ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55260.3.3— 2013

Гидроэлектростанции

Часть 3-3

ГИДРОТУРБИНЫ

Технические требования к системам эксплуатационного мониторинга

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2015

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 ПОДГОТОВЛЕН Открытым акционерным обществом «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений» (ОАО «НИИЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 330 «Процессы, оборудование и энергетические системы на основе возобновляемых источников энергии»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 сентября 2013 г. № 1044-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (gost.ru)

© Стандартинформ, 2015

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины и определения 2
4 Сокращения 3
5 Общие принципы построения системы мониторинга 4
5.1 Назначение системы мониторинга 4
5.2 Состав и структура системы мониторинга 4
6 Основные требования к организации эксплуатации системы мониторинга 5
6.1 Ввод в эксплуатацию системы мониторинга 5
6.2 Применение системы мониторинга по назначению 5
6.3 Техническое обслуживание и ремонт технических средств системы мониторинга 6
6.4 Эксплуатационная документация системы мониторинга 6
6.5 Требования к метрологическому обеспечению системы мониторинга 6
6.6 Калибровка измерительного канала (ИК) 7
6.7 Правила работы с персоналом 9
6.8 Правила безопасности работ 9
7 Оценка и подтверждение соответствия 9
Приложение А (рекомендуемое) Параметры системы мониторинга гидротурбин 10
Приложение Б (рекомендуемое) Структурная схема проведения эксперимента при калибровке измерительных каналов (ИК) 16
Приложение В (рекомендуемое) Форма протокола калибровки измерительных каналов (ИК) комплектным методом 17
Приложение Г (рекомендуемое) Форма протокола калибровки измерительных каналов (ИК) поэлементным методом 18
Приложение Д (справочное) Форма сертификата о калибровке измерительных каналов (ИК) 19
Библиография 20

Введение

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

Настоящий стандарт является нормативно-техническим документом и предназначен для реализации современных требований технического регулирования при эксплуатации гидротурбин.

Необходимые изменения, связанные с введением в действие новых нормативных документов, вызванные уточнениями и дополнениями технических регламентов и национальных стандартов, содержащих требования, не учтенные в настоящем стандарте, а также выдвижение новых требований и вынесение рекомендаций, обусловленных развитием новой техники, должны быть внесены в настоящий стандарт в установленном порядке.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Гидроэлектростанции

Часть 3-3

ГИДРОТУРБИНЫ

Технические требования к системам эксплуатационного мониторинга

Hydro power plants. Part 3-3. Hydraulic turbines. Technical requirements for operation monitoring systems

Дата введения — 2015—07—01

1 Область применения

1.1 Объектом регулирования настоящего стандарта является система мониторинга технического состояния основного оборудования гидротурбин гидроэлектрических станций (далее — система мониторинга) в виде регулярно проводимых наблюдений и контроля технологических параметров находящегося в работе оборудования.

1.2 Настоящий стандарт устанавливает требования к составу и организации эксплуатации системы мониторинга, выполнение которых является обязательным для безопасной эксплуатации гидротурбин, соблюдению требований к охране природы.

1.3 Требования настоящего стандарта распространяются на процессы эксплуатации (технологические режимы, технический контроль) и технического обеспечения (эксплуатационное обслуживание, ремонт, реконструкция) системы мониторинга в условиях нормальных и предельных режимов, устанавливаемых нормативными техническими документами и проектной (конструкторской) документацией.

1.4 Настоящий стандарт предназначен для применения организациями (обществами, компаниями) независимо от их формы собственности, являющимися собственниками и/или эксплуатирующими организациями гидроэлектростанций, а также:

- проектными, конструкторскими, научно-исследовательскими, строительными, монтажными, промышленными и иными организациями в любой форме привлекаемыми собственником и/или эксплуатирующей организацией для выполнения работ (предоставления услуг) в сфере эксплуатации, технического обслуживания, ремонта, реконструкции системы объектов мониторинга гидротурбин;
- специализированными организациями, осуществляющими экспертный анализ проектов и технических решений в области применения настоящего стандарта, в установленном порядке участвующими в приемке вводимых в эксплуатацию систем мониторинга.

1.5 Настоящий стандарт не учитывает все возможные особенности исполнения его требований на конкретных гидротурбинах, в которых должны быть дополнительно учтены специфические особенности системы мониторинга и условия ее эксплуатации.

1.6 Настоящий стандарт не учитывает все возможные особенности исполнения его требований на конкретных гидроэлектростанциях (ГЭС). В развитие настоящего стандарта для применения на каждой гидроэлектростанции их собственниками и/или эксплуатирующими организациями могут быть в установленном порядке разработаны и утверждены индивидуальные стандарты организации, учитывающие особенности компоновки, конструкции и условий эксплуатации системы мониторинга, не противоречащие нормативным правовым документам, действие которых распространяется на гидротурбины, и не снижающие уровень требований, предъявляемых данными документами, стандартами и проектной (конструкторской) документации к гидротурбинам.

1.7 Настоящий стандарт может быть использован на гидроаккумулирующих электростанциях (ГАЭС) и малых ГЭС при разработке стандартов организации ГЭС, в которых должны быть дополнительно учтены специфические особенности системы мониторинга и условия ее эксплуатации.

Издание официальное

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.395—80 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования

ГОСТ 27.310—95 Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения

ГОСТ 18322—78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

ГОСТ 19431—84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 26044—83 Вибрация. Аппаратура для эксплуатационного контроля вибрационного состояния энергетических гидротурбинных агрегатов. Общие технические требования

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

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 27.310, ГОСТ 18322, ГОСТ 19431, ГОСТ 26044, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **гидравлическая турбина поворотно-лопастная:** Реактивная осевая или диагональная гидравлическая турбина с поворотными лопастями рабочего колеса.

3.2 **гидравлическая турбина радиально-осевая:** Реактивная гидравлическая турбина, в рабочем колесе которой вода движется по криволинейным поверхностям вращения, изменяющим направление потока от радиального к осевому.

3.3 **гидравлическая турбина (гидротурбина):** Турбина, в которой в качестве рабочего тела используется вода.

3.4 **гидроагрегат:** Агрегат, состоящий из гидравлической турбины и электрического гидрогенератора.

3.5 **гидрогенерирующая компания:** Компания (организация), в состав объектов собственности (активов) которой входят гидроэлектростанции.

3.6 **испытания:** Экспериментальное определение количественных и/или качественных характеристик свойств объекта испытаний как результат воздействия на него при его функционировании, моделировании объекта и/ или воздействий.

3.7 **измерительный канал:** Функционально объединенная совокупность технических средств, по которой проходит один последовательно преобразуемый сигнал, выполняющий законченную функцию измерений, имеющая нормированные метрологические характеристики. В измерительный канал входят все агрегатные средства измерений и линии связи от первичного измерительного преобразователя (включая измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения) до средства представления информации включительно.

3.8 **камера рабочего колеса гидравлической турбины:** Элемент проточной части осевой или диагональной гидравлической турбины, внутри которого расположено рабочее колесо.

3.9 **метрологическая аттестация:** Признание средства измерений узаконенным для применения (с указанием его метрологического назначения и метрологических характеристик) на основании тщательных исследований метрологических свойств этого средства.

3.10 **мониторинг технического состояния гидротурбин:** Система проводимых регулярно наблюдений и контроля технологических параметров технического состояния находящихся в работе гидротурбин.

3.11 **направляющий аппарат гидравлической турбины:** Рабочий орган гидравлической турбины, изменяющий закрутку потока и регулирующий расход гидравлической турбины за счет поворота лопаток.

3.12 **постоянный контроль за состоянием оборудования:** Форма технического контроля за состоянием оборудования, осуществляемого штатным персоналом гидроэлектростанции посредством инструментальных и/или визуальных наблюдений, проводимых ежедневно в режиме, определяемом стандартом организации каждой гидроэлектростанции.

3.13 **периодический осмотр оборудования:** Форма технического контроля за состоянием оборудования, осуществляемого комиссией, назначаемой техническим руководителем гидроэлектростанции, с периодичностью, установленной нормативными документами.

3.14 **программно-технический комплекс (**ПТК): Совокупность средств вычислительной техники, программного обеспечения и средств создания и заполнения машинной информационной базы при вводе системы в действие, достаточных для выполнения одной или более задач автоматизированной системы.

3.15 **проточная часть гидравлической турбины:** Совокупность образованных элементами гидравлической турбины каналов, по которым протекает вода, совершая рабочий процесс.

3.16 **рабочее колесо гидравлической турбины:** Рабочий орган гидравлической турбины, преобразующий энергию потока в механическую.

3.17 **ремонт:** Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделия и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей.

3.18 **средство измерений (СИ):** Техническое устройство, предназначенное для измерений.

3.19 **техническое обследование гидротурбин:** Форма технического контроля за состоянием гидротурбин, включающая углубленные исследования, проводимые по специальным программам, как правило, с привлечением специализированных организаций по решениям комиссий, проводивших периодический осмотр или регулярное техническое освидетельствование.

3.20 **техника безопасности:** Система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих воздействие на работающих опасных производственных факторов.

3.21 **технический осмотр:** Контроль за техническим состоянием оборудования, осуществляемый в основном при помощи органов чувств и в случае необходимости средств контроля, номенклатура которых установлена соответствующей документацией.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АРМ — автоматизированное рабочее место;

АРВ — автоматическое регулирование возбуждения;

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическим процессом;

АЩУ — агрегатный щит управления;

АЦП — аналого-цифровой преобразователь;

БОМС — базовая организация метрологической службы электроэнергетики;

ГОМС — головная организация метрологической службы электроэнергетики;

ГАЭС — гидроаккумулирующая электростанция;

ГЭС — гидроэлектростанция (по ГОСТ 19431);

ИС — измерительная система;

ИП — измерительный прибор;

ИК — измерительный канал;

КПД — коэффициент полезного действия;

МНУ — маслонапорная установка;

МС — метрологическая служба;

НА — направляющий аппарат;

НД — нормативная документация;

НСЭ — начальник смены электростанции;

НТД — нормативно-техническая документация;

ПИП — первичный измерительный преобразователь;
ПрИП — промежуточный измерительный преобразователь;
ПРК — переключатель режимов калибровки;
ПТК — программно-технический комплекс;
С — линия связи;
СИ — средство измерений;
СК — синхронный компенсатор;
ТП — турбинный подшипник;
УК — устройство коммутации;
ЦПУ — центральный пульт управления;
Э — эталонное средство калибровки;
ЭТ — электрический тракт.

5 Общие принципы построения системы мониторинга

5.1 Назначение системы мониторинга

5.1.1 Система мониторинга, представляющая собой систему регулярно проводимых наблюдений и контроля за параметрами технического состояния гидротурбин, находящихся в работе, должна функционировать на каждой ГЭС.

5.1.2 Систему мониторинга реализуют, используя средства АСУ ТП, технические средства локальной автоматики, непосредственного контроля и управления.

5.1.3 Система мониторинга входит в состав обязательных форм контроля за техническим состоянием гидротурбин наряду с периодическими осмотрами выведенных из работы гидротурбин, регулярными техническими освидетельствованиями гидротурбин, техническими обследованиями гидротурбин.

5.1.4 Применение системы мониторинга для оценки технического состояния гидротурбин осуществляют в соответствии с нормативными документами.

5.2 Состав и структура системы мониторинга

5.2.1 Система мониторинга включает в свой состав следующие основные подсистемы:
- измерительная информация;
- отображение измерительной информации;
- регистрация и архивирование измерительной информации;
- технологическая сигнализация.

5.2.2 Подсистема измерительной информации осуществляет:
- проверку достоверности измерительной информации;
- путем визуальных и автоматизированных измерений сбор информации о технологических параметрах и состоянии основного оборудования в виде сигналов: аналоговых, дискретных, частотно-импульсных, частотных; показаний приборов с непосредственным отсчетом;
- привязку измерительной информации к текущему времени объекта мониторинга.

5.2.3 Подсистема отображения измерительной информации:
- реализует преобразование значений технологических параметров в именованные физические величины;
- представляет значения технологических параметров в виде, удобном оператору-технологу.

5.2.4 Подсистема регистрации и архивирования измерительной информации:
- реализует регистрацию измерительной информации на бумажном носителе для приборов с непосредственным отсчетом в виде заполняемых вручную часовых, сменных, суточных ведомостей; для технических средств системы локальной автоматики — в виде диаграмм с непрерывной записью; для АСУ ТП — отпечатанных бланков часовых, сменных, суточных и др. типов ведомостей;
- реализует для АСУ ТП архивирование измерительной информации различной глубины (часовые, сменные, суточные, за одну неделю, один месяц) с возможностью представления в виде таблиц, графиков, протоколов.

5.2.5 Подсистема технологической сигнализации реализует функцию извещения оперативного персонала в виде предупредительных и аварийных сообщений о возникновении нарушений в технологическом процессе.

5.2.6 Требования к автоматизированным подсистемам сбора измерительной информации, отображения, сигнализации, регистрации и архивирования, технологических защит, технологической автоматики в полном объеме определяют в соответствии с нормативными документами.

5.2.7 Подлежащие мониторингу технологические параметры в виде таблицы представлены в приложении А.

5.2.8 В таблице А.1 приложения А приведены:

- объем измерений технологических параметров;
- способ представления измерительной информации;
- применение измерительной информации в подсистемах технологической автоматики, технологических защит, автоматизированного технического диагностирования;
- допустимая погрешность измерений технологических параметров.

6 Основные требования к организации эксплуатации системы мониторинга

6.1 Ввод в эксплуатацию системы мониторинга

6.1.1 В процессе ввода системы мониторинга в эксплуатацию должны быть проведены следующие приемочные испытания:

- индивидуальные испытания технических средств системы мониторинга и функциональные испытания отдельных подсистем системы мониторинга, завершающиеся при пробном пуске гидротурбин,
- комплексное опробование гидротурбин с включенной системой мониторинга.

6.1.2 При пробном пуске гидротурбин должна быть проверена работоспособность гидротурбин и системы мониторинга, безопасность их эксплуатации.

6.1.3 Перед пробным пуском гидротурбин должны быть выполнены условия для надежной и безопасной эксплуатации системы мониторинга:

- укомплектован, обучен (с проверкой знаний) эксплуатационный и ремонтный персонал, разработаны и утверждены эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда, техническая документация по учету и отчетности,
- подготовлены запасы материалов, инструмента и запасных частей;
- введены в действие системы диспетчерского управления с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции.

6.1.4 При комплексном опробовании гидротурбин должна быть проверена совместная работа гидротурбин и основного оборудования под нагрузкой с включенной системой мониторинга.

6.1.5 Комплексное опробование гидротурбин считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы гидротурбины в течение 72 ч с номинальной нагрузкой и проектными значениями напора и расхода воды и, кроме того, трех автоматических пусков.

6.1.6 Приемочные испытания системы мониторинга при вводе в эксплуатацию гидротурбин следует осуществлять в соответствии с нормативными документами и порядком ввода в эксплуатацию оборудования, технических, технологических, автоматизированных и информационных систем.

6.2 Применение системы мониторинга по назначению

6.2.1 Систему мониторинга по назначению применяет оперативный персонал ГЭС для ведения технологического режима.

6.2.2 Техническое состояние гидротурбин на основании показаний системы мониторинга и других форм технического контроля согласно 5.1.4 оценивают как:

- «работоспособное», если контролируемые параметры, характеризующие способность гидротурбин выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и/или проектной (конструкторской) документации и при контроле за техническим состоянием дефекты не выявлены или выявлены малозначительные легко устранимые дефекты на ранней стадии развития;
- «частично неработоспособное», если при контроле за техническим состоянием выявлены значительные, но устранимые дефекты, при которых оборудование гидротурбин способно частично выполнять требуемые функции, и продолжение работы гидротурбины требует временного введения ограничений (снижения эксплуатационных нагрузок, сокращения межремонтного периода и т. п.);
- «неработоспособное», если контролируемые параметры, характеризующие способность гидротурбин выполнять заданные функции, не соответствуют требованиям нормативной и/или проектной

(конструкторской) документации и при контроле за техническим состоянием выявлены критические или значительные трудно устранимые дефекты и восстановление работоспособности гидротурбин требует его немедленного ремонта;

- «предельное», если при контроле за техническим состоянием выявлены критические дефекты и дальнейшая эксплуатация гидротурбин недопустима или нецелесообразна либо восстановление работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

6.2.3 Ручной ввод и регистрацию показаний осуществляют путем занесения данных в суточную ведомость параметров работы гидротурбин. При этом следует регистрировать те параметры, контроль которых наиболее полно характеризует их состояние (активная и реактивная нагрузки, температурный режим, биение вала у турбинного подшипника и пр.).

6.2.4 При наличии АСУ ТП:

- на АЩУ данные следует представлять в виде цифровой индикации значений, а при наличии дисплея — в цифровом и линейно-диаграммном изображении;

- на ЦПУ данные предпочтительно представлять в виде цифровой индикации значений;

- регистрацию параметров следует проводить автоматически путем записи их в структурированный архив, с возможностью вывода на просмотр и печать выбранных параметров в выбранный промежуток времени.

6.3 Техническое обслуживание и ремонт технических средств системы мониторинга

6.3.1 Техническое обслуживание и ремонт технических средств системы мониторинга (включая ремонт технических средств и модернизацию программного обеспечения) осуществляет подразделение, организованное собственником и/или эксплуатирующей организацией по 1.4.

6.3.2 Общие и специальные требования к техническому обслуживанию и ремонту системы мониторинга устанавливают в соответствии с нормативными документами.

6.4 Эксплуатационная документация системы мониторинга

Общие и специальные требования к эксплуатационной документации ГЭС определяют в соответствии с нормативными документами.

6.5 Требования к метрологическому обеспечению системы мониторинга

6.5.1 Организацию метрологического надзора в организациях электроэнергетики целесообразно осуществлять согласно указаниям об организации метрологической службы электроэнергетики.

6.5.2 При эксплуатации системы мониторинга в части мероприятий по метрологическому обеспечению следует выполнять:

- своевременное представление на поверку СИ, предназначенных для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;

- проведение работ по калибровке СИ, не предназначенных для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;

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

- сдачу в ремонт и приемку из ремонта СИ;

- организацию и проведение работ по приемке в эксплуатацию ИК, входящих в состав индивидуальных ИС или АСУ ТП;

- организацию и проведение работ по калибровке ИК.

6.5.3 СИ в составе системы мониторинга должны иметь сертификат Росстандарта об утверждении типа средств измерений или свидетельство о метрологической аттестации для нестандартизованных СИ.

6.5.4 Перечень СИ, подлежащих поверке, и, соответственно, перечень СИ и ИК, подлежащих калибровке, должны составляться в каждом подразделении ГЭС (см. 6.3.1).

6.5.5 СИ, подлежащие государственному метрологическому надзору в соответствии с [1] должны подвергаться периодической поверке аккредитованными в установленном порядке в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями.

6.5.6 Выполнение работ по калибровке следует проводить согласно указаниям соответствующих НД для конкретного СИ.

6.5.7 К выполнению калибровочных работ должны допускаться специалисты, аттестованные на право калибровки СИ. Для получения права на проведение калибровочных работ МС ГЭС должна пройти соответствующую аккредитацию в соответствии с указаниями об организации метрологической службы электроэнергетики.

6.6 Калибровка измерительного канала (ИК)

6.6.1 Цель калибровки ИК — определение и подтверждение действительных значений метрологических характеристик (МХ) и/или их пригодности к применению для измерения технологических параметров, не подлежащих государственному метрологическому контролю и надзору.

6.6.2 Калибровка ИК должна проводиться на стадии опытной эксплуатации системы мониторинга.

6.6.3 Интервал периодической калибровки ИК устанавливает МС ГЭС.

6.6.4 Калибровку ИК следует проводить по возможности комплектным или поэлементным методом.

6.6.5 Калибровка ИК предполагает предварительную калибровку в лаборатории входящих в состав ИК ПИП, ПрИП при его наличии и вторичного ИП для индивидуальных ИС согласно НД завода-изготовителя.

6.6.6 При комплектном методе калибровка производится для полного состава ИК. При этом эталонный калибровочный сигнал подается непосредственно на вход ПИП согласно схемы, приведенной в приложении Б (рисунки Б.1 и Б.2).

6.6.7 При поэлементном методе калибровке подлежит ЭТ ИК, включая ПрИП при его наличии и вторичный ИП (для индивидуальной ИС) или измерительная схема ПТК (для АСУ ТП) согласно схемы, приведенной в приложении Б (рисунки Б.3 и Б.4).

6.6.8 Средства калибровки (эталоны) должны иметь действующее калибровочное (поверочное) клеймо или сертификат о калибровке (поверке).

6.6.9 При проведении калибровки проводится контроль внешних условий, значения параметров которых должны соответствовать рабочим условиям (температура, давление, влажность, уровень вибрации и др.) на составные части индивидуальных ИК (ПИП, ПрИП, вторичный ИП).

6.6.10 Условия применения эталонов, используемых при калибровке, должны соответствовать требованиям НД на них и быть такими, чтобы суммарная дополнительная погрешность, возникающая от воздействия внешних влияющих величин, не превышала 0,5 основной погрешности эталона.

6.6.11 Перед проведением калибровки необходимо:

- осуществить организационные мероприятия по оформлению допуска к работе;
- провести инструктаж персонала, участвующего в калибровке;
- подготовить и установить эталоны и вспомогательные СИ для задания входного сигнала и контроля влияющих величин;
- установить связь (по радио или телефонную) от средств задания входного сигнала до устройств отображения информации.

6.6.12 При несоответствии условий требованиям 6.5.8.11 калибровка не проводится до устранения выявленных недостатков.

6.6.13 При определении метрологической характеристики ИК количество исследуемых при калибровке точек устанавливается в количестве не менее пяти по диапазону измерений ИК.

6.6.14 Исследуемые точки должны равномерно располагаться по всему диапазону измерений, причем одна точка должна соответствовать 0 %, а другая — 100 % диапазона.

6.6.15 Если невозможно исследовать точки 0 % и 100 %, то они заменяются, соответственно, точками в диапазонах от 0 % до 10 % и от 90 % до 100 %.

6.6.16 В каждой исследуемой точке проводятся три наблюдения.

6.6.17 Регистрация результатов наблюдений осуществляется через интервалы времени, равные циклу опроса ПИП или превышающие его.

6.6.18 После проведения экспериментальных работ восстанавливается рабочая схема ИК и проводится проверка его функционирования.

6.6.19 При комплектном методе калибровочных работ определяют:

- значения X_{ji} выходного сигнала ИК в каждой исследуемой точке диапазона измерений ИК,

где X_{ji} — значение параметра (i = 1, 2, 3), измеренное в j-й исследуемой точке в единицах измеряемой величины;

- погрешность ИК (по модулю) для каждого *i*-го наблюдения в *j*-й исследуемой точке вычисляется по формуле

$$\Delta_{\text{ИК}ji} = \left| X_{ji} - X_{gj} \right|, \quad (1)$$

где X_{gj} — действительное значение параметра в *j*-й точке, соответствующее значению, задаваемому с помощью эталонного СИ;

- значение внешних влияющих факторов в виде суммарной квадратичной погрешности $\sum_{l=1}^{m} \Delta_{gjl}^2$,

где *l* — количество влияющих величин (*l* в пределах от 1 до *n*);

- значение абсолютной погрешности ИК, приведенное к нормальным условиям в полном массиве исследуемых точек по протоколу калибровки, вычисляется по формуле

$$\Delta_{\text{ИК}ji} = \left[\Delta_{\text{ИК}ji}^2 - \sum_{l=1}^{m} \Delta_{gjl}^2 \right]^{0,5}. \quad (2)$$

6.6.20 Определяют средние значения погрешностей ИК в *j*-й исследуемой точке по формуле

$$\Delta_{\text{ИК}j}^{(3)} = \frac{\sum_{i=1}^{3} \Delta_{\text{ИК}ji}}{3}, \quad (3)$$

где $\Delta_{\text{ИК}j}^{(3)}$ — среднее абсолютное значение погрешности ИК по трем наблюдениям.

Соответственно, относительная приведенная к диапазону измерений (ДИ) погрешность измерения:

$$\delta = \frac{\Delta_{\text{ИК}j}^{(3)}}{\text{ДИ}}, \%. \quad (4)$$

6.6.21 Результаты экспериментальных исследований заносятся в таблицу, форма которой приведена в приложении В.

6.6.22 При поэлементном методе калибровочных работ определяют.

- значения $X\text{ЭТ}_{ji}$ выходного сигнала ЭТ ИК в каждой исследуемой точке диапазона измерений ИК ($X\text{ЭТ}_{ji}$ — *i*-е значение ЭТ ИК (*i* = 1, 2, 3), измеренное в *j*-й исследуемой точке в единицах измеряемой величины);

- погрешность ЭТ ИК для каждого *i*-го наблюдения в *j*-й исследуемой точке по формуле

$$\Delta_{\text{ЭТ}ji} = X\text{ЭТ}_{ji} - X_{gj}, \quad (5)$$

где X_{gj} — действительное значение параметра в *j*-й точке, соответствующее значению, задаваемому с помощью эталонного СИ;

- значение внешних влияющих факторов в виде суммарной квадратичной абсолютной погрешности $\sum_{l=1}^{m} \Delta_{gjl}^2$,

где *l* — количество влияющих величин (*l* в пределах от 1 до *n*);

- значения абсолютной погрешности ИК, приведенные к нормальным условиям в полном массиве исследуемых точек по протоколу калибровки, вычисляются по формуле

$$\Delta_{\text{ИК}ji} = \left[\Delta_{\text{ЭТ}ji}^2 + \Delta_{\text{ПИП}_\text{Д}}^2 + \Delta_{\text{ПрИП}_\text{Д}}^2 - \sum_{l=1}^{m} \Delta_{gjl}^2 \right]^{0,5}, \quad (6)$$

где $\Delta_{\text{ПИП}_\text{Д}}^2$, $\Delta_{\text{ПрИП}_\text{Д}}^2$ — предел допускаемой абсолютной погрешности измерения (в соответствии с паспортом) для ПИП и соответственно ПрИП (при наличии ПрИП).

6.6.23 Определяют средние значения погрешностей ИК в *j*-й исследуемой точке по формуле (3) и, соответственно, относительную приведенную к диапазону погрешность измерения по формуле (4).

6.6.24 Результаты калибровки заносятся в таблицу, форма которой приведена в приложении Г.

6.6.25 ИК считается пригодной к применению по результатам калибровки в случаях, если:

- условия эксплуатации соответствуют рабочим условиям для всех элементов, составляющих ИК;

- во всех точках диапазона измерений ИК значения погрешностей, рассчитанные по формуле (4), удовлетворяют неравенству

$$\delta \leq \delta_{ИК_Д}, \quad (7)$$

где $\delta_{ИК_Д}$ — приведенная к величине диапазона измерения допустимая относительная погрешность измерения, %, для данного технологического параметра согласно проекту системы мониторинга или значений допустимой погрешности измерений для данного технологического параметра, приведенная в приложении А (графа 20).

6.6.26 По результатам калибровки оформляется сертификат о калибровке ИК по форме, приведенной в приложении Д.

6.7 Правила работы с персоналом

Общие и специальные правила работы с персоналом, обслуживающим гидротурбины и выполняющим работы по эксплуатации системы мониторинга, устанавливают в соответствии с нормативными документами, правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики [2].

6.8 Правила безопасности работ

Требования безопасности и охраны труда персонала, обслуживающего гидротурбины и выполняющего работы по эксплуатации системы мониторинга, устанавливают в соответствии с нормативными документами, правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [3], правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании гидротурбин в соответствии с [4].

7 Оценка и подтверждение соответствия

7.1 Организации в соответствии с 1.4, принимающие участие в проектировании, поставке и эксплуатации системы мониторинга, должны производить оценку и подтверждение соответствия.

7.2 Подтверждение соответствия имеет обязательный и добровольный характер.

7.3 Обязательному подтверждению соответствия подлежат элементы системы мониторинга, включенные в перечень продукции, для которых предусмотрена обязательная сертификация [5].

7.4 Добровольное подтверждение соответствия осуществляют по инициативе гидрогенерирующей компании (эксплуатирующей организации) и других организаций, участвующих в создании и эксплуатации системы мониторинга.

7.5 Добровольному подтверждению соответствия системы мониторинга подлежат элементы системы управления и диагностики и иные объекты, необходимость подтверждения соответствия которых самостоятельно определяет гидрогенерирующая компания.

Приложение А
(рекомендуемое)

Параметры системы мониторинга гидротурбин

Таблица А.1 — Параметры системы мониторинга гидротурбин

Контролируемый технологический параметр или его состояние	Место представления информации														Применение			Допустимая относительная приведенная к диапазону погрешность измерения δ, %, или абсолютная погрешность измерения Δ, единица измерения	Примечания
	АЩУ							ЦПУ											
	Средства локальной автоматики				ПТК			Средства локальной автоматики				ПТК							
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивирование	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивирование	Непосредственные измерения по месту	Технологические защиты	Технологическая автоматика	Автоматизированное техническое диагностирование	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Гидротурбина																				
Давление в спиральной камере	+				*		*					*		*	+				1,5 %	
Давление/разряжение под рабочим колесом	+				*		*					*		*	+				1,5 %	
Давление в камере рабочего колеса (под крышкой турбины)	+				*		+					*		*			+		1,0 %	
Уровень верхнего бьефа	+		↑↓		*	↑↓	+	+		↑↓		*	↑↓	*		+			0,25 %	
Уровень нижнего бьефа	+		↑↓		*	↑↓	+	+		↑↓		*	↑↓	*		+			0,25 %	
Напор	+				*		+	+				*		*		+	+	*	1,0 %	
Потери напора на сороудерживающих решетках	+		↑		*	↑	+	+		↑		*	↑	*		+	+		1,0 %	
Частота вращения (реле оборотов)	+		↑↓		*	↑↓	*	+		↑↓		*	↑↓	*		+		*	1,0 %	
Величина открытия направляющего аппарата	+		↑↓		*	↑↓	*	+		↑↓		*	↑↓	*	+	+	+	*	0,5 %	
Величина разворота лопастей рабочего колеса	+				*		*	+				*		*	+	+	+	*	0,5 %	

Продолжение таблицы А.1

Контролируемый технологический параметр или его состояние	Место представления информации														Применение			Допустимая относительная приведенная к диапазону погрешность измерения δ, %, или абсолютная погрешность измерения Δ, единица измерения	Примечания
	АЩУ							ЦПУ											
	Средства локальной автоматики				ПТК			Средства локальной автоматики				ПТК			Непосредственные измерения по месту	Технологические защиты	Технологическая автоматика	Автоматизированное техническое диагностирование	
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивирование	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивирование					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Положение турбинного затвора	+		↑↓		*	↑↓	*	+		↑↓		*	↑↓	*	+	+	+		1,0 %	
Уровень воды на крышке турбины	+		↑↓		*	↑↓	*			↑↓			↑↓	*		+	+	*	1,0 %	
Вибрация крышки турбины (вертикальная)	+		↑		*	↑				↑		*	↑	*		+		*	10,0 %	
Концевые выключатели срезных элементов направляющего аппарата гидротурбины	+		↑↓		*	↑↓	*			↑↓		*	↑↓	*		+	+	*	–	
Режим синхронного компенсатора																				
Давление воздуха в магистрали отжатия режима синхронного компенсатора	+		↓		*	↓		*		↓		*	↑↓	*	+		+		1,0 %	
Расход воды на водокольцевой компрессор	+		↓		*	↓		*								+	+		2,5 %	
Подшипник турбины (водяная смазка)																				
Расход воды	+		↓		*	↓				↓		*	↓	*		+	+	*	2,5 %	
Давление воды перед подшипником	+		↓		*	↓				↓		*	↑↓	*	+	+	+	*	1,0 %	
Подшипник турбины (масляная смазка, с циркуляцией)																				
Расход масла на смазку	+		↓		*	↓				↓		*	↓	*		+	+	*	1,0 %	
Уровень масла	+		↓		*	↓				↓		*	*	*		+	+	*	1,0 %	
Температура сегментов подшипника	+		↑		*	↑				↑		*	*	*		+	+	*	2 °С	Через один сегмент

Продолжение таблицы А.1

Контролируемый технологический параметр или его состояние	Место представления информации														Применение			Допустимая относительная приведенная к диапазону погрешность измерения δ, %, или абсолютная погрешность измерения Δ, единица измерения	Примечания
	АЩУ							ЦПУ											
	Средства локальной автоматики				ПТК			Средства локальной автоматики				ПТК			Непосредственные измерения по месту	Технологические защиты	Технологическая автоматика	Автоматизированное техническое диагностирование	
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивирование	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивирование					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Температура масла	+		↑		*	↑				↑		*	*	*		+	+	*	2 °С	В двух точках (горячее и холодное)
Подшипник турбины (масляная смазка, с маслованной)																				
Расход воды через маслоохладители	+		↓		*	↓				↓		+	+	+		+	+		1,0 %	
Давление воды перед маслоохладителями	+		↓		*	↓				↓		+	+	+		+	+		1,0 %	
Уровень масла в маслованне	+		↓↑		*	↓↑				↓↑		+	+	+		+	+	*	1,0 %	
Температура сегментов подшипника	+		↑		*	↑				↑		+	+	+		+	+	*	1,0 %	Через один сегмент
Температура масла	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+		+	+	*	2 °С	В двух точках (горячее и холодное)
Подшипник турбины (все типы)																				
Биение вала у турбинного подшипника	+		↑		*	↑				↑		*	↑	*		+		*	10,0 %	
Вибрация корпуса турбинного подшипника	+		↑		*	↑	*			↑		*	↑	*		+		*	10,0 %	Возможна замена этого параметра на вибрацию крышки турбины вблизи расположения подшипника

Продолжение таблицы А.1

Контролируемый технологический параметр или его состояние	Место представления информации														Применение			Допустимая относительная приведенная к диапазону погрешность измерения δ, %, или абсолютная погрешность измерения Δ, единица измерения	Примечания
	АЩУ							ЦПУ											
	Средства локальной автоматики				ПТК			Средства локальной автоматики				ПТК			Непосредственные измерения по месту				
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивирование	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивирование		Технологические защиты	Технологическая автоматика	Автоматизированное техническое диагностирование	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Высокая температура сегментов	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	–	
Аварийно-высокая температура сегментов	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	–	
Лекажный бак																				
Уровень масла в лекажном баке	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+		+	+	*	1,0 %	
Маслонапорная установка																				
Давление в масловоздушном котле	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+		+	+		1,0 %	
Уровень масла в масловоздушном котле	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+		+	+	*	1,0 %	
Уровень масла в сливном баке	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+		+	+	*	1,0 %	
Давление воздуха в магистрали высокого давления питания котла	+		↓		*	↓				↓	+	+	+	+			+		1,0 %	
Температура масла в сливном баке	+		↓↑		*	↓↑				↓↑	+	+	+	+			+		2 °С	
Время работы насоса МНУ							*							*				*	–	Допустимая абс. погрешность 1 с
Время стоянки насоса МНУ							*							*				*	–	Допустимая абс. погрешность 1 с
Аварийно-низкое давление в системе регулирования	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	–	
Аварийно-низкий уровень масла в котле МНУ	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	–	

Окончание таблицы А.1

Контролируемый технологический параметр или его состояние	Место представления информации														Применение			Допустимая относительная приведенная к диапазону погрешность измерения δ, %, или абсолютная погрешность измерения Δ, единица измерения	Примечания
	АЩУ							ЦПУ											
	Средства локальной автоматики				ПТК			Средства локальной автоматики				ПТК			Непосредственные измерения по месту	Технологические защиты	Технологическая автоматика	Автоматизированное техническое диагностирование	
	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивирование	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивирование					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Техническое водоснабжение																				
Расход воды	+		↓		*	↓				↓	+	+	+	+		+			1,0 %	
Давление воды в магистрали	+		↓		*	↓				↓	+	+	+	+		+	+		1,0 %	
Потери давления на фильтре	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+		+	+		1,0 %	
Температура охлаждающей воды	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	1,0 %	
Регулятор																				
Давление в системе регулирования	+		↓↑		*	↓↑				↓↑		+	+	+		+	+		1,0 %	
Положение золотника аварийного закрытия	+		↓↑		*	↓↑				↓↑		+	+	+			+		1,0 %	
Положение золотника фиксатора	+		↓↑		*	↓↑				↓↑		+	+	+			+		1,0 %	
Положение главного золотника направляющего аппарата	+		↑↓		*	↑↓	*	+		↑↓		*	↑↓	*	+	+	+		0,5 %	
Положение главного золотника разворота лопастей рабочего колеса	+		↑↓		*	↑↓	*	+		↑↓		*	↑↓	*	+	+	+		0,5 %	
Давление в полости открытия сервомотора направляющего аппарата	+						*							*	+				1,0 %	
Давление в полости закрытия сервомотора направляющего аппарата	+						*							*	+				1,0 %	
Давление в полости открытия сервомотора разворота лопастей рабочего колеса	+						*							*	+				1,0 %	
Давление в полости закрытия сервомотора разворота лопастей рабочего колеса	+						*							*	+				1,0 %	
Разгон >115 %	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	–	
Разгон >140 %	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	–	
Разгон >150 %	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	–	
Обрыв троса обратной связи	+		↑		*	↑				↑	+	+	+	+			+	*	–	

А.1 В таблице А.1 представлены:

- объем измерений технологических параметров;
- способ представления измерительной информации;
- применение измерительной информации в подсистемах технологической автоматики, технологических защит, автоматизированного технического диагностирования; допустимая погрешность измерений технологических параметров.

А.2 На гидротурбинах, оснащенных АСУ ТП с использованием ПТК, должна быть предусмотрена передача информации с АЩУ (при их наличии) на ЦПУ на автоматизированное рабочее место начальника смены электростанции (АРМ НСЭ).

А.3 Не требуют дублирования при помощи средств локальной автоматики контролируемые ПТК параметры.

А.4 Для систем мониторинга, построенных на средствах локальной автоматики, предусматривают:

- режимы измерений: постоянный на одноканальном измерительном приборе, вызывной с помощью ручного переключателя;
- визуальные наблюдения;
- наличие сигнализации по повышению/понижению измеренного параметра или наличия требующего сигнализации события;
- наличие регистрации измеренных параметров.

А.5 Для систем мониторинга, построенных на ПТК (в части применяемых в системе мониторинга функций ПТК), предусматривают:

- отображение измеренных параметров на видеограммах;
- наличие сигнализации по повышению/понижению измеренного параметра или требующего сигнализации события;
- наличие архивирования.

А.6 Контролируемые параметры, объекты, события рассматривают с привязкой к технологическому оборудованию в разделах соответствующих технологических подсистем.

А.7 Вертикальные графы таблицы указывают признак, горизонтальные графы (строки) — наличие признаков для определенного параметра:

- графа 1 — наименование контролируемого технологического параметра или его состояния;
- графы 2—6 — место и вид представления измеренной информации;
- графы 7—19 — применение измеренной информации в подсистемах технологических защит, технологической автоматики, диагностирования;
- графа 20 — допустимая относительная погрешность измерения, приведенная к величине диапазона измерения δ, %, или абсолютная погрешность измерения Δ, единица измерения для нормальных условий поверки по ГОСТ 8.395 (температура 20 °С, атмосферное давление 101,3 кПа, относительная влажность 60 %). Для дискретных величин, определяющих состояние технологического параметра, стоит прочерк «–».

А.8 В ячейках таблицы, образуемых пересечением горизонтальной строки (измеряемый параметр) и вертикальных колонок (признаки параметра), отмечают:

- знаком «+» — функции, выполняемые с помощью средств локальной автоматики;
- знаком «*» — функции, выполняемые с помощью ПТК.

А.9 Наличие знаков «+» и «*» только в ячейках, относящихся к ПТК или к средствам локальной автоматики, означает выполнение той или иной функции соответствующим видом технических средств.

А.10 Наличие индексов «+» и «*» одновременно в одной горизонтальной строке означает, что отмеченные функции для конкретного измеренного параметра выполняются в системах мониторинга, построенных как на средствах локальной автоматики, так и с применением ПТК.

А.11 В системах мониторинга, построенных с одновременным применением средств локальной автоматики и ПТК, приоритет имеет знак «*», т. е. средства локальной автоматики не применяются (дублирование отдельных измерений в исключительных случаях средствами локальной автоматики отмечается в графе «Примечание»).

А.12 Для средств локальной автоматики отметка ячеек одной строки таблицы знаком «+» означает:

- функция «Постоянно» (графы 2 и 9) — измерение с помощью одноканального прибора;
- функция «Регистрация» (графы 5 и 12) — измерение и регистрация с помощью многоканального регистрирующего прибора;
- функции «Постоянно» и «Регистрация» (графы 2, 5, 9 и 12) — измерение и регистрация с помощью одноканального прибора;
- функция «По требованию» (графы 3 и 10) — вызывной контроль точек измерения с помощью ручного переключателя на измерительный прибор (регистрация в этом случае не предусматривается);
- функция «Сигнализация» (графы 4, 7, 11 и 14) может быть реализована одновременно с любым видом измерения и регистрации. Знаки «↑» и «↓» обозначают срабатывание сигнализации при достижении параметром верхней и нижней установок соответственно.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Структурная схема проведения эксперимента при калибровке измерительных каналов (ИК)

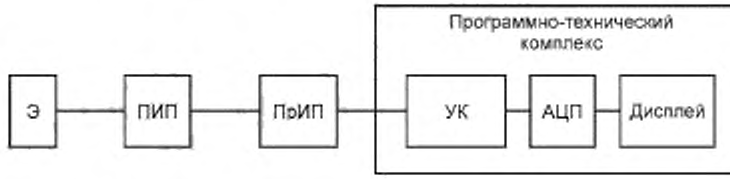

Рисунок Б.1 — Структурная схема, предназначенная для калибровки ИК комплектным методом для ПТК

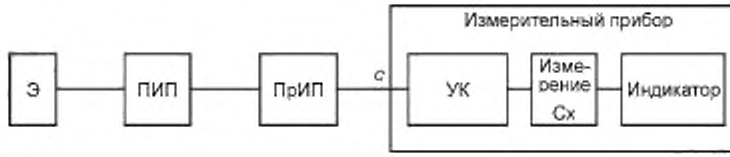

Рисунок Б.2 — Структурная схема, предназначенная для калибровки ИК комплектным методом для индивидуального измерительного прибора

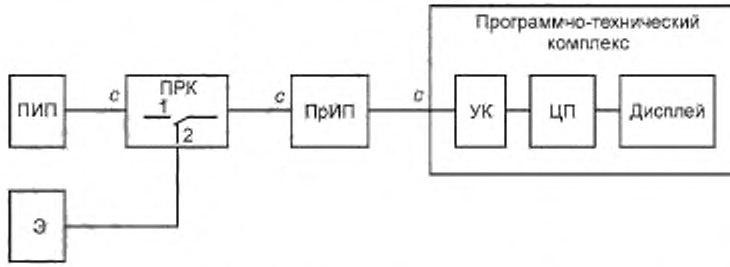

Рисунок Б.3 — Структурная схема, предназначенная для калибровки ИК поэлементным методом для ПТК

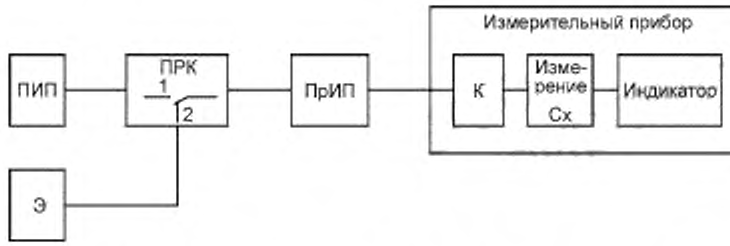

Рисунок Б.4 — Структурная схема калибровки ИК поэлементным методом для индивидуального измерительного прибора

Примечания

1 Промежуточный измерительный преобразователь ПрИП может отсутствовать.

2 Переключатель режимов калибровки ПРК следует применять только в режиме калибровки для подключения эталонного средства калибровки Э. Условно положение ПРК представлено в виде: 1 — рабочее состояние ИК; 2 — калибровка ИК.

Приложение В
(рекомендуемое)

Форма протокола калибровки измерительных каналов (ИК) комплектным методом

_____
(группа однотипных ИК)

Применяемые эталоны и вспомогательные СИ _____
(тип, класс точности, диапазон измерения)

Адрес ИК	Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Условия калибровки	Значение входного сигнала в		Значение выходного сигнала (погрешность измерения) в единицах измеряемой величины			Относительная погрешность измерения ИК		Заключение о результате калибровки	Специалист по калибровке (ФИО)	Подпись, число
				% диапазона измерений	единицах измеряемой величины X_j	X_{j1}	X_{j2}	X_{j3}	измеренная δ	допустимая $\delta_{ИК_Д}$			
Канал 1				0									
				20									
				40									
				60									
				80									
				100									
Канал 2				0									
				20									
				40									
				60									
				80									
				100									

Приложение Г
(рекомендуемое)

Форма протокола калибровки измерительных каналов (ИК) поэлементным методом

_____
(группа однотипных ИК)

Применяемые эталоны и вспомогательные СИ _____
(тип, класс точности, диапазон измерения)

Адрес ИК	Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Элементы ИК											Относительная погрешность измерения ИК		Заключение о пригодности ИС	Специалист по калибровке (ФИО)	Подпись, число
			ПИП (или ПИП и ПрИП)					ЭТ ИК										
			Наименование	Условия эксплуатации	Погрешность измерений			Наименование	Условия калибровки	Значение входного сигнала X_{0i}		Значение выходного сигнала (погрешность измерения) в единицах измеряемой величины			измеренная δ	допустимая $\delta_{ИК_Д}$			
					Основная Δ_{0i}	Дополнительная $\Delta_{\theta i}$				% диапазона измерений	в единицах измеряемой величины	X_{j1}	X_{j2}	X_{j3}					
ИК1										10								
										20								
										40								
										60								
										80								
										100								
ИК2										10								
										20								
										40								
										60								
										80								
										100								

Приложение Д
(справочное)

Форма сертификата о калибровке измерительных каналов (ИК)

Сертификат о калибровке измерительных каналов (ИК)

_____

наименование метрологической службы энергопредприятия

_____

тип ИК, предприятие, эксплуатирующее ИК

_____

наименование ИКС (группы однотипных ИК)

Действительные значения метрологических характеристик ИК _____

_____

_____

Условия проведения калибровки _____

_____

_____

Заключение о годности ИК _____

_____

_____

Протокол № _____ от _____ 20 ____ г.

_____	_____	_____
должность руководителя метрологической службы	(подпись)	(инициалы, фамилия)
_____	_____	_____
должность специалиста, проводившего калибровку	(подпись)	(инициалы, фамилия)

Библиография

[1] Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

[2] Положение о метрологической службе электроэнергетики. Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 20.03.2008 г. № 137. Согласовано с Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии

[3] Приказ Минтопэнерго РФ от 19.02.2000 г. № 49. Зарегистрировано в Минюсте РФ 16 марта 2000 г. № 2150. «Об утверждении правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации»

[4] Федеральный закон от 22 июня 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

[5] Постановление Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 982 «Об утверждении единого перечня продукции, подлежащей обязательной сертификации, и единого перечня продукции, подтверждение соответствия которой осуществляется в форме принятия декларации о соответствии»

УДК 627.88:06.354 ОКС 27.140

Ключевые слова: гидротурбины, технические требования, системы эксплуатационного мониторинга, наблюдения, контроль, технологические параметры

Редактор *Г.В. Зотова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *В.Е. Нестерова*
Компьютерная верстка *Е.Е. Кругова*

Сдано в набор 07.10.2014. Подписано в печать 08.12.2014 Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,30. Тираж 44 экз. Зак. 4929

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва. Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru