

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

**РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС РАО
"ЕЭС РОССИИ" ПРИ ИХ РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМ ПЕРЕВООРУЖЕНИИ**

РД 153-34.0-20.642-98

УДК 621.311

Вводится в действие с 01.06.99

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

Исполнители *А.Ф. ДМИТРУХИН, Э.У. НЕЗАМЕТДИНОВ, А.М. СМИРНОВ, В.А. ВАЛИТОВ*

Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 13.07.98

Первый заместитель начальника *А.Л. БЕРСЕНЕВ*

Согласовано с Департаментом электрических станций РАО "ЕЭС России" 13.07.98

Первый заместитель начальника *В.А. КУЗНЕЦОВ*

Введено впервые

Рекомендации определяют порядок и объем обследования основного и вспомогательного гидроэнергетического оборудования гидроэлектростанций с целью объективной оценки его состояния.

Рекомендации предназначаются для эксплуатационного персонала гидроэлектростанций акционерных обществ энергетики и электрификации Российской Федерации мощностью 30 МВт и более, на которых оборудование отработало срок службы, определенный нормативными документами, и нуждается в замене, модернизации или реконструкции.

1. ОРГАНИЗАЦИЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ

1.1. Обследование гидроэнергетического оборудования организуется в соответствии с действующими отраслевыми директивными и нормативно-техническими документами.

1.2. Обследование гидроэнергетического оборудования предполагает проведение комплекса работ, на основании которых может быть дана объективная оценка состояния оборудования в целом и отдельных его узлов, сделаны выводы о возможности его дальнейшей эксплуатации или необходимости замены в процессе модернизации или реконструкции.

1.3. Работы по обследованию состояния гидроэнергетического оборудования должны производиться комплексно в соответствии с программой, разработанной специализированной организацией совместно с эксплуатационным персоналом и с привлечением соответствующих специалистов отрасли. В программе должны быть предусмотрены следующие основные этапы работ:

- оценка технического состояния основного и вспомогательного гидроэнергетического оборудования на основании изучения эксплуатационной и ремонтной документации;
- анализ затрат на эксплуатацию и ремонт этого оборудования;
- проведение осмотров и испытаний отдельных узлов, систем и гидроагрегата в целом для получения дополнительной информации о состоянии оборудования, полученной на основании изучения эксплуатационной и ремонтной документации гидроагрегатов;
- контроль состояния металла основных узлов оборудования с целью оценки остаточного ресурса его работы.

1.4. Результаты испытаний и работ по обследованию оборудования в объеме, приведенном в разд. 3 настоящих Рекомендаций, оформляются в соответствии с перечнем документов разд. 2 и передаются дирекции ГЭС.

1.5. Дирекция ГЭС организует обсуждение результатов обследования на научно-техническом совете ГЭС совместно с представителями Департамента электрических станций РАО "ЕЭС России", заводов - изготовителей основного оборудования, ремонтно-монтажных и проектных организаций для принятия окончательного решения об объеме реконструкции или модернизации оборудования ГЭС.

Протокол заседания научно-технического совета ГЭС направляется в Департамент электрических станций РАО "ЕЭС России".

1.6. При реконструкции многоагрегатных ГЭС, агрегаты которых значительно отличаются по срокам пуска, конструкции, либо выполнены разными заводами-изготовителями, обследование производится по группам агрегатов одной серии.

2. ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ, ОФОРМЛЯЕМЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОБСЛЕДОВАНИЯ

По результатам выполненных при обследовании работ оформляются следующие документы:

2.1. Основные технические данные по ГЭС, гидротурбинному и гидрогенераторному оборудованию (приложение 1).

2.2. Сведения об использовании и ремонтах гидроагрегатов (приложение 2).

2.3. Эксплуатационные данные по ГЭС за последние 15 лет (приложение 3), гистограмму режимов работы.

2.4. Сведения по произведенным заменам и реконструкциям оборудования (приложение 4).

2.5. Сведения о натуральных энергетических испытаниях гидроагрегатов (приложение 5).

2.6. Натурные эксплуатационные энергетические характеристики гидротурбины (приложение 6).

2.7. Сведения о вибрационных характеристиках и биении вала гидроагрегата в соответствии с Циркуляром № Ц-04-96 (Э) (приложение 7).

2.8. Результаты визуального и инструментального обследования проточной части гидротурбины (приложение 8).

2.9. Результаты визуального и инструментального обследования рабочего колеса, направляющего аппарата, подшипника, вала и маслоприемника гидротурбины (приложение 9).

2.10. Результаты обследования системы регулирования гидротурбины и маслонапорной установки (приложение 10).

2.11. Результаты обследования статора гидрогенератора (приложение 11).

2.12. Результаты обследования ротора гидрогенератора (приложение 12).

2.13. Результаты обследования подпятника и подшипников гидрогенератора (приложение 13).

2.14. Результаты обследования системы возбуждения гидрогенератора (приложение 14).

2.15. Результаты обследования вспомогательного оборудования гидроагрегата (приложение 15):

2.15.1. Система технического водоснабжения.

2.15.2. Система технического воздушноснабжения (пневмохозяйство).

2.15.3. Система осушения проточной части гидротурбины и откачки дренажа.

2.15.4. Система пожаротушения гидроагрегата.

2.15.5. Система измерения гидравлических параметров гидротурбины.

2.16. Состояние системы автоматического управления и защиты гидроагрегата (приложение 16).

2.17. Состояние и функциональные возможности АСУ ТП ГЭС и системы мониторинга и эксплуатационного контроля параметров вибрации, биения вала, температуры (приложение 17).

2.18. Акт обследования гидроэнергетического оборудования и общее заключение по результатам обследования (приложение 18).

3. ОБЪЕМ РАБОТ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ ГИДРОАГРЕГАТА

3.1. Гидротурбина

3.1.1. Спиральная камера и статор

Оценка состояния спиральной камеры включает в себя осмотр внутренней поверхности спиральной камеры, при этом особо тщательно осматриваются швы приварки облицовки к поясам статора. простукиванием определяется плотность прилегания облицовки спиральной камеры к основному бетону, а в случае наличия заклепочных соединений — плотность заклепочных соединений. Измерение толщины облицовки в случае повреждения ее поверхности

производится ультразвуковым толщиномером либо высверливанием в нескольких точках в зоне сопряжения спиральной камеры и поясов статора и на периферийном радиусе сечения спиральной камеры. Измерение толщины металлической оболочки спиральной камеры производится на участках, очищенных механическим способом от минеральных отложений и ржавчины.

Контроль на наличие трещин в металлической оболочке и сварных соединениях спиральной камеры производится на нескольких участках с применением неразрушающих методов дефектоскопии.

Визуальный контроль состояния статора гидротурбины проводится для определения степени абразивного износа и наличия явных трещин. При необходимости контроль неразрушающими способами (ЦД или МПД) проводится для колонн статора в зоне их сопряжения с поясами статора.

Объем контроля металла неразрушающими методами определяется по результатам визуального контроля и обычно включает в себя контроль нескольких зон шириной 100 мм у верхнего и нижнего поясов (см. пп. 1 и 2 приложения 8).

3.13. Крышка турбины

Проводится визуальный контроль состояния крышки турбины для оценки степени кавитации, коррозионного и абразивного износа, состояния сварных и болтовых соединений (см. п. 3 приложения 8).

3.13. Камера рабочего колеса (КРК)

Фактическое состояние КРК определяется по результатам визуального контроля, в ходе которого устанавливается: наличие трещин на поясах, особенно в зоне приварки ребер обечайки; степень кавитационных разрушений; зоны неплотного прилегания обечайки к основному бетону простукиванием (см. п. 4 приложения 8).

3.1.4. Рабочее колесо

Контроль металла рабочих колес гидротурбин проводится в соответствии с Циркуляром № Ц-01-84(Т) Минэнерго СССР от 03.01.84 г. Контроль состояния деталей механизма разворота лопастей проводится визуально и инструментально с целью оценки их износа и отсутствия трещин.

Контроль износа цапф лопастей и втулок проводится инструментальным способом в соответствии с п. 1 приложения 9.

3.1.5. Направляющий аппарат и сервомоторы

Состояние направляющего аппарата определяется по результатам визуального контроля и инструментальных измерений, на основании которых устанавливается степень кавитационного, абразивного и коррозионного износа лопаток, верхнего и нижнего кольца направляющего аппарата, состояние подшипников, износ цапф лопаток, вкладышей, уплотнений цапф, уплотнений лопаток (по перу и торцам).

При этом обращается внимание на наличие трещин в зоне перехода лопаток к цапфам и по сварным швам регулирующего кольца, а также на состояние трущихся поверхностей (натиры, разрушения). При необходимости проводится выборочный контроль травлением на наличие трещин на рычагах, серьгах, накладках, штоках сервомоторов (см. п. 2 приложения 9)

3.1.6. Турбинный подшипник

Оценка состояния вкладышей и трущихся поверхностей подшипника, смятия опорных элементов (клиньев, болтов), состояния крепежных болтов производится визуально. При необходимости проводится контроль травлением на наличие трещин на сухарях, по сварным швам, на корпусе (см. п. 3 приложения 9).

3.1.7. Вал турбины

Контроль металла вала на наличие трещин проводится травлением в зоне фланцев, особенно в зоне отверстий под болты. Контроль состояния шейки или облицовки вала в зоне турбинного подшипника проводится визуально и при необходимости инструментально (см. п. 4 приложения 9).

3.1.8. Маслоприемник ПЛ гидротурбины

Оценка состояния маслоприемника производится по величине протечек масла и инструментальному контролю износа штанг и направляющих втулок в соответствии с п. 5 приложения 9.

3.1.9. Маслонапорная установка

Состояние МНУ оценивается на соответствие требованиям Госгортехнадзора, по результатам обследования на наличие трещин сварных швов и измерения толщины стенок. Оценивается также состояние и подача насосов МНУ состояние обратных клапанов и запорной арматуры (см. приложение 10).

3.1.10. Регулятор частоты вращения

Оценка состояния регулятора производится по результатам испытаний системы регулирования в соответствии с "Методическими указаниями по испытаниям систем регулирования гидротурбин: МУ 34-70-160-86" (М.: СПО Союзтехэнерга, 1987) в объеме, установленном программой специализированной организации. Кроме того, производится оценка состояния маятников гидромеханических регуляторов, степени изношенности поверхностей трения игл, букс, золотников, редукторов колонки регулятора, достаточность перестановочных усилий сервомоторов направляющего аппарата (см. приложение 10).

3.2. Гидрогенератор

3.2.1. Статор

Оценка состояния стальных конструкций статора производится на основании осмотров узлов крепления активной стали сердечника к корпусу, стыковых зон сердечника и корпуса, элементов крепления корпуса статора к фундаменту и узлов крепления верхней крестовины в соответствии с Циркуляром № Ц-05-95(э) и "Методическими указаниями по проведению осмотров гидрогенераторов: РД 34.31.503-95" (М.: РАО "ЕЭС России", 1995), а также на основе анализа результатов измерений вибраций сердечника статора, полок и фланца корпуса по Циркуляру № Ц-04-96(э) и "Методическим указаниям по эксплуатационному контролю вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегатов: РД 34.31.303-96" (М.: РАО "ЕЭС России", 1996).

Оценка состояния активной стали сердечника статора (в части ослабления прессовки пакетов и крепления вентиляционных распорок, наличия контактной коррозии, "волны" пакетов, смещения листов в пакетах, местных перегревов и других дефектов) производится на основании осмотров (см. РД 34.31.503-95), а также проверок, выполняемых по Циркуляру № Ц-02-97(э) и "Методическим указаниям по контролю состояния прессовки сердечника статора гидрогенератора и ее восстановлению: РД 34.31.307-97" (М.: РАО "ЕЭС России", 1997); испытаний стали статора методом кольцевого намагничивания с определением максимального перегрева зубцов, наибольшей разности нагрева зубцов и удельных потерь в сердечнике в соответствии с "Типовой инструкцией по эксплуатации генераторов на электростанциях: РД 34.45.501-88" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1989) и определения уровней нагрева сердечника при тепловых испытаниях, осуществляемых в соответствии с "Методическими указаниями по проведению испытаний генераторов на нагревание: РД 34.45.309-92" (М.: СПО ОРГРЭС, 1993) с учетом "Объема и норм испытаний электрооборудования" (М.: НЦ ЭНАС, 1998) (далее — ОНИЭ).

Оценка целостности и качества паяных соединений обмотки статора, состояния микалентной и терморезистивной изоляции стержней, элементов крепления обмотки статора в пазовой и лобовой частях, узлов крепления соединительных и выводных шин, контроль наличия местных перегревов изоляции стержней производится на основании осмотров (см. РД 34.31.503-95) и испытаний, включающих измерения сопротивления каждой фазы (параллельной ветви) обмотки статора и термопреобразователей сопротивления при постоянном токе в практически холодном состоянии (по ГОСТ 11828-86 с учетом ОНИЭ), измерения сопротивлений изоляции каждой фазы или параллельной ветви в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз или ветвей с измерением коэффициента абсорбции (по ГОСТ 11828-86 с учетом ОНИЭ), испытания электрической прочности изоляции каждой фазы относительно корпуса и между фазами (по ГОСТ 11828-86 с учетом ОНИЭ), испытания изоляции каждой фазы выпрямленным напряжением с измерением токов утечки (согласно ОНИЭ), испытания межвитковой изоляции обмотки статора (по ГОСТ 183-74, ГОСТ 11828-86 с учетом ОНИЭ), измерения нагрева обмотки статора в соответствии с ГОСТ 11828-86, РД 34.45.309-92 с учетом ОНИЭ) и измерения вибрации лобовых частей обмотки статора [по Циркуляру № Ц-04-96(э) и РД 34.31.303-96].

При подготовке обоснования о целесообразности замены обмотки статора следует руководствоваться качественными и количественными показателями необходимости перемотки, содержащимися в "Типовом положении по определению необходимости полных перемоток статоров турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов: РД 34.45.608-91" (М.: СПО ОРГРЭС, 1993).

Контроль пайки лобовых частей (перемычек, соединительных и выводных шин) обмотки статора производится неразрушающим способом с использованием приборов на ультразвуковом и вихретоковом принципах, а также с помощью термпар и термоэтикеток (см. Циркуляр № Ц-07-96(э) и "Методические указания по контролю нагрева паяных соединений лобовых частей обмоток статора гидрогенераторов: РД 34.31.306-96" (М.: АО ВНИИЭ, 1996).

Оценка неравномерности воздушного зазора, определение статических и динамических

форм автора и ротора производится на основании обмера зазоров между статором и ротором, осцилографирования ЭДС измерительного витка или других методов в соответствии с Циркуляром № Ц-05-96(э) и "Методическими указаниями по определению форм ротора и статора гидрогенераторов и оценке симметрии воздушного зазора РД 34.31.305-96" (М: РАО "ЕЭС России", 1996).

Оценка состояния системы водяного охлаждения обмотки статора производится на основании осмотров узлов водоподвода к обмотке на предмет выявления течей в наконечниках и полых элементарных проводниках стержней, отложений солей и продуктов вымывания меди в каналах полых проводников и фторопластовых шлангов, следов перекрытий по внутренней поверхности фторопластовых шлангов, механических повреждений водоподводящих шлангов; проверок эффективности и оценки надежности работы электронасосных агрегатов, электродисталляторов, фильтров, теплообменников (особенно в летний период) и запорной арматуры; проверок качества дистиллята и испытаний системы водяного охлаждения на гидроплотность в соответствии с ОНИЭ.

Оценка состояния воздухоохладителей (наличие загрязнений межтрубного пространства и внутренней поверхности трубок, течей трубок и нарушение их вальцовки в трубных досках, механическое разрушение уплотняющих прокладок и т.д.) производится на основании их осмотра и результатов испытаний воздухоохладителей гидравлическим давлением согласно ОНИЭ (см. приложение 11).

3.2.2. Ротор

Оценка состояния остова, обода и полюсов ротора (нарушение сварных и резбовых соединений, выползание клиньев полюсов и клиновых шпонок обода, проседание обода на спицах, контактная коррозия, перегревы активной стали полюсов и т.д.) производится на основании осмотра этих узлов (см. РД 34.31.503-95).

Оценка состояния корпусной и витковой изоляции полюсов, изоляции токоподвода и контактных колец, контроль за состоянием рабочей поверхности контактных колец, качеством крепления токоподвода, проверка целостности и качества пайки межполюсных переемычек и соединений демпферной системы, контроль за перегревом катушек полюсов, межполюсных переемычек и соединений демпферной обмотки производится на основании осмотров вышеуказанных узлов в соответствии с РД 34.31.503-95, а также на основании результатов измерений и испытаний, включающих определение сопротивления обмотки ротора при постоянном токе в практически холодном состоянии (по ГОСТ 11828-86 с учетом ОНИЭ), измерение сопротивления переменному току каждой катушки или двух катушек полюсов при неподвижном роторе и всей обмотки ротора на нескольких частотах вращения (по ГОСТ 10169-77 с учетом ОНИЭ), измерение сопротивления изоляции обмотки ротора относительно корпуса (по ГОСТ 11828-86 с учетом ОНИЭ), испытание электрической прочности изоляции обмотки ротора повышенным напряжением промышленной частоты (по ГОСТ 11828-86 с учетом ОНИЭ), а также определение средней температуры обмотки ротора в соответствии с ГОСТ 11828-86, РД 34.45.309-92 с учетом ОНИЭ.

Проводится визуальный контроль крепления и контролки межполюсных переемычек и демпферных соединений, а также контроль состояния лопаток вентилятора и элементов их крепления (см. приложение 12).

3.2.3. Подпятник

Производится проверка шероховатости зеркальной поверхности диска подпятника, визуальная оценка состояния поверхностей трения ЭМП-сегментов. При необходимости проводятся испытания по определению уровней напряжений в тарельчатых опорах и опорных болтах с последующей оценкой остаточного ресурса по усталостной прочности. Рассматривается возможность перевода подпятника с ЭМП-сегментами на гидравлической опоре на жесткое опирание согласно "Методическим указаниям по проведению натурных испытаний подпятников гидротурбинных агрегатов (гидроагрегатов)" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1989). Производится контроль на наличие трещин тарельчатых опор и опорных болтов, сварных соединений стола подпятника и контроль изоляции подпятника.

Производится оценка состояния маслоохладителей (см. приложение 13).

3.2.4. Подшипник генератора

Производится визуальная оценка состояния трущихся поверхностей (сегментов, шейки вала), смятия опорных элементов (болтов, вкладышей), крепежных элементов. Визуальный контроль наличия трещин по сварным швам опорных элементов и корпуса, при необходимости контроль травлением.

Оценивается состояние маслоохладителей, трубопроводов, запорной арматуры, насосов и двигателей принудительной системы циркуляции масла, а также удобство эксплуатации и

недостатки системы охлаждения (см. приложение 13).

3.2.5. Система возбуждения

При наличии электромашинных возбудителей при реконструкции или модернизации гидрогенератора производится их замена на систему тиристорного возбуждения.

Оценка состояния системы тиристорного возбуждения производится на основании осмотров, изучения эксплуатационной документации, измерений сопротивления изоляции, проверок тиристорных преобразователей (отклонений параметров, характеристик), а также на испытаний системы возбуждения в режиме холостого хода и при работе генератора в сети.

Производится оценка состояния системы водяного охлаждения тиристорных (насосов, трубопроводов, фильтров). Учитывается мнение персонала об удобстве эксплуатации и недостатках (компоновке, эффективности, надежности) — см. приложение 14.

Основанием для замены тиристорной системы возбуждения являются:

моральное старение и физический износ системы (срок службы более 25 лет);
ухудшение показателей надежности, высокий уровень повреждаемости (снижение наработки на отказ ниже 18000 ч);

снятие с производства системы возбуждения или отдельного ее оборудования и аппаратуры, отсутствие запасных частей;

несоответствие технических характеристик и функциональных возможностей системы современным требованиям (см. ГОСТ 21558-88 "Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия").

3.3. Вспомогательное оборудование

Оценка состояния вспомогательного оборудования производится на основании осмотров, изучения эксплуатационной документации и проведения необходимых испытаний.

3.3.1. Система технического водоснабжения

Оценивается состояние трубопроводов, запорной арматуры, фильтров и насосов (эжекторов), величина расхода воды в системе ТВС и работа устройств ТВС (насосов, эжекторов, сифонов и др.), а также состояние и достаточность средств автоматизации и регулирования расхода охлаждающей воды в зависимости от температуры воды. Определяется необходимость изменения схемы ТВС с учетом мнения эксплуатационного персонала (см. п. 1 приложения 15).

3.3.2. Система технического воздушнонабжения

Оценивается состояние и подача компрессоров высокого и низкого давления, состояние запорной арматуры, приводов и средств автоматизации. Состояние системы перевода агрегата в режим СК (если есть) оценивается в соответствии с разделом 5 "Методических указаний по переводу гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1986) — см. п. 2 приложения 15.

3.3.3. Система осушения проточной части гидротурбины и откачки дренажа

Оценивается величина фильтрации через уплотнения затворов и работа насосов во время осушения проточной части турбины. Оценивается состояние откачивающих воду насосов и эжекторов, состояние сливных трубопроводов (наличие и глубина коррозионных повреждений на открытых участках), состояние запорной арматуры и привода, степень их автоматизации. Производится оценка (по сравнению с проектной) величины поступления дренажной воды в здание ГЭС (в том числе на крышку турбины) и работы откачивающих устройств с крышки турбины и средств автоматизации в соответствии с инструкцией по эксплуатации (см. п. 3 приложения 15).

3.3.4. Система пожаротушения гидроагрегата.

Оценивается состояние устройств пожаротушения (датчики, трубопроводы, запорная арматура, привод и т.д.) и их соответствие современным требованиям по компоновке, надежности и автоматизации (см. п. 4 приложения 15).

3.3.5. Система измерения гидравлических параметров гидротурбины

Оценивается состояние, надежность, достаточность и соответствие со временным требованиям аппаратуры и схем системы измерений (см. п. 5 приложения 15).

4. ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО _____ ГЭС, ГИДРОТУРБИННОМУ И ГИДРОГЕНЕРАТОРНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Наименование показателя	Значение
1 Характеристика ГЭС: состав гидросооружений, длина напорного фронта, расчетные и наиболее характерные напоры, объем водохранилища	
2 Установленная мощность ГЭС, МВт	
3. Количество гидроагрегатов	
4 Первичная схема электрических соединений	
5 Характерный режим работы (пиковый, базовый), его изменение во времени	
6 Единичная мощность гидроагрегата, МВт	
7 Типоразмер турбины	
8 Завод - изготовитель турбины	
9 Год выпуска турбины	
10 Напоры минимальный, м расчетный, м максимальный, м	
11 Расход воды через турбину при расчетном напоре, м ³ /с	
12 Мощность турбины при расчетном напоре, МВт	
13 Требуемая высота отсасывания турбины при расчетном напоре и максимальной нагрузке, м	
14 Число лопастей рабочего колеса	
15 Число лопаток направляющего аппарата	
16 Количество и тип сервомоторов направляющего аппарата	
17 Тип направляющего подшипника турбины	
18 Тип гидрогенератора	
19 Завод - изготовитель гидрогенератора	
20 Год выпуска гидрогенератора	
21 Мощность гидрогенератора, кВт·А	
22 Номинальная частота вращения ротора, об/мин	
23 Напряжение статора, кВ	
24 Ток ротора, А	
25 Коэффициент мощности	
26 Диаметр расточки статора, мм Количество секторов, шт.	
27 Тип обмотки статора	
28 Тип изоляции обмотки статора	
29 Число полюсов ротора	
30 Тип изоляции обмоток ротора	
31 Тип системы охлаждения статора и ротора	
32 Тип подпятника (краткое описание)	
33 Максимальная нагрузка на подпятник, т	
34 Удельная нагрузка на подпятник, МПа	
35 Тип подшипников гидрогенератора (краткое описание)	
36 Тип системы возбуждения	
37 Тип регулятора частоты вращения	
38 Типоразмер МНУ	
39 Гарантии регулирования заброс оборотов при сбросе полной нагрузки заброс давления в спиральной камере при сбросе полной нагрузки вакуум в отсасывающей трубе	
40 Тип АСУ ТП	

СВЕДЕНИЯ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ И РЕМОНТАХ ГИДРОАГРЕГАТОВ
 _____ ГЭС НА _____ Г.

Ст. № гидроагрегата	Дата ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель турбогенератора	Число часов работы с начала эксплуатации	Выработка электроэнергии с начала эксплуатации	Количество пусков с эксплуатации	Годы капитальных ремонтов	Структуры ремонтного цикла (периодичность КР, ТР, СР)

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ ПО _____ ГЭС ЗА ПОСЛЕДНИЕ 15 ЛЕТ

Год	Среднегодовой напор, м	Выработка электроэнергии с начала эксплуатации	Число часов использования			Коэффициент технического использования	Количество аварий и отказов
			в работе	в ремонте	в резерве		

СВЕДЕНИЯ ПО ПРОИЗВЕДЕННЫМ ЗАМЕНАМ И РЕКОНСТРУКЦИЯМ ОБОРУДОВАНИЯ

Замена или реконструкция оборудования (название узла, краткое содержание и год проведения работ)	№ гидроагрегата				
	1	2	3	4	

СВЕДЕНИЯ О НАТУРНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЯХ ГИДРОАГРЕГАТОВ

Дата испытаний	Исполнитель	Необходимость проведения испытаний	Краткое содержание и результаты выполненных работ

НАТУРНЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОТУРБИНЫ

1. Эксплуатационная энергетическая характеристика гидроагрегата: график, когда и кем получена.
2. Эксплуатационная расходная характеристика гидроагрегата: график, когда и кем получена.
3. Сведения по обеспеченным высотам отсасывания.
4. Сведения по средневзвешенному напору (напору наибольшей продолжительности или напору, при котором обеспечивается наибольшая выработка).

**СВЕДЕНИЯ О ВИБРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ И БИЕНИИ ВАЛА
ГИДРОАГРЕГАТА В СООТВЕТСТВИИ С ЦИРКУЛЯРОМ Ms Ц-04-96(э)**

Дата испытаний	Исполнитель	Необходимость проведения испытаний	Объем испытаний, краткое содержание и результаты выполненных работ (наличие ограничений в зависимости от напора и нагрузки)

**РЕЗУЛЬТАТЫ ВИЗУАЛЬНОГО И ИНСТРУМЕНТАЛЬНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ
ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ГИДРОТУРБИНЫ**

Перечень контролируемых параметров по узлам	Состояние узлов по указанным параметрам
1. Спиральная камера: наличие трещин в облицовке (визуально) оценка состояния бетона визуально (для бетонных спиральных камер) толщина стенок металлической камеры плотность прилегания облицовки к бетону простукиванием 2. Статор турбины: наличие трещин в колоннах статора (визуальный контроль) степень абразивного износа и наличие трещин на поверхности колонн и поясов (визуальный контроль) 3. Крышка турбины: состояние крышки турбины по кавитационным разрушениям, наплавкам и трещинам (визуальный контроль) 4. Камера рабочего колеса: наличие трещин облицовки (визуально) степень кавитационных и других разрушений (площадь, глубина) прилегание облицовки к основному бетону простукиванием 5. Отсасывающая труба: состояние бетона (визуально)	

**РЕЗУЛЬТАТЫ ВИЗУАЛЬНОГО И ИНСТРУМЕНТАЛЬНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ
РАБОЧЕГО КОЛЕСА, НАПРАВЛЯЮЩЕГО АППАРАТА, ПОДШИПНИКА, ВАЛА И
МАСЛОПРИЕМНИКА ГИДРОТУРБИНЫ**

Перечень контролируемых параметров по узлам	Состояние узлов по указанным параметрам
1. Рабочее колесо: степень кавитационных разрушений лопастей и корпуса (место, площадь, глубина) наличие трещин на лопастях (место, характерный размер) состояние механизма разворота состояния уплотнений лопастей (визуально, по данным о протечках масла) состояние лабиринтных уплотнений для РО турбин 2. Направляющий аппарат: состояние лопаток в зоне перехода пера к цапфам (визуально или специальными методами на наличие трещин) состояние верхнего и нижнего кольца направляющего аппарата (визуально)	

степень кавитационного износа выходных кромок лопаток
 состояние регулирующего кольца (наличие трещин визуально)
 наличие трещин на рычагах, серьгах, накладках (визуально, специальными методами)
 износ трущихся поверхностей кинематики (натиров, разрушений - визуально)
 состояние цапф, подшипников и уплотнений цапф лопаток (визуально)
 состояние уплотнений лопаток
 состояние сервомоторов (поршней, цилиндров, штоков)
 3. Подшипник турбины:
 состояние вкладышей и трущихся поверхностей (визуальная оценка)
 состояние уплотнений
 наличие трещин на сухарях, по сварным швам, на корпусе (визуально или специальными методами)
 состояние опорных элементов (болтов, клиньев) - визуально
 состояние крепежных болтов (визуальная оценка)
 4. Вал турбины:
 наличие трещин в зоне фланцев, особенно в зоне отверстий под болты (контроль травлением)
 состояние шейки вала или облицовки в зоне подшипника (визуальный контроль)
 инструментальная оценка износа шейки или облицовки
 5. Маслоприемник ПЛ гидротурбины:
 наличие выбросов масла, оценка величины протечек (визуально)
 степень износа штанг, втулок, подшипников (визуально, инструментальный контроль)

Приложение 10

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГИДРОТУРБИНЫ И МАСЛОАПОРНОЙ УСТАНОВКИ

Перечень контролируемых параметров по узлам	Состояние узлов по указанным параметрам
Состояние электрического шкафа ЭГР: (наличие и причины сбоев, наличие запасных элементов, уровень изоляции) Состояние гидромеханической колонки регулятора (износ поверхностей трения игл, букс, золотников, состояние редукторов и маятника у гидромеханических регуляторов, надежность ЭП) Качество регулирования оборотов на холостом ходу и при сбросах нагрузки Качество отработки задания на изменение мощности при ручном регулировании и при работе с системой ГРАМ Соответствие комбинаторной зависимости ПЛ гидротурбин оптимальной, полученной по результатам натурных испытаний Состояние котла МНУ (по результатам обследования на соответствие требованиям Госгортехнадзора) Состояние насосов МНУ по подаче и износу оборудования Состояние обратных клапанов, запорной арматуры (по данным эксплуатации) Время цикла работы насосов на котел и на слив в летнее время Достаточность запаса по перестановочным усилиям сервомоторов направляющего аппарата	

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ СТАТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРА

Перечень контролируемых параметров по узлам	Состояние узлов по указанным параметрам
<p>Наличие усталостных трещин сварных швов, элементов крепления клиньев и стяжных шпилек корпуса, нашихтовочных клиньев, крепления к фундаменту (визуальный контроль)</p> <p>Состояние активной стали: наличие контактной коррозии, ослабление прессовки (веер зубцов, выламывание, трещины листов), выпучивание пакетов, наличие местных перегревов, оставлений (визуальный контроль)</p> <p>Состояние нажимных пальцев, гребенок: наличие ослаблений крепления, деформаций, перекосов (визуальный контроль)</p> <p>Ослабление крепления вентиляционных распорок (визуальный осмотр и простукивание)</p> <p>Состояние стыков статора</p> <p>Состояние креплений лобовых и пазовых частей стержней обмотки (визуальный контроль)</p> <p>Состояние пазовых клиньев сердечника, состояние заклиновки (визуальный контроль и простукивание)</p> <p>Состояние паяных соединений головок лобовых частей обмотки и переемычек (контроль неразрушающими методами)</p> <p>Состояние изоляции: наличие натеков лака, обугливания поверхности стержней и бандажей, расслоение и трещины в изоляции (визуальный контроль)</p> <p>Наличие неплотностей (течи) в системе водяного охлаждения стержней обмотки статора</p> <p>Состояние фторопластовых шлангов, изоляционных крепежных элементов (визуальный контроль)</p> <p>Состояние насосов, фильтров, регуляторов (по данным эксплуатации)</p> <p>Оценка состояния системы водяного охлаждения на основании измерений сопротивления дистиллята, тепловых испытаний (по данным эксплуатации)</p> <p>Состояние воздухоохладителей</p>	

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ РОТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРА

Перечень контролируемых параметров по узлам	Состояние узлов по указанным параметрам
<p>Состояние стальных конструкций: наличие трещин сварных соединений остова, ослабление посадки обода на спицы, смещения, ослабление посадки и крепления полюсов на обод ротора, несовпадение средней линии полюсов и обода ротора на величину, превышающую допуск (визуальная оценка)</p> <p>Форма ротора и статора, отклонения от норм (измерение воздушного зазора, осциллографирование ЭДС витка)</p> <p>Состояние межполюсных соединений: распайки, наличие трещин, перегревов (визуальный контроль)</p> <p>Состояние демпферной системы: ослабление крепежных элементов, состояние пайки, наличие местных перегревов (визуальный контроль)</p> <p>Состояние крепления токопровода (визуальный контроль)</p> <p>Состояние лопаток вентиляторов воздушной системы охлаждения (визуальный контроль)</p>	

**РЕЗУЛЬТАТЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ ПОДПЯТНИКА И ПОДШИПНИКОВ
ГИДРОГЕНЕРАТОРА**

Перечень контролируемых параметров по узлам	Состояние узлов по указанным параметрам
<p>1. Подпятник: состояние поверхностей трения ЭМП-сегментов (визуальная оценка) наличие трещин тарельчатых опор (визуальный контроль, специальные методы) величина смятия опорных болтов, опорных тарелок (инструментальный контроль) наличие трещин в сварных соединениях стола подпятника (визуальный контроль) шероховатость зеркальной поверхности диска (визуальный контроль, слепками) величина макронеровности диска (измерения при прокрутке ротора) состояние маслоохладителей</p> <p>2. Подшипник: состояние трущихся поверхностей сегментов и втулки (визуальный контроль) состояние опорных частей: вкладыши, сухари, опорные болты (осмотр и обмеры) состояние сварных швов опорных элементов и корпуса (визуальный контроль, керосиновая проба на наличие трещин) состояние изоляции сегментов (визуальная оценка, измерения) состояние маслоохладителей</p>	

**РЕЗУЛЬТАТЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ
ГИДРОГЕНЕРАТОРА**

Перечень контролируемых параметров по узлам	Состояние узлов по указанным параметрам
<p>Состояние тиристоров и систем управления (по данным осмотров и испытаний) Состояние системы водяного охлаждения тиристоров (насосов, трубопроводов, фильтров, теплообменников) Состояние системы воздушного охлаждения (вентиляторов, креплений) Оценка надежности, недостатки схемы и компоновки (по данным эксплуатации)</p>	

**РЕЗУЛЬТАТЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
ГИДРОАГРЕГАТА**

Перечень контролируемых параметров по узлам	Состояние узлов по указанным параметрам
<p>1. Система технического водоснабжения: состояние трубопроводов, запорной арматуры, насосов, эжекторов состояние системы смазки подшипников максимальная величина расхода воды в системе состояние средств автоматизации и регулирования расхода (наличие, достаточность, соответствие современным требованиям)</p>	

<p>недостатки схемы техводоснабжения, необходимость изменения (по данным эксплуатации)</p> <p>2. Система технического воздуходоснабжения:</p> <p>состояние компрессоров высокого и низкого давления, надежность резерва, недостатки компоновки (по данным эксплуатации)</p> <p>состояние воздухооборников и воздухопроводов (по заключению котлонадзора)</p> <p>состояние запорной арматуры, приводов, средств автоматизации (визуальный контроль, данные эксплуатации)</p> <p>состояние системы перевода гидроагрегата в режим СК, надежность, недостатки компоновки, необходимость оптимизации (по данным эксплуатации и на основании результатов натурных испытаний)</p> <p>3. Система осушения проточной части гидротурбины и откачки дренажа:</p> <p>величина фильтрации через уплотнения затворов</p> <p>состояние откачивающих насосов (эжекторов) (достаточность резерва по данным эксплуатации)</p> <p>состояние сливных трубопроводов (визуальный контроль)</p> <p>состояние запорной арматуры и приводов (по данным эксплуатации)</p> <p>состояние насосов (эжекторов) откачки дренажа (достаточность резерва по данным эксплуатации)</p> <p>проявившиеся недостатки и необходимость изменения схемы осушения и дренажа (по данным эксплуатации)</p> <p>4. Система пожаротушения гидроагрегата:</p> <p>состояние датчиков, трубопроводов, запорной арматуры, приводов</p> <p>недостатки, выявленные за период эксплуатации</p> <p>5. Система измерения гидравлических параметров гидротурбины (уровня, напора, расхода и др.):</p> <p>состояние измерительной аппаратуры, тип, соответствие современным требованиям</p> <p>состояние системы, трубопроводов, датчиков (визуальный контроль)</p> <p>оценка достаточности и надежности (по данным эксплуатации)</p>
--

Приложение 16

СОСТОЯНИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И ЗАЩИТЫ ГИДРОАГРЕГАТА

Наименование показателя	Значение
<p>1. Система автоматического управления:</p> <p>краткое описание системы (тип управляющего ИВК на стационарном уровне, на агрегатном уровне, наличие резервирования)</p> <p>состояние системы (соответствие современным требованиям)</p> <p>характерный режим функционирования (автоматический, информационная система)</p> <p>оценка надежности (по данным эксплуатации)</p> <p>2. Система защиты гидроагрегата:</p> <p>состав аппаратуры защиты (краткое описание)</p> <p>состояние системы, соответствие современным требованиям</p> <p>оценка надежности (по данным эксплуатации)</p>	

СОСТОЯНИЕ И ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ АСУ ТП ГЭС И СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ВИБРАЦИИ, БИЕНИЯ ВАЛА, ТЕМПЕРАТУРЫ

Наименование показателя	Значение
Состав средств контроля вибрации, биения вала, температуры (датчики, вторичная аппаратура, наличие выхода в АСУ)	
Периодичность контроля	
Места измерения параметров, количество точек измерения	
Состояние средств контроля, соответствие современным требованиям	
Оценка надежности и достаточности средств контроля в соответствии с действующими НТД	

Утверждаю:

 «__» _____

**АКТ
 ОБСЛЕДОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

 (наименование электростанции)

 (место составления)

 (дата)

В соответствии с Указанием (Приказом) РАО "ЕЭС России" от __ № __ создана комиссия, которая произвела обследование гидроэнергетического оборудования в соответствии с "Рекомендациями по обследованию гидроэнергетического оборудования ГЭС РАО "ЕЭС России" при их реконструкции и техническом перевооружении". Общее заключение и справки о состоянии оборудования прилагаются.

Состав комиссии:

Председатель

 (фамилия, инициалы)

 (должность, организация)

Члены комиссии

 (фамилия, инициалы)

 (должность, организация)

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОРГАНИЗАЦИЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ
2. ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ, ОФОРМЛЯЕМЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОБСЛЕДОВАНИЯ
3. ОБЪЕМ РАБОТ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ ГИДРОАГРЕГАТА
4. ПРИЛОЖЕНИЯ