведомость дефектов | Рекомендации по устранению дефектов, сроки устранения |
| Уплотнения                    | Кавитационный и абразивный износ  | Визуальный, инструментальный   | Во время ремонта основного оборудования, не реже 1 раза в год | Протечки через рабочие уплотнения на 1 п. м. не более 0,2 л/сек для дисковых, 0,005 л/сек – для шаровых            | Журнал осмотра, ведомость дефектов | Рекомендации по устранению дефектов, сроки устранения |

| Техническое освидетельствование                                       |   |  |                        |   |  |  |
|---|---|--|------------------------|---|--|--|
| Корпус затвора, соединения с трубопроводом, опоры, системы управления | Все возможные повреждения, износ, дефекты | <p>Инструментальная оценка величины коррозии и обнаруженных повреждений</p> <p>Ревизия систем управления с полной разборкой и оценкой состояния, релейных устройств, системы автоматики</p> <p>Инструментальная оценка износа уплотнений</p> | Не реже 1 раза в 5 лет | <p>Время закрытия и открытия в пределах 60-120 сек (по заводской инструкции)</p> <p>Для дисковых затворов допустимая величина протечек 0,2 л/с на 1 п. м., для шаровых – 0,005 л/с на 1 п. м.</p> | Акт освидетельствования, паспорт затвора | Оценка технического состояния затвора, рекомендации по устранению дефектов, сроки устранения, рекомендации по проведению технического обследования |

Т а б л и ц а 8. Нормы контроля технического состояния сороудерживающих решеток

| Контролируемый узел             | Контролируемые показатели технического состояния   | Метод контроля                             | Периодичность контроля  | Допустимые значения, отклонения контролируемых показателей                                    | Документ, отражающий результаты контроля                    | Вероятное решение по результатам контроля   |
|---------------------------------|--|--|---|---|---|---|
| 1                               | 2  | 3  | 4   | 5   | 6   | 7   |
| Постоянный технический контроль |  |  |   |   |   |   |
| Сороудерживающая решетка        | Перепад напора на решетке                          | Показания штатной аппаратуры               | По СТО ГЭС, но не реже 1 раза в сутки, в период шуго- и ледохода не реже 1 раза в час | Допустимый перепад на решетках определяют проект и СТО ГЭС                                    | Самописец, оперативная ведомость, оперативный журнал        | Расчистка решетки, при перепаде выше допустимого разгрузка, останов гидроагрегата |
| Стержни решетки, несущий каркас | Коррозионный износ, усталостный вибрационный износ | Визуальный в местах, доступных для осмотра | По СТО ГЭС  | Коррозионный износ не более 10% по площади, отсутствие усталостных трещин                     | Журнал дефектов   | Разработка мер по защите от коррозии, исследование вибрации                       |
| Системы обогрева                | Повреждения электропроводящей сети                 | Контроль потребляемой мощности             | По СТО ГЭС, но не реже 1 раза в смену в период шуго- и ледохода                       | Мощность не должна быть ниже 80% и не выше 120% от номинальной, перепад – не выше допустимого | Оперативная ведомость, самописец мощности и перепада напора | Усиление контроля, расчистка решетки, разгрузка, останов гидроагрегата.           |

| Периодический осмотр извлеченной из воды решетке при остановленном гидроагрегате* |   |   |   |   |   |  |
|---|---|---|---|---|---|--|
| Стержни решетки   | Коррозионный, усталостный износ, механические повреждения       | Визуальный, с использованием оптических приборов и измерительного инструмента | В соответствии с графиком, утверждаемым техническим руководителем ГЭС, но не реже 1 раза в 1-2 года | Коррозионный износ не более 10% по площади поверхности, отсутствие усталостных трещин | Журнал осмотра, ведомость дефектов        | Разработка мер по защите от коррозии, рекомендация по исследованию вибрации, анализу металла, устранению повреждений |
| Несущий каркас решетки  | То же   |   |   |   |   |  |
| Пазовые конструкции   | То же   |   |   |   |   |  |
| Системы обогрева  | Повреждения электропроводящей сети (кабели, система коммутации) | Электрические испытания, ревизия системы                                      | При подготовке к зиме, не реже 1 раза в год   | По СТО ГЭС в соответствии с проектной и наладочной документацией                      | Журнал осмотра, ведомость дефектов        | Предложения по ремонту, модернизации системы   |
| Техническое освидетельствование извлеченной из воды решетки                       |   |   |   |   |   |  |
| Все узлы и системы  |   | Визуальный, измерения, испытания  | В соответствии с графиком, утверждаемым техническим руководителем ГЭС                               | По СТО ГЭС, проектной и наладочной документации                                       | Акт освидетельствования, паспорта решеток | Предложения по техническому обследованию, ремонту, модернизации  |

\* Допустим подводный осмотр конструкций сороудерживающих решеток с соблюдением условий по п. 8.7.16 Стандарта



## **9. Оценка технического состояния гидрогенераторов**

### **9.1. Особенности организации работы по оценке технического состояния гидрогенераторов.**

9.1.1. Оценку технического состояния гидрогенераторов, находящихся в эксплуатации, производят с использованием форм контроля в соответствии с п. 5.2 Стандарта с учетом категорий контроля, принятых в РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [3].

9.1.2. Текущую оперативную оценку технического состояния конструктивных узлов гидрогенератора производят при необходимости в соответствии с [3] по показателям, которые могут быть получены с использованием штатных средств без демонтажа этих узлов и без разборки электрической схемы гидрогенератора. Работу выполняет персонал постоянно.

9.1.3. Оценку технического состояния (техническое диагностирование) гидрогенераторов производят 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 [3 (категории М, Т)], конструкторской заводской документацией, нормами Стандарта (Приложение Л);

на втором уровне оценку производят по результатам работ (осмотры, технические обследования), выполняемые в соответствии со «Сборником распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электрическая часть. Часть 1. М: СПО ОРГРЭС, 2002» [5], [3 (категории К, П)], нормами Стандарта.

9.1.4. Оценку технического состояния узлов гидрогенератора по результатам технических обследований выполняют с учётом анализа ранее полученных результатов оценок, произведенных на всех уровнях.

9.1.5. Задачей первого уровня оценки технического состояния узлов гидрогенератора является выявление дефектов (признаков дефектов) на основе сопоставления значений контролируемых параметров с их исходными и предельными значениями; работы выполняет персонал ГЭС в основном своими силами.

9.1.6. Задачей второго уровня оценки технического состояния гидрогенератора является углубленное техническое диагностирование, определение параметров и вида его состояния и остаточного ресурса. Работы второго уровня выполняет персонал ГЭС с привлечением при необходимости специализированных организаций, имеющих опыт проведения технических обследований и владеющих необходимыми для этого методиками.

Состав и периодичность проведения работ по второму уровню устанавливает технический руководитель ГЭС в зависимости от результатов первого уровня, условий эксплуатации, технического состояния и срока

службы гидрогенератора, в соответствии с нормативными документами [5,8], конструкторской заводской документацией, нормами Стандарта.

9.1.7. Необходимость и объём технического обследования определяют по результатам периодических осмотров и технических освидетельствований или на основании выявленных аномальных явлений, возникших при эксплуатации генератора (чрезмерный или нехарактерный шум, повышенное искрение, посторонние запахи и т. п.). Задачей технического обследования является углубленная оценка технического состояния гидрогенератора с применением современных методов технической диагностики. Техническое обследование может выполнять персонал ГЭС (при необходимом уровне технической подготовки и степени оснащённости средствами контроля) с привлечением специализированных организаций. Объём технического обследования включает работы, выполняемые в соответствии с [3,8], а также дополнительные работы, в том числе выполняемые в соответствии с требованиями 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 (п.п. 5.7 и 5.8).

9.1.8. Оценка состояния по результатам комплексного технического обследования гидрогенератора 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.

9.1.9. Программа работ по комплексному техническому обследованию должна включать:

- анализ ремонтной документации и опыта эксплуатации гидрогенератора с учетом его конструктивных особенностей, режимов работы, данных постоянного штатного контроля, результатов предшествующих 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 выведенных в ремонт;
- контроль состояния изоляции шихтованных листов активной стали сердечника статора и выявление опасных очагов замыкания листов;
- контроль исправности щеточно-контактного аппарата.

Конкретная программа работ и перечень используемых методов диагностирования при проведении второго уровня контроля устанавливается и утверждается техническим руководителем предприятия с учетом типа, технического состояния, срока службы, условий и опыта эксплуатации обследуемого и однотипных гидрогенераторов.

9.1.10. Оценку технического состояния принимают на основе анализа всех результатов контроля и технических 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 Приложении Л.

9.1.11. Оценку технического состояния при техническом обследовании производят по данным измерений, осуществляемых: при вращении ротора гидрогенератора (в том числе работающего в сети); при неподвижном 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 щеточно-контактного аппарата – штатными системами в сочетании со специальными средствами;
- измерение вибрации элементов статора и ротора, биения вала – штатными системами, дополнительными датчиками и измерительными средствами;
- измерение воздушного зазора с целью определения динамических форм ротора и статора и определение взаимного 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 частоты;
- измерение интенсивности частичных разрядов;
- измерение сопротивлений обмоток статора и ротора постоянному току; на роторе, кроме того, производят измерение сопротивления по полюсам или парам полюсов, а также измерение сопротивления контактного соединения катушек полюсов;
- измерение сопротивлений обмоток полюсов или пар полюсов ротора переменному току промышленной частоты;
- измерение воздушного зазора, с целью определения статических форм ротора и статора, центровки статора и ротора;
- испытание стали сердечника статора методом высокочастотного сканирования расточки статора специальным датчиком;
- испытание сердечника статора при кольцевом намагничивании с индукцией  $1,0 \pm 0,1$  Тл при косвенном и  $1,4 \pm 0,1$  Тл при непосредственном охлаждении обмоток;
- проверку плотности водяной системы охлаждения обмотки статора;
- оценку плотности посадки обода на спицах ротора при подъёме его на тормозах – по величине аксиальных статических перемещений обода относительно спиц;
- проверку плотности прессовки сердечника (активной стали) статора – с применением тарировочного ножа.

9.1.12. В случае выявления при техническом обследовании быстро развивающихся дефектов гидрогенератор 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 может быть изменен (увеличен) межремонтный период.

9.1.13. Стандарт устанавливает следующие рекомендации по реализации принятых оценок технического состояния гидрогенераторов (п. 5.12):

при оценке состояния как «работоспособное» гидрогенератор признается пригодным для нормальной дальнейшей эксплуатации с проведением в необходимом объёме плановых ремонтных и профилактических мероприятий;

при оценке состояния как «частично неработоспособное» должны быть обоснованы и назначены мероприятия для восстановления работоспособности (проведение ремонта, модернизации, замены 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 работоспособности путём ремонта, модернизации или замены поврежденных конструктивных узлов;

при оценке состояния основных узлов гидрогенератора как «предельное» должны быть немедленно приняты меры по выводу оборудования из работы с целью замены поврежденных элементов и конструктивных узлов.

9.1.14. Решения по оценке состояния гидрогенератора после технического обследования принимает технический руководитель ГЭС с учетом заключения создаваемой им комиссии на основании рекомендаций Приложения Л.

Заключение комиссии должно включать:

- паспортные данные оборудования;
- сведения об осуществленных заменах основных узлов и причинах замен;
- сводку результатов предыдущих диагностических проверок;
- сведения об имевших место повреждениях (дефектах) конструктивных узлов и методах, примененных при их устранении;
- перечень основных дефектов, выявленных при проведении технического обследования, рекомендации по их устранению;
- оценку технического состояния конструктивных узлов и гидрогенератора в целом, возможность и условия его дальнейшей эксплуатации.

9.1.15. Необходимо осуществлять замену обмоток статоров и полюсов роторов гидрогенераторов, имеющих устаревшие типы изоляции. Решение о замене обмотки статора является обязательным при оценке ее состояния как «предельное» по результатам вибрационного контроля, наличию не устранимых дефектов и повреждений (большое количество пробоев изоляции в работе и при высоковольтных испытаниях, высокий уровень частичных разрядов, массовые механические повреждения изоляции стержней на выходе из паза и в лобовых частях и др.).

9.1.16. Замену сердечника статора назначают при оценке состояния как «предельное» по результатам вибрационного контроля, наличию не устранимых дефектов и повреждений (массовое разрушение сердечника в местах крепления его к корпусу, большое количество уплотняющих клиньев в пакетах активной стали, массовые замыкания шихтованных листов и оплавления активной стали).

## **9.2. Обмотка статора**

9.2.1. Требования Стандарта учитывают необходимость заблаговременного выявления и предупреждения наиболее вероятных повреждений, определяющих техническое состояние обмоток 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 согласно [3], а также путем осмотра согласно Приложению М;

- перегревы, в том числе перемычек и паек головок лобовых частей; выявляют по результатам осмотров и испытаний в соответствии с Приложениями М, Н и П;

- увлажнение; выявляют на основании измерения коэффициента абсорбции и тока утечки при испытании выпрямленным напряжением согласно [3]; измерение тока утечки в гидрогенераторах с водяным охлаждением производится, если позволяет конструкция гидрогенератора;

- загрязнение; выявляют на остановленных гидрогенераторах осмотром согласно Приложению М;

- ослабление крепления в пазовой и лобовых частях; выявляют осмотром согласно Приложению М и методами измерения частичных разрядов на вращающихся и остановленных гидрогенераторах (Приложения Р и С);

- течи и закупорки полых проводников стержней обмоток статоров гидрогенераторов с водяным охлаждением; выявляют по результатам гидравлических испытаний согласно [3];

- обрывы элементарных проводников; выявляют путем измерения сопротивления постоянному току токоведущей части обмотки согласно [3];

- электрическое и тепловое старение изоляции; выявляют путем профилактических испытаний напряжением промышленной частоты и выпрямленным напряжением согласно [3], а также путем измерения частичных разрядов на гидрогенераторах, выведенных в ремонт (Приложение Р);

- повреждение изоляции вследствие термомеханических циклов; выявляют путем профилактических испытаний напряжением промышленной частоты и выпрямленным напряжением согласно [3], а также осмотром согласно Приложению М;

- повышенная вибрация лобовых частей; выявляют на основании результатов вибрационных испытаний в соответствии с Приложением И и осмотром в соответствии с Приложением М.

9.2.2. Измерения **сопротивления меди обмотки постоянному току** производят при практически холодном состоянии гидрогенераторов для каждой фазы и для каждой параллельной ветви обмотки, имеющей отдельный вывод. Приведённые 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%.

Превышения относительно приведенных значений требуют дополнительного обследования для выяснения причин, в частности, могут проводиться измерения переходных сопротивлений в пайках головок лобовых частей. Нарушение паяк головок может быть выявлено с помощью термоэтикеток по методике, приведенной в Приложении Н.

9.2.3. Измерения **сопротивления изоляции обмотки** выполняют мегомметром 2500В для каждой фазы и каждой доступной для измерения параллельной ветви обмотки по отношению к корпусу, заземлённым другим фазам и ветвям при температуре машины 10...30°C. Значения сопротивления отсчитываются через 15 и 60 секунд после начала измерения и должны удовлетворять следующим критериям:

- $R_{60}''$  не менее 10 МОм на 1 кВ номинального линейного напряжения;
- $R_{60}''/R_{15}''$  не менее 1,3.

Измерение сопротивления изоляции обмоток, непосредственно охлаждаемых дистиллятом, производят после удаления и продувки дистиллята и осушения всего тракта сжатым воздухом. Допускается измерение сопротивления при циркуляции дистиллята, если это предусмотрено конструкторской заводской документацией.

9.2.4. **Испытание изоляции обмотки повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки.** Измерения токов утечки и электрической прочности изоляции при выпрямленном напряжении определяют при приложении этого напряжения к одной из фаз или доступной (по конструктивным условиям) параллельной ветви по отношению к корпусу и заземлённым другим фазам и параллельным ветвям. Уровень испытательного выпрямленного напряжения принимают равным 1,6 испытательного напряжения промышленной частоты.

Оценку состояния изоляции производят по коэффициенту нелинейности зависимости токов утечки от напряжения:

$$K_U = \frac{I_{нб} \cdot U_{нм}}{I_{нм} \cdot U_{нб}},$$

где:  $U_{нб}$  - наибольшее, т.е. испытательное напряжение последней ступени;

$U_{нм} \approx 0,5U_{нб}$  - наименьшее напряжение первой или последующих ступеней (при токе утечки не менее 10 мкА);

$I_{нб}, I_{нм}$  - значения токов утечки при отсчёте через 60" с момента установления напряжений  $U_{нб}$  и  $U_{нм}$ . Значение  $K_U$  должно быть не более 3.

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

Коэффициент нелинейности не учитывается, если токи утечки на всех ступенях напряжения не превосходят 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.

**9.2.5. Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты.** Оценку прочности изоляции фаз или параллельных ветвей относительно корпуса и заземлённых других фаз и ветвей определяют приложением испытательного напряжения промышленной частоты величиной  $1,7 U_H$  (при испытаниях, проводимых реже одного раза в год) или  $1,5 U_H$  (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 выдерживают 5 мин., в течение которых ведётся наблюдение за короной в лобовых частях обмотки. При этом не должно наблюдаться сосредоточенное в отдельных точках свечение жёлтого и красноватого цвета, дым, тление бандажных вязок и т. д. Допускается голубое свечение.

Дополнительные сведения о величинах испытательного напряжения и порядке проведения испытаний содержатся в [3].

**9.2.6. Измерение частичных разрядов в изоляции обмотки** производят на остановленном гидрогенераторе при подаче фазного напряжения промышленной частоты от постороннего источника. Если фазное напряжение 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 (Приложение Р). Для термопластичной микалентной компаундированной изоляции критерием исправного состояния является приведенный уровень частичных разрядов 150 мкВ/м. Для термореактивной изоляции, кроме указанного выше критерия, признаком исправного состояния является отсутствие разрядов искрового типа («пазовых» разрядов).

Стержни с уровнем частичных разрядов выше критического (150 мкВ/м) должны быть заменены. 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 разрядов. Аппаратура устанавливается в нейтрали обмотки статора и позволяет фиксировать на стадии зарождения ряд дефектов изоляции и токоведущих частей (Приложение С).



**9.2.7. Оценка состояния полупроводящего покрытия изоляции обмотки.** Состояние полупроводящих покрытий поверхности стержней (катушек) с термореактивной изоляцией оценивают путём обследования вынутых стержней, а также по результатам измерения и наблюдения частичных разрядов в процессе испытаний переменным напряжением. Удельное поверхностное сопротивление пазового покрытия, измеренное мегомметром 2500 В, должно составлять  $10^4 - 10^6$  Ом, лобового покрытия  $10^8 - 10^9$  Ом.

Разрушения покрытий могут быть вызваны вибрацией слабо закреплённых в пазах стержней (катушек) и пазовыми разрядами. Нормированных критериев по этому показателю нет. Наличие дефектов считается подтверждённым, 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.

**9.2.8. Оценку физико-механических характеристик изоляции обмотки** производят в основном по результатам осмотров, которые рекомендуется проводить с использованием лупы, эндоскопов, аппаратуры для фотосъёмки. При возникновении сомнений в отношении состояния обмотки статора, в частности её изоляции, производят осмотр вынутых из пазов специально для обследования верхних стержней (сторон катушек). При осмотре оценивают наличие или отсутствие и степень развития нижеследующих 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. Заключение о механическом состоянии изоляции и степени её пригодности для дальнейшего использования составляется экспертным путём.

**9.2.9. Испытание обмотки статора на нагревание** проводят в соответствии с указаниями, содержащимися в Приложении П.

Испытания длительно работающих гидрогенераторов на нагревание, как правило, проводят с контролем температуры обмотки с помощью штатной системы теплоконтроля. В отдельных случаях могут устанавливаться термоэлектропреобразователи на нескольких стержнях (катушках), близких

к нейтрали обмотки.

Испытания на нагревание производят при четырёх нагрузках 0,6; 0,75; 0,9; 1,0 номинальной мощности ( $P_H$ ). Результаты измерений по штатному контролю сопоставляются с результатами, полученными при заведомо исправном (исходном) состоянии гидрогенератора. Увеличение нагрева при номинальной нагрузке не должно превышать  $5^{\circ}\text{C}$ .

Абсолютные значения измеренных температур не должны превышать допустимые значения, а именно  $130^{\circ}\text{C}$  для изоляции класса «В» и  $155^{\circ}\text{C}$  для изоляции класса «F».

9.2.10. Измерение **вибрации головок лобовых частей** (Приложение И) выполняют при работе гидрогенератора в режиме установившегося 3-фазного короткого замыкания (к.з.) при номинальной скорости вращения ротора и производят не менее чем на 10 головках сверху и внизу статора.

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

$$(2A_{np.})_{нагр.} = 1,3(2A_{np.})_{к.з.},$$

где:  $(2A_{np.})_{к.з.}$  – предельная вибрация в режиме установившегося 3-фазного к.з. при номинальной скорости вращения ротора и номинальном токе статора.

Предельную вибрацию вычисляют по формуле:

$$(2A_{np.})_{к.з.} = 2\bar{A}_{к.з.} + st(p),$$

где:  $s$ ,  $t(p)$  – статистические параметры, соответственно эмпирический стандарт и коэффициент, зависящий от объёма выборки, т.е. количества охваченных измерениями лобовых частей;

$2\bar{A}_{к.з.}$  – среднеарифметическое значение вибрации, измеренное на различных головках.

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

Периодичность контроля, в зависимости от вибрационного состояния:

- работоспособное, 4-6 лет (до планового капитального ремонта);
- неработоспособное, 1 раз в 2 года;
- предельное, не реже 1-го раза в год до выполнения соответствующих ремонтно-профилактических работ.

Вибрационный контроль после капитального ремонта выполняют только в случаях реализованных ремонтных мероприятий с целью оценки их эффективности.

| Параметры, определяющие состояние обмотки |  | Состояние         |
|---|--|-------------------|
| Вибрация частоты<br>100Гц, 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 |
| более 100                                 | Массовые нарушения целостности элементов крепления. Массовые течи воды в головках стержней.                        | Предельное        |

**9.2.11. 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 (ослабление бандажных вязок, истирание изоляции в местах прилегания к элементам крепления) и результатам измерения вибрации головок с частотой 100 Гц при номинальной нагрузке (см. п. 9.2.10).

Нормированных критериев для оценки результатов осмотров нет, оценку производят экспертно.

**9.2.12. 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 токопровода горячим воздухом. Пуск генератора следует производить сразу после подогрева изоляторов.

### **9.3. Стальные конструкции статора.**

**9.3.1.** Требования 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 Т;
- ослабление плотности стыковки секторов разъемного сердечника; выявляют по результатам вибрационных испытаний в соответствии с

Приложением И и по результатам осмотра в соответствии с Приложением М;

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

- замыкание листов активной стали и возникновение местных повышенных нагревов сердечника; выявляют согласно Приложению У; в случае обнаружения опасных очагов должны быть проведены испытания на потери и нагрев методом кольцевого намагничивания в соответствии с [3];

- повышенная вибрация сердечника, ухудшение состояния или разрушение элементов крепления сердечника к корпусу и корпуса к фундаменту; выявляют на основании результатов вибрационных испытаний в соответствии с Приложением И и результатов осмотра в соответствии с Приложением М;

- ослабление крепления и перекосяжимных гребенок; выявляют на основании результатов осмотра в соответствии с Приложением М;

- нарушение цилиндрической формы расточки статора; выявляют на основании результатов испытаний в соответствии с Приложением Ф;

- нарушение системы охлаждения сердечника; выявляют на основании результатов испытаний согласно [3] и Приложению П.

**9.3.2. Измерения радиальной вибрации сердечника статора «полюсной» частоты** (Приложение И) производят при работе генератора в установившемся режиме при различных нагрузках и при холостом ходе с номинальным возбуждением. Измерения дополняют осмотрами спинки сердечника и узлов крепления его к корпусу. Ниже в таблице приведены критерии оценки состояния сердечника и его креплений к корпусу с учетом результатов осмотра.

Периодичность контроля, в зависимости от вибрационного состояния:

- работоспособное, 4-6 лет (до планового капитального ремонта);
- неработоспособное, 1 раз в год (до ближайшего планового капитального ремонта);
- предельное, не реже 1-го раза в полгода до выполнения соответствующих ремонтно-профилактических работ.

| Критерии оценки состояния сердечника и его креплений |  |   | Состояние         |
|--|--|---|-------------------|
| Двойная амплитуда «полюсной» (100Гц) вибрации, мкм.  |  | Результаты осмотра  |                   |
| Нагрузка, близкая к номинальной (сердечник горячий)  | Холостой ход с номинальным возбуждением (сердечник холодный) |   |                   |
| до 30  | до 50  | Замечаний нет. Следы контактной коррозии на спинке сердечника.  | Работоспособное   |
| более 30   | более 50   | Обильная контактная коррозия на спинке сердечника и узлах его крепления.  | Неработоспособное |
| более 30   | более 50   | Обильная контактная коррозия, трещины, выкрашивание листов пакетов сердечника, повреждения узлов крепления (клиньев). | Предельное        |

Вибрационный контроль после капитального ремонта выполняют только в случаях реализованных ремонтно-профилактических мероприятий с целью оценки их эффективности.

**9.3.3. Измерения радиальной низкочастотной («оборотной») вибрации сердечника статора (Приложение И) производят при работе**

| Параметры, определяющие состояние генератора  |   | Состояние         |
|---|---|-------------------|
| Размах радиальной низкочастотной («оборотной» и кратных ей) вибрации сердечника статора, мкм. | Результаты осмотров   |                   |
| до 80   | Замечаний нет   | Работоспособное   |
| от 80 до 180  | Ослабление распорных домкратов. "Выползание" отдельных штифтов фланца корпуса, нарушение контрольных сварных швов между корпусом статора и фундаментными плитами. | Неработоспособное |
| более 180   | Наличие серьезных повреждений в узлах крепления сердечника к корпусу. Массовое "выползание" штифтов фланца корпуса.   | Предельное        |

генератора в установившемся режиме при различных нагрузках и при холостом ходе с номинальным возбуждением. Выше в таблице приведены критерии оценки состояния креплений сердечника к корпусу по результатам измерения низкочастотной вибрации и осмотров.

Периодичность вибрационного контроля аналогична п. 9.3.2.

**9.3.4. Оценка нарушения формы статора.** Форму статора определяют в соответствии с рекомендациями, изложенными в Приложении Ф. Критерием состояния статора при искажении его формы являются: степень искажения  $\Delta c$  и температура сегментов направляющих подшипников  $v$ , при этом первый показатель определяется следующим соотношением:

$$\Delta c = \frac{(A_c)_{\text{макс.}} - (\delta_c)_{\text{ср.}}}{(\delta_c)_{\text{ср.}}} \cdot 100\%,$$

где:  $(A_c)_{\text{макс.}}$  и  $(\delta_c)_{\text{ср.}}$  - соответственно максимальное и среднее значения воздушного зазора между фиксированным полюсом ротора и симметрично расположенными точками расточки статора.

Ниже в таблице представлены критерии оценки искажения формы статора:

| Параметры оценки формы статора                  |  | Состояние                  |
|---|--|----------------------------|
| Степень искажения формы статора, $\Delta c$ , % | Температура сегментов направляющих подшипников, °C |                            |
| < 5   | < $v_{\text{ном.}}$                                | Работоспособное            |
| 5 – 15  | < ( $v_{\text{ном.}} + 5$ )                        | Частично неработоспособное |
| >15   | > ( $v_{\text{ном.}} + 10$ )                       | Неработоспособное          |

Номинальное значение температуры сегментов направляющего генераторного подшипника ( $v$ ) устанавливает для каждого типа гидрогенераторов завод изготовитель.

Периодичность контроля на работающем агрегате аналогична п.10.3.2., на остановленном – при каждом капитальном ремонте. При оценке состояния как «частично неработоспособное» коррекцию положения ротора относительно статора производят в ближайший плановый текущий или капитальный ремонт. При «неработоспособном» состоянии эту операцию выполняют безотлагательно.

**9.3.5. Испытания сердечника статора на потери и нагрев** проводят при демонтаже ротора (Приложение П). Сердечники статоров гидрогенераторов с косвенной системой охлаждения обмоток испытывают при индукции  $1,0 \pm 0,1$  Тл. При непосредственном охлаждении обмотки статора испытание проводят при индукции  $1,4 \pm 0,1$  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  $P$ . Если индукция  $B_{\text{исп.}}$  отлична от указанных значений, то продолжительность испытаний  $t_{\text{исп}}$  и удельные потери уточняют по формулам:

$$t_{\text{исп.}} = 90 \left( 1,0/B_{\text{исп.}} \right)^2 \text{ или } t_{\text{исп.}} = 45 \left( 1,4/B_{\text{исп.}} \right)^2;$$

$$P_{1,0} = P_{\text{исп.}} \left( 1,0/B_{\text{исп.}} \right)^2 \text{ или } P_{1,4} = P_{\text{исп.}} \left( 1,4/B_{\text{исп.}} \right)^2,$$

где:  $P_{\text{исп.}}$  – удельные потери, определённые по результатам измерений при испытании.

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

Определённые с помощью приборов инфракрасной техники или/и термопар наибольшее повышение температуры не должно превышать  $25^{\circ}\text{C}$  и наибольшая разность нагревов различных зубцов должна быть не более  $15^{\circ}\text{C}$ . 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.

**9.3.6. Выявление очагов опасного замыкания листов активной стали сердечника статора** основано на методе высокочастотного сканирования расточки статора с помощью индуктора, подключённого 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 индуктора от мощности тепловыделения в месте замыкания практически линейна, поэтому есть возможность оценивать по показанию индикатора расчётную мощность в месте дефекта при рабочих индукциях. Описание метода и аппаратуры приведены в Приложении У.

В случае обнаружения указанным методом очагов с опасной мощностью тепловыделения проводят испытания сердечника на потери и нагрев при кольцевом намагничивании с большой индукцией (1,0 Тл или 1,4 Тл) для подтверждения наличия дефекта.

**9.3.7. Оценку плотности прессовки пакетов сердечника статора** в соответствии с Приложением Т производят по двум параметрам – глубине проникновения тарировочного ножа и результатам осмотра. Критерии для оценки состояния указаны ниже в таблице:

| Параметры, определяющие состояние прессовки  |  | Состояние         |
|--|--|-------------------|
| Глубина проникновения тарировочного ножа, мм | Результаты осмотра   |                   |
| < 5  | Замечаний нет  | Работоспособное   |
| 5  | Незначительная контактная коррозия   | Неработоспособное |
| > 5  | Обильная контактная коррозия, повреждения пакетов и изоляции пазовой части обмотки статора | Предельное        |

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

9.3.8. Испытания **сердечника статора на нагревание** производят в нормальных установившихся режимах при испытаниях гидрогенератора на нагревание (Приложение П). Так же, как для обмоток, за допустимые принимаются значения температур (округлённые в большую сторону до 5<sup>0</sup>С), определённые при испытании на нагревание генератора при вводе в эксплуатацию. Эти температуры не должны превышать для класса изоляции “В”- 130<sup>0</sup>С и “F” - 155<sup>0</sup>С.

9.3.9. Оценку **состояния узлов крепления сердечника к корпусу и корпуса к фундаменту** выполняют по результатам осмотра (приложение М) с учетом результатов вибрационных испытаний.

## 9.4. Стальные конструкции ротора

9.4.1. Требования 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 Приложением М и по результатам испытаний в соответствии с Приложением Ф;
- ослабление посадки полюсов на обод; выявляются осмотром в соответствии с Приложением М;
- нарушение цилиндрической формы огибающей полюсов, смещение оси вращения; выявляются по результатам испытаний в соответствии с Приложением Ф;
- сколы «запечников» клиновой полосы обода; выявляются осмотром в соответствии с Приложением М;



- трещины в сварных соединениях остова ротора; выявляются осмотром в соответствии с приложением М.

9.4.2. Оценку **нарушения формы ротора** выполняют по степени искажения формы ( $\Delta p$ ) и определяют из соотношения (Приложение Ф):

$$\Delta p = \frac{(A_p)_{\text{макс}} - (\delta_p)_{\text{ср.}}}{(\delta_p)_{\text{ср.}}} \cdot 100\%,$$

где:  $(A_p)_{\text{макс.}}$ ,  $(\delta_p)_{\text{ср.}}$  – соответственно максимальное и среднее значения по всем замерам формы ротора.

Ниже в таблице приведены критерии оценки состояния механической части ротора по результатам измерения низкочастотной вибрации, степени нарушения формы ротора и осмотрам:

| Параметры, определяющие форму ротора   |  |  | Состояние         |
|--|--|--|-------------------|
| Размах радиальной низкочастотной («оборотной» и кратных ей) вибрации сердечника статора, мкм | Степень искажения формы ротора, $\Delta p$ , % | Результаты осмотров  |                   |
| до 80  | $\leq 3$                                       | Замечаний нет.   | Работоспособное   |
| от 80 до 180   | $3 < \Delta p \leq 8$                          | Ослабление распорных домкратов. Выползание отдельных штифтов фланца корпуса. Нарушение крепления корпуса статора к фундаменту. | Неработоспособное |
| более 180  | $> 8$  | Наличие серьезных повреждений в узлах крепления сердечника к корпусу.  | Предельное        |

Периодичность контроля аналогично п.9.3.4.

9.4.3. Оценку **плотности посадки обода на спицах ротора** производят по аксиальному перемещению обода относительно спиц при подъёме ротора на тормозах, по результатам «обстукивания» забивных клиньев, осмотра опорных поверхностей брусьев, выявлению следов контактной коррозии, повреждений посадочных мест. Могут быть при этом использованы и более сложные методы с использованием тензометрии и других средств.

9.4.4. Измерение **воздушного зазора** между статором и ротором гидрогенератора в соответствии с требованиями [3] производят в диаметрально противоположных точках. При этом измеренные величины не должны отличаться друг от друга более чем на  $\pm 20\%$  от среднего значения,

равного их полусумме.

Оценку воздушного зазора выполняют по данным измерений форм статора и ротора (см. п.п. 9.3.4, 9.4.2).

Периодичность контроля аналогична п.п. 9.3.4, 9.4.2.

## **9.5. Обмотка возбуждения и демпферная обмотка ротора**

9.5.1. Требования Стандарта учитывают необходимость заблаговременного выявления и предупреждения наиболее вероятных повреждений, определяющих техническое состояние обмоток роторов:

- замыкание на землю; выявляют нормированными профилактическими испытаниями согласно [3];
- витковое замыкание; выявляют путем измерения полного сопротивления обмотки каждого полюса согласно [3];
- перегрев обмотки; выявляют измерением сопротивления обмотки постоянному току согласно [3], а также осмотром в соответствии с Приложением М;
- загрязнение и увлажнение изоляции; выявляют по результатам нормированных профилактических испытаний согласно [3], а также осмотром в соответствии с Приложением М;
- нарушение крепления и паяк, перегрев межполюсных соединений; выявляют путем измерения сопротивления обмотки постоянному току согласно [3], а также осмотром в соответствии с приложением М;
- ослабление крепления и перегрев демпферных стержней; выявляют осмотром в соответствии с приложением М.

9.5.2. Измерение **сопротивления обмотки возбуждения постоянному току** производят в холодном состоянии гидрогенератора для обмотки возбуждения в целом и для каждого полюса в отдельности или попарно. Сопротивление постоянному току приводится к температуре 15°C. Кроме того, измеряют переходное сопротивление между катушками полюсов.

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

9.5.3. Измерение **сопротивления обмотки возбуждения переменному току промышленной частоты** производят с целью выявления витковых замыканий в обмотке ротора. При измерении ротор неподвижен. Напряжение 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 результатов испытания при обследовании с данными предыдущих измерений необходима идентичность условий, при которых проводятся измерения: одинаковые подведённые напряжения, аналогичное состояние генератора – вставленный или вынутый 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%.

9.5.4. Испытания **изоляции обмотки возбуждения** включают следующие операции:

- измерения сопротивления изоляции;
- испытания приложенным повышенным напряжением промышленной частоты;
- осмотр.

Сопротивление изоляции измеряют мегаомметром с номинальным напряжением 1 кВ. Значение сопротивления изоляции при температуре 10 – 30°C должно быть не менее 1 МОм.

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

9.5.5. **Испытание обмотки возбуждения на нагревание** на основе методики, изложенной в Приложении П, имеет целью оценку среднего нагрева обмотки возбуждения. Среднюю температуру обмотки определяют методом измерения сопротивления при установившихся по нагреву режимах гидрогенератора, указанных в методике. Результаты определения средней температуры обмотки не должны превышать температуру, определённую ранее (исходную) при заведомо исправном состоянии генератора, более чем на 5°C при номинальном токе возбуждения. При этом абсолютное значение средней температуры не должно быть больше допустимых значений, а именно 130°C для изоляции класса «В» и 155°C для изоляции класса «F».

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

9.5.6. Выявление **локальных дефектов демпферной системы, стальных конструкций полюсов, полюсных наконечников и других конструктивных узлов ротора** выполняют на основе результатов их осмотра с использованием технических средств. При этом особое внимание должно быть уделено выявлению следующих возможных дефектов:

- следы недопустимого нагрева стержней демпферной системы, мест их заделки в замыкающие сегменты, перемычек демпферной системы между полюсами, полюсных наконечников;
- наличие изломов или трещин в элементах демпферной системы, стальных конструкциях ротора;
- ослабление расклиновки полюсов на обode;
- ослабление всех болтовых соединений в зоне полюсов.

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

## 9.6. Щеточно-контактный аппарат

Требования Стандарта учитывают необходимость заблаговременного выявления и предупреждения наиболее вероятных повреждений и дефектов, определяющих техническое состояние щеточно-контактного аппарата. Оценку состояния щеточно-контактного аппарата производят по совокупности выявленных следующих дефектов (Приложение X):

- 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 испытаниями с измерением тока утечки;
- загрязнение контактных колец, повышенный износ щеток, ослабление соединения колец с шинами обмотки возбуждения выявляются осмотром в рабочем режиме гидрогенератора и во время ремонта;
- перегрев контактных колец и щеток выявляется измерением их температуры с помощью дистанционного пирометра или измерением инфракрасного излучения при наличии соответствующей аппаратуры, а также визуально по следам перегрева – цветам побежалости;
- повышенное искрение щеток сопровождает большинство дефектов щеточно-контактного аппарата и выявляется осмотром.

## **10. Оценка технического состояния подпятников, направляющих подшипников и валов гидроагрегата**

### **10.1. Подпятники гидрогенераторов**

10.1.1. Требования Стандарта распространяются на подпятники вертикальных гидрогенераторов зонтичного и подвешного исполнения.

10.1.2. Стандарт учитывает основные наиболее вероятные повреждения деталей подпятников, в том числе:

- плохое состояние рабочей поверхности сегментов;
- повышенную шероховатость зеркальной поверхности диска;
- повышенную макронеровность зеркальной поверхности диска;
- неперпендикулярность плоскости пяты к оси вала агрегата;
- смятие головок опорных болтов или опорных вкладышей;
- вмятины на тарельчатых опорах в местах контакта с опорными болтами;
- разрушение отдельных тарельчатых опор;
- разрегулировку нагрузки на сегменты;
- неправильную установку тангенциального и радиального эксцентриситета сегментов;
- разгерметизацию упругих камер подпятников на гидравлической опоре;
- уменьшение расхода воды в маслоохладителях подпятников;
- повреждение трубок маслоохладителей; повышенный выход масла или масляных паров из маслованны.

10.1.3. Для текущей оценки технического состояния подпятника при работе агрегата необходимо постоянно контролировать:

- температура сегментов;
- температура масла в ванне;
- уровень масла в ванне;
- наличие потока охлаждающей воды через маслоохладители;
- проседание упругих камер (для подпятников на гидравлической опоре).

Оценка технического состояния подпятника при постоянном техническом контроле на работающем гидроагрегате требует наличия штатной контрольно-измерительной системы [13].

10.1.4. Измерения и регистрация температуры сегментов и масла в маслованне подпятника следует производить: непрерывно при наличии автоматической системы контроля; регулярно (по графику, установленному местной инструкцией, но не реже 1 раза в смену) – при отсутствии такой системы.

10.1.5. Для каждого гидрогенератора на основании регулярных наблюдений при гарантированно нормальной работе подпятника должны быть установлены и указаны в СТО ГЭС максимальные допустимые установившиеся значения температуры сегментов и масла в маслованне для наибольших температур наружного воздуха (для данного времени года).

10.1.6. При повышении температуры одного или нескольких сегментов сверх наибольшего установившегося в процессе эксплуатации значения (в самое жаркое время года):

при автоматической системе контроля при превышении температуры на  $5^{\circ}\text{C}$  – должен подаваться предупредительный сигнал; при превышении на  $10^{\circ}\text{C}$  – аварийный сигнал (импульс на останов гидроагрегата);

при отсутствии автоматической системы контроля дежурный работник ГЭС должен при превышении температуры на  $5^{\circ}\text{C}$  увеличить частоту контроля до 1 раза в час, а при превышении на  $10^{\circ}\text{C}$  остановить гидроагрегат.

Значения предупредительных и аварийных уставок автоматической системы контроля определяются на основе опыта эксплуатации и вносятся в СТО ГЭС.

10.1.7. Повышение температуры одного или нескольких сегментов подпятника на  $3... 4^{\circ}\text{C}$  выше обычных установившихся значений для данного времени года при сохранении температуры масла на прежнем уровне является признаком ухудшения состояния поверхностей трения этих сегментов и требует усиления контроля за ними.

10.1.8. Повышение температуры масла в маслованне подпятника сверх установившегося значения для данного времени года с последующим повышением температуры сегментов является признаком ухудшения работы системы охлаждения и требует проверки системы охлаждения и при необходимости проведения чистки фильтров, трубок маслоохладителей.

10.1.9. Понижение температуры одного или нескольких сегментов однорядного подпятника на жёсткой винтовой опоре до значений, близких к температуре масла в маслованне (при исправном термоконтроле) свидетельствует о выходе этих сегментов из работы, что может произойти в результате разрушения тарельчатых опор, и требует осмотра этих сегментов и замены опор.

10.1.10. Контроль уровня масла в маслованне подпятника должен осуществляться постоянно с автоматической выдачей сигнала при выходе за установленные пределы, а также периодически по масломерному стеклу по графику, установленному местной инструкцией.

При повышении уровня масла сверх допустимого значения требуется срочный анализ наличия воды в маслованне и проверки отсутствия повреждения трубок маслоохладителей.

При понижении уровня масла ниже допустимого значения необходимо срочно проверить плотность конструкций и арматуры маслованны с целью предупреждения утечки масла и долива масла до нормального уровня.

10.1.11. В подпятниках на гидравлической опоре необходимо контролировать высотное положение упругих камер. При проседании упругих камер на 1 мм ниже нормального уровня (при работе агрегата под нагрузкой) должен подаваться предупредительный сигнал, а при проседании ещё на 1 мм – импульс на останов гидроагрегата.

10.1.12. Техническое обследование подпятников проводят, как правило, во время капитальных ремонтов с разборкой гидроагрегата. При обследовании должны быть определены и зафиксированы следующие параметры:

макронеровность (волнистость) зеркальной поверхности диска в направлении вращения;

макронеровность зеркальной поверхности диска в радиальном направлении;

неперпендикулярности плоскости пяты к оси вала гидроагрегата; микронеровность (шероховатость) зеркальной поверхности диска подпятника;

износ рабочей поверхности сегментов;

сопротивление изоляции между диском и втулкой подпятника;

распределение нагрузки между сегментами подпятника; тангенциальный эксцентриситет установки сегментов;

радиальный эксцентриситет установки сегментов;

величина смятия сферических головок опорных болтов или опорных вкладышей;

величина вмятин на тарельчатых опорах в местах контакта с опорными болтами, наличие трещин на верхней стороне тарельчатых опор;

величины зазоров между сегментами и ограничивающими упорами в тангенциальном и радиальном направлении.

В двухрядных подпятниках дополнительно измеряют и фиксируют: размеры зазоров между балансирами и стенками балансирных коробок; длины плеч балансиров.

В подпятниках на гидравлической опоре осуществляют проверку «маяков» т. е. расстояний от фиксированных мест корпуса подпятника до зеркальной поверхности диска.

10.1.13. Измеренные фактические значения всех параметров, характеризующих техническое состояние подпятников, не должны выходить за пределы нормативных значений (таблица 9) или значений, установленных конструкторской заводской документацией, а также на основании специальных испытаний и исследований для конкретной ГЭС, включенных в СТО ГЭС.

10.1.14. Методики определения параметров подпятников изложены в приложении Ц.

10.1.15. В случае длительного превышения нормативных значений параметров или при повреждении подпятника должны быть проведены его испытания в соответствии с Приложением Ц.

Т а б л и ц а 9. Нормы контроля технического состояния подпятников

| №№<br>п. п. | Элемент<br>подпятника | Уровень<br>контроля                                       | Наблюдаемые и<br>контролируемые<br>параметры   | Способы и средства<br>контроля   | Периодич-<br>ность<br>контроля                      | Нормативные<br>значения<br>параметров  | Способ<br>регистра-<br>ции<br>результатов |
|-------------|-----------------------|---|--|--|---|--|---|
| 1           | 2                     | 3   | 4  | 5  | 6   | 7  | 8   |
| 1           | Зеркаль-<br>ный диск  | Техническое<br>обследование<br>при вскрытой<br>маслованне | Макронеровность<br>зеркальной<br>поверхности диска<br>в направлении<br>вращения<br>(волнистость) | Часовые индикаторы или<br>датчики с автоматической<br>регистрацией. Измерения<br>производятся при<br>прокрутке ротора          | При каждом<br>капитальном<br>и аварийном<br>ремонте | 0,08 мм для<br>однорядных,<br>0,12мм для<br>двухрядных и<br>гидравлических<br>подпятников  | Запись в<br>акте или<br>протоколе         |
| 2           |                       |   | Макронеровность<br>зеркальной<br>поверхности диска<br>в радиальном<br>направлении                | Часовые индикаторы или<br>датчики, перемещаемые в<br>радиальном направлении;<br>лекальная линейка.<br>Измерения на 12 радиусах |   | 0,03 мм для дисков<br>диаметром менее 2<br>м и 0,04 мм для<br>дисков диаметром<br>более 2 м  |   |
| 3           |                       |   | Шероховатость<br>зеркальной<br>поверхности диска   | Профиломер   |   | $R_a < 0,32$ мкм   |   |
| 4           | Сегменты              | Техническое<br>обследование<br>при вскрытой<br>маслованне | Нагрузка на<br>каждый сегмент  | Рычажно- индикаторный<br>способ. Индикаторный<br>способ (для гидравлических<br>подпятников)                                    | При каждом<br>капитальном<br>и аварийном<br>ремонте | 10% разброса наг-<br>рузки для подпят-<br>ников на жёсткой<br>опоре, 0,2 мм раз-<br>ницы проседания –<br>для гидравлических<br>подпятников | Запись в<br>акте или<br>протоколе         |



| 1  | 2   | 3   | 4  | 5   | 6  | 7                                | 8   |
|----|---|---|--|---|--|----------------------------------|---|
| 5  | Сегменты  | Техническое освидетельствование при вскрытой маслованне | Тангенциальный эксцентриситет                | Измерения с помощью контрольных линеек и приспособлений и вычисление по формулам (Приложение Ц) | При каждом капитальном и аварийном ремонте | (4±1)%                           | Запись в акте или протоколе                         |
| 6  |   |   | Радиальный эксцентриситет                    |   |  | (0±1)%                           |   |
| 7  | Опорные болты                                     |   | Смятие сферических головок                   | Специальный шаблон и щуп  |  | 0,05мм                           |   |
| 8  | Тарельчатые опоры                                 |   | Вмятины в местах контакта с опорными болтами | Индикатор   |  | 0,25мм                           |   |
| 9  | Сегменты и масло в маслованне                     | Постоянно при работе гидроагрегата                      | Температура                                  | Стандартные термодатчики  | 1 раз в смену                              | Устанавливает СТО ГЭС            | Запись в суточной ведомости                         |
| 10 | Маслованна подпятника                             |   | Уровень масла                                | Стандартный датчик уровня   | Непрерывно                                 |                                  | Запись в журнале при выходе за нормативные значения |
| 11 | Упругие камеры подпятника на гидравлической опоре |   | Проседание упругих камер                     | Специальные датчики или контакты  |  | 1 мм – сигнал,<br>2 мм – останов |   |

## 10.2. Направляющие подшипники

10.2.1. Стандарт устанавливает требования к оценке технического состояния направляющих подшипников гидроагрегата: подшипников гидротурбин с водяной и масляной смазкой; подшипников гидрогенераторов с масляной смазкой.

10.2.2. Оценку состояния турбинного направляющего подшипника с обрезиненным вкладышем на водяной смазке производят по следующим признакам:

- снижение давления в напорной ванне подшипника;
- увеличение расхода воды на смазку и охлаждение подшипника;
- устойчивая тенденция к увеличению амплитуды биения вала в зоне подшипника при работе гидроагрегата на номинальных нагрузках и напорах;
- ухудшение работы уплотнения вала в крышке ванны подшипника.

В уплотнении вала в крышке гидротурбины в зависимости от конструкции оценивают:

- состояние уплотняющего элемента (воротника, плоской кольцевой манжеты, сальниковой набивки и других);
- состояние вала в зоне контакта с уплотнением по размерам выработки и состоянию поверхности;
- состояние торцевого уплотнения (однорядного или двухрядного) по степени и равномерности износа в зоне контакта и по состоянию уплотняющих элементов;
- при наличии принудительной подачи воды к уплотнению оценивают состояние системы подвода (засорение, повреждения коррозией, застание дрейсенной, износ арматуры и др.).

Требования к контролю при эксплуатации турбинного направляющего подшипника на водяной смазке представлены в таблице 10.

10.2.3. Оценку состояния направляющих подшипников с масляной смазкой на работающем гидроагрегате производят по следующим признакам:

- биение вала у направляющих подшипников, уровень вибрации корпусов маслованн;
- температура вкладышей, сегментов, масла (включая изменение температуры в сходных режимах в процессе эксплуатации); повышение температуры вкладышей (сегментов) подшипника указывает на недостаточный зазор, ухудшение охлаждения либо на ухудшение состояния рабочих поверхностей вкладышей (сегментов) подшипника и втулки вала;
- постепенное повышение температуры сегментов турбинного подшипника на 2...3°C по сравнению с установившейся величиной, рост температуры масла и сегментов на одинаковую величину; вероятная причина – уменьшение расхода охлаждающей воды в маслоохладителе турбинного подшипника либо понижение уровня масла в маслованне;
- резкое повышение температуры сегментов турбинного подшипника до температуры 65°C на сигнал и до 70°C на отключение агрегата; вероятные

причины – подплавление сегментов подшипника вследствие понижения уровня масла; повышение уровня масла и вытеснение его водой из маслоохладителей; неправильно выставленные зазоры по сегментам подшипника (возможно при выходе гидроагрегата из ремонта или монтажа); уменьшение или прекращение поступления охлаждающей воды в маслоохладители турбинного подшипника; заклинивание одного или нескольких сегментов подшипника; попадание твердых частиц между трущимися поверхностями сегментов подшипника и втулкой вала; неисправность датчиков температурного контроля;

- повышение уровня масла в маслованне направляющего подшипника гидроагрегата. Вероятная причина: попадание воды из маслоохладителей в маслованну; перелив масла при заливке или доливке в маслованну;

- понижение уровня масла в маслованне направляющего подшипника гидроагрегата. Вероятная причина: утечка масла через неплотно закрытый сливной пробковый кран маслованны, через неплотности соединения выгородки и корпуса маслованны.

10.2.4. При осуществлении контроля следует проверять состояние уплотнения между валом и корпусом маслованны подшипника, обеспечивающего защиту гидроагрегата от замасливания протечками и парами масла: уплотнительные элементы (резина, войлок, кожа) не должны иметь задиров, обеспечивать плотный контакт с валом, при этом уплотнение должно работать, не вызывая местный перегрев зоны контакта на валу гидроагрегата.

10.2.5. Перед выводом гидроагрегата в ремонт в случаях проявления нарушений в работе подшипника необходимо производить отбор масла из маслованн подшипников для химического анализа.

10.2.6. Требования к контролю технического состояния турбинного направляющего подшипника с масляной смазкой представлены в таблице 11.

Т а б л и ц а 10. Нормы контроля технического состояния турбинного направляющего подшипника на водяной смазке

| № п/п | Уровень контроля                                  | Наблюдаемые и контролируемые параметры                    | Способы и средства контроля  | Режим контроля                              | Допустимые значения параметров  | Способ регистрации результатов контроля                                       |
|-------|---|---|--|---|---|---|
| 1     | 2   | 3   | 4  | 5   | 6   | 7   |
| 1.    | Постоянный контроль на работающем оборудовании    | Давление воды подводящем трубопроводе.                    | Электроконтактный манометр   | Постоянно                                   | Соответствие давления требованиям завода изготовителя                                     | Запись в суточной ведомости   |
| 2.    | Постоянный контроль на работающем оборудовании    | Наличие расхода воды на смазку и охлаждение подшипника    | Дифманометр или иные средства контроля. Визуально указатель наличия струи.       | Постоянно                                   | Соответствие расхода воды требованиям завода изготовителя                                 | Запись в журнале дефектов. Акт обследования.                                  |
| 3.    | Постоянный контроль на работающем оборудовании    | Увеличение расхода воды на смазку и охлаждение подшипника | Дифманометр или иные средства контроля   | При обходах.                                | Соответствие расхода воды документации завода изготовителя                                | Запись в журнале дефектов. Акт обследования.                                  |
| 4.    | Постоянный контроль на работающем оборудовании    | Биение вала у турбинного подшипника                       | Индикатор, при наличии - штатные датчики биения вала                             | При обходах.                                | Биение вала не должно превышать значений, установленных документацией завода изготовителя | Запись в суточной ведомости<br>Запись в журнале дефектов.<br>Акт обследования |
| 5.    | Периодический контроль на работающем оборудовании | Вибрация турбинного подшипника                            | Переносная виброизмерительная аппаратура, при наличии - штатные датчики вибрации | Периодически в соответствии с Приложением И | Вибрация не должна превышать значений, установленных Приложением И                        | Запись в журнале дефектов.  |
| 6.    | Периодический контроль на работающем оборудовании | Состояние крепления корпуса турбинного подшипника         | Визуально  | При обходах согласно СТО ГЭС                | Крепление корпуса подшипника не должно быть ослаблено и вызывать его податливость         | Запись в журнале дефектов. Акт обследования                                   |

Т а б л и ц а 11. Требования к техническому контролю при эксплуатации масляных направляющих подшипников

| № п/п | Уровень контроля                                  | Наблюдаемые и контролируемые параметры      | Способы и средства контроля   | Режим контроля                              | Допустимые значения параметров  | Способ регистрации результатов контроля                                       |
|-------|---|---|---|---|---|---|
| 1     | 2   | 3   | 4   | 5   | 6   | 7   |
| 1.    | Постоянный контроль на работающем оборудовании    | Температура вкладыша подшипника.            | Термосопротивления, термосигнализатор   | Постоянно                                   | Температура, установленная местной инструкции по эксплуатации   | Запись в суточной ведомости   |
| 2.    |   | Уровень масла в маслованне подшипника.      | Реле давления, визуально по масломерному стеклу   | Постоянно                                   | Уровень масла не должен выходить за максимальное и минимальное значение установленное местной инструкцией по эксплуатации | Запись в журнале дефектов.<br>Акт обследования                                |
| 3.    | Периодический контроль на работающем оборудовании | Биение вала у подшипника                    | Индикатор<br>При наличии датчиков биения вала – постоянный контроль                             | При обходах                                 | Биение вала не должно превышать значение установленное заводом-изготовителем  | Запись в суточной ведомости<br>Запись в журнале дефектов.<br>Акт обследования |
| 4.    |   | Вибрация подшипника                         | Переносная виброизмерительная аппаратура<br>При наличии датчиков вибрации – постоянный контроль | Периодически в соответствии с Приложением И | Вибрация не должна превышать значение, установленное Приложением И  | Запись в журнале дефектов.<br>Акт обследования                                |
| 5.    |   | Состояние уплотнений и маслованн подшипника | Визуально   | При обходах                                 | Протечки масла через выгородки маслованн, фланцевые соединения и уплотнения недопустимы                                   | Запись в журнале дефектов.<br>Акт обследования                                |

### 10.3. Валы гидроагрегата

10.3.1. Стандарт устанавливает требования к методам контроля и оценки технического состояния валов (валопроводов) вертикальных гидроагрегатов, включая валы гидротурбины и гидрогенератора, промежуточные валы и надставки валов, в том числе фланцы валов и шейки направляющих подшипников.

10.3.2. Основным требованием к валу является его динамическая устойчивость и прочность узлов, а основными видами контроля – оценка радиальных колебаний (биения) вала и состояния (исправности) соединительных узлов.

10.3.3. Контроль за техническим состоянием валопровода осуществляют на работающем и остановленном гидроагрегате. При необходимости проводят освидетельствование при разобранных направляющих подшипниках [11].

10.3.4. При постоянном контроле, осуществляемом под нагрузкой на работающем гидроагрегате или на остановленном гидроагрегате без опорожнения спиральной камеры следует производить проверки и фиксировать внешние признаки ухудшения состояния вала: увеличение биения вала у направляющих подшипников, повышенные вибрации подшипников, наличие признаков износа шеек и уплотнений вала.

10.3.5. На работающем гидроагрегате следует периодически контролировать величину биения вала у турбинного подшипника. При технической возможности следует производить аналогичные измерения у генераторного подшипника. Рекомендуется применение стационарной системы контроля (мониторинга) биения вала. Периодичность контроля за биением вала: при наличии автоматической системы – постоянно, при осуществлении контроля персоналом – 1-2 раза в сутки с записью в суточную ведомость, а при возникновении повышенного биения вала частоту контроля по решению технического руководителя ГЭС увеличивают.

10.3.6. На работающем гидроагрегате следует обращать внимание на следующие признаки ухудшения состояния линии вала:

- повышенное значение биения вала гидроагрегата у направляющих подшипников и фланцевых соединениях валов, измеряемое в соответствии с Приложением И (допустимое значение биения определяет СТО ГЭС на основании документации завода изготовителя и опыта эксплуатации);

- повышенная горизонтальная вибрация направляющих подшипников гидроагрегата, измеряемая в соответствии с Приложением И;

- повышенная вертикальная вибрация опоры пяты, измеряемая в соответствии с Приложением И;

- постепенное повышение биения вала (увеличение зазоров в направляющих подшипниках) в течение межремонтного периода при одинаковых режимах работы гидроагрегата.

10.3.7. На остановленном гидроагрегате при проведении осмотра проверяют плотность фланцевых соединений по внешним признакам (наличие течи масла через фланцевое соединение, раскрытие фланцевого соединения визуально).

10.3.8. Состояние линии вала контролируют по косвенным признакам:

- увеличенное биение вала у направляющих подшипников, которое может быть следствием излома во фланцевых соединениях, износа шейки вала в подшипнике;

- односторонний перегрев сегментов направляющих подшипников из-за расцентровки вала.

10.3.9. При осмотрах и обследованиях вала гидроагрегата должны выявляться параметры состояния в соответствии с таблицей 12.

Т а б л и ц а 12. Нормы контроля технического состояния вала гидроагрегата

| Элемент валопровода  | Уровень контроля                                | Наблюдаемые и контролируемые параметры                      | Способы и средства контроля           | Режим контроля  | Допустимые значения параметров  | Способ регистрации результатов контроля              |
|--|---|---|---------------------------------------|---|---|--|
| 1  | 2   | 3   | 4                                     | 5   | 6   | 7  |
| Турбинный вал, генераторный вал у шеек подшипников                           | Периодический контроль, постоянный мониторинг   | Биение вала   | Инструментальный контроль             | На работающем оборудовании                            | Нормы завода изготовителя   | Запись в суточную ведомость, в архив данных          |
| Турбинный вал, генераторный вал у шеек подшипников, подшипники гидроагрегата | Специальные испытания или постоянный мониторинг | Вибрация опорных конструкций и биение вала                  | Инструментальный контроль             | На работающем оборудовании                            | Нормы по Приложению И   | Техническое заключение, отчет, запись в архив данных |
| Фланцевое соединение   | При необходимости                               | Плотность соединений  | Визуальный, инструментальный контроль | На остановленном оборудовании                         | Односторонний зазоры до 0,03 мм на длине не более 200 мм  | Технический акт                                      |
| Шейка вала   | При необходимости                               | Износ шейки, наличие трещин, отставания облицовки, вырывов. | Визуальный, инструментальный контроль | На остановленном оборудовании при разборке подшипника | Трещины, отставания, вырывы не допускаются, износ в пределах биения вала установленного для подшипника, шероховатость по нормам завода-изготовителя | Технический акт                                      |



## **11. Оценка технического состояния технических систем гидроагрегата.**

### **11.1. Система автоматического регулирования гидротурбин**

11.1.1. Стандарт устанавливает требования к правилам и методам контроля и оценки технического состояния систем автоматического регулирования гидротурбин с одиночным (без комбинатора) и двойным (с комбинатором) регулированием. Стандарт не рассматривает требования к контролю и оценке технического состояния общестанционных систем автоматического управления гидроагрегатами.

11.1.2. Настоящий подраздел Стандарта включает требования к контролю и оценке технического состояния оборудования системы регулирования гидротурбины:

- электрогидравлических и гидромеханических регуляторов частоты вращения (РЧВ);
- маслонапорных установок (МНУ);
- лекажных агрегатов;
- сервомоторов направляющего аппарата (НА) и рабочего колеса (РК).

11.1.3. Работоспособные регуляторы частоты вращения гидротурбин должны обеспечивать исполнение основных предусмотренных для них функций:

- управление открытием регулирующих органов гидротурбины при пуске и останове гидроагрегата, его переводе в режим синхронного компенсатора (СК) и выводе из режима СК;
- автоматическое поддержание на заданном уровне частоты вращения при работе гидроагрегата на холостом ходу для обеспечения условий точной синхронизации гидрогенератора;
- обеспечение участия в первичном регулировании частоты в энергосистеме при работе гидроагрегата под нагрузкой;
- отработка с заданной скоростью сигналов задания мощности гидроагрегата в режиме индивидуального и группового регулирования;
- автоматическое поддержание комбинаторной зависимости поворотно-лопастной гидротурбины при изменении ее мощности и напора;
- выполнение гарантий регулирования при сбросах нагрузки.

Техническое состояние РЧВ, как основного элемента системы регулирования гидротурбины, оценивается качеством выполнения им перечисленных функций. Для оценки динамики изменения качества при очередной проверке следует использовать заводские характеристики или результаты предыдущих проверок.

11.1.4. Стандарт устанавливает основные принципы контроля за техническим состоянием систем регулирования гидротурбин, которые являются общими для всех регуляторов, независимо от их типа;

непосредственное техническое исполнение проверок различно в зависимости от конструктивного исполнения и схемы регулятора и осуществляется в соответствии Приложением Ж. Виды контроля и их периодичность приведены в таблице 13.

11.1.5. Контроль за техническим состоянием оборудования системы регулирования гидротурбины должен своевременно предупреждать о возникновении неисправностей с целью принятия мер для их устранения. Проверки производятся при работе гидроагрегата под нагрузкой и на холостом ходу.

11.1.6. При проверке РЧВ при работе гидроагрегата на холостом ходу при номинальном значении частоты вращения определяют точность поддержания частоты и наличие или отсутствие периодических перемещений сервомотора НА,

Качество процесса регулирования оценивают по виду переходного процесса при ступенчатом изменении уставки частоты в пределах  $\pm (0,3 \dots 0,5)$  Гц. Переходный процесс должен быть апериодическим, допускается одно перерегулирование. Наличие колебаний свидетельствует о неудовлетворительном качестве регулирования. Для выявления причин колебаний следует определить переходные процессы при других значениях параметров динамической настройки (изодромной обратной связи). Сохранение колебаний свидетельствует о наличии каких-либо дефектов регулятора, которые выявляются при его поузловой проверке.

При текущей эксплуатации гидроагрегата качество регулирования оценивают во время выполнения точной синхронизации гидрогенератора при включении его в сеть по процессу подгонки частоты генератора к частоте сети. Если процесс проходит без колебаний, это свидетельствует о нормальной работе РЧВ.

11.1.7. При работе гидроагрегата под нагрузкой определяют показатели готовности гидроагрегата к участию в первичном регулировании частоты (ПРЧ) и плавность хода регулирующих органов гидротурбины.

Для определения быстродействия ПРЧ производят по возможности быстрое изменение измеряемого значения частоты. Способ выполнения подобного изменения частоты зависит от типа регулятора. На гидромеханических регуляторах толчок по отклонению частоты может быть создан при быстром смещении механизма изменения оборотов (МИО). На большинстве электрогидравлических регуляторов для быстрого изменения частоты используют генератор технической частоты. В микропроцессорных РЧВ возможно непосредственное изменение измеренного значения частоты. Быстродействие ПРЧ определяется продолжительностью времени с момента подачи импульса изменения частоты до момента отработки 75% полного изменения мощности.

На ГЭС, имеющих возможность работы на изолированный энергорайон, точность поддержания частоты и качество переходного

процесса регулирования частоты определяют аналогично тому, как это выполняется при работе агрегата на холостом ходу.

Эффективность участия гидроагрегата в ПРЧ зависит не только от быстродействия, но и от наличия мёртвой зоны (зоны нечувствительности) по частоте. Фактическую величину мертвой зоны определяют по статической характеристике регулятора, снятой для прямого и обратного хода. При этом случайная погрешность измерения частоты должна быть не более 0,005 Гц, а положения штока сервомотора НА – не более 0,2 %. По статической характеристике регулятора определяется величина статизма регулятора. Величина статизма регулирования частоты по мощности определяется по статической характеристике регулирования, которая представляет собой зависимость мощности гидроагрегата от частоты и снимается одновременно со статической характеристикой регулятора.

Плавность хода регулирующих органов гидротурбины при изменении задания мощности проверяют при ходе в обоих направлениях в полном диапазоне изменения нагрузки. Для определения быстродействия регулирования мощности регистрируют переходный процесс при быстром (толчком) изменении заданной мощности как при индивидуальном, так и при групповом регулировании. Производят сравнение с результатами предыдущей проверки. При этом необходимо обеспечить идентичность условий, при которых производилась проверка (величина напора, диапазон изменения нагрузки).

11.1.8. Проверка действия РЧВ при переходных процессах (при пуске, нормальной остановке, переводе в режим СК и выводе из него, при внезапном сбросе нагрузки).

При автоматическом пуске гидроагрегата следует фиксировать пусковое открытие НА, перерегулирование по частоте, продолжительность вывода гидроагрегата на холостой ход и до момента включения в сеть. Следует производить регистрацию пуска гидроагрегата с записью хода НА, частоты вращения и мощности. Сравнение полученной регистрограммы с аналогичной при предыдущих испытаниях даёт возможность оценить отсутствие каких-либо изменений в настройках РЧВ.

При выполнении нормальной остановки гидроагрегата контролируют его разгрузку и закрытие НА после отключения генераторного выключателя. При нормальной остановке гидроагрегата, работающего в режиме СК, фиксируют величину открытия НА и выдержку времени до начала его закрытия.

При переводе в режим СК и выводе из режима СК контролируют правильность исполнения команд на закрытие и открытие НА.

Испытания на сбросы нагрузки имеют целью проверку выполнения гарантий регулирования. При сбросах измеряют следующие величины: частота вращения, открытие НА, угол разворота лопастей, давление в спиральной камере и отсасывающей трубе. В протоколе испытаний должны быть зафиксированы значения этих параметров до сброса, максимальные

отклонения и установившиеся значения, а также время закрытия НА. Полученные результаты сравнивают с документацией завода изготовителя гидротурбины.

11.1.9. Для оценки технического состояния гидромеханической части РЧВ должен быть произведен осмотр гидромеханической колонки регулятора. Фиксируют отсутствие повреждений рычагов и маслопроводов, достаточную затяжку крепёжных гаек, отсутствие протечек масла в соединениях маслопроводов с золотниками, повышенный расход масла через дренажные трубки, состояние масляного фильтра. Проверяют отсутствие заеданий и повышенных люфтов в редукторах механизмов изменения оборотов (МИО) и ограничения открытия, перемещения клина комбинатора по напору и ручного управления лопастями РК. Проверить плавность хода сервомоторов НА и РК при работе на ограничителе открытия.

Степень износа главных золотников определяют по величине протечек масла через золотники при среднем их положении. При наличии отдельных задвижек к главным золотникам НА и РК протечки можно определить отдельно для каждого золотника. В этом случае протечки определяют на остановленном гидроагрегате. При наличии общей задвижки протечки определяют суммарно через оба золотника.

При определении протечек оба золотника с помощью ограничителя открытия и механизма ручного управления лопастями должны быть установлены в среднее положение, когда значения давления в обеих полостях сервомотора равны между собой. При неизменном положении золотников измеряется цикл работа маслососа МНУ в виде отношения времени работы маслососа на аккумулятор  $t_p$  ко времени его работы на слив  $t_c$  (или при прерывистом режиме работы – ко времени, в течение которого насос не работает). При известной производительности маслососа  $Q_n$  величина протечек масла  $q$  определяется выражением:

$$q = Q_n t_p / (t_p + t_c) \text{ ( л/с )}.$$

Сравнение полученной величины с величиной протечек в новой колонке или измеренной при предыдущих испытаниях позволяет оценить динамику износа золотников.

11.1.10. При оценке технического состояния маслоснапорной установки (МНУ) рекомендуется определить производительность маслососов по методике, приведенной в Приложении Ж.

Проверку и настройку всех механизмов и арматуры МНУ следует производить в соответствии с документацией завода изготовителя.

11.1.11. При оценке технического состояния сервомоторов направляющего аппарата и рабочего колеса должны быть определены перестановочные усилия и величина протечек масла через сервомоторы.

Перестановочное усилие определяется минимальным значением перепада давления в полостях сервомотора, необходимого для его перемещения из неподвижного состояния. Для трогания сервомотора

необходимо преодолеть силу трения и гидравлическое усилие, которое может действовать как в сторону закрытия, так и открытия.

Для оценки динамики изменения перестановочных усилий их можно выражать через величину перепада давления. При этом необходимо иметь в виду, что при разных площадях поршня сервомотора с одной и с другой стороны для получения более точных результатов следует производить расчёт перестановочных усилий по разности сил, как произведения давления на площадь поршня.

Для определения перестановочных усилий рекомендуется применять метод трогания. Измерения производят при работающем в сети гидроагрегате. РЧВ переводится на ограничитель открытия. От положения полного закрытия сервомотор последовательно переустанавливают ступенями в 10% в разные положения. При каждом положении сервомотора производят медленное смещение ограничителя открытия в сторону открытия НА. При этом надо следить за изменением давления в обеих полостях сервомотора. Сначала перепад давления будет возрастать. В момент трогания сервомотора происходит резкое изменение давления в противоположную сторону. Записываются величины максимальных отклонений давления в каждой полости перед резким их изменением. Измерения производят сначала при движении сервомотора на открытие, а затем на закрытие. При определении перестановочных усилий на сервомоторе РК порядок испытаний тот же, что и для сервомотора НА. При этом управление лопастями производят с помощью механизма ручного управления.

Величины сил трения  $F_m$  и гидравлической силы  $F_z$  определяют из следующих выражений:

$$F_m = 0,5 (\Delta P_o + \Delta P_z)$$

$$F_z = 0,5 (\Delta P_o - \Delta P_z),$$

где  $\Delta P_o$  и  $\Delta P_z$  – перепад давлений в полостях при движении сервомотора на открытие и на закрытие. При этом принято, что гидравлическая сила действует в сторону закрытия.

Измерение перестановочных усилий необходимо производить периодически в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя гидротурбины особенно при использовании новых материалов в поверхностях трения цапф лопастей РК

Протечки между лопастями сервомотора НА зависят от состояния уплотнений поршня сервомотора. Для сервомотора РК они зависят, кроме этого, от состояния уплотнений регулирующих штанг и маслоприёмника. Оценку состояния этих элементов производят по динамике изменения протечек при периодических их измерениях.

Величину протечек определяют по циклу маслоснабжения выражением, приведенным в 11.1.9. Измерения цикла производятся при полном смещении главного золотника на закрытие или на открытие, когда протечки через

отсекающие кромки золотника практически отсутствуют. Опыт производят на остановленном агрегате.

11.1.12. Находящиеся в длительной эксплуатации регуляторы различных типов, электрогидравлические и гидромеханические, морально устаревают и становятся непригодными для выполнения ряда функций с учетом возрастающих системных требований к конкретной ГЭС; в связи с чем необходимо осуществлять их замену современными типами РЧВ.

Таблица 13. Нормы контроля технического состояния системы автоматического регулирования гидротурбин

| Элемент оборудования гидроагрегата | Уровень контроля                               | Наблюдаемые и контролируемые параметры                          | Способы и средства контроля   | Режим контроля   | Допустимые значения параметров                                 | Способ регистрации результатов контроля |
|------------------------------------|--|---|---|--|--|---|
| 1                                  | 2  | 3   | 4   | 5  | 6  | 7                                       |
| РЧВ                                | Постоянный контроль на работающем оборудовании | Частота вращения, перемещение регулирующих органов гидротурбины | Визуально по приборам АЩУ, шкафа и колонки РЧВ                        | В процессе пуска и остановки агрегата и при его работе в сети            | Определяются конструкторской заводской документацией и СТО ГЭС | Архив АСУ ТП и микропроцессорного РЧВ   |
| РЧВ                                | Техническое обследование                       | То же и электрические параметры шкафа РЧВ                       | Испытания по специальной программе. Вольтметр, амперметр, осциллограф | Во время капитального ремонта  |  |   |
| МНУ                                | Постоянный контроль                            | Давление, уровень масла   | Визуально по манометру и датчику уровня                               | Автоматический контроль с выдачей предупредительных и аварийных сигналов | Определяются конструкторской документацией и СТО ГЭС           | Журнал дефектов                         |

## 11.2. Система технического водоснабжения

11.2.1. Стандарт устанавливает требования к оценке технического состояния оборудования системы технического водоснабжения вертикального гидроагрегата, независимо от принятой схемы охлаждения и состава потребителей.

11.2.2. На работающем и остановленном оборудовании периодическому осмотру и оценке состояния подлежат следующие элементы и механизмы системы технического водоснабжения (ТВС) агрегата:

- водозаборы;
- водозаборные и агрегатные трубопроводы;
- эксплуатационная и ремонтная арматура;
- контрольно-измерительная и регулирующая аппаратура;
- фильтры, регуляторы давления;
- воздухоохладители гидрогенератора;
- маслоохладители направляющих подшипников генератора и подпятника;
- маслоохладители турбинного подшипника (масляная смазка);
- уплотнения турбинного подшипника (водяная смазка);
- уплотнения вала турбины;
- охлаждение лабиринтного уплотнения рабочего колеса РО турбины при работе в режиме синхронного компенсатора;
- эжекторы и насосы для откачки воды с крышки турбины и для обеспечения водой системы ТВС эжекторного типа;
- схема рециркуляции и промывки фильтров;
- схема питания теплообменников гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением;
- система подвода воды на охлаждение трансформаторов;
- схема промыва порогов и пазов затворов водоводов и отсасывающих труб;
- схема залива насосов системы дренажа и осушения проточной части;
- схема защиты от обмерзания пазов затворов.

11.2.3. Состояние трубопроводов оценивается путем осмотров на наличие механических и коррозионных повреждений, а так же по изменению пропускной способности и результатам опрессовки.

11.2.4. Состояние оперативной запорной арматуры с гидравлическими или пневматическими приводами и дросселями следует проверять и оценивать на работающем и на остановленном оборудовании.

11.2.5. При оценке состояния закладных водозаборных трубопроводов производят обследование участков трубы в зоне выхода из бетона, а также их опрессовку и продувку.

11.2.6. При оценке состояния насосных установок проверяют качество заделки анкеров, состояние фундаментного блока горизонтальность



установки рамы, прицентровку двигателя к насосу, осматривают подводящие и отводящие трубопроводы, компенсаторы (при их наличии), осматривают и проверяют работоспособность приёмных и обратных клапанов.

В схемах осушения проточной части гидроагрегата и откачки из дренажных прямков контролю и осмотру подлежат приемные фильтры и прямки.

11.2.7. Состояние водозаборных устройств, расположенных в проточной части оценивают при проведении периодических осмотров основного оборудования.

Обследованию и оценке состояния подлежат: сорозащитные решетки, их закладные части, фильтрующие насадки, водосбросные и водоприемные участки трубопроводов.

11.2.8. На работающем гидроагрегате подлежит оценке способность системы ТВС автоматически поддерживать давление в заданных пределах и необходимую подачу воды к потребителям.

В системах ТВС используется давление воды  $1,6 \dots 5,0 \text{ кг/см}^2$ , которое назначают заводы изготовители оборудования из конструктивных соображений, а также исходя из условий прочности теплообменных аппаратов.

При техническом контроле необходимо проверять способность регуляторов давления или дроссельных устройств в схемах охлаждения трансформаторов и теплообменных аппаратах других систем, заполненных маслом обеспечивать давление масла больше давления воды не менее чем на  $0,1 \text{ кг/см}^2$ .

11.2.9. Состояние оборудования системы ТВС в процессе эксплуатации оценивают по следующим признакам:

- масло- и воздухоохладители оценивают по эффективности работы оборудования, на котором они установлены, а также по обеспечению нормативных перепадов давления и температуры на входе и выходе из охладителя;

- состояние водозаборов, насосов, фильтров, дросселей, вентилей, задвижек, контрольно-измерительной аппаратуры и других элементов системы оценивают по результатам измерения давления, перепада давления и расхода воды на работающем оборудовании, последовательно выполняя этих замеры на элементах оборудования, по соответствию измеренных показателей требованиям завода изготовителя или СТО ГЭС.

11.2.10. В целях надежного обеспечения безопасности работы основного оборудования помимо автоматического дистанционного контроля за наличием струи в трубопроводах маслоохладителей подпятника, направляющего подшипника генератора, а также за расходом и давлением воды в напорной ванне турбинного подшипника и углеграфитового уплотнения гидротурбины, следует осуществлять постоянный контроль за

давлением, перепадом давления, наличием струи и температурой непосредственно по штатным приборам в местах их установки.

Проверке и оценке состояния также подлежат датчики визуального контроля, установленные на водозаборах, на входе и выходе фильтров и насосов.

11.2.11. Оценку состояния насосных агрегатов производят по их производительности, уровню вибрации опорных конструкций и подшипниковых узлов, работе сальников и подшипников (протечки, температура, уровень и тон шума), потребляемому току электродвигателей.

Нормы на вибрацию насосных агрегатов (насос двигатель) указывает завод изготовитель оборудования. В случае отсутствия таких указаний двойная амплитуда вибрации подшипников электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должна быть выше следующих значений [1, п.5.2.10]:

|                                     |      |      |      |                |
|-------------------------------------|------|------|------|----------------|
| Синхронная частота вращения, об/мин | 3000 | 1500 | 1000 | 750 и<br>менее |
| Двойная амплитуда колебаний, мкм    | 30   | 60   | 80   | 95             |

11.2.12. Следует проверять исправность контрольной и сигнализирующей аппаратуры (реле, ЭКМ и другой) при подаче предупредительных импульсов на включение резервного питания и с выдержкой времени – на аварийный останов гидроагрегата.

11.2.13. Для оценки пригодности к дальнейшей эксплуатации фильтров необходимо контролировать режим их работы, качество и чистоту очистки воды, а также эффективность очистки фильтрующих элементов.

Таблица 14. Нормы контроля технического состояния

оборудования системы технического водоснабжения

| №<br>п/п | Уровень контроля   | Наблюдаемые и<br>контролируемые<br>параметры   | Способы и средства<br>контроля   | Режим контроля                      | Допустимые значения<br>параметров   | Способ<br>регистрации<br>результатов<br>контроля   |
|----------|--|--|--|-------------------------------------|---|--|
| 1        | 2  | 3  | 4  | 5                                   | 6   | 7  |
| 1.       | Постоянный<br>контроль на<br>работающем<br>оборудовании                                | Давление в<br>водозаборном<br>трубопроводе. Напор,<br>потери напора.   | Визуально по<br>штатным манометрам.  | При обходах                         | В соответствии с СТО<br>ГЭС. Давление ниже<br>установленного и перегрев<br>оборудования не<br>допускается.                            | Журнал дефектов.   |
| 2.       |  | Падение напора по<br>длине трубопровода.<br>Наружные<br>коррозионные и<br>механические<br>повреждения.           | Визуально по<br>штатным манометрам.<br>инструментально<br>Толщиномер.                      | При обходах. По<br>необходимости    | Наружная коррозия не<br>допускается. Внутренняя<br>поверхность 0,1 мм/год.<br>Допускается 30% от<br>первоначальной толщины<br>стенки. | Запись в журнале<br>дефектов.<br>Акт обследования.   |
| 3.       |  | Работоспособность<br>арматуры, Протечки.   | Визуальный<br>контроль на<br>работающем<br>оборудовании.<br>Осмотр во время<br>ремонта.    | При обходах.<br>По<br>необходимости | Исправность. Отсутствие<br>протечек.  | Запись в журнал<br>дефектов,<br>Информация для<br>ремонтного и<br>оперативного<br>персонала. |
| 4.       | Постоянный<br>контроль на<br>работающем<br>оборудовании<br>Осмотр во время<br>ремонта. | Перепад давления.<br>Состояние арматуры и<br>общее состояние<br>регуляторов давления,<br>фильтров.               | Периодический<br>визуальный контроль<br>на работающем<br>оборудовании Во<br>время ремонта. | При обходах.<br>По<br>необходимости | Соответствие перепада<br>давления требованиям<br>завода изготовителя  | Журнал дефектов.   |
| 5.       |  | Перепад давления и<br>температуры.<br>Состояние арматуры и<br>общее состояние<br>воздухо и масло<br>охладителей. | Периодический<br>визуальный контроль<br>на работающем<br>оборудовании<br>Во время ремонта. | При обходах.<br>По<br>необходимости | Температура и давление<br>оборудования не<br>превышает,<br>рекомендованную заводом<br>изготовителем.                                  | Суточная<br>ведомость, журнал<br>дефектов.   |

| 1  | 2  | 3   | 4   | 5   | 6  | 7                |
|----|--|---|---|---|--|------------------|
| 6. | Постоянный контроль на работающем оборудовании<br>Осмотр во время ремонта. | Давление в трубопроводе подачи смазки и охлаждения к уплотнениям ванны подшипника, крышки турбины, лабиринтным уплотнениям РК.в режиме СК | Периодический визуальный контроль на работающем оборудовании. Во время ремонта. | При обходах.<br>При капитальных ремонтах.<br>По необходимости | Давление величина протечек должны соответствовать рекомендациям завода изготовителя. | Журнал дефектов. |

### **11.3. Система охлаждения и вентиляции**

11.3.1. Стандарт устанавливает требования к оценке технического состояния элементов оборудования системы охлаждения и вентиляции вертикального гидроагрегата независимо от принятой схемы охлаждения и состава потребителей.

11.3.2. Система охлаждения должна обеспечивать работоспособность гидрогенератора, направляющих подшипников генератора и турбины, подпятника, а так же системы регулирования при наличии маслоохладителей в баке МНУ.

11.3.3. Система вентиляции относится исключительно к оборудованию гидрогенератора и обеспечивает охлаждение ротора и статора непосредственно или комплексно с другими системами охлаждения, в зависимости от мощности, принятой системы охлаждения и конструкции генератора.

11.3.4. При оценке состояния элементов системы и системы в целом в процессе эксплуатации, независимо от конструкции и применяемой схемы охлаждения, необходимо контролировать способность системы обеспечивать надежную работу основного оборудования гидроагрегата.

При ухудшении работы системы охлаждения, не зависящем от изменения внешней температуры, (общее повышение температуры узла или отдельных элементов) необходимо выполнить работы по выявлению причины нарушения и по ее устранению.

11.3.5. При визуальном обследовании оборудования выявляют наличие застойных зон и воздушных пробок, проверяют равномерность нагрева масло- и воздухоохладителей, оценивают состояние воздухоразделительных щитов, выгородок, лопаток вентиляторов, проверяют положение регулирующих устройств на пылеулавливающих фильтрах, наличие перетоков воздуха из зоны холодного или горячего воздуха, подсосов, качество изоляции системы от внешней среды (двери, проемы, люки).

11.3.6. При выполнении работ по выявлению дефектов, сбоев или нарушений в работе системы положение регулирующих органов и состояние конструктивных узлов системы должно соответствовать документации завода исполнителя.

11.3.7. По степени загрязнения и замасливания активного железа и обмоток гидрогенератора оценивают эффективность и работоспособность уплотнений маслованны подпятника, генераторного направляющего подшипника и системы защиты от замасливания, которые косвенно влияют на эффективность системы охлаждения гидрогенератора.

11.3.8. При регулировке системы с целью восстановления ее эффективности необходимо контролировать допустимые пределы максимального рабочего давления воды в воздухоохладителях, как правило, - не менее 0,5 МПа и не более 1 МПа.

Необходимо контролировать перепад давления воды в воздухоохладителе, который не должен превышать 0,05 МПа. В случаях, оговоренных в конструкторской заводской документации, допускается увеличение или уменьшение перепада давления.

При повышении температуры охлаждающего воздуха сверх номинального значения следует ограничить нагрузку гидрогенератора.

Допустимые режимы работы гидрогенераторов при температурах охлаждающего воздуха, отличных от номинального значения, устанавливают в инструкциях по эксплуатации в соответствии с результатами испытаний.

11.3.9. У гидрогенератора с непосредственным водяным охлаждением контролю и оценке состояния подлежат элементы системы водоподготовки: дистилляторы, водяные насосы, теплообменники, магнитные и ионообменные фильтры механической очистки, уравнительные баки, азотная (дегазационная) установка, запорная арматура, датчики, КИПиА.

При наличии обогревателей, установленных в стакане генератора для защиты от выпадения росы на обмотках генератора, оценивают их состояние и работоспособность системы их автоматического включения.

Таблица 15. Нормы контроля технического состояния системы охлаждения и вентиляции

| № п/п | Уровень контроля   | Наблюдаемые и контролируемые параметры                                    | Способы и средства контроля            | Режим контроля | Допустимые значения параметров  | Способ регистрации результатов  |
|-------|--|---|--|----------------|---|---------------------------------|
| 1     | 2  | 3   | 4                                      | 5              | 6   | 7                               |
| 1.    | Постоянный контроль на работающем и остановленном оборудовании | Температура сегментов подпятника, подшипников, масла                      | Инструментальный контроль              | При обходах    | Соответствие требованиям конструкторской заводской документации   | Журнал обходов                  |
| 2.    |  | Внешний вид, температура и давление, перепад давления воздухоохладителей. | Инструментальный и визуальный контроль |                | Соответствие требованиям конструкторской заводской документации. Температура воздуха на выходе не более 55°С перепад не более 0,5 МПа | Журнал обходов                  |
| 3.    |  | Температура и давление, перепад давления маслоохладителей.                | Инструментальный и визуальный контроль |                | Соответствие требованиям конструкторской заводской документации   | Журнал обходов                  |
| 4.    |  | Замасливание оборудования   | Визуальный контроль                    |                | Сухая поверхность оборудования. Отсутствие масла на крышке маслованны подпятника, рифленках.  | Запись в акте (журнале) осмотра |
| 5.    |  | Протечки из системы   | Визуальный контроль                    |                | Герметичность и капельные протечки в зависимости от назначения оборудования и технологических требований                              | Запись в акте (журнале) осмотра |

## **11.4. Система смазки**

11.4.1. Стандарт устанавливает требования к оценке технического состояния оборудования системы смазки вертикального гидроагрегата, не зависимо от принятой схемы и состава потребителей.

11.4.2. Система масляной смазки обеспечивает работу направляющих подшипников вала агрегата, подшипников механизма разворота лопастей РК и подпятника генератора. В состав системы входят: маслованны подшипников и подпятника, корпус (втулка РК), вал агрегата, маслопроводы, арматура, контрольно-измерительные, и предохранительные устройства.

11.4.3. Оценку состояния маслованн подпятника и направляющих подшипников на работающем оборудовании производят при периодических осмотрах, во время которых выявляют общее состояние маслованны, наличие потеков масла на корпусе и крышке ванны, в зоне сварных швов, фланцевых соединений, сальников, уплотнений, кабельных выводов, кранов и вентилей.

11.4.4. Оценке состояния подлежат следующие элементы и механизмы системы смазки агрегата: маслованны направляющих подшипников агрегата; маслованна подпятника; маслопроводы и установленная на них ремонтная и эксплуатационная арматура; маслоохладители; система защиты от замасливания конструкций генератора; качество масла; состояние изоляции от подшипниковых токов.

11.4.5. Общей оценке подлежит способность системы смазки обеспечивать оптимальный режим смазки и отвод тепла из зоны трения подшипников и подпятника при всех режимах работы агрегата.

11.4.6. В случае применения схемы охлаждения масла с выносными маслоохладителями и двумя циркуляционными насосами (рабочий и резервный) контролю подлежат выносные маслоохладители, система трубопроводов, арматура и насосные агрегаты.

11.4.7. При оперативном регулировании расхода и давления воды для обеспечения необходимой температуры следует поддерживать рабочее давление воды в маслоохладители в ваннах подпятника в пределах от 0,5 МПа до 1 МПа.

Перепад давления воды в маслоохладителе не должен превышать 0,05 МПа, если иное не оговорено в конструкторской документации завода изготовителя или в СТО ГЭС (на основании опыта эксплуатации и результатов технических обследований).

11.4.8. Контролю подлежит надежность изоляции маслованн подпятника и подшипников, трубопроводов и датчиков, установленных в маслованнах для защиты от подшипниковых токов.

11.4.9. По степени замасливания в результате попадания масла и его паров на узлы и обмотки генератора оценивают работоспособность системы защиты от замасливания и эффективность мероприятий по защите от замасливания.



11.4.10. Качество работы и состояние маслоохладителей на работающем оборудовании оценивают по косвенным признакам: расходу воды и перепаду температур воды на входе и выходе из маслованны, температурному режиму в зоне трения, температуре масла в маслованне, наличию воды или обводнению масла.

11.4.11. Периодически, в соответствии с графиком необходимо производить анализ качества масла и оценивать его потери из маслованн.

11.4.12. Проверке подлежит качество работы уплотнений вала в крышке и в выгородке маслованны. Оценивают способность уплотнений препятствовать попаданию масляных паров в вакуумную зону под ротором генератора, а так же возможность потерь масла из-за перелива через выгородку в переходных режимах.

11.4.13. Состояние маслопроводов и установленной на них арматуры оценивается по наличию протечек через сальники и фланцевые соединения. Путем опробования контролируется качество работы кранов, вентилей и задвижек.

11.4.14. Оценке состояния и проверке работоспособности подлежат устройства для наполнения и слива масла из маслованн и оборудование защитных устройств от переполнения, а также средства контроля (датчики, преобразователи): температуры, уровня и обводнения масла.

## **11.5. Система перевода гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора**

11.5.1. Стандарт устанавливает требования к оценке технического состояния оборудования системы перевода гидроагрегата в режим синхронного компенсатора, независимо от принятой схемы.

11.5.2. Оценку состояния системы в процессе эксплуатации производят на основании осмотров, данных эксплуатационной документации, учета имевшихся повреждений и дефектов, результатов проведенных испытаний.

Состояние системы перевода гидроагрегата в режим СК оценивают в соответствии с Приложением III, используя также рекомендации [14].

11.5.3. Состояние воздухоборников оценивают в соответствии с требованиями Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением [26].

11.5.4. Следует контролировать герметичность воздушной системы и камеры рабочего колеса. Для этого измеряют давление в пневмосистеме и камере через определенные интервалы времени. Измерения производятся с помощью манометров класса точности 0,4 и секундомера.

При контроле герметичности воздушной системы периодически измеряют давление в воздухоборниках в течение 2 ч с начала испытаний. Давление регистрируют по контрольному манометру, который

устанавливают параллельно рабочему или вместо него. Испытания проводят при номинальном рабочем давлении в системе при полностью открытой ремонтной и закрытой рабочей запорной арматуре (клапанах, задвижках и др.).

Герметичность воздушной системы считается удовлетворительной, если через 2 ч после начала испытаний давление в воздухохраниках снизится не ниже давления уставки на включение компрессоров.

Проверку герметичности камеры рабочего колеса гидротурбины производят на остановленном гидроагрегате. Пуск сжатого воздуха в камеру осуществляют вручную. Воду отжимают до уровня, близкого к уровню колена отсасывающей трубы. Подача воздуха в камеру прекращают при давлении воздуха в камере РК, равном давлению водяного столба между отметками уровня нижнего бьефа и выбранного уровня отжатой воды.

Давление в камере фиксируют по контрольному манометру, устанавливаемому вместо рабочего на приборной доске в шахте турбины в точке «за направляющим аппаратом». После отключения подачи сжатого воздуха производят измерение давления в камере рабочего колеса и времени с интервалами, зависящими от интенсивности утечки воздуха.

11.5.5. При работе гидроагрегатов в режиме СК необходимо периодически контролировать утечку воздуха из камеры рабочего колеса, которая при обеспечении герметичности камеры зависит прежде всего от протечек воды через направляющий аппарат. Для осуществления такого контроля необходимо измерить время, за которое изменится давление в камере в одних и тех же пределах. Сравнивая утечки на отдельных гидроагрегатах, определяют, на каком из них ухудшается состояние уплотнения направляющего аппарата. Наносится зона нормальных утечек, значения которых определяют при наладке системы СК. Значения утечек, полученных при периодических измерениях на данном гидроагрегате, сравнивают со значениями нормальных утечек. В условиях эксплуатации удобнее оценивать утечки как повышение уровня в камере (м/ч) за фиксированный промежуток времени, но при этом следует учитывать изменение уровня нижнего бьефа.

11.5.6. На работающем гидроагрегате необходимо проводить осмотр воздухохраников, трубопроводов, компенсаторов, запорной арматуры, приводов на наличие утечек воздуха, механических повреждений, коррозионных повреждений. Следует также проводить испытание трубопроводов и запорной арматуры пробным давлением в соответствии с требованиями конструкторской документации или СТО ГЭС.

При работе гидроагрегата необходимо убедиться в соответствии фактического значения давления в системе значению, указанному в документации завода изготовителя.

11.5.7. Следует контролировать состояние промежуточных и анкерных опор воздухопроводов.

11.5.8. Необходимо контролировать надежность прокладок фланцевых соединений, уплотнений крышки и вала гидротурбины, цапф и лопаток направляющего аппарата.

11.5.9. Периодичность регулярных осмотров определяется техническими возможностями ГЭС, но не должна превышать 12 мес. для контроля герметичности воздушной системы. Контроль герметичности камеры рабочего колеса гидротурбины производят после ремонта. После ревизии и ремонта компрессоров следует производить проверку их производительности, уровня вибрации опорных конструкций и подшипниковых узлов, работы сальников и подшипников (температура, уровень и тон шума), тока электродвигателей.

11.5.10. Нормы на вибрацию компрессорных агрегатов (компрессор-двигатель) определены в документации завода изготовителя. В случае отсутствия документации двойная амплитуда вибрации подшипников электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должна быть выше следующих значений [1, п. 5.2.10]:

|                                     |      |      |      |                |
|-------------------------------------|------|------|------|----------------|
| Синхронная частота вращения, об/мин | 3000 | 1500 | 1000 | 750 и<br>менее |
| Двойная амплитуда колебаний, мкм    | 30   | 60   | 80   | 95             |

11.5.11. Система автоматического управления режимом СК и автоматика компрессорных агрегатов должна обеспечивать осуществление необходимых технологических операций по управлению гидроагрегатом и его вспомогательным оборудованием при переходных и установившихся режимах работы в режиме СК в соответствии со своими техническими характеристиками, паспортными данными оборудования и результатами испытаний системы СК.

11.5.12. Испытания системы СК должны проводится после монтажа, перед вводом системы СК в эксплуатацию, после проведения реконструкции или модернизации как пневмосистемы, так и основного гидротурбинного оборудования, которая может вызвать изменение параметров процесса отжатия воды из камеры рабочего колеса.

Испытания и обработка результатов проводится в соответствии с Приложением III.

Таблица 16. Нормы контроля технического состояния системы перевода гидроагрегатов в режим СК

| Узлы и детали   | Контролируемый параметр  | Пороговое значение  |
|---|--|---|
| Общее состояние системы   | Обеспечение перевода в режим СК<br>Герметичность системы СК<br>Герметичность камеры рабочего колеса<br>Утечка воздуха в НБ<br>Обмерзание узлов | Не менее двух последовательных переводов агрегата в режим СК без восстановления давления в системе<br>Время падения давления в системе до уставки включения компрессора не менее 2 ч.<br>Определяется и назначается во время испытаний системы СК<br>Определяется и назначается во время испытаний системы СК<br>Не допускается |
| Воздухосборники   | Деформации, наличие трещин, степень коррозии и др.   | По заключению надзорного органа Ростехнадзора   |
| Компрессоры   | Производительность, уровни вибрации, посторонний шум, нагрев двигателей и пр.  | В соответствии с документацией завода изготовителя, в случае отсутствия в ней норм на вибрацию – общие нормы на вибрацию  |
| Трубопроводы  | Коррозионный износ<br>Защемление в промежуточных опорах  | Не допускаются  |
| Анкерные и промежуточные опоры  | Трещины, выкрашивание бетона, подвижность заделки, деформации  | Не допускаются  |
| Компенсаторы  | Трещины, деформации не предусмотренные проектом  | Не допускаются.   |
| Фланцевые соединения  | Утечки, деформации, повреждения прокладок  | Не допускаются  |
| Запорная арматура: ремонтные задвижки, обратные клапана, клапана пуска воздуха, привода | Утечки, механические повреждения   | Не допускаются  |
| “Подкачка”: клапан, воздухоудка   | Достаточность подкачки   | Включение не чаще одного раза в час.  |
| Система подачи воды на охлаждение лабиринтных уплотнений                                | Работоспособность и достаточность  | В соответствии с нормами, назначенными по результатам испытаний   |
| Средства автоматизации  | Работоспособность, достаточность   | В соответствии с техническими характеристиками используемых средств   |

## **11.6. Система торможения гидроагрегата**

11.6.1. Стандарт устанавливает требования к правилам и методам контроля и оценки технического состояния следующих конструктивных узлов системы механического торможения вертикальных гидроагрегатов: домкратов (тормозных цилиндров), тормозных трубопроводов, систем управления системой торможения.

11.6.2. Система торможения гидроагрегата получает воздух из общестанционной системы. Общестанционная система сжатого воздуха состоит из компрессорных установок, ресиверов, трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры. Оценка состояния общестанционной системы производится на основании Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением [26].

11.6.3. Настоящий подраздел Стандарта включает требования к контролю и оценке технического состояния конструктивных узлов системы торможения гидроагрегата. Проверки производят на остановленном гидроагрегате.

11.6.4. Проверяют работу тормозных цилиндров (домкратов). Основными дефектами при работе тормозных домкратов являются: заедание в цилиндрах отдельных поршней; отсутствие перемещения в рабочем направлении и возврата в исходное положение при снятии давления; негерметичность поршня и соединений цилиндра с магистралью; интенсивный износ тормозных колодок; ослабление креплений домкратов и тормозного диска.

11.6.5. Герметичность тормозных цилиндров (домкратов) уплотнений соединительных фланцев тормозного трубопровода проверяют опрессовкой давлением, установленным заводом изготовителем, а при отсутствии таких данных – давлением, на 20% превышающим давление, при котором ротор поднимается маслом на домкратах, при этом проверяется плавность и равномерность хода тормозных цилиндров (домкратов).

11.6.6. Ревизии отдельного тормозного цилиндра (домкрата), на котором при осмотре выявлен дефект, производят с его демонтажом со своего места, полной разборкой и осмотром трущихся частей и уплотнительных манжет.

11.6.7. После проведения любых работ, при которых производили демонтаж отдельных цилиндров, арматуры автоматики или участков трубопровода, необходимо испытать систему давлением масла, установленным заводом изготовителем, а при отсутствии таких данных – давлением, на 20% превышающим давление, создаваемое перед домкратами при подъеме ротора.

11.6.8. Управление процессом торможения гидроагрегата следует осуществляться автоматически и вручную.

При автоматическом управлении торможение должно включаться и обеспечивать остановку гидроагрегата после снижения частоты вращения ротора до 30% от номинальной (для гидрогенераторов, оснащенных ЭМП-

сегментами подпятника, допускается включение торможения на более низких оборотах).

11.6.9. Торможение должно быть непрерывным с плавно нарастающим давлением. После остановки гидроагрегата давление в системе должно поддерживаться в течение 60 ...90 с. После остановки ротора и срабатывании клапана сброса давления тормозные колодки должны опуститься в исходное положение.

11.6.10. Для предотвращения пуска гидроагрегата с поднятыми тормозами, в схему включены контактные выключатели для блокировки и сигнализации о неготовности к пуску, установленные на всех тормозных цилиндрах, и общий электроконтактный манометр, подающий сигнал (звуковой, световой) о наличии давления воздуха в системе торможения. Необходимо контролировать исправность этих узлов.

11.6.11. Состояние автоматического клапана включения тормозов производят проверкой соответствия его технических параметров паспортным данным (по документации завода изготовителя).

11.6.12. При проверке технического состояния фрикционных накладок рабочей части тормозных колодок контролируют их толщину, которая не должна достигать минимальной предельной толщины, установленной заводом изготовителем, и иметь равномерный износ на всех тормозных колодках. Фрикционные накладки должны иметь прочное соединения с колодками, отсутствие местных следов износа и повреждений.

11.6.13. Биение тормозного диска гидрогенератора проверяется при прокрутках гидроагрегата монтажными методами по индикатору. Биение тормозного диска не должно превышать 3 мм для роторов диаметром до 9 м и 4 мм для роторов до 15 м.

11.6.14. Тормозные цилиндры (домкраты) должны обеспечивать возможность подъема ротора гидроагрегата при ремонтах и ревизиях от внешней маслonaпорной установки. Гайки с рукоятками, которыми фиксируются грузовые площадки тормозов при подъемах ротора на длительное время, должны перемещаться по резьбе свободно, без заеданий.

11.6.15. Подъем ротора гидроагрегата на высоту до значения определенного заводской инструкцией гидрогенератора и согласованного с заводом изготовителем гидротурбины (обычно не более 15 мм) должен автоматически отключаться по сигналу концевого выключателя.

## Библиография

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. РД 34.20.501–03. Приказ Минтопэнерго России от 19.06.2003 № 49. Зарегистрировано в Минюсте России 20.06.2003, рег. № 4799.
2. Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации. Приказ Минтопэнерго России от 19.02.2000 № 49. Зарегистрировано в Минюсте России 16.03.2000, рег. № 2150.
3. РД 34.45 – 51.300 – 97. Объём и нормы испытаний электрооборудования. НЦ ЭНАС, М., 2003.
4. Термины и определения ОАО РАО “ЕЭС России”. Справочник. Приказ ОАО РАО “ЕЭС России” от 11.05.2005 № 296.
5. Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем”, Электрическая часть, Часть 1, М: СПО ОРГРЭС, 2002.
6. Технические условия на монтаж гидроагрегатов./ЛФ Оргэнергострой. Утв. ГПТУС Минэнерго СССР, решение от 30.04.74 № 117. М., Информэнерго, 1975.
7. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей (СО 34.04.181-2003)
8. РД 34.45.501 – 88. Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях. Союзтехэнерго, 1989.
9. РД 34.21-501. Типовая инструкция по эксплуатации механического оборудования гидротехнических сооружений. Союзтехэнерго, 1982.
10. Р 50-605-80-93. Рекомендации по стандартизации. СРПП. Термины и определения.
11. РД 34.31.601. Инструкция по центровке вертикальных гидроагрегатов
12. РД 34.20.161. Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций. Утв. Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 285. (\* СО 153-34.20.161-2003).
13. РД 34.31.501-97. Методические указания по эксплуатации подпятников вертикальных гидроагрегатов.
14. Методические указания по переводу гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора, 1986.
15. Рекомендации по защите от коррозии и обрастания оборудования и металлоконструкций гидротехнических сооружений ГЭС. Л.: Энергия. 1981.
16. РД 34.11.115-97. Положение о системе калибровки средств измерений в электроэнергетике.
17. Стандарт Международной электротехнической комиссии, публикация № 609. IEC 60609. Турбины гидравлические, насосы гидроаккумулирующих станций и насос-турбины. Оценка кавитационных разрушений.

18. Стандарт МЭК 4(ЦБ) 48.
19. Справочник монтажника механического оборудования гидротехнических сооружений. Под ред. В.Я.Мартенсона. М., Энергоатомиздат, 1984.
20. Справочник по гидротурбинам. Под ред. Н.Н.Ковалева. Л., ЛО "Машиностроение", 1984.
21. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Справочное пособие. Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. Под ред. Ю.С.Васильева. Д.С.Щавелева. М., Энергоатомиздат, 1988.
22. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Справочное пособие. Т.2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Под ред. Ю.С.Васильева. Д.С.Щавелева. М., Энергоатомиздат, 1990.
23. Справочник по эксплуатации и ремонту гидротурбинного оборудования. Под ред. Е.П.Штерна. М., Энергоатомиздат, 1985.
24. Эксплуатация гидроэлектростанций. Под ред. В.С.Серкова. М., "Энергия", 1977.
25. European scale of degree of rusting for anticorrosive paints. Corrosion Committee of the Royal Swedish Academy of Engineering Sciences. Stockholm, 1961.
26. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. М., ПИО ОБТ, 2003.
27. РД 34.11.101-96. Методические указания. Планирование работ по метрологическому обеспечению в отрасли «Электроэнергетика». Организация и порядок проведения. СПО ОРГРЭС, 1998.
28. ВСН 029-70. Указания по расчету систем обогрева элементов механического оборудования гидротехнических сооружений. Минэнерго СССР. 1970.



УДК \_\_\_\_\_

ОКС \_\_\_\_\_

обозначение стандарта

код продукции

**Ключевые слова:** гидроэлектростанция, основное оборудование, эксплуатация, техническое состояние, оценка, методики, нормы, гидравлическая турбина, гидрогенератор, технические системы

Руководитель организации-разработчика

**Некоммерческое партнерство****«Гидроэнергетика России»**

Исполнительный директор

Руководитель

разработки

специалист, к.т.н.

Исполнитель

специалист

СОИСПОЛНИТЕЛИ

Руководитель организации-соисполнителя

**ОАО «Инженерный центр ЕЭС»****филиал «Фирма ОРГРЭС»**

Главный инженер

Руководитель

разработки

Начальник ЦИГЭС

Исполнители

зам. начальника ЦИГЭС, к.т.н.

бригадный инженер

Руководитель организации-соисполнителя

**ОАО «Научно-исследовательский институт электроэнергетики»**

Исполнительный директор,

Руководители

разработки

зав. сектором, к.т.н.

зав. сектором, к.т.н.



Р.М.Хазиахметов

В.С.Серков

Т.П.Усталова

В.А.Купченко

В.Н.Байков

Г.С.Киселев

В.А.Усталов

Ю.И.Моржин

Б.В.Кислицкий

А.Б.Нецевский

номер страницы