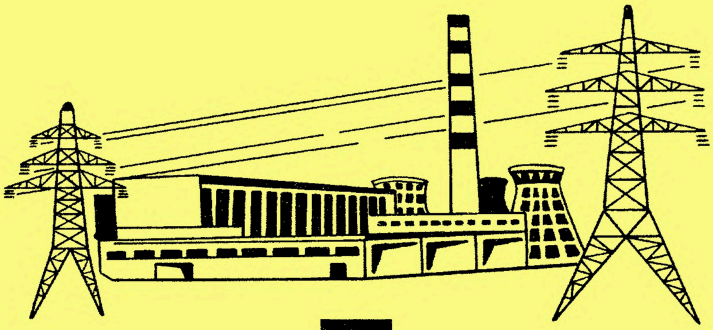
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ДЕПАРТАМЕНТ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ И НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСАМ ДЛЯ АСУ ТП ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

РД 153-34.2-35.520-99



СПО

ОРГРЭС
Москва 1999

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ДЕПАРТАМЕНТ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ И НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСАМ ДЛЯ АСУ ТП ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

РД 153-34.2-35.520-99

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 1999

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

Исполнители *Э.А. ГОРБАТОВ, В.А. ГРИШИН, Г.С. КИСЕЛЕВ*

Согласовано с Департаментом электрических станций РАО "ЕЭС России" 02.04.99 г.

Заместитель начальника *В.А.КУЗНЕЦОВ*

Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 06.04.99 г.

Первый заместитель начальника *А.П. БЕРСЕНЕВ*

© СПО ОРГРЭС, 1999

УДК 621.311

ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСАМ ДЛЯ АСУ ТП ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

РД 153-34.2-35.520-99
Введено впервые

Вводится в действие с 01.12.99 г.

Настоящие Общие технические требования (ОТТ) распространяются на программно-технические комплексы (ПТК) автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) гидроэлектростанций (ГЭС). Документ разработан на основе "Общих технических требований к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций: РД 34.35.127-93 (М.: СПО ОРГРЭС, 1995) с учетом специфических требований к функциям АСУ ТП ГЭС, представленных в ОТТ только в той части, которая влияет на выбор или разработку ПТК. Более подробно функциональные требования приведены в "Общих технических требованиях к информационной подсистеме АСУ ТП ГЭС" (М.: СПО ОРГРЭС, 1993) и "Общих технических требованиях к управляющим подсистемам агрегатного и станционного уровней АСУ ТП ГЭС": РД 153-34.0-35.519-98 (М.: СПО ОРГРЭС, 1999).

В зависимости от объема возлагаемых на АСУ ТП функций она может содержать один или несколько ПТК, каждый из которых решает автономно или во взаимодействии с другими ПТК одну или несколько технологических задач.

Документ предназначен для специалистов проектных и наладочных организаций, занимающихся вопросами разработки и внедрения АСУ ТП, а также разработчиков и поставщиков ПТК, эксплуатационного персонала гидроэлектростанций и энергосистем.

99147

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Программно-технический комплекс представляет собой совокупность средств вычислительной техники, программного обеспечения и средств создания и заполнения машинной информационной базы при вводе системы в действие, достаточ-

ных для выполнения одной или более задач АСУ ТП. Программно-технический комплекс является основой для построения АСУ ТП любой электростанции.

1.2. Программно-технический комплекс должен представлять систему, работающую в реальном масштабе времени и позволяющую оперативному персоналу ГЭС, используя входящие в ПТК технические и программные средства, обеспечивать эффективное управление процессом выработки электрической энергии.

1.3. Средства ПТК должны обеспечивать уровень надежности, соответствующей требованиям технического задания на конкретную АСУ ТП.

1.4. Технические и программные средства должны иметь модульную структуру и развитое системное программное обеспечение, допускающие широкий диапазон их использования от минимального состава для управления одним агрегатом или выполнения одной функции до максимального, обеспечивающего выполнение всех функций на всех уровнях, предусмотренных ОТТ.

1.5. Программно-технические комплексы, используемые в АСУ ТП ГЭС, должны выполняться на основе унифицированных технических, программных и информационных средств с использованием минимального числа типов и конструктивов аппаратуры и рациональных форм представления информации. Конфигурация технических средств не должна ограничивать возможность расширения системы.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЕ

2.1. Состав функций

2.1.1. Функциональная структура ПТК определяется сложившейся технологией управления гидроагрегатами ГЭС. Ее характерными особенностями являются:

наличие двух уровней управления: верхнего (станционного) и нижнего (агрегатного);

разделение функций управления между отдельными функциональными подсистемами, реализованными в настоящее время в виде специализированных устройств традиционного исполнения.

2.1.2. Программно-технический комплекс должен быть ориентирован на выполнение информационных, управляющих и вспомогательных (сервисных) функций.

2.1.3. На станционном уровне выполняются традиционные для большинства ГЭС функции группового регулирования активной мощности (ГРАМ) и группового регулирования напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ). При нормальных режимах работы ГЭС выбор состава работающих агрегатов и его реализация обеспечиваются функцией рационального управления составом агрегатов (РУСА). Функции управления электрооборудованием ОРУ в настоящих ОТТ не рассматриваются.

2.1.4. На ПТК нижнего уровня АСУ ТП, реализующего систему автоматического управления гидроагрегатом (САУГ), возлагается выполнение следующих функций:

технологической автоматики гидроагрегата (ТА);

автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧ);

автоматического управления вспомогательным оборудованием (УВО);

электрические и гидромеханические защиты.

Электрические защиты могут быть выполнены либо на традиционных средствах релейной техники, либо на специализированных средствах микропроцессорной техники (МП РЗА). В последнем случае предпочтительным является передача информации о работе защит по каналам связи между МП РЗА и ПТК АСУ ТП.

Поскольку реализация функций автоматического регулирования возбуждения (АРВ) в составе ПТК АСУ ТП пока не является бесспорной, в данный документ не включены требования к АРВ.

2.1.5. Информационные функции выполняются, как правило, в следующем объеме:

сбор и первичная обработка аналоговых, дискретных и число-импульсных сигналов от первичных датчиков, а также информации, вводимой вручную с клавиатуры;

техническая диагностика;

расчет технико-экономических показателей (ТЭП);

регистрация событий;

регистрация аварийных событий (РАС);

архивация;

протоколирование информации;

отображение информации оперативному персоналу.

Функция РАС может выполняться специализированным микропроцессорным устройством (цифровой осциллограф).

Должна быть создана информационно-измерительная подсистема коммерческого учета выработанной и отпущенной электроэнергии. Такая подсистема должна иметь связь с верхним уровнем АСУ ТП для автоматического составления ведомостей по выработке, расходу и балансу электроэнергии, для использования этих данных в расчетах ТЭП и для обеспечения проверки достоверности каналов измерения мощности. Особенностью этой подсистемы является то, что она создается на специализированной аппаратуре, внесенной в Госреестр и принятой Госстандартом России.

2.2. Требования к информационным функциям

2.2.1. Сбор и обработка аналоговых сигналов

2.2.1.1. При сборе и обработке аналоговых сигналов должны обеспечиваться:

периодический опрос датчиков аналоговых сигналов с требуемой частотой опроса;

проверка достоверности полученной информации;

сглаживание измеренных значений в соответствии с требованиями технологических подсистем;

формирование массивов достоверной аналоговой технологической информации;

формирование инициативных сигналов при выходе измеряемых параметров за граничные значения.

Для сигналов термопреобразователей должна производиться линеаризация характеристик в соответствии со стандартными градуировками. Для сигналов термоэлектрических преобразователей должна вводиться поправка на изменение температуры холодных спаев.

2.2.1.2. Контроль достоверности аналоговой информации может производиться по следующим критериям:

предельным значениям измеряемых параметров;

максимальной скорости изменения измеряемого параметра;

функциональной зависимости между аналоговыми величи-

нами и логической связи между аналоговыми и дискретными параметрами;

сопоставлению результатов измерений от дублированных датчиков аналоговых сигналов;

эталонным датчикам (периодический опрос).

По результатам контроля должен формироваться обобщенный признак достоверности. Недостоверность фиксируется индивидуально по каждому каналу и квалифицируется как событие. Должна быть предусмотрена возможность оперативного вывода из работы сигналов от неисправных датчиков.

2.2.1.3. Контроль отклонения сигналов за уставки выполняется для достоверных сигналов циклически с циклом ввода аналоговых сигналов. Для каждого сигнала должна предусматриваться возможность задания до четырех уставок. Значения аналоговых параметров, для которых существуют уставки, должны контролироваться на выход их за установленные пределы и возвращение к норме. Погрешность задания уставки 0,2%. Должны формироваться признаки выхода за уставку и возвращения к норме с исключением "дребезга" за счет ввода зоны возврата, которая задается при генерации.

2.2.2. Сбор и обработка дискретных сигналов

2.2.2.1. Дискретные сигналы должны быть разделены на две группы: пассивные и инициативные. Сбор и обработка сигналов каждой группы производятся по разным алгоритмам.

2.2.2.2. Сбор и обработка пассивных дискретных сигналов должны обеспечивать:

периодический опрос дискретных сигналов с заданным для каждого из них циклом опроса;

контроль достоверности дискретных сигналов с учетом логического анализа текущей информации;

регистрацию времени ввода сигналов;

формирование и обновление массивов достоверной информации.

2.2.2.3. Сбор инициативных дискретных сигналов производится по прерыванию, а их обработка — по специальной программе. При появлении любого достоверного инициативного сигнала он фиксируется с меткой времени с разрешающей способностью не более 10 мс.

2.2.3. Архивация (накопление данных в архиве)

2.2.3.1. Функция предназначена для накопления и последующего представления оперативному и другому персоналу данных об истории протекания технологических процессов, работе автоматики, действиях оператора. Архив заполняется при возникновении изменений. Количество параметров, регистрируемых в архиве, задается заказчиком в техническом задании по АСУ ТП.

2.2.3.2. Должна быть предусмотрена архивация информации:

о событиях (функция регистрации событий);

об аварийных событиях (функция регистрации аварийных событий);

о результатах расчетов технико-экономических показателей;

об изменениях во времени заданного набора параметров с целью выдачи графиков;

о заданном технологами наборе параметров для формирования часовых, сменных, суточных и других типов ведомостей;

об изменении состояния автоматических устройств с указанием источника команды;

о работе защит;

о работе технических и программных средств ПТК, в том числе об изменениях, вносимых в состав средств и программ (протокол работы системы);

о появлении и исчезновении недостоверной информации;

о проведении технической диагностики технологического оборудования;

другой информации в соответствии с техническим заданием на АСУ ТП конкретного объекта.

2.2.3.3. Информация из архива должна представляться в виде таблиц, графиков, протоколов и в других формах как на мониторах, так и в отпечатанном виде. Архивная информация должна быть доступна для использования в расчетных и других задачах.

2.2.3.4. Следует предусмотреть процедуры периодического дублирования и сверки информации в архиве. Устаревшие данные должны удаляться с помощью специальных процедур.

2.2.4. Техническая диагностика

2.2.4.1. Техническая диагностика (ТД) предназначена для оценки эксплуатационного состояния контролируемых узлов гидроагрегата и выдачи оперативному персоналу ГЭС рекомендаций

по эксплуатации гидроагрегата при отклонении контролируемых параметров от заданных значений.

2.2.4.2. Необходимый объем контролируемых узлов гидроагрегата и объем задач ТД определяются индивидуальными особенностями его конструкции и условиями эксплуатации и должен быть уточнен при разработке технического задания (ТЗ) для конкретного объекта.

2.2.4.3 При решении задач ТД механического состояния гидроагрегата время измерения механических параметров должно быть не более 0,1 с и цикл опроса – не более 10 с.

2.2.4.4. В алгоритмах ТД используются следующие соотношения:

проверка граничных условий;

определение скорости изменения измеряемых величин;

операции умножения и деления;

анализ логических соотношений.

2.2.4.5. Задачи вибродиагностики могут быть решены одним из двух способов:

созданием отдельного (переносного) комплекса вибродиагностики;

включением в состав ПТК АСУ ТП программно-аппаратных средств вибродиагностики.

В первом случае в ПТК АСУ ТП реализуются упрощенные алгоритмы вибродиагностики. Для измерения вибрации и боя вала в ПТК вводятся аналоговые сигналы, величина которых пропорциональна амплитудным значениям вибрации и боя вала. При этом к временным характеристикам измерительных каналов предъявляются те же требования, что и к другим механическим параметрам. В этом случае алгоритм вибродиагностики сводится по существу к логическому анализу измеренных параметров и выдаче экспертных рекомендаций на основе предшествующего опыта эксплуатации.

Во втором случае в ПТК вводятся сигналы, пропорциональные мгновенным значениям виброперемещений. При этом должно быть обеспечено время измерения не более 10 мкс при частоте дискретизации 100 кГц. Для вибродиагностики используются алгоритмы гармонического анализа кривых виброперемещений, логического анализа полученных результатов и система экспертных оценок.

Требования к объему накапливаемой информации должны быть уточнены в ТЗ для конкретного объекта.

2.2.4.6. Текущие значения механических параметров должны сохраняться в памяти на временном интервале в 10 мин, предшествующем моменту отклонения контролируемого параметра от нормального значения.

В течение текущих суток должны сохраняться усредненные за 10 мин значения контролируемых параметров. Для архивирования используются среднечасовые значения.

2.2.5. Расчет технико-экономических показателей

2.2.5.1. Расчет ТЭП предназначен для представления оперативному персоналу данных о текущей эффективности работы каждого из гидроагрегатов и ГЭС в целом, а также для составления отчетной документации по экономичности работы ГЭС за различные периоды времени.

2.2.5.2. Для каждого гидроагрегата при наличии на нем гидротурбинного расходомера должно рассчитываться среднеинтервальное значение КПД. При отсутствии расходомеров КПД и расход воды вычисляются по нормативным энергетическим характеристикам гидроагрегата, представленным в виде двухмерной матрицы.

2.2.5.3. Для оценки текущих значений показателя эффективности использования стока воды через турбины ГЭС должно производиться вычисление среднеинтервального значения КПД ГЭС и его нормативного значения.

2.2.5.4. Расчет текущих значений должен производиться периодически с интервалом 5-10 мин.

2.2.5.5. При расчете ТЭП должно быть предусмотрено вычисление интегрального показателя эффективности в интервалах времени: 1 ч, смена (8 ч) и сутки, а также нарастающим итогом с начала месяца до момента запроса в пределах этого месяца.

2.2.6. Отображение информации

2.2.6.1. Основным способом отображения информации оперативному персоналу является ее представление на цветных видеотерминалах в виде фрагментов мнемосхем, гистограмм, графиков, таблиц и текстовых сообщений. Кроме этого, могут быть использованы звуковые и световые сигналы, измерительные приборы и световые табло.

2.2.6.2. Отображение на фрагментах мнемосхем является вызывным и заключается в вызове на экран фрагмента из биб-

лиотеки. Содержание фрагмента задается технологами при проектировании системы. Оно должно включать неизменяемую статическую часть (изображение электрической схемы, схемы гидроагрегата, контролируемого узла оборудования и т.д.) и динамическую часть (результаты измерений, изменение состояния и т.д.), которая в зависимости от состояния изменяет цифровые значения, цвет или мигает. Фрагменты мнемосхем должны содержать только те элементы, которые необходимы оператору для контроля и управления объектом, и представлять логически завершенные части технологического процесса.

2.2.6.3. Информация должна представляться персоналу по принципу от общего к частному. Основной объем информации, позволяющий оценить ситуацию в целом, содержится на общих фрагментах мнемосхем. В случае отклонения любых параметров от нормальных значений или изменения состояния внимание персонала должно быть привлечено цветом и миганием. При этом персонал должен иметь возможность вызвать более детальный фрагмент.

Для каждого фрагмента обязательным являются:

название фрагмента;

признаки обновления аналоговой и дискретной информации;

текущее время.

2.2.6.4. Смена видеокадров при переходе к новым схемам или фрагментам должна происходить за время не более 0,5 — 1,0 с, смена положений коммутационной аппаратуры — за время не более 0,2 с, а смена цифровых значений параметров режима — не более чем через 1,0 с. Задержка представления аварийных сигналов должна быть не более 0,2 с. Изменение длин линий гистограмм, отображающих параметры, должно происходить с запаздыванием не более 0,2 с по отношению к изменению самого параметра.

По заданию оператора необходимо предусмотреть возможность вызова на экран терминала (в режиме "окна") до четырех параметров на гистограммные или стрелочные квазианалоговые индикаторы с автоматическим выбором шкалы. При этом изменения показаний индикаторов при изменениях параметров также не должны запаздывать более чем на 0,2 с.

2.2.7. Технологическая сигнализация

2.2.7.1. Технологическая сигнализация предназначена для извещения оперативного персонала о возникновении нарушений

в протекании технологического процесса, изменений в составе работающего оборудования и обнаруженных неисправностях. Все сигналы выносятся на экраны мониторов, наиболее важные дублируются на индивидуальных табло.

2.2.7.2. Технологическая сигнализация должна предусматривать:

предупредительную сигнализацию об отклонении за установленные пределы технологических параметров и изменении состояния устройств управления и регулирования;

аварийную сигнализацию при аварийных отклонениях параметров, срабатывании технологических и электрических защит, действии противоаварийной автоматики энергосистемы;

сигнализацию о действии блокировок, АВР источников электропитания;

сигнализацию об обнаруженных неисправностях различных устройств, отключении автоматов питания в электрических сборках и других устройствах, автоматическом включении и отключении защит.

2.2.7.3. Для сигнализации, представляемой на мониторах центрального пункта управления (ЦПУ), извещение оперативного персонала о появлении каждого нового сигнала, форма его представления и выделения среди существующих, принцип приема оператором и индикация исчезновения должны решаться исходя из общих принципов представления информации на мониторах, определяемых на стадии разработки.

2.2.7.4. Любой вид сигнализации должен вызывать включение соответствующего светового сигнала на экранах мониторов (появление изображения нужного цвета и вида), а появление каждого нового сигнала, за исключением сигналов об автоматическом вводе и выводе защит, сопровождаться включением звукового сигнала.

2.2.7.5. Звуковая сигнализация должна быть различной для предупредительных и аварийных сигналов. Прекращение действия звукового сигнала должно производиться оперативным персоналом путем подачи команды кнопкой "съем звука" либо автоматически по истечении заданного времени действия звукового сигнала (около 10 с).

2.2.7.6. Каждый вновь появившийся световой сигнал должен отличаться от уже действующих прерывистым свечением (миганием) с частотой около 1 Гц, а после приема его оператором и подачи команды кнопкой "съем мигания" должен иметь ровное свечение.

2.2.7.7. Для групповых световых сигналов должна быть обеспечена повторность их действия. Появление каждой новой причины для включения данного группового сигнала должно сопровождаться повторным его миганием и звуковым сигналом.

Гашение световых сигналов должно происходить при исчезновении всех причин, вызывающих их включение, после их квитирования.

2.2.7.8. Для отдельных сигналов с целью исключения их преждевременного появления (например, переключения в цепях электропитания) должна быть предусмотрена возможность задержки появления как светового, так и связанного с ним звукового сигнала.

2.2.8. Типовые прикладные функции

2.2.8.1. Регистрация событий

К событиям относятся: команды управления, изменения состояний объектов управления, моменты выхода параметров за допустимые пределы, действия устройств сигнализации, неисправности, действия устройств релейной защиты и автоматики, переключения режимов работы оборудования и автоматических устройств с помощью оперативных элементов управления и ПТК АСУ ТП, работа АВР и др.

Каждому событию, сохраняемому в файле регистрации, должна присваиваться метка времени.

Ретроспективная информация должна быть недоступной для искажений и разрушения.

Регистрация событий должна производиться непрерывно и автоматически на оборудовании и устройствах, не выведенных в ремонт. Появление и пропадание события должны регистрироваться в хронологическом порядке. По запросу оператора за заданный интервал времени должны представляться на экране видеотерминала и/или распечатываться протоколы событий. Эти протоколы должны автоматически составляться по заданию оператора для всех событий по заданному узлу или агрегату и события по заданному объекту контроля.

Кроме протоколов событий по запросу оператора, на заданный момент времени должны представляться протоколы состояний объектов контроля и управления.

2.2.8.2. Регистрация параметров режимов

Период опроса аналоговых сигналов, предназначенных для регистрации параметров режимов, должен быть не более 100 мс.

Погрешность присвоения времени регистрации не более 100 мс.

Каждые 1,0 с, 10 с, 60 с, 10 мин, 60 мин должен производиться подсчет средних значений за указанный период. Средние значения за 60 с должны храниться в течение суток, за 10 мин в течение недели, за 60 мин в течение месяца. Периоды усреднения и время хранения могут изменяться. Необходимо обеспечить возможность более длительного хранения данных (до одного года).

В случае отклонений параметров за заданные пределы на время существования отклонения меняется режим усреднения и хранения зарегистрированной информации.

Протокол "Регистрация параметров режимов" может выводиться на печать или на экран дисплея в виде таблиц по запросу оперативного персонала. При этом должны задаваться начало и конец интервала времени.

Каждая строка таблицы должна содержать следующую информацию: технологический идентификатор параметра; сокращенное наименование параметра; физическую единицу измерения параметра, текущее значение параметра в цифровой форме в физических единицах, метку времени, присвоенную этому параметру.

По заданию оператора на экран терминала, а также на печать должны выводиться ретроспективные тренды-графики регистрируемых параметров и их средних значений. Ось времени должна "сжиматься" в соответствии с периодом усреднения и временем хранения параметров.

Каждая кривая на графике должна сопровождаться следующей информацией:

технологическим идентификатором параметра; наименованием параметра; физической единицей измерения параметра.

Выбор масштабов по осям абсцисс и ординат либо задается при программировании, либо выбирается оператором.

2.2.8.3. Регистрация аварийных событий

Регистрация аварийных событий в аварийных режимах работы электрооборудования должна обеспечивать получение требуемой информации в заданный предаварийный, аварийный и послеаварийные интервалы времени по значениям электротехнических параметров, срабатыванию электротехнических защит и блокировок, средств автоматического управления и регулирования, состоянию электротехнического оборудования главной схемы, собственных нужд энергообъекта.

Регистрация аварийных событий должна обеспечивать возможность последующего разбора аварий на основе накопленных, обработанных и хронологически зафиксированных и введенных в базу РАС аналоговых и дискретных сигналов о состоянии электротехнического оборудования и технологического процесса.

Присвоение времени регистрируемым параметрам производится не реже чем через 1 мс. Длительность записи до аварийного режима регулируется от 0,5 до 5,0 с, длительность записи аварийного режима — не менее 5 с. Полное время регистрации — не менее 20 с. Указанные значения должны задаваться программным путем.

Емкость памяти регистратора должна обеспечить запись не менее трех аварий, происходящих подряд. Эта информация должна перезаписываться на твердые носители для долговременного хранения и для подготовки регистратора к записи новых аварий.

Зарегистрированная информация должна быть недоступна для искажений и разрушения.

Зарегистрированные параметры должны анализироваться на терминалах только в режиме просмотра.

При выводе зарегистрированных параметров на печать протокол должен содержать следующую информацию: наименование протокола, наименование объекта, номер гидрогенератора, дату фиксации аварийной ситуации, время возникновения инициативы и ее идентификатор.

Содержание и форма протокола должны быть разработаны на этапе рабочего проектирования.

Протокол регистрации аварийных событий должен выводится на печать и/или на экран дисплея в виде таблиц.

2.2.9. Протоколирование информации

2.2.9.1. Протоколирование информации производится в виде печати бланков. Формы бланков разрабатываются на основе действующей отчетной документации с помощью программных средств видеографики и вводятся в библиотеку бланков. Должна быть предусмотрена возможность вывода бланков по вызову и с автоматическим запуском: по времени и по совершении событий.

Автоматически с периодом 8 и 24 ч должны выдаваться на печать сменная и суточная ведомости.

2.2.9.2. Сменная ведомость предназначена для информирования заступающей на работу смены оперативного персонала о фактическом состоянии находящегося в его ведении оборудования и о его неисправностях, имевших место в предшествующие смены.

Сменная ведомость должна содержать:

таблицу эксплуатационного и ремонтного состояния объектов на конец смены с указанием объектов, находящихся под напряжением и заземленных, нарядов на профилактические и ремонтные работы и пр.;

таблицу гидравлических параметров работы ГЭС;

перечень неустраненных неисправностей с указанием времени их возникновения;

сведения о заданном режиме работы ГЭС.

2.2.9.3. Суточная ведомость является отчетным документом об основных показателях работы ГЭС за прошедшие сутки. Она должна содержать:

сведения о заданном и фактическом графиках нагрузки;

почасовые данные об активной и реактивной мощности агрегатов и ГЭС, значениях напряжений в основных узлах, уровнях верхнего и нижнего бьефов, расходах воды через турбины и др.;

данные о выработке электроэнергии за сутки и с начала года, а также потребления на собственные нужды;

таблицу изменения состояния объектов с указанием времени и инициатора изменения.

2.3. Требования к управляющим функциям

2.3.1. Групповое регулирование активной мощности

2.3.1.1. Функция ГРАМ предназначена для автоматического регулирования активной мощности агрегатов ГЭС с распределением нагрузки между ними по заданному критерию с учетом ограничений рабочего диапазона нагрузок и должна обеспечивать возможность реализации двух режимов регулирования:

регулирование заданного уровня частоты в изолированной энергосистеме по статической или астатической характеристике;

регулирование мощности ГЭС или отдельных ее частей со статизмом или без статизма по частоте в соответствии с заданием мощности.

Переход из одного режима в другой может производиться вручную оперативным персоналом или автоматически по сигналам внешних устройств.

2.3.1.2. Подсистема ГРАМ должна обеспечивать управление всеми подключенными к ней гидроагрегатами путем воздействия на регуляторы гидротурбин. При включении в состав АСУ ТП подсистемы АРЧ сигналы управления предпочтительно передавать по каналам интерфейса. При традиционном исполнении регуляторов в виде аналоговых устройств сигналы управления должны быть сформированы либо в виде аналоговых, либо в виде дискретных сигналов импульсного управления.

2.3.1.3. В зависимости от различий между энергетическими характеристиками отдельных гидроагрегатов и наличия индивидуальных ограничений распределение нагрузки между ними должно производиться либо по равенству мощностей или открытий направляющих аппаратов, либо по критериям оптимального распределения нагрузки, которое в этом случае задается функцией РУСА (см. п. 2.3.3).

2.3.1.4. При делении ГЭС на части должно обеспечиваться групповое регулирование мощности в каждой из разделившихся частей в соответствии с требованиями энергосистемы. Должна также предусматриваться возможность автоматического регулирования или ограничения перетока мощности между секциями ГЭС.

В режиме регулирования мощности задание мощности должно формироваться с учетом следующих составляющих: заданного графика нагрузки, сигнала задания от устройств системного регулирования, ручного задания и сигнала регулирования по отклонению частоты. Должна быть предусмотрена возможность ввода мертвой зоны по частоте.

Должна быть предусмотрена возможность ступенчатого изменения заданной мощности по сигналам внешних устройств противоаварийной автоматики.

2.3.1.5. При формировании сигналов регулирования по частоте и по мощности используются ПИ- и ПД-законы регулирования. Должна быть предусмотрена возможность изменения параметров настройки в следующих пределах:

коэффициента передачи — от 0,1 до 5,0;

постоянной времени интегрирования — от 1 до 40 с;

постоянной времени дифференцирования — от 0 до 1,5 с.

2.3.1.6. Должна быть предусмотрена возможность автоматического регулирования мощности по заранее введенному в ГРАМ суточному графику нагрузки. График нагрузки задается в виде значений нагрузки в течение суток с 0 до 23 ч с дискретностью в 1 ч. Ступени заданного графика должны отрабатываться с ограниченной скоростью.

2.3.1.7. Должен быть предусмотрен ввод, как минимум, следующей информации:

аналоговой;

частота на шинах ГЭС или ее секций;

активная мощность генераторов;

сигналы задания с вышестоящего уровня управления;

дискретной:

сигналы положения выключателей генераторов;

сигналы контактов реле группового регулирования агрегатов;

сигналы контактов реле системных устройств автоматики;

контакты ключей управления (при сохранении традиционных элементов управления).

На некоторых ГЭС, например, с жесткими блоками может быть также введена информация о положении разъединителей генераторов.

Для фиксации разделения ГЭС на автономные части может также вводиться информация о положении выключателей главной схемы электрических соединений.

2.3.1.8. Средства настройки должны обеспечивать изменение следующих параметров:

статизма по частоте;

мертвой зоны по частоте;

динамических параметров настройки контуров регулирования частоты и мощности.

2.3.1.9. Длительность рабочего цикла решения задачи формирования регулирующих воздействий при регулировании частоты должна быть не более 0,2 с, а при регулировании мощности — не более 0,5 с. Задача перераспределения нагрузки между агрегатами может решаться с цикличностью 5 — 10 с.

2.3.2. Групповое регулирование напряжения и реактивной мощности

2.3.2.1. Подсистема ГРНРМ предназначена для автоматического поддержания напряжения на шинах ГЭС или регулирования реактивной мощности с соблюдением заданного распределения реактивной мощности между агрегатами с учетом технологических ограничений режимных параметров генераторов. Регулирование осуществляется воздействием на уставки АРВ, а в предельных режимах — на переключающие устройства регулируемых под нагрузкой трансформаторов (РПН- трансформаторов).

2.3.2.2. Подсистема ГРНРМ может состоять из отдельных (выполненных программно) групповых регуляторов, число которых равно числу раздельно работающих в каждый данный момент времени секций шин или групп генераторов с раздельным заданием напряжения или реактивной мощности. Управление каждым групповым регулятором может быть независимым и связанным.

2.3.2.3. Во всех режимах должен производиться расчет запасов реактивной мощности ГЭС как в сторону выдачи, так и в сторону потребления, а также суммарного запаса по перетоку через междушинные трансформаторы, если таковые имеются.

2.3.2.4. Задание по напряжению или по реактивной мощности должно вводиться либо в виде планового графика как функция времени, либо оперативным персоналом вручную, либо поступать с вышестоящего уровня. Должна быть предусмотрена возможность блокирования оперативным персоналом планового задания.

2.3.2.5. Распределение реактивной мощности между генераторами управляемой по реактивной мощности или по напряжению группы должно быть реализовано в соответствии с одним из критериев, обеспечивающих оптимальное использование располагаемой реактивной мощности генераторов группы в конкретных условиях схемы и режима ГЭС.

2.3.2.6. Плановое задание напряжения должно вводиться в виде последовательности из 24 часовых значений и быть отработано с заданной скоростью путем изменения уставки до планового значения в начале каждого часа.

2.3.2.7. Управление реактивной мощностью должно осуществляться импульсным воздействием на устройства управления

уставкой АРВ генераторов для аналоговых регуляторов и передачей уставки по межмашинной связи для цифровых регуляторов.

2.3.2.8. При формировании сигналов регулирования по напряжению и реактивной мощности используются стандартные ПИ- и ПД-законы регулирования с аналоговым или импульсным выходом.

2.3.2.9. Входной информацией для ГРНРМ должны быть:

дискретные сигналы о состоянии схемы электрических соединений;

напряжение шин;

режимные параметры генераторов и трансформаторов;

режимные параметры РПН-трансформаторов;

признаки готовности системных регуляторов;

управляющие воздействия от системных регуляторов и от оперативного персонала.

2.3.2.10. Длительность рабочего цикла должна быть не более 2 с.

Цикл опроса аналоговых параметров должен быть не более 0,2 с.

Защитное ограничение длительности импульса должно регулироваться от 0,2 до 0,5 с.

2.3.3. Рациональное управление составом агрегатов

2.3.3.1. Подсистема РУСА предназначена для управления составом работающих агрегатов в соответствии с заданными значениями нагрузки и резерва по активной и реактивной мощности, обеспечивающим при заданных ограничениях наибольшую экономичность работы ГЭС в заданном интервале времени.

2.3.3.2. Под выбором состава понимается определение станционных номеров агрегатов, работающих в генераторном режиме, и значений их нагрузок, а также номеров агрегатов, работающих в режиме синхронного компенсатора.

2.3.3.3. Необходимой предпосылкой для выполнения расчетов по выбору состава с учетом экономических показателей является наличие достоверных натурных энергетических характеристик гидроагрегатов. В этом случае целью расчета является определение наивыгоднейшего состава работающих агрегатов при оптимальном распределении нагрузки между ними. Критерием оптимальности является минимум суммарных потерь мощности в пределах реализации заданного графика нагрузки. Рекомендуется выполнять расчеты методом динамического программирования.

Если на ГЭС установлены однотипные агрегаты и отсутствуют натурные энергетические характеристики, то с учетом экономичности может быть рассчитано только оптимальное число работающих агрегатов без определения их станционных номеров при равномерном распределении нагрузки между ними.

2.3.3.4. При выборе оптимального состава могут накладываться следующие ограничения:

постоянные технологические ограничения, связанные с наличием зон нежелательной работы гидроагрегатов;

временные технологические ограничения, связанные с нарушением нормальной работы основного или вспомогательного оборудования гидроагрегатов;

ограничение на число пуско-остановочных операций за заданный интервал времени;

ограничения на число часов работы, определяемые необходимостью равномерного использования оборудования за время межремонтного периода.

Для формализации некоторых ограничений, влияющих на выбор состава, могут быть введены весовые коэффициенты, значения которых устанавливаются экспертной оценкой и в дальнейшем корректируются при эксплуатации подсистемы РУСА.

2.3.3.5. В качестве результатов выполнения расчетов оптимального состава рекомендуется представлять оперативному персоналу информацию по нескольким (допустим, трем) вариантам состава в порядке снижения их экономичности и с указанием значения снижения КПД по сравнению с оптимальным составом.

При назначении оперативным персоналом вынужденного из-за действующих ограничений состава должна быть выдана информация о степени экономичности данного состава по сравнению с оптимальным.

2.3.3.6. Результаты расчета оптимального распределения нагрузки между гидроагрегатами должны быть выданы в подсистему ГРАМ.

2.3.3.7. При идентичных энергетических характеристиках гидроагрегатов подсистема может выполнять одну из следующих функций:

определение и отработка наивыгоднейшего числа агрегатов, работающих в генераторном и компенсаторном режимах по заданным значениям активной и реактивной мощности ГЭС с учетом заданного резерва;

отработка заданий на число работающих агрегатов в генераторном и компенсаторном режимах, поступающих от вышестоящего уровня управления или от оперативного персонала.

При этом должна быть задана очередность агрегатов для операций пуска, останова и перевода из одного режима в другой.

2.3.3.8. Должен производиться контроль за исполнением команд на изменение состава. При невыполнении команды должно быть выдано соответствующее сообщение и сформированы команды на выполнение другого варианта состава.

2.3.3.9. В аварийных и послеаварийных режимах выполнение функции должно блокироваться по сигналам внешних устройств.

Восстановление функционирования РУСА должно производиться оперативным персоналом вручную.

2.3.3.10. Для выполнения функции РУСА необходим следующий объем информации:

энергетические характеристики гидроагрегатов, заданные в виде двухмерной матрицы (например, зависимость КПД от мощности и напора);

значения ограничений мощности;

число часов работы каждого из гидроагрегатов в каждом из возможных режимов;

заданный график нагрузки и фактическое его исполнение;

фактическое состояние каждого из гидроагрегатов;

измеренное значение напора.

2.3.4. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности гидроагрегата

2.3.4.1. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности предназначено для выполнения функций регулирования частоты и активной мощности гидроагрегата с помощью гидромеханической части системы регулирования гидротурбины, а также для управления открытием регулирующих органов турбины в переходных режимах работы гидроагрегата: при пуске, останове, переводе в режим синхронного компенсатора (СК) и выводе из режима СК, при сбросе нагрузки.

2.3.4.2. Алгоритм функционирования АРЧ состоит из логической и регулирующей частей.

Логическая часть должна обеспечивать управление регулирующими органами гидротурбины в переходных режимах работы гидроагрегата и изменение структуры регулирующей части (регулятора).

Структура регулятора определяется требованиями оптимального качества процесса регулирования заданного параметра: частоты или активной мощности. Для получения требуемого качества в большинстве случаев достаточным является использование стандартных ПИ- и ПИД-законов регулирования. Не исключено, однако, использование и более сложных, в том числе и с адаптацией, законов регулирования, что должно быть отражено в ТЗ на разработку конкретной АСУ ТП.

2.3.4.3. Для поворотно-лопастной гидротурбины комбинаторная связь должна задаваться программным способом на основе нелинейной зависимости угла разворота лопастей от двух параметров: открытия направляющего аппарата и напора.

2.3.4.4. Должна быть предусмотрена возможность оперативного изменения следующих параметров: значения статизма, параметров динамической настройки каналов регулирования частоты и активной мощности, значения мертвой зоны по частоте, значения технологических ограничений.

Изменение остальных параметров настройки допускается производить в режиме программирования.

2.3.4.5. Воздействие АРЧ на гидромеханическую часть регулятора гидротурбины должно быть выполнено таким образом, чтобы при отказе контроллера было обеспечено сохранение прежней нагрузки и переход на ручное управление гидроагрегатом.

2.3.4.6. Программа АРЧ должна выполняться периодически с длительностью цикла не более 0,1 с. Цикл опроса аналоговых входных сигналов не должен превышать 0,1 с.

2.3.5. Технологическая автоматика

2.3.5.1. Технологическая автоматика предназначена для автоматического управления гидроагрегатом в переходных режимах при выполнении операций по пуску, нормальному и аварийному остановам, переводу агрегата из одного режима в любой другой из возможных режимов в соответствии с принятой технологией управления, а также для выполнения функций гидромеханических защит.

Органы управления должны обеспечивать дистанционный и местный ввод команд на изменение состояния агрегата.

Исполнительные команды формируются на основании поступающих от органов управления команд и текущей информации о состоянии основного и вспомогательного оборудования, а также о состоянии других систем управления.

Технологическая автоматика гидроагрегата должна вырабатывать исполнительные команды для подсистем:

автоматического регулирования частоты;

автоматического регулирования возбуждения;

управления вспомогательным оборудованием;

управления коммутационной аппаратурой;

управления пусковыми тиристорными установками для обратимого агрегата.

2.3.5.2. При исполнении команд на изменение состояния гидроагрегата должны производиться проверка необходимых условий по переводу гидроагрегата в соответствующий режим, контроль времени исполнения как самой команды, так и отдельных операций. При нарушении условий или превышении контрольного времени выполнения отдельных операций должно быть сформировано соответствующее сообщение оперативному персоналу и подан предупредительный сигнал. При превышении времени исполнения команды должен быть сформирован аварийный сигнал.

2.3.5.3. Гидромеханические защиты предназначены для обеспечения безопасности механической части гидроагрегата при выходе любого из контролируемых параметров за пределы допустимых значений. Такими параметрами являются следующие:

частота вращения гидроагрегата;

температура;

давление в аккумуляторе маслонапорной установки (МНУ);

расход воды на смазку турбинного подшипника;

уровни масла в ваннах подшипника и подпятника;

расход дистиллированной воды.

2.3.5.4. При действии гидромеханических защит должна быть произведена ускоренная разгрузка по активной мощности с последующим выполнением тех же операций, что и при нормальном останове.

2.3.5.5. Противоразгонная защита, контролирующая частоту вращения при отключенном генераторном выключателе, должна иметь две уставки по частоте, одна из которых действует на золотник аварийного закрытия, а другая — на сброс щитов. Для обратимого агрегата при работе в насосном режиме должен быть предусмотрен аварийный останов в случае потери привода при снижении частоты вращения до 95%.

2.3.5.6. По остальным указанным в п. 2.3.5.3 механическим параметрам должны предусматриваться две уставки, при превы-

шении первой из которых формируется сигнал для предупредительной сигнализации, а второй — для аварийного останова агрегата и аварийной сигнализации.

2.3.5.7. Алгоритм функционирования подсистемы ТА выполняется на основе логических операций с контролем длительности их исполнения.

2.3.5.8. Длительность цикла выполнения программы ТА не должна превышать 0,2 с. Максимальное время таймеров не превышает 30 мин. Максимальная длительность подачи исполнительных команд не должна превышать 1,0 с.

2.3.5.9. При отказе подсистемы ТА во время нормальной работы гидроагрегата может быть предусмотрен либо останов агрегата вручную в течение заданного интервала времени, либо оставление агрегата в работе в случае сохранения функции гидромеханических защит, что должно быть уточнено в ТЗ для конкретного объекта.

При отказе подсистемы ТА во время исполнения команды должно быть предусмотрено следующее:

при пуске — аварийный останов с завершением операции останова вручную;

при останове — завершение операции вручную;

при переводе в режим СК — отбой команды;

при выводе из режима СК — завершение операции.

2.3.6. Управление вспомогательным оборудованием

2.3.6.1. Управление вспомогательным оборудованием гидроагрегата производится с целью обеспечения готовности его к пуску и нормальной работы во всех режимах. Режим работы одной части вспомогательного оборудования жестко связан с режимом работы гидроагрегата: оно должно быть включено при пуске гидроагрегата и отключено при его останове. Другая часть вспомогательного оборудования предназначена для поддержания регулируемого параметра (температуры, давления, уровня и т.д.) в заданных пределах. Автоматическое управление этим оборудованием производится по закону двухпозиционного регулирования.

2.3.6.2. Должна быть предусмотрена возможность автоматического и ручного управления. Последнее должно производиться с агрегатного щита управления или по месту установки оборудования.

2.3.6.3. Уставки включения и отключения исполнительных механизмов устанавливаются при вводе функции в эксплуатацию и не требуют оперативных изменений.

Продолжительность рабочего цикла выполнения функции не должна превышать 0,5 с.

2.4. Вспомогательные (сервисные) функции

Вспомогательные функции включают: метрологический контроль, аттестацию, тестирование и самодиагностику устройств ПТК, создание нормативно-справочной информационной базы. Перечень и алгоритмы вспомогательных функций уточняются заказчиком в техническом задании на конкретный объект и разработчиком в документации на ПТК.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ВИДАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ

3.1. Требования к техническому обеспечению

3.1.1 Общие положения

3.1.1.1. Комплекс технических средств ПТК (КТС ПТК) должен быть достаточным для выполнения функций, перечисленных в настоящих технических требованиях. Комплекс технических средств должен обеспечивать возможность создания на его базе автоматизированных систем управления различного масштаба и назначения, а также их модернизацию и расширение в процессе эксплуатации.

3.1.1.2. Технические средства, используемые в составе ПТК, должны иметь открытую архитектуру и соответствовать отечественным и международным стандартам.

3.1.1.3. В КТС должны использоваться современные унифицированные средства серийного производства со сроком службы не менее 10 лет.

3.1.1.4. Программно-технический комплекс должен представлять собой распределенную микропроцессорную систему, состоящую из программно и аппаратно совместимых технических средств, объединенных локальными вычислительными сетями. Программно-технический комплекс должен включать в себя:

контроллеры, на базе которых реализуются алгоритмы контроля и управления;

устройства связи с объектом;

технические средства отображения информации и приема команд оперативного персонала (операторские станции);

технические средства создания и хранения данных и нормативно-справочной информации;

технические средства архивирования;

вычислительные средства для выполнения расчетных функций;

технические средства связи с внешними системами;

системы (шины) передачи данных на базе локальных вычислительных сетей;

сервисные средства для эксплуатации, поверки, контроля работоспособности и обслуживания ПТК АСУ ТП.

3.1.1.5. Количество контроллеров и других технических средств для конкретной АСУ ТП определяется по согласованию между поставщиком ПТК и заказчиком. Принимая во внимание быструю смену поколений микропроцессорной техники, ее разнообразие, а также насыщенность рынка, выбор ПТК должен проводиться преимущественно на конкурсной основе с учетом текущего состояния российского рынка микроэлектронных устройств АСУ ТП.

3.1.1.6. Программно-технические комплексы или их отдельные составные элементы должны быть приспособлены к работе в жестких условиях промышленной эксплуатации энергообъекта (низкая/высокая температура, наличие пыли, влаги, вредных примесей, сильных электромагнитных полей, вибрации и т.д.).

3.1.1.7. Все процессы в системе должны автоматически синхронизироваться так, чтобы все технологические события, каким бы контроллером они не были зафиксированы, были привязаны к единой временной шкале.

3.1.2. Контроллеры

99147

3.1.2.1. В составе ПТК, как правило, должны использоваться контроллеры, реализованные на базе современных микропроцессоров в соответствии с общепринятыми в мировой практике промышленными стандартами, с развитой системой команд, позволяющие реализовать в реальном времени предусмотренные алгоритмы контроля и управления технологическим процессом, эффективно обрабатывать прерывания и обмениваться информацией с другими элементами системы.

3.1.2.2. Количество контроллеров ПТК и их состав должны быть выбраны, исходя из возможности оптимального сочетания выполнения требований быстродействия, надежности и стоимости.

3.1.2.3. Разработка прикладного программного обеспечения контроллеров должна осуществляться с использованием инструментальных средств как на обычном компьютере, так и непосредственно в контроллере.

3.1.2.4. Обязательным элементом контроллера является постоянное запоминающее устройство (ПЗУ), позволяющее производить загрузку и запуск операционной системы и пользовательских программ (а также рестарт системы) из ПЗУ по включению питания.

3.1.2.5. В контроллерах различного назначения должны использоваться однотипные модули с одинаковыми методами тестирования с целью максимального облегчения наладки, обслуживания и обучения персонала. Общее число модулей, отличающихся аппаратно или фирменным программным обеспечением, должно быть минимизировано.

3.1.2.6. Все цифровые устройства ПТК должны выполнять функции самодиагностики. Диагностика должна выявлять возникновение отказа с точностью до типового элемента замены.

3.1.2.7. В составе ПТК должны быть предусмотрены стандартные средства резервирования для обеспечения высокой живучести и надежного функционирования системы при возможных отказах оборудования, ошибках персонала и возникновении непредвиденных ситуаций. Должна обеспечиваться возможность замены отказавших устройств ПТК в "горячем" режиме (без отключения питания).

3.1.2.8. Конструктивное исполнение контроллеров должно обеспечивать возможность гибкой компоновки, включая такие варианты, как одноплатный контроллер, контроллер с наплатным размещением модулей расширения, свободно компонуемые крейты контроллеров и др. Исполнение контроллеров должно удовлетворять требованиям использования их во встраиваемых системах промышленного назначения (малые размеры, низкое энергопотребление, отсутствие принудительных систем охлаждения, возможность работы в условиях функционирования основного и вспомогательного энергооборудования).

3.1.3. Устройства связи с объектом

3.1.3.1. Устройства связи с объектом (УСО) представляют собой совокупность модулей, обеспечивающих сопряжение с самым разнообразным оборудованием, датчиками, исполнительными механизмами и прочим и позволяющих принимать, обрабатывать и выдавать сигналы различного типа в широком диапа-

зоне напряжений, токов, мощностей, длительностей импульсов и т.п., с гальванической развязкой или без нее.

3.1.3.2. Должны использоваться модули УСО, производимые в соответствии с известными промышленными стандартами, такими как *VME*, *STD*, PC/104 и др., что позволит применять широкий спектр изделий этого направления, производимых различными фирмами-производителями.

3.1.3.3. Модули УСО должны быть ориентированы на использование в системах распределенного сбора данных с возможным размещением устройств сбора непосредственно у объекта. Такие устройства должны надежно работать в жестких условиях промышленной эксплуатации технологического оборудования и обеспечивать надежную передачу информации в контроллер с преобразовыванием в устройствах удаленного сбора входного сигнала в цифровую форму и передачей по каналам *RS*232/485 либо по "полевым шинам" (Bitbus, Profibus, Interbus-S и др.), обеспечивающим тот или иной уровень защиты передаваемой информации.

3.1.3.4. Как правило, УСО должны выполняться интеллектуальными и включать в свой состав микропроцессоры, обеспечивающие выполнение функций первичной обработки, контроля достоверности, коррекции значений и других функций, требующих использования вычислительных ресурсов.

3.1.3.5. Устройства связи с объектом для ввода аналоговых сигналов должны воспринимать сигналы от источников, применяемых в энергетике. Перечень и технические характеристики этих сигналов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Наименование сигнала	Технические характеристики		
	Градуировка	Диапазон измерения	Уровень сигнала
1. Унифицированные токовые (ГОСТ 26.011-80)	Входное сопротивление не более: 250 Ом 500 Ом	–	0÷5; ±5; 0 ÷20; 4 ÷20; ±20 мА
2. Унифицированные напряжения (ГОСТ 26.011-80)	Входное сопротивление не менее 10 кОм, сопротивление нагрузки 250 Ом	–	0 ÷5; 0 ÷10; ±5; ±10 В
3. Термометры сопротивления (ГОСТ 6651-94)	50 М 100 М	±50; 0–50; 0–100°С 0–200; 0–50°С 0–100; 0–200°С	– –

Используемые измерительные преобразователи (ИП) должны быть класса точности не менее 0,5. Схема подключения и размножения сигналов не должна вносить дополнительной погрешности.

Примечание. Для термосопротивлений, расположенных в корпусе генератора, следует применять специальную фильтрацию из-за наличия значительной переменной составляющей напряжения.

3.1.3.6. Дискретная информация о состоянии технологического оборудования должна вводиться в виде двоичных сигналов "0" и "1". Источниками дискретной информации являются:

концевые выключатели электрифицированной арматуры;

блок-контакты контакторов и соленоидов включения механизмов;

контакты реле или реле-повторителей кнопок и ключей управления;

сигнализаторы предельных значений аналоговых сигналов;

дискретные датчики (реле расхода, давления, уровня, электроконтактные манометры и пр.).

В качестве сигнала "1" должны применяться:

напряжение переменного тока 220 В;

напряжение постоянного тока 220, 48 и 24 В;

замкнутое состояние контактов, рассчитанных на коммутацию указанного напряжения (сопротивление 50 Ом).

В качестве сигнала "0" — отсутствие напряжения или напряжение меньше 0,1 сигнала "1", либо сопротивление не менее 500 кОм.

Предпочтительными являются сигналы 24 и 48 В постоянного тока. Сигналы высокого напряжения должны использоваться только в тех случаях, когда невозможно использовать пониженное напряжение. При этом должны использоваться преобразователи, входящие в состав аппаратуры ПТК. Должен максимально использоваться ввод информации в виде перекидного контакта.

При вводе дискретных сигналов должны быть приняты меры по защите от реакции на "дребезг" контактов. Модули ввода сигналов должны обеспечивать гальваническое разделение вводимых сигналов по отношению к "земле" и между собой. Потеря гальванического разделения должна диагностироваться и вызывать действие предупреждающей сигнализации.

3.1.3.7. Модули вывода аналоговых сигналов должны как минимум формировать сигналы:

унифицированного тока ±5; ±20; 4 – 20 мА;

унифицированного напряжения ±10 В.

Модули должны выполняться с гальваническим разделением входных и выходных каналов, а также соседних каналов.

Модули вывода дискретных сигналов ПТК должны быть представлены:

изменяющимся активным сопротивлением выходной цепи при питании со стороны нагрузки напряжением 24 В и постоянным током до 0,25 А;

переключающими контактами с коммутационными возможностями по напряжению до 220 В и току до 0,5 А.

При использовании выходных дискретных сигналов для управления исполнительными механизмами (регулирующим органом, задвижкой, двигателем), пусковыми устройствами, которые потребляют мощность большую, чем указано выше, должны применяться силовые преобразователи 24/220 В с выходным током до 5 А, входящие в состав аппаратуры ПТК.

Выходные каналы устройств вывода дискретных сигналов должны быть гальванически разделены один от другого.

Должен быть предусмотрен контроль исправности выходных каналов. При обнаружении повреждения выходной сигнал должен блокироваться.

3.1.3.8. Выходные контакты УСО для управления коммутационными аппаратами (выключателями) должны обеспечивать замыкание цепи с током 5,0А длительностью до 1,0 с в цепях постоянного тока напряжением 220 В с индуктивной нагрузкой и постоянной времени 0,05 с, а также размыкание цепи с током 0,25 А, с коммутационной износостойкостью не менее 1000 циклов.

Выходные контакты управления задатчиками, внешними цепями блокировок должны коммутировать не менее 30 Вт в цепях постоянного тока с индуктивной нагрузкой, с постоянной времени 0,02 с при напряжениях от 24 до 250 В или при токе до 1,0 А, с коммутационной износостойкостью не менее 10000 циклов.

Выходные контакты управления элементами электрооборудования на переменном токе должны коммутировать цепи с индуктивной нагрузкой с током до 2,0 А, длительностью до 1,0 с, с коммутационной износостойкостью не менее 10000 циклов.

3.1.3.9. Для управления электродвигателями и другими исполнительными устройствами рекомендуется применение современных систем цифрового управления, построенных с использова-

нием специализированных процессоров и силовых ключей (реализованных, например, на базе тиристоров или силовых MOSFET или IGBT транзисторов). Использование этих устройств позволяет реализовать надежные и экономичные системы управления.

3.1.4. Средства отображения

3.1.4.1. Основными средствами отображения оперативной и сигнальной информации должны быть цветные графические дисплеи высокого разрешения (разрешающая способность 1600x1200 точек, размер пиксела 0,28 мм). Размер монитора не менее 20 дюймов, частота вертикальной развертки от 65 до 90 Гц.

Возможно применение плоскопанельных дисплеев, отличающихся низким энергопотреблением, безопасностью использования и большим сроком службы (~50000 ч).

3.1.4.2. Для отображения постоперативной информации (ведение протоколов, составление отчетов, отображение результатов расчетов и т.п.) должны применяться устройства печати-принтеры (желательно цветные).

3.1.4.3. В дополнение к перечисленным выше средствам отображения в состав ПТК могут входить экраны коллективного пользования для отображения в большом масштабе обобщенной символьной и графической информации.

3.1.5. Средства ввода информации оператором

3.1.5.1. Основным средством ввода информации оператором пока является клавиатура. Могут быть использованы обычные стандартные клавиатуры либо клавиатуры в промышленном исполнении. Последние отличаются хорошей пыле- влагозащищенностью и высокой надежностью.

3.1.5.2. Другими распространенными средствами общения оператора являются мышь, трекбол, джойстик. Мышь плохо приспособлена для работы в производственных условиях и обычно рекомендуется заменять ее более защищенным трекболом. Но наиболее перспективными (но не заменяющими клавиатуры) являются сенсорные экраны, благодаря которым оператор получает возможность воздействовать на систему касанием выбранного рисунка непосредственно на экране.

3.1.5.3. Дисплеи и клавиатуры входят в состав рабочих станций, состав и количество которых определяется в процессе технического проектирования.

3.1.6. Хранение и архивирование информации

3.1.6.1. Для хранения технологической информации должны быть организованы несколько видов архивов: оперативный архив, объединяющий глобальный архив оперативных изменений (информационное хранилище), регистрирующий любые технологические события в системе с точностью 10 мс, и архив событий, в котором фиксируется информация о технологических и аварийных событиях, действиях оперативного персонала и т.д., а также архив долговременного хранения.

3.1.6.2. В архиве долговременного хранения хранится информация, предназначенная для последующего анализа функционирования технологического оборудования, действий оперативного персонала, а также подготовки различного рода документов, отражающих работу станции и т.д. Информация из этого архива доступна оперативному персоналу и другим пользователям станции. Должна быть реализована концепция конфигурируемости запросов и форм представления информации, позволяющие получать архивную информацию по различным признакам и представлять ее в наиболее приемлемом для восприятия виде.

Для пользователей архивной информации должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие разграничения доступа к архивной информации с учетом приоритетов пользователей.

3.1.6.3. Для хранения данных наряду с хорошо известными накопителями (НЖМД и НГМД) в условиях промышленной эксплуатации могут быть использованы твердотельные полупроводниковые накопители (*SSD*) на основе микросхем ФЛЭШ-памяти. Эти накопители работают в широком диапазоне температур ($-25 \div +75$°C), выдерживают вибрацию до $15-30$ *G*, удар до $1000-2000$ *G*.

Для организации архива должны предусматриваться накопители с большим объемом памяти (например, оптические диски).

3.1.6.4. Должны быть предусмотрены стандартные средства создания и управления базами данных (СУБД) путем использования типовых с универсальными средствами доступа и обмена, а также средства удаленного доступа к данным, реализованные на базе сетевых средств ОС РВ и обеспечивающие унифицированный доступ к любым данным из любого программного модуля. При этом должны предусматриваться средства защиты информации от несанкционированного доступа.

3.1.7. Системы и средства передачи информации

3.1.7.1. Все элементы ПТК должны быть объединены многоуровневой сетью связи, по которой производится обмен информацией между этими элементами.

3.1.7.2. Системы передачи данных должны быть отказоустойчивыми по отношению к объединенным техническим средствам, защищены от отказов или разрушения аппаратуры собственно передачи данных (кабелей, ответвителей, связных процессоров, "мастеров", файл-серверов и т.п.), например, резервированием и реконфигурированием.

Должны применяться помехозащищенные протоколы передачи данных. Выбор характеристик сетевых контроллеров и протоколов обмена должен удовлетворять требованиям наиболее эффективной передачи информации в реальном времени с учетом характеристик выбранной магистрали, потоков информации и расстояний между обслуживаемыми ею объектами.

3.1.7.3. Отключение магистрали не должно влиять на работоспособность подключенных к ней контроллеров. Отказ магистрали должен идентифицироваться контроллером. При этом контроллер должен переходить в автономный режим работы с видоизменением при необходимости реализованных в нем алгоритмов для работы в автономном режиме.

3.1.8. Устройства электропитания

3.1.8.1. Электропитание всех устройств ПТК должно производиться от собственных источников питания, получающих энергию от трехфазной сети переменного тока 380/220 В.

3.1.8.2. Как правило, электропитание устройств ПТК осуществляется от двух независимых источников питания через АВР. Питание устройств ПТК, реализующих функции технологических защит, должно осуществляться с наивысшей надежностью: либо от аккумуляторной батареи, либо от источника переменного тока с резервированием от аккумуляторной батареи.

3.1.8.3 Технические средства ПТК должны сохранять работоспособность при:

изменениях напряжения переменного и постоянного тока на ±25% длительностью до 100 мс;

при перерывах питания в сетях переменного и постоянного тока длительностью до 20 мс.

Технические средства, реализующие функции технологических защит, должны сохранять работоспособность при изменении частоты сети в пределах от 47 до 52 Гц.

3.1.8.4. Должна предусматриваться звуковая и световая сигнализация об исчезновении напряжения или его понижении ниже заданного уровня на любом фидере питания ПТК, а также о переключении питания с одного фидера на другой.

Основным принципом организации электропитания должно быть распределение оперативного тока таким образом, чтобы неисправность отдельного элемента сети электропитания не приводила к полному отказу ПТК.

3.1.9. Сервисные средства и ЗИП

3.1.9.1. В состав ПТК должны быть включены сервисные средства, такие как:

стенды для проверки функциональных модулей ПТК с контрольно-измерительной аппаратурой;

пульты для обслуживания УСО;

метрологические пульты для аттестации и поверки измерительных каналов.

Количество и состав сервисной аппаратуры определяет разработчик ПТК.

3.1.9.2. Объем и состав ЗИП должны быть достаточны для эксплуатации ПТК в течение года. Восстановление ЗИП производится поставщиком ПТК по договору сервисного обслуживания.

3.1.10. Система единого времени

3.1.10.1. В состав ПТК должна входить система единого времени, предназначенная для синхронизации таймеров всех вычислительных средств комплекса. Она должна настраиваться по сигналам точного времени и выдавать автоматически синхронизирующие сигналы с заданным периодом для всех таймеров. Точность привязки к астрономическому времени должна быть не хуже 0,5 с/сут.

3.2. Требования к программному обеспечению

3.2.1. Общие требования

3.2.1.1. Программное обеспечение (ПО) должно базироваться на международных стандартах и отвечать следующим принципам:

модульность построения всех составляющих;

иерархичность собственно ПО и данных;

эффективность (минимальные затраты ресурсов на создание и обслуживание ПО);

открытость, простота интеграции (возможность расширения и модификации);

гибкость (возможность внесения изменений и перенастройки);

надежность (соответствие заданному алгоритму, отсутствие ложных действий, защита от разрушения и несанкционированного доступа как программ, так и данных);

живучесть (выполнение возложенных функций в полном или частичном объемах при сбоях и отказах, восстановление после сбоя);

устойчивость (сбой в работе отдельных приложений не должен приводить к отказу системного ПО и системы в целом);

унификация решений;

простота и наглядность.

3.2.1.2. Должно предусматриваться разделение ПО на базовое (фирменное) ПО, поставляемое разработчиком ПТК, и прикладное ПО (пользовательское), разрабатываемое как поставщиком ПТК, так и, возможно, разработчиком АСУ ТП и персоналом, эксплуатирующим АСУ ТП.

Все ПО должно сопровождаться эксплуатационной документацией.

3.2.2. Требования к базовому программному обеспечению

3.2.2.1. Базовое ПО подразделяется на системное ПО и ПО инструментальных средств разработки, отладки и документирования прикладного ПО (ППО).

Системное ПО включает:

стандартные операционные системы;

пакеты программной поддержки обмена данными (сетевые пакеты).

Программное обеспечение инструментальных средств разработки, отладки и документирования ППО включает:

системы формирования и управления локальными и распределенными БД;

средства проектирования пользовательского интерфейса;

пакеты программ и стандартных алгоритмов сбора и обработки технологической информации, выдачи управляющих воздействий, документирования и архивирования информации;

пакеты программ фрагментов и элементов видеограмм;

средства отладки ПО диагностики и самодиагностики работоспособности ПТК.

3.2.2.2. Операционные системы верхнего уровня должны удовлетворять следующим требованиям:

возможность работы в реальном времени;

высокая производительность, поддержка многозадачного и многопользовательского режимов;

высокая степень устойчивости и надежности;

совместимость с различными аппаратными платформами;

поддержка стандартных сетей с протоколом NetBios (Ethernet, Novell, Arcnet, Token Ring и др.) и семейства протоколов TCP/IP;

удобный и понятный пользователю графический интерфейс, простота и эффективность использования;

возможность работы с 16- и 32-разрядными приложениями, расширенные возможности работы с мультимедиа;

низкая стоимость и минимальные расходы на эксплуатацию;

возможность конфигурирования под конкретные условия использования.

3.2.2.3. На нижнем уровне должны использоваться высокопроизводительные операционные системы (ОС) реального времени.

Операционные системы нижнего уровня должны обеспечивать:

возможность работы в реальном времени;

поддержку многозадачного режима;

модульность, гибкую конфигурируемость, возможность 100%-ного размещения в ПЗУ контроллера;

малое время реакции и многоуровневую, основанную на приоритетах, обработку прерываний;

развитые средства коммуникаций (поддержка стандартных сетей NetBIOS, а также различных промышленных интерфейсов ввода /вывода);

поддержка различных Host-систем (IBM PC, Sun, HP и т.п.);

широкая поддержка программного обеспечения и аппаратных средств сторонних разработчиков.

Допускается использование на нижнем уровне ОС общего назначения в комплекте с приложениями, обеспечивающими реализацию свойств, характерных для мультизадачных систем реального времени.

3.2.2.4. Инструментальные средства проектирования распределенных АСУ ТП являются неотъемлемой частью ПО совре-

менных ПТК. Инструментальные средства должны базироваться на общепризнанных стандартах и обеспечивать решение наиболее сложных вопросов создания АСУ ТП: автоматизацию процессов приема и обработки сигналов, организацию автоматического управления исполнительными устройствами, визуализацию измеренных величин (в том числе в виде графиков), ведение архивов и генерацию отчетов. Результатом проектирования должны быть компоненты системы управления, полностью готовые к запуску.

Инструментальные средства должны, как правило, совмещать в себе функции разработки и исполнения.

3.2.2.5. Модуль разработки призван максимально упростить и облегчить процесс разработки АСУ ТП, сводя его к объектно-ориентированному проектированию с использованием мощных графических средств.

Основным критерием для выбора системы разработки должно быть наличие:

системы отображения, поддерживающей широкий набор форм представления информации (графики трендов, гистограммы, сигнализаторы, мультипликация и т.д.);

библиотеки Мастер-объектов, таких как переключатели, регуляторы, тренды, гистограммы и т.п., позволяющих быстро конфигурировать с помощью мыши готовые компоненты операторского интерфейса;

мультипликации, обеспечивающей возможность динамики (оживления) любых объектов и их комбинаций;

системы аварийной сигнализации, поддерживающей одновременно несколько аварий, сигнализаций различного уровня;

библиотеки функций языка структурированных запросов *SQL* для обмена данными с различными внешними СУБД и различными приложениями;

системы архивирования информации, позволяющей просматривать архивную информацию в реальном времени, в том числе в виде трендов и графиков, а также создавать отчеты событий;

средств обнаружения и устранения неисправностей, а также ведения технической документации;

средств создания и ведения журналов аварий, отчетов произвольной формы, создания автономных приложений и т.п. на основе произвольных задаваемых пользователем шаблонов.

3.2.2.6. Должна обеспечиваться поддержка различных промышленных интерфейсов ввода/вывода (Profibus, Interbus-S, DeviceNet и др.).

База данных, создаваемая в процессе разработки приложений, должна быть открыта для доступа со стороны других задач.

3.2.2.7. Интерфейс с пользователем системы разработки должен соответствовать международному стандарту *GUI*, включающему многооконный режим работы, полнографические редакторы, работу с мышью и т.д.

3.2.3. Требования к прикладному программному обеспечению

3.2.3.1. Прикладное программное обеспечение должно охватывать все функции управления и обработки информации, оговоренные в настоящих ОТТ.

3.2.3.2. Должна предусматриваться возможность сохранения исходных пользовательских программ на магнитных носителях и их загрузки в память контроллеров через интерфейсные каналы в случае необходимости. Аналогичная возможность должна предусматриваться и для программного обеспечения верхнего уровня.

3.2.3.3. Должна предусматриваться возможность подготовки, изменения или коррекции пользовательских программ в процессе работы технологического оборудования (в случае необходимости).

3.3. Требования к лингвистическому обеспечению

3.3.1. Лингвистическое обеспечение представляет собой совокупность средств и правил, используемых при взаимодействии пользователей и эксплуатационного персонала с комплексом средств ПТК при его разработке, монтаже и эксплуатации.

Лингвистическое обеспечение должно удовлетворять требованиям ГОСТ 24.104-85 и быть рассчитано на пользователя, специалиста в своей предметной области, не владеющего универсальными языками программирования или описания алгоритмов.

3.3.2. Лингвистическое обеспечение оператора-технолога должно сводиться к системе видеограмм и текстовых сообщений, снабженных необходимыми меню, помощью и подсказками, при организации диалога персонала с системой. Вся текстовая информация должна быть на русском языке.

3.3.3. Лингвистическое обеспечение разработчиков, наладчиков и обслуживающего персонала ПТК и АСУ ТП в целом должно содержать:

инструментальные средства проектирования системы и разработки программного обеспечения;

средства формирования и ведения баз данных;

средства описания характерных задач управления: первичной обработки информации, автоматического регулирования и управления, действия защит, дистанционного управления;

способы формирования видеограмм, отчетов (протоколов), ведомостей и архивов;

способ включения в систему типовых информационных задач: регистрации и анализа событий, аварийных ситуаций, действия защит; информационно-вычислительных задач, требующих индивидуального подхода при их решении (расчет технико-экономических показателей, диагностика и пр.);

программирование особо быстрых и других специальных задач управления и обработки информации. Языки технологического программирования должны обладать средствами документирования, позволяющими совмещать программирование контроллеров с получением документации в удобной для служб эксплуатации форме.

3.3.4. Лингвистическое обеспечение наладочного и эксплуатационного персонала АСУ ТП должно также включать возможность проведения с помощью простейших операций тестирования, диагностирования и других регламентных работ, настройки системы.

3.4. Требования к информационному обеспечению

3.4.1. Информационное обеспечение ПТК должно удовлетворять следующим требованиям:

обладать достаточностью для выполнения на базе данного ПТК всех автоматизированных функций;

должно быть совместимо с информационным обеспечением других систем или с информационным обеспечением частей одной и той же АСУ ТП, базирующихся на разных ПТК.

3.4.2. В основу построения информационного обеспечения ПТК должны быть положены следующие принципы:

однократный автоматический ввод исходной технологической информации и возможность многократного ее использования;

преобразование входной информации в цифровую форму как можно ближе к месту ее получения;

преобразование выходной информации из цифровой в физическую форму как можно ближе к месту ее использования;

защита от недостоверной и несанкционированной информации и защита отдельных пользователей от излишней информации;

сжатие хранимой информации;

помехоустойчивое кодирование и защита от разрушения и несанкционированного доступа.

3.4.3. Отступления от принципа однократного ввода информации возможны при:

необходимости повышения надежности ввода информации;

наличии специальных требований, предписывающих многократный или раздельный ввод информации;

невозможности выполнения требования передачи информации между отдельными техническими средствами по каналам цифровой передачи в заданное время.

3.4.4. Во всех случаях многократного ввода или получения информации должны предусматриваться меры по предотвращению расхождения информации в системе и выдачи оператору недостоверной информации или сигнализации о существенном расхождении информации в разных частях системы.

3.4.5. Для кодирования технологического оборудования, технологических средств ПТК и информации должна быть использована единая система кодирования входной и выходной информации.

Для удобства восприятия оперативным персоналом информации, выводимой на выходные устройства, должны использоваться термины и сокращения, общепринятые в электроэнергетике.

Должны соблюдаться следующие основные принципы кодирования информации:

набор мнемознаков и их цветовое кодирование должны быть едины для всей системы и должны отражать технологическое функциональное содержание;

нормальная, предупредительная, аварийная и недостоверная информация должна кодироваться различными цветами; эти цвета не должны использоваться для других целей (системные цвета);

для привлечения внимания оператора к вновь появляющейся информации, носящей предупредительный и аварийный характер, должно использоваться мигание вводимой информации;

тексты сообщений должны быть на русском языке.

3.4.6. Тексты должны быть лаконичными, исчерпывающими и едиными по форме. Конкретный вид выводимой информации определяется общими принципами представления информации на экранах мониторов, согласуемыми разработчиком и заказчиком.

Число и порядок расположения текстовых сообщений должны обеспечивать правильную оценку ситуации для принятия обоснованных решений.

3.4.7. Для представления информации оператору должны использоваться следующие виды отображения:

изображения на цветных видеотерминалах и твердые копии этих изображений;

звуковые и световые сигналы;

регистрация событий и справок на печатающих устройствах (принтерах).

3.5. Требования к метрологическому обеспечению

3.5.1. Метрологическое обеспечение ПТК должно создаваться в виде совокупности технических средств, требований, положений, правил, норм и методик, охватывающих все стадии создания ПТК и эксплуатации системы на объекте.

3.5.2. Метрологическое обеспечение распространяется на измерительно-информационные каналы и алгоритмы контроля технологического процесса и оборудования объекта, включая расчетные алгоритмы.

3.5.3. Организационно-технические мероприятия по метрологическому обеспечению должны предусматривать:

определение обобщенных метрологических характеристик измерительного канала по метрологическим характеристикам средств обработки информации и средств измерений;

проведение аттестации измерительных и расчетных каналов;

первичная и периодическая поверка (калибровка) измерительных каналов;

оснащение устройств ПТК аппаратными средствами метрологического контроля, а обслуживающей ПТК лаборатории — высокоточной аппаратурой для проведения поверок и градуировок;

проведение метрологической экспертизы проектной документации;

проверку соответствия фактической реализации проектным решениям.

3.5.4. Для повышения точности измерений могут быть использованы алгоритмы повышения точности, использующие избыточную информацию, имеющуюся в системе управления.

3.5.5. Поставщик ПТК должен представить перечень стендов, образцовых приборов и сервисной аппаратуры, необходимых для

аттестации и поверки измерительных каналов и устройств ПТК, контроля условий их эксплуатации на объекте. Специальные стенды, приборы и устройства, которые не выпускаются промышленностью России, должны поставляться по отдельному заказу изготовителем ПТК.

3.5.6. Для измерительных каналов должна проверяться погрешность на стадии приемки из монтажа и наладки. Метрологическая аттестация измерительных каналов должна проводиться в процессе эксплуатации.

3.5.7. Алгоритм и программы расчетов, производимых системой, должны быть аттестованы в установленном порядке.

Отдельные технические средства и подсистемы, характеристики которых влияют на точность, должны пройти государственные испытания и метрологическую аттестацию.

4. ТРЕБОВАНИЯ К ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПТК

4.1. Требования к безопасности

4.1.1. Требования к безопасности являются приоритетными по отношению к другим требованиям. Программно-технический комплекс должен быть построен таким образом, чтобы ошибочные действия оперативного персонала или отказы технических средств не приводили к ситуациям, опасным для жизни и здоровья людей. Требования к безопасности ПТК должны соответствовать требованиям разд. 2 ГОСТ 24.104-85.

Технические средства ПТК по требованиям защиты человека от поражений электрическим током относятся к классу 1 и должны выполняться в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0-75.

4.1.2. Оборудование ПТК, требующее осмотра или обслуживания при работе энергооборудования, должно устанавливаться в местах, безопасных для пребывания персонала. Конструкция и размещение стоек (шкафов) ПТК должны удовлетворять требованиям электро- и пожаробезопасности в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20-501-95" (М.: СПО ОРГРЭС, 1996), ГОСТ 12.1.004-90 и ГОСТ 12.1.044-89.

Стойки (шкафы) должны быть оснащены механическими блокираторами дверей (крышек), исключающими их самопроизвольное или несанкционированное открытие.

4.1.3. Все внешние элементы технических средств ПТК, находящихся под напряжением, должны быть защищены от случайного прикосновения к ним обслуживающего персонала и иметь предупредительные надписи и гравировки на русском языке, а сами технические средства должны быть заземлены.

Для защиты обслуживающего персонала и ПТК от возникновения разности потенциалов на контуре заземления в местах установки разнесенного оборудования, вызванной короткими замыканиями в электрической части, атмосферными разрядами, протеканием уравнительных токов по контуру заземления и т.п., должны предусматриваться следующие меры:

стойки (шкафы) КТС должны быть изолированы от общестанционного контура заземления, конструкций здания и другого оборудования, установленного в нем;

должен быть реализован отдельный контур заземления ПТК, к которому подключаются корпуса конструктивов. Этот контур должен подключаться к общестанционному контуру защитного заземления в одной точке с помощью изолированной шины (медного кабеля);

в случае необходимости должна быть реализована отдельная шина заземления (спецконтур заземления) для заземления "операционного" нуля ПТК. Эта шина должна соединяться с общестанционным контуром заземления с помощью изолированной шины (медного кабеля);

должно выполняться присоединение экранов и оболочек кабелей к спецконтуру заземления в одной точке со стороны стоек (шкафов) ПТК;

в случае реализации электропитания элементов ПТК от трансформатора собственных нужд с "глухо заземленной нейтралью" защитное зануление должно производиться на выводе подключения стоек к спецконтуру заземления (со стороны стоек ПТК).

4.1.4. Инструкции по эксплуатации технических средств должны включать специальные разделы требований по безопасности установки и технического обслуживания.

4.1.5. Условия пребывания обслуживающего персонала должны соответствовать требованиям санитарных норм.

Размещение оборудования в помещении неоперативного контура управления должно производиться таким образом, чтобы ширина прохода была не менее 1,5 м.

Освещенность в зоне обслуживания КТС нижнего уровня должна быть не менее 250 Лк на высоте 1 м от пола. Освещен-

ность помещений подготовки данных, хранения технической документации, помещения для технического обслуживания и оперативного персонала — не менее 350 Лк на высоте 1 м от пола.

4.1.6. В части противопожарной безопасности должны учитываться требования "Инструкции по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий: РД 34.49.101-87" (М.: Информэнерго, 1987) и СНиП-11-А5-70.

4.2. Требования к надежности

4.2.1. Программно-технический комплекс должен создаваться как восстанавливаемая и ремонтопригодная структура, рассчитанная на длительное функционирование. Требования к показателям надежности технических средств АСУ ТП выбираются исходя из того, что суммарный коэффициент недоиспользования установленной мощности электростанции из-за отказов АСУ ТП не должен превышать одного процента. Периодичность и продолжительность остановов должны регламентироваться графиком ремонтов электрооборудования. Требования к показателям надежности устанавливаются в соответствии с ГОСТ 24.701-86 отдельно для каждой функции (с учетом самодиагностики и восстановления) только для внезапных и независимых отказов. Срок службы ПТК должен быть не менее 10 лет. Должна предусматриваться возможность продления этого срока путем замены отслуживших элементов новыми.

4.2.2. Должны быть использованы следующие основные способы повышения надежности:

повышение аппаратной надежности элементов ПТК;

наличие аппаратной, информационной, функциональной и алгоритмической избыточности, обеспечивающей работоспособность деградированных систем при единичных отказах без останова оборудования;

диагностика технических средств и программного обеспечения;

защита от выдачи ложных команд и недостоверной информации;

рациональное распределение функций управления между техническими средствами и персоналом;

использование рационального человеко-машинного интерфейса, позволяющего быстро и однозначно идентифицировать и управлять ситуацией;

передача и обработка информации в цифровой форме, использование специальных кодов для защиты информации в процессе обмена;

контроль информации на входе, использование избыточности "2 из 2", "2 из 3" в наиболее ответственных случаях; хранение наиболее важной информации и программного обеспечения в энергонезависимом запоминающем устройстве;

защита данных и программного обеспечения от несанкционированного вмешательства;

облегченный режим работы элементов ПТК;

гальваническая развязка каналов, модулей, шин и т.п. ;

организация рациональной эксплуатации ПТК и обеспечение запасными частями;

повышение уровня квалификации обслуживающего персонала.

4.2.3. В качестве показателя надежности[1] принимается среднее время наработки на отказ. Значения этого показателя приведены в табл. 2.

Таблица 2

Наименование функции	Среднее время наработки на отказ, млн. ч
Технологические защиты (на одну защиту)	0,2 / 1*
Управление исполнительными механизмами (на один механизм)	0,2 / 1*
Автоматическое управление (на один канал)	0,1 / 1*
Автоматическое регулирование вспомогательными механизмами (на один контур)	0,05 / 0,1*
Аварийная и предупредительная сигнализация (на один сигнал)	1
Измерения, индикация (на один канал)	0,1
Регистрация (на один канал)	0,1
Расчет оперативных показателей (на один канал)	0,1

* В числителе приведены показатели для несрабатывания, в знаменателе – для ложного срабатывания.

4.2.4. Живучесть системы должна обеспечиваться по основным функциям, в частности при:

повреждении всех кабелей, идущих в одном потоке, канале, туннеле;

[1] Среднее время восстановления (СВТ) – 1 ч.

полной потере электроснабжения со стороны переменного тока системы собственных нужд (на время не более часа);

повреждении любого из одиночных элементов аппаратуры ПТК.

4.3. Требования к достоверности

4.3.1. Для оценки достоверности вводимой аналоговой информации при наличии одного датчика должны применяться следующие методы:

диагностирование наличия питающего напряжения и исправности всех устройств, входящих в канал прохождения информации: датчика, соединительных линий, аналого-цифрового преобразователя, модулей ввода/вывода и т.п. ;

проверка того, что сигнал находится в пределах допустимого диапазона по его крайним значениям;

то же по технологическим границам, которые могут зависеть от текущего состояния энергооборудования;

проверка наличия (или отсутствия) начального значения 4 мА для датчиков унифицированного сигнала 4-20 мА.

4.3.2. Для определения достоверности ряда сигналов может проводиться проверка соответствия сигнала его значению, рассчитанному с использованием других параметров.

4.3.3. При невыполнении одного из условий, указанных в пп. 4.3.1 и 4.3.2, сигнал объявляется недостоверным и запоминается его последнее представительное значение.

Для проверки достоверности дублированных измерений для каждого сигнала проверяются условия п. 4.3.1, и при невыполнении любого из них сигнал объявляется недостоверным. При выполнении указанных условий разность значений сигналов сравнивается с допустимым значением расхождения между сигналами, в случае превышения этого значения оба сигнала объявляются недостоверными, но информация о значении каждого из них сохраняется.

4.3.4. Для проверки достоверности троированных сигналов помимо операций с каждым из сигналов измерений производятся дополнительные преобразования, позволяющие выявить недостоверный, который отбрасывается, а дальнейший до восстановления соответствует дублированным измерениям. Недостоверная информация должна индицироваться и вызывать действие предупредительной сигнализации, а управляющие воздействия, связанные с данной информацией, должны блокироваться.

4.3.5. Контроль достоверности дискретной информации обеспечивается в основном сравнением альтернативных сигналов: "включен" – "отключен". В отдельных случаях достоверность сигнала определяется специальными алгоритмами сравнения параметров.

5. ТРЕБОВАНИЯ К ПОСТАМ УПРАВЛЕНИЯ И ОБСЛУЖИВАНИЯ

5.1. Центральный пункт управления

5.1.1. Центральный пункт управления (ЦПУ) является основным постом управления. Устройства, установленные на ЦПУ и входящие в состав ПТК, должны обеспечивать управление каждым гидроагрегатом (пуск, останов и изменение режимов работы) и изменение его активной и реактивной нагрузок, регулирование активной и реактивной мощности ГЭС, управление коммутационной аппаратурой главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд, управление предтурбинными затворами и затворами водосбросов.

Оперативный персонал ЦПУ должен иметь доступ к любой информации, необходимой для контроля состояния как основного, так и вспомогательного оборудования.

5.1.2. Для контроля и управления электростанцией ЦПУ должен быть оснащен одним или двумя (одно в качестве резерва) автоматизированными местами оператора (АРМ), что не исключает использование в качестве резервных традиционных средств контроля и управления.

5.1.3. Автоматизированное место оператора должно содержать от двух до четырех цветных графических видеомониторов (дисплеев), устройства печати, функциональную и алфавитно-цифровую клавиатуры.

Объем функций управления, реализуемых с помощью функциональной клавиатуры, должен быть уточнен при разработке АСУ ТП с учетом конкретных условий эксплуатации ГЭС.

5.2. Агрегатный щит управления

5.2.1. С агрегатного щита управления (АЩУ) производится управление основным оборудованием данного гидроагрегата при нестандартных режимах его работы, например, при испытани-

ях, опробовании, неисправностях дистанционного управления или контроля и т.д. На АЩУ задается режим работы вспомогательного оборудования: автоматический или ручной. Должна быть выведена вся сигнализация, характеризующая состояние основного и вспомогательного оборудования данного гидроагрегата.

5.2.2. Органы управления и отображения информации, устанавливаемые на АЩУ, могут быть выполнены как в традиционном виде, так и с применением современных средств из состава ПТК. В этом случае на АЩУ должен быть установлен дисплей с функциональной клавиатурой.

5.2.3. С функциональной клавиатуры должно производиться управление оборудованием только данного гидроагрегата. Для управления вспомогательным оборудованием гидроагрегата может предусматриваться помимо автоматического также и дистанционное (при сохранении местного) ручное управление. При этом для управления используется соответствующая аналоговая информация, выведенная на экран дисплея.

5.2.4. На дисплей АЩУ автоматически должна выводиться информация о неисправностях оборудования данного гидроагрегата. При этом начальник смены машинного зала должен иметь возможность вызова на экран дисплея информации о неисправностях любого другого гидроагрегата. По вызову может отображаться вся аналоговая и дискретная информация, относящаяся к данному гидроагрегату.

5.3. Пост оперативного обслуживания и наладки

5.3.1. Пост обслуживания и наладки должен включать в себя технические средства контроля функционирования ПТК и АСУ ТП в целом, средства коррекции программного обеспечения и документации, средства наладки ПТК и АСУ ТП в целом.

5.3.2. Пост должен обеспечивать:

тестирование аппаратуры ПТК, в том числе модулей ввода-вывода;

прием, отображение на экранах видеотерминалов и подробное документирование сообщений о повреждениях в системе управления. Сообщения должны быть представлены на русском языке в четкой форме, позволяющей обслуживающему персоналу АСУ ТП легко идентифицировать неисправности и устранять их путем замены соответствующего модуля;

отображение и документирование сигналов, доступных в АСУ ТП, в том числе сигналов, характеризующих состояние АСУ ТП и технологического объекта;

представление диагностических справок;

структурирование систем автоматического управления и регулирования в режиме диалога;

коррекцию и дополнение прикладного программного обеспечения как на уровне контроллеров, так и операторских станций;

имитацию сигналов.

6. ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПТК

6.1. Требования к условиям эксплуатации ПТК, устанавливаемых в помещениях с обслуживающим или оперативным персоналом (ПЭВМ, видеомониторы, принтеры, клавиатуры и др.) должны соответствовать требованиям ГОСТ 15150-69, исполнение УХЛ, категория размещения 4.1 и технических условий на используемые технические средства.

6.2. Технические средства, устанавливаемые в обслуживаемых помещениях, должны соответствовать ГОСТ 12997-84 группа В4 и надежно функционировать при:

атмосферном давлении в пределах 84 — 106,7 кПа;

магнитных полях постоянного и переменного тока не выше 40 А/м.

Технические средства, устанавливаемые в необслуживаемых помещениях или вблизи технологического оборудования, должны соответствовать ГОСТ 12997-84 группа Д3 и надежно функционировать при:

атмосферном давлении в пределах 84 — 106,7 кПа;

вибрации опор с частотой 0,5 — 50 Гц с амплитудой 0,1 мм;

магнитных полях постоянного и переменного тока не выше 400 А/м;

внешних переменных электрических полях напряженностью не более 10 кВ/мм;

индустриальных радиопомехах;

температуре окружающего воздуха от 10 до 40°С.

6.3. Технические средства, размещаемые непосредственно на технологическом оборудовании, должны устанавливаться в местах, исключающих прямое попадание влаги, агрессивных сред, а

также механические воздействия, либо иметь специальную защиту от перечисленных воздействий.

6.4. Ко всем техническим средствам ПТК должен быть обеспечен удобный подход, они должны быть доступны для индивидуального осмотра, ремонта или замены с постоянных площадок обслуживания без нарушения работы других устройств ПТК или технического оборудования.

6.5. Конструктивное исполнение технических средств, устанавливаемых открыто в машинном зале, должно обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства в их работу посторонних лиц.

7. ТРЕБОВАНИЯ К СТАНДАРТИЗАЦИИ И УНИФИКАЦИИ ПТК

7.1. В составе ПТК должны использоваться технические средства, производимые в соответствии с общепринятыми промышленными стандартами, такими как VME, STD, PC/104 и др., что позволяет использовать широкий арсенал готовых изделий и хорошо известное пользователям программное обеспечение.

7.2. Во всех устройствах ПТК, как правило, должна использоваться единая операционная система из числа наиболее распространенных ОС (MS-DOS, Windows 3.xx/95/NT, QNX, RTXC, OS-9, AMX и др.). Должна обеспечиваться возможность настройки ОС в соответствии с конфигурацией ПТК и его программным обеспечением.

7.3. Средства коммуникации должны обеспечивать поддержку стандартных сетевых протоколов NetBIOS (Ethernet, Novell, Arcnet, Token Ring и др.), протоколов FastDDE и NetDDE, а также сетевых ОС (LANtastic, Novell, Netware, Windows for Workgroups и др.).

7.4. Должна обеспечиваться поддержка стандартов открытого доступа к данным через механизмы межзадачного обмена DDE/NetDDE, ODBC/SQL, OLE/OCX.

7.5. Программирование прикладных программ нижнего уровня, работающих в реальном времени, должно проводиться на стандартных языках программирования (в соответствии с IEC1131-3), позволяющих пользователю описывать автоматизируемый процесс в наиболее легкой и понятной форме.

7.6. Интерфейс с пользователем должен соответствовать международному стандарту GUI, включающему многооконный режим работы, полнографические редакторы, работу с мышью и т.д.

7.7. Для кодирования информации в системе должна быть использована единая система кодирования, например, типа KKS.

7.8. Базовые конструкции — стойки, каркасы, навесные шкафы и т.п. должны выполняться в соответствии с общепринятыми стандартами (например, наиболее распространенным стандартом "Евромеханика", ГОСТ 28601.2-90, ГОСТ 28601.3-90, МЭК 297-2, МЭК 297-3). В конструкциях ПТК должна быть сведена к минимуму номенклатура используемых субблоков и других конструктивных единиц. Конструктивы шкафов, рам, функциональных модулей должны быть унифицированы во всех устройствах ПТК.

7.9. Должно использоваться минимальное количество питающих напряжений.

7.10. Формы представления информации оператору должны быть приближены к проектным изображениям технологических схем и их элементов.

7.11. В УСО вне зависимости от типа используемых входных и выходных сигналов должен использоваться унифицированный интерфейс. Предпочтительным является использование различных промышленных интерфейсов ввода/вывода (Profibus, Interbus-S, DeviceNet и др.). Рекомендуется применение современных, реализованных в стандарте IndastryPack, мезонинных модулей ввода/вывода, обеспечивающих организацию чрезвычайно гибкого ввода/вывода, не привязанного к конкретному конструктиву.

8. ТРЕБОВАНИЯ К ПРИЕМКЕ ПТК

8.1. К приемке должен быть предъявлен комплект ПТК, включающий:

комплекс технических средств, смонтированных и соединенных в соответствии с рабочими чертежами монтажа КТС и подготовленных к эксплуатации с аппаратурой и инструментами для обслуживания;

эксплуатационную документацию, содержащую все сведения о системе, необходимые для освоения ПТК и обеспечения его нормальной эксплуатации;

программное обеспечение в виде программ на машинных носителях информации и сопровождающую его программную документацию;

техническую документацию для службы эксплуатации ПТК и комплекс необходимых технических средств для оснащения этих служб;

приборы и устройства для проверки работоспособности и наладки технических средств и контроля метрологических характеристик измерительных каналов ПТК, а также ЗИП, в объеме, согласованном с заказчиком и службой метрологии пользователя.

8.2. Программно-технический комплекс должен пройти следующие виды испытаний:

предпоставочные заводские испытания;
наладочные испытания;
предварительные испытания;
опытную эксплуатацию;
приемочные испытания.

Наладочные испытания, предварительные испытания, опытная эксплуатация, приемочные испытания проводятся на объекте в составе АСУ ТП. В актах о проведении этих испытаний отдельно фиксируются результаты испытаний ПТК.

8.2.1. Предпоставочные испытания

Предпоставочные заводские испытания проводятся поставщиком в присутствии заказчика. Целью испытаний является подтверждение соответствия скомплектованного ПТК установленным техническим требованиям.

8.2.2. Наладочные испытания

8.2.2.1. Наладочные испытания ПТК проводятся на объекте одновременно с вводом в действие основного оборудования. Целью испытаний является наладка аппаратных и программных средств ПТК в рабочих условиях и приведение их характеристик в соответствие с реальными свойствами объекта управления.

8.2.2.2. Наладочные испытания организует заказчик совместно с поставщиком ПТК. Испытания проводятся по программе, составленной поставщиком ПТК и согласованной с заказчиком и наладочной организацией.

8.2.2.3. В программе испытаний должна быть предусмотрена аттестация измерительных каналов, которая должна проводиться в ручном режиме с автоматической регистрацией результатов.

8.2.3. Предварительные испытания

8.2.3.1. Предварительные испытания проводятся для определения работоспособности АСУ ТП в целом и ПТК в ее составе и решения вопроса о возможности приемки системы управления в опытную эксплуатацию.

8.2.3.2. Программа предварительных испытаний составляется разработчиками АСУ ТП совместно с поставщиками ПТК и утверждается заказчиком. Программа должна предусматривать проведение испытаний в нормальных условиях и при типовых нарушениях (ошибки персонала, отказ отдельных устройств, нарушение электропитания и др.). Испытания организуются заказчиком и проводятся совместно разработчиками АСУ ТП, ПТК и заказчиком на действующем оборудовании.

8.2.3.3. По результатам предварительных испытаний составляется заключение о возможности приемки АСУ ТП (и ПТК в ее составе) в опытную эксплуатацию, а также перечень необходимых доработок со сроками их выполнения.

8.2.4. Опытная эксплуатация АСУ ТП

8.2.4.1. Опытная эксплуатация проводится для проверки правильности функционирования АСУ ТП и ПТК в ее составе на действующем оборудовании при выполнении каждой автоматизированной функции.

8.2.4.2. Продолжительность опытной эксплуатации:

для функций, выполняемых непрерывно,— не менее 1 мес;

для функций, реализующих автоматизацию пусковых операций,— не менее 3 мес. Кроме того, должно быть проведено не менее 5 успешных автоматизированных пусков-остановов из разных состояний и продемонстрирована надежная работа системы автоматического управления мощностью в нормальных режимах и при имитации аварийной ситуации.

8.2.4.3. По результатам опытной эксплуатации составляется акт о завершении работ по проверке АСУ ТП и ПТК в режиме опытной эксплуатации.

8.2.5. Приемочные испытания АСУ ТП

8.2.5.1. Приемочные испытания АСУ ТП проводятся для определения возможности ввода системы в работу и соответствия ее характеристик требованиям технического задания или другого регламентирующего документа.

8.2.5.2. По результатам приемочных испытаний комиссия составляет протокол и акт о вводе АСУ ТП и ПТК в ее составе в эксплуатацию.

8.2.5.3. Определение фактических значений показателей технико-экономической эффективности и надежности АСУ ТП производится после ее ввода в действие.

8.3. Должны обеспечиваться следующие гарантийные обязательства:

8.3.1. Разработчик должен гарантировать надежную и эффективную работу ПТК в целом (включая средства, используемые им как комплектующие изделия) в соответствии с оговоренными в ОТТ показателями.

8.3.2. Гарантийный срок на ПТК должен быть 12 мес со дня его приемки в промышленную эксплуатацию (подписание акта приемки), но не более 24 мес после поставки. В этот период поставщик ПТК должен производить гарантийный ремонт и обслуживание. В дальнейшем на весь срок службы ПТК поставщик должен гарантировать поставку за отдельную плату ЗИП в необходимом объеме.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 3

2. ТРЕБОВАНИЯ К ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЕ 4
2.1. Состав функций 4
2.2. Требования к информационным функциям 6
2.2.1. Сбор и обработка аналоговых сигналов 6
2.2.2. Сбор и обработка дискретных сигналов 6
2.2.3. Архивация (накопление данных в архиве) 8
2.2.4. Техническая диагностика 8
2.2.5. Расчет технико-экономических показателей 10
2.2.6. Отображение информации 10
2.2.7. Технологическая сигнализация 11
2.2.8. Типовые прикладные функции 13
2.2.9. Протоколирование информации 15
2.3. Требования к управляющим функциям 16
2.3.1. Групповое регулирование активной мощности 16
2.3.2. Групповое регулирование напряжения и реактивной мощности 19
2.3.3. Рациональное управление составом агрегатов 20
2.3.4. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности гидроагрегата 22
2.3.5. Технологическая автоматика 23
2.3.6. Управление вспомогательным оборудованием 25
2.4. Вспомогательные (сервисные) функции 26

3. ТРЕБОВАНИЯ К ВИДАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ 26
3.1. Требования к техническому обеспечению 26
3.1.1. Общие положения 26
3.1.2. Контроллеры 27

3.1.3. Устройства связи с объектом 28
3.1.4. Средства отображения 32
3.1.5. Средства ввода информации оператором 32
3.1.6. Хранение и архивирование информации 33
3.1.7. Системы и средства передачи информации 34
3.1.8. Устройства электропитания 34
3.1.9. Сервисные средства и ЗИП 35
3.1.10. Система единого времени 35
3.2. Требования к программному обеспечению 35
3.2.1. Общие требования 35
3.2.2. Требования к базовому программному обеспечению 36
3.2.3. Требования к прикладному программному обеспечению 39
3.3. Требования к лингвистическому обеспечению 39
3.4. Требования к информационному обеспечению 40
3.5. Требования к метрологическому обеспечению 42

4. ТРЕБОВАНИЯ К ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПТК 43
4.1. Требования к безопасности 43
4.2. Требования к надежности 45
4.3. Требования к достоверности 47

5. ТРЕБОВАНИЯ К ПОСТАМ УПРАВЛЕНИЯ И ОБСЛУЖИВАНИЯ 48
5.1. Центральный пункт управления 48
5.2. Агрегатный щит управления 48
5.3. Пост оперативного обслуживания и наладки 49

6. ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПТК 50

7. ТРЕБОВАНИЯ К СТАНДАРТИЗАЦИИ И УНИФИКАЦИИ ПТК 51

8. ТРЕБОВАНИЯ К ПРИЕМКЕ ПТК 52

Подписано к печати 20.12.99 Формат 60 × 84 1/16
Печать ризография Усл.печ.л. 3,5 Уч.-изд. л. 3,6 Тираж 130 экз.
Заказ № 168 Издат. № 99147

Лицензия № 040998 от 27.08.99 г.

Производственная служба передового опыта эксплуатации
энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер., д. 15

gost.e-ecolog.ru