

Приложение 1  
к распоряжению ПАО «РусГидро»  
от 19.01.2017 № 17р

---

**ВРЕМЕННЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ. УСЛОВИЯ  
СОЗДАНИЯ. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ  
ПЕРСОНАЛУ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ**

## Содержание

1 Общие положения.....	1
2 Нормативные ссылки.....	2
3 Термины и определения.....	4
4 Сокращения.....	8
5 Общие требования к задаче отображения технологической информации.....	10
5.1 Требования к составу аналоговой и дискретной информации о нормальных и аварийных режимах, директив и рекомендаций по ведению режима.....	10
5.2 Требования к представлению данных на АРМ пользователей АСУ ТП ГЭС.....	12
5.3 Распределение задач, реализуемых на АРМ различных групп персонала.....	15
6 Требования по представлению текущей информации о технологическом процессе на ГЭС.....	16
6.1 Информация о возникшей неисправности или аварии должна сопровождаться.....	16
6.2 Требования к представлению активной мнемосхемы.....	17
6.3 Требования к представлению информации в журналах событий и журналах сигнализации.....	18
6.4 Требования к ведению протоколов действий оператора.....	20
6.5 Требования к контролю за производством оперативных переключений средствами АРМ.....	21
6.6 Требования к контролю времени работы генераторов и трансформаторов при перегрузках.....	22
6.7 Требования к регистрации технологических показателей режима работы гидроагрегатов.....	22
6.8 Требования к регистрации КПД гидротурбины и генератора.....	25
7 Технические требования к обработке и представлению аварийной информации.....	26
7.1 Требования к обработке аварийной информации.....	26
7.2 Требования к представлению и систематизации аварийной информации.....	26
8 Состав производственно-технологических задач. Требования к производственно-технологическим задачам.....	28
8.1 Общие требования к задачам документооборота в составе АСУ ТП ГЭС.....	28
8.2 Требования к подготовке и выдаче сменной, суточной и месячной ведомостей о работе ГЭС.....	28
8.3 Требования к отчетам по классификации отказов и неисправностей основного и вспомогательного оборудования.....	30

Приложение А (рекомендуемое) Разделение сигналов, выводимых  
в журнал событий и журнал сигнализации, по группам событий.  
Текст статуса события, выводимый в журнал событий..... 32

ВРЕМЕННЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПАО «РусГидро»

---

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ. УСЛОВИЯ  
СОЗДАНИЯ. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ  
ПЕРСОНАЛУ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ**

---

Дата введения \_\_\_\_\_

## **1 Общие положения**

1.1 Настоящие Временные методические указания (далее – Методические указания) являются локальным нормативным документом ПАО «РусГидро» и устанавливают требования к автоматизированным системам управления технологическими процессами по представлению информации персоналу ГЭС в целях обеспечения наблюдаемости и управляемости объектов ГЭС в нормальных и аварийных режимах их работы.

1.2 Методические указания предназначены для обязательного применения в ПАО «РусГидро» и в его филиалах.

1.3 Требования Методических указаний обязаны выполнять любые сторонние организации и физические лица, выполняющие работы (оказывающие услуги) в области их применения по договорам с ПАО «РусГидро» и (или) с его филиалами.

1.4 Обязательность применения требований и норм Методических указаний для всех поименованных выше субъектов ограничена их деятельностью на объектах, расположенных в Российской Федерации, владельцами или инвесторами (застройщиками) которых являются ПАО «РусГидро».

1.5 Требования Методических указаний обязательны к применению при проектировании АСУ ТП ГЭС, ее изготовлении, вводе в действие при новом строительстве и реконструкции объектов ГЭС.

1.6 При расхождении требований Методических указаний с требованиями иных локальных нормативных документов ПАО «РусГидро», выпущенных до их утверждения, необходимо руководствоваться требованиями Методических указаний.

1.7 При вводе в действие (внесении изменений) в нормативные правовые и (или) нормативные технические акты, требования которых отличаются от приведенных в Методических указаниях, следует руководствоваться требованиями вновь введенных (измененных) документов до внесения в Методические указания соответствующих изменений.

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящих Методических указаниях использованы нормативные ссылки на следующие нормативные правовые акты и иные документы:

Федеральный закон от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации»

Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

Федеральный закон от 21.07.1997 № 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений»

Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

Постановление Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846 «Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229

ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 2.602-13 Единая система конструкторской документации. Ремонтные документы

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции

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

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

ГОСТ 17703-72\* Аппараты электрические коммутационные. Основные понятия. Термины и определения

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

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения  
ГОСТ 19919-74 Контроль автоматизированный технического  
состояния изделий авиационной техники. Термины и определения

ГОСТ 23887-79 Сборка. Термины и определения

ГОСТ 25866-83 Эксплуатация техники. Термины и определения

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на  
автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и  
определения

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 28853-90 Установки, приборы, устройства, блоки, модули  
функциональные агрегатного комплекса технических средств для локальных  
информационно-управляющих систем (КТС ЛИУС). Общие технические  
требования

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

СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и  
определения

СТО 17330282.27.140.009-2008 Автоматизированные системы  
управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Организация  
эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 17330282.27.140.010-2008 Автоматизированные системы  
управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания.  
Нормы и требования

**Примечание** - при пользовании Методическими указаниями целесообразно  
проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего  
пользования; стандартов – на официальном сайте национального органа Российской  
Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому  
информационному указателю "Национальные стандарты", который опубликован по  
состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым  
информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный  
документ заменен (изменен), то при пользовании Методическими указаниями следует  
руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ  
отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части,  
не затрагивающей эту ссылку.

### **3 Термины и определения**

В настоящих Методических указаниях применены понятия в  
соответствии с их значениями, установленными Федеральным законом от

26.06.2008 № 102-ФЗ, Федеральным законом от 21.07.1997 № 117-ФЗ, Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ, Постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 № 846, термины – по ГОСТ 2.601-2013, ГОСТ Р 27.002-89, ГОСТ 34.003-90, ГОСТ 15467-79, ГОСТ 16504-81, ГОСТ 17703-72, ГОСТ 18322-78, ГОСТ 19431-84, ГОСТ 19919-74, ГОСТ 20911-89, ГОСТ 28853-90, ГОСТ 25866-83, ГОСТ 23887-79, СТО 17330282.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 аварийный режим работы оборудования:** Режим работы оборудования, характеризующийся параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов и иных обязательных требований, и ведущий к угрозе повреждения оборудования.

**3.2 аварийный (или предупредительный) сигнал:** Сигнал, которому присвоен статус аварийного (или предупредительного).

**3.3 аварийное событие:** Изменение состояния совокупности сигналов, характеризующих состояние технической системы, и опознаваемое логикой автоматизированной системы управления как аварийное.

П р и м е ч а н и е - аварийное событие характеризуется совокупностью аварийных и предупредительных сигналов.

**3.4 авария:** Технологические нарушения на объекте электроэнергетики и (или) энергопринимающей установке, приведшие к разрушению или повреждению зданий, сооружений и (или) технических устройств (оборудования) объекта электроэнергетики и (или) энергопринимающей установки, неконтролируемому взрыву, пожару и (или) выбросу опасных веществ, отклонению от установленного технологического режима работы объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих установок, нарушению в работе релейной защиты и автоматики, автоматизированных систем оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике или оперативно-технологического управления либо обеспечивающих их функционирование систем связи, полному или частичному ограничению режима потребления электрической энергии (мощности), возникновению или угрозе возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы.

**3.5 автоматизированная система:** Система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций.

**3.6 автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП):** Автоматизированная система, объектом управления которой является технологический процесс.

**3.7 автоматизированное рабочее место (АРМ):** Программно-технический комплекс автоматизированной системы, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида.

**3.8 архивированная (архивная) информация (архив):** Сохраненная в базе данных информация зарегистрированных параметров и событий АСУ ТП для обеспечения возможности оперативного и ретроспективного анализа состояния и режимов работы оборудования.

**3.9 база данных (БД):** Совокупность специально организованных хранимых данных, относящихся к определенному объему или кругу деятельности, обновляемых и логически связанных между собой.

**3.10 гидроэлектростанция (ГЭС):** Электростанция, преобразующая механическую энергию воды в электрическую энергию.

**3.11 датчики:** Технические средства, предназначенные для измерения и преобразования технологических параметров (напряжение, ток, частота, мощность, давление, уровень, температура и др.) в измерительную информацию (в виде унифицированных аналоговых сигналов или дискретных сигналов, либо в цифровой форме), пригодную для использования в АСУ ТП.

**3.12 дежурный работник объекта электроэнергетики (ГЭС):** Штатный работник организации собственника (эксплуатирующей организации), уполномоченный на выдачу и выполнение команд по управлению электроэнергетическим режимом ГЭС, а также на непосредственное воздействие на ее органы управления.

**3.13 допустимое время работы в зоне запрещенной работы гидроагрегата:** Время прохождения запрещенной зоны с максимально допустимой скоростью набора и сброса нагрузки.

**3.14 зона запрещенной работы эксплуатационной характеристики гидроагрегата:** Диапазон мощностей эксплуатационной характеристики в зависимости от напора, работа гидроагрегата в котором допускается только на время прохождения в зоны допустимой работы, а также в случае возникновения системных аварий на период их ликвидации, но не более, чем на время, указанное заводом производителем оборудования в эксплуатационных документах.

**Примечание** - как правило, зона запрещенной работы обосновывается недопустимыми значениями параметров вибрации и устанавливается указанием завода изготовителя турбины.

**3.15 зона ограниченной во времени (не рекомендованной) работы гидроагрегата:** Диапазон мощностей эксплуатационной характеристики гидроагрегата в зависимости от напора, длительность работы в котором ограничивается по времени.

**Примечание** - зона ограниченной работы характеризуется повышенными значениями параметров вибрации или других технологических величин. Работа гидроагрегата в зоне ограниченной работы допускается, но ограничивается по длительности указаниями завода-изготовителя. Эксплуатационная характеристика гидроагрегата может содержать одну или несколько зон ограниченной работы с различным допускаемым временем пребывания в них. Как правило, единовременный период работы гидроагрегата в данных зонах должен быть минимальным и определяться временем перераспределения нагрузок между работающими и находящимися в резерве гидроагрегатами для их перевода в зоны допустимой работы

**3.16 квитиование:** Подтверждение приема аварийного или предупредительного сигнала оператором путем нажатия на соответствующий этому сигналу мнемознак.

**3.17 мнемознак:** Условное статическое или динамическое графическое изображение на мнемосхеме контролируемого оборудования (объекта).

**3.18 мнемосхема (схема в мнемонической форме):** Графическая модель, отображающая динамически изменяющуюся схему управляемого оператором объекта на АРМ или на средствах отображения коллективного пользования (мнемошит, видеостена).

**3.19 мониторинг:** Непрерывное наблюдение и регистрация параметров состояния и функционирования контролируемого объекта с помощью средств автоматизации.

**3.20 оперативный персонал гидроэлектростанции:** Штатные дежурные работники организации собственника (эксплуатирующей организации), уполномоченные на выдачу и выполнение команд по управлению энергетическим режимом конкретной ГЭС, а также на непосредственное воздействие на органы управления гидроагрегатами этой ГЭС.

**3.21 оператор:** Работник из числа оперативного персонала, управляющий техническими средствами и оборудованием АСУ ТП.

**3.22 программно-технический комплекс (ПТК):** Совокупность средств автоматизации, вычислительной техники, программного обеспечения и средств создания и заполнения машинной информационной базы при вводе

автоматизированной системы в действие, достаточных для выполнения одной или более задач системы.

**3.23 противоаварийная автоматика:** Совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима энергосистемы.

**3.24 режимная автоматика:** Совокупность устройств обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для регулирования параметров режима энергосистемы (частоты электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощности).

**3.25 регистрация последовательности событий:** Хронологически упорядоченная запись событий с привязкой ко времени их возникновения.

**3.26 релейная защита:** Совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий, замыканий на землю и других ненормальных режимов работы линий электропередачи и оборудования, которые могут привести к их повреждению и/или нарушению устойчивости энергосистемы, формирования управляющих воздействий на отключение коммутационных аппаратов с целью отключения этих линий электропередачи и оборудования от энергосистемы, формирования предупредительных сигналов.

**3.27 релейная защита и автоматика:** Релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики.

**3.28 сетевая автоматика:** Совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва, автоматика опережающего деления сети.

**3.29 сигнал:** Материальный носитель информации, используемый для передачи сообщений (событий).

*Примечание* - сигналом может быть любой физический процесс, параметры которого изменяются в соответствии с передаваемым сообщением.

**3.30 система:** Совокупность элементов, объединенная связями между ними и обладающая определенной целостностью.

**3.31 система регистрации аварийных событий и процессов (РАС):** Функциональная подсистема АСУ ТП или автономная система для станций, не оснащенных АСУ ТП, обеспечивающая выполнение функций регистрации, архивирования и отображения информации о процессах возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций в главной схеме станции и прилегающих участках сетей.

**3.32 системный оператор:** Специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в пределах Единой энергетической системы России и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, влияющих на электроэнергетический режим работы энергетической системы, в том числе потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

**3.33 событие:** Изменение состояния сигнала или совокупности сигналов, характеризующих состояние технической системы.

**3.34 технический руководитель гидроэлектростанции (ГЭС):** Лицо в штате организации собственника (эксплуатирующей организации), уполномоченное принимать решения и отдавать распоряжения по всем техническим вопросам касательно оборудования и сооружений данной гидроэлектростанции.

## **4 Сокращения**

АВР – автоматический ввод резерва;

АРВ – автоматический регулятор возбуждения;

АРЗ – аварийно-ремонтный затвор;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АРН – автоматическое регулирование напряжения;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АРЧМ – автоматическое регулирование частоты и мощности;

АС – аварийное событие;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

АТ – автотрансформатор;

БД – база данных;

ГА – гидроагрегат;

ГАЭС – гидроаккумулирующая электрическая станция;

ГРАМ – групповое регулирование активной мощности;  
ГРАРМ – групповое регулирование активной и реактивной мощности;  
ГРНРМ – групповое регулирование напряжения и реактивной мощности;  
ГТС – гидротехническое сооружение;  
ГЩУ – главный щит управления;  
ГЭС – гидроэлектростанция;  
ДЗШ – дифференциальная защита шин;  
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;  
КА – коммутационный аппарат;  
КВД – компрессор высокого давления;  
КИВ – контроль изоляции ввода;  
КНД – компрессор низкого давления;  
КПР – контроль предшествующего режима;  
КРУ – комплектное распределительное устройство;  
КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;  
КПД – коэффициент полезного действия;  
КСТСБ - комплекс систем технических средств безопасности;  
ЛВС – локальная вычислительная сеть;  
ЛЭП – линия электропередачи;  
МНУ – маслонапорная установка;  
МП – микропроцессорное;  
МПРЗА – микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики;  
НТД – нормативно-техническая документация;  
ОДС – оперативно-диспетчерская связь;  
ОМП – определение места повреждения;  
ОРУ – открытое распределительное устройство;  
ОТС – оперативное технологическое событие;  
ПА – противоаварийная автоматика;  
ПКЭ – показатель качества электроэнергии  
ППУ – подстанционный пульт управления;  
ПС – предупредительное событие;  
ПТК – программно-технический комплекс;  
ПТС – производственно-техническая служба;  
РАС – регистрация аварийных событий;  
РЗА – релейная защита и автоматика;

РПН – регулирование под нагрузкой;  
РУСА – выбор состава работающих агрегатов при нормальных режимах работы ГЭС и его реализация (функция рационального управления составом агрегатов);  
САУ – система автоматического управления;  
СОЕВ – система обеспечения единого времени;  
СК – синхронный компенсатор;  
СМО – служба мониторинга оборудования;  
СМНР – система мониторинга переходных режимов;  
СО – системный оператор;  
СОПТ – система оперативного постоянного тока;  
ССПИ – система сбора и передачи информации;  
СТСУ – служба технологических систем управления;  
Т – трансформатор;  
ТБД – технологическая база данных;  
ТГ – блок трансформатор-гидроагрегат(ы);  
ТН – трансформатор напряжения;  
ТТ – трансформатор тока;  
УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд;  
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;  
УСО – устройство связи с объектом;  
УСПД – устройство связи и передачи данных;  
ФОЛ – фиксация отключения линии;  
ЦППС – центральная приемо-передающая станция;  
ЧМИ – человеко-машинный интерфейс;  
ЩПТ – щит постоянного тока;  
ЩСН – щит собственных нужд.

## **5 Общие требования к задаче отображения технологической информации**

### **5.1 Требования к составу аналоговой и дискретной информации о нормальных и аварийных режимах, директив и рекомендаций по ведению режима**

Средствами АСУ ТП персоналу ГЭС должна представляться следующая информация:

5.1.1 параметры электрического режима: значения фазных и линейных токов и напряжений,  $3U_0$  и  $3I_0$ , частота, активная и реактивная мощность,  $\cos \varphi$ , энергия и др., включая дорасчитанные неизмеряемые параметры, выраженные в именованных единицах с учетом коэффициентов трансформации ТТ, ТН;

5.1.2 отображение состояния технологических объектов ГЭС, технологические показатели работы технологического оборудования ГЭС, наработки, остаточный ресурс коммутационных аппаратов и силового оборудования, отображение неготовности аппаратуры к управлению и потери достоверности информации (в том числе – в части положения коммутационной аппаратуры, работоспособности устройств АСУ ТП, инженерной инфраструктуры, работоспособности резервного оборудования и возможности его ввода) и др.;

5.1.3 предупредительные и аварийные уставки параметров, сигналы их превышения;

5.1.4 показатели качества электроэнергии (ПКЭ), предупредительные сигналы о нарушении ПКЭ;

5.1.5 состояние коммутационных аппаратов и технологического оборудования ГЭС;

5.1.6 данные от устройств защиты (электрической и технологической), контроллеров ЩСН/ЩПТ, подсистем мониторинга технологического оборудования и других смежных систем и подсистем;

5.1.7 осциллограммы в формате COMTRADE. Допускается просмотр и передача аварийной информации в оригинальном формате разработчика устройств РЗА для возможности ее анализа штатными программами разработчика или перекодирования в формат COMTRADE на верхнем уровне АСУ ТП;

5.1.8 данные оценки работоспособности и исправности источников информации;

5.1.9 действующие директивы управления, заданные средствами ЧМИ с отображением ответной информации, поступающей от управляемого объекта;

5.1.10 задания по ведению режима, поступающие от вышестоящих центров управления (диспетчерские центры филиалов ПАО «РусГидро», филиалы СО ЕЭС);

5.1.11 дискретные и аналоговые сигналы должны иметь метки времени, присвоенные контроллерами, синхронизированными с СОЕВ; признак достоверности сигналов.

## **5.2 Требования к представлению данных на АРМ пользователей АСУ ТП ГЭС**

5.2.1 В основу построения системы отображения информации на АРМ пользователей АСУ ТП ГЭС должны быть положены следующие принципы:

5.2.1.1 Пользователь АРМ должен иметь доступ ко всей информации, позволяющей качественно и количественно оценить состояние объекта или подсистемы в рамках, определяемых должностными инструкциями и действующими регламентами. Информация должна отображаться посредством динамических (меняющих свое состояние) мнемознаков и текстовой информации, содержащейся в графических видеокадрах, таблицах, графиках, меню с возможностью выбора мнемосхемы или фрагмента. Система отображения, устанавливаемая на АРМ, должна предоставлять возможность отображать получаемую информацию в виде мнемосхем, таблиц, графиков (трендов), гистограмм, анимированных графически элементов, панелей сигнализации, панелей управления, журналов событий и журналов сигнализации.

5.2.1.2 Выбор мнемосхемы и фрагмента должен осуществляться оператором. Должна быть обеспечена навигация по видеокадрам по принципу «от общего к частному» и наоборот с помощью меню и/или объектов экранной формы. Вывод количественной информации при аварии или смене режима должен производиться по требованию подачей однократного сигнала (нажатием клавиши или экранной кнопки) из любой видеоформы.

5.2.1.3 Представление информации персоналу должно производиться с использованием всех современных средств отображения: изменения цветовой гаммы, вывода информации в графической, табличной и обобщенной форме, использования аудиосредств, мнемощитов, экранов коллективного пользования.

5.2.1.4 Система должна обеспечивать возможность модификации видеоформ и шаблонов печатных (электронных) макетов силами обслуживающего персонала АСУ ТП ГЭС, с использованием встроенного прикладного программного обеспечения.

5.2.1.5 Система должна обеспечивать доступ только для зарегистрированных пользователей, имеющих персональный логин и пароль или прошедших авторизацию электронными средствами.

5.2.1.6 Вся экранная информация, выводимая на АРМ, в том числе служебные сообщения, должны быть выполнены на русском языке.

5.2.1.7 Система должна обеспечивать возможность блокирования АРМ вручную оператором и автоматически, по прошествии времени, в случае покидания оператором рабочего места (переход в состояние «пользователь не определен») с запретом воздействия на систему.

5.2.1.8 Доступ к архивам должен осуществляться со всех АРМ верхнего уровня АСУ ТП ГЭС.

5.2.1.9 Экранные формы должны иметь области (поля) для отображения алфавитно-цифровой информации, журналов сигнализации (аварийной, предупредительной), событий (используемый для анализа хронологии изменения всех контролируемых в АСУ ТП дискретных сигналов), таблиц, графиков, гистограмм, анимированных графически элементов в виде заранее заданных макетов, с функцией произвольного выбора оператором выводимых параметров и других элементов графического интерфейса для представления технологических и технико-экономических показателей функционирования оборудования ГЭС.

5.2.1.10 Должны быть обеспечены функции формирования отчетной информации, в том числе на бумажных носителях, в виде заранее заданных макетов, а также с возможностью произвольного выбора оператором выводимых параметров.

5.2.1.11 Должна быть обеспечена возможность квитирования предупредительных и аварийных сигналов.

5.2.1.12 Должна быть предусмотрены окна выдачи команд управления с элементами непосредственного управления исполнительным органом; для управления каждым исполнительным органом интерфейс должен содержать одно окно, при этом для одинаковых типов исполнительных органов должны использоваться идентичные окна управления.

5.2.2 В составе АСУ ТП ГЭС задачи отображения технологической информации должны функционировать на автоматизированных рабочих местах различных служб.

По своей иерархической принадлежности АРМ должны подразделяться на два уровня:

- АРМ верхнего уровня АСУ ТП ГЭС;
- АРМ агрегатного уровня (АРМ местного управления).

5.2.3 АРМ верхнего уровня АСУ ТП ГЭС должны подразделяться на три основные группы пользователей:

- АРМ административно-технического персонала;
- АРМ оперативного контроля и управления;
- АРМ инженерно-технического персонала.

5.2.4 К АРМ местного управления относятся:

- АРМ локальных САУ.

5.2.5 Количество и состав АРМ, в том числе средств отображения, должны определяться на этапе проектирования с учетом местных особенностей и условий и согласовываться с Заказчиком.

5.2.6 По уровню детализации представления информации АРМ АСУ ТП должны быть построены по иерархическому принципу «от общего к частному». В АСУ ТП должны быть выделены следующие уровни детализации:

- уровень представления состояния ГЭС;
- уровень оперативного управления ГЭС;
- уровень детализации информации о состоянии средств и систем ГЭС.

5.2.7 Уровень представления состояния ГЭС должен содержать:

- электрические, гидравлические и технологические схемы объекта в мнемонической форме;
- главную мнемосхему электрических соединений;
- мнемосхемы электрических соединений ОРУ, ЗРУ, КРУ и т.д.;
- генеральный план расположения оборудования с территориальной привязкой, схемой силовых кабельных линий.

5.2.8 Уровень оперативного управления должен содержать:

- мнемосхемы электрические и технологические схемы объекта управления;
- планы расположения оборудования и узлов системы управления на объекте управления с территориальной привязкой;
- мнемосхему диагностики состояния основного оборудования;
- мнемосхемы диагностики и контроля технического состояния устройств и систем автоматизации и управления;
- справочные сообщения, средства технической помощи оперативному персоналу в нештатных ситуациях;
- прогноз режима ГЭС при изменении состояния коммутационного оборудования, контроль наличия напряжения на элементах главной схемы и токов в элементах главной схемы;
- задания по ведению режима, поступающие от вышестоящих центров управления или экспертных систем;
- средства подготовки и контроля исполнения бланков переключений
- средства контроля за производством оперативных переключений.

5.2.9 Уровень детализации информации о состоянии средств и систем ГЭС должен содержать:

- мнемосхемы участков электрических и технологических схем, содержащих элементы, функционально связанные с работой рассматриваемого узла или участка;
- мнемосхему диагностики состояния основного оборудования, функционально связанного с работой рассматриваемого узла или участка;
- схемы диагностики и контроля технического состояния устройств и систем автоматизации и управления в мнемонической форме;
- схемы диагностики и контроля состояния гидротехнических сооружений в мнемонической форме;
- мнемосхемы состояния и диагностики оборудования АСУ ТП, технологических и электрических защит, ПА, систем регулирования, связи и других систем автоматизации и управления с отображением структуры системы, а также информационных связей, как компонент системы, так и связей с внешними информационными системами;
- окна параметрирования и настройки контролируемых элементов, узлов и участков средств и систем автоматизации и управления;

5.2.10 По умолчанию на АРМ должен быть реализован человеко-машинный интерфейс, определяемый должностными обязанностями персонала ГЭС:

- для АРМ административно-технического персонала – уровень представления состояния ГЭС;
- для АРМ оперативного контроля и управления – уровень оперативного управления;
- для АРМ инженерно-эксплуатационного персонала – уровень детализации информации о состоянии средств и систем ГЭС.

5.2.11 Для повышения живучести, надежности верхнего уровня АСУ ТП необходимо устанавливать на ГЭС резервированные АРМ оперативного контроля и управления.

5.2.12 Каждое АРМ должно быть специализировано под выполняемые задачи и иметь соответствующий интерфейс (мнемокадры, система меню, мнемознаки, способы группировки информации).

### **5.3 Распределение задач, реализуемых на АРМ различных групп персонала**

5.3.1 АРМ административно-технического персонала должно обеспечивать контроль за текущим состоянием работы основного

оборудования ГЭС, анализ его функционирования и формирование отчетных документов ГЭС по архивным данным технологических показателей (учет электрической энергии, показатели водного режима, показатели работы гидроагрегатов, линий электропередач, силовых трансформаторов, вспомогательного оборудования), контроль за действиями оперативного и инженерно-эксплуатационного персонала, просмотр и анализ осциллограмм аварийных процессов.

5.3.2 АРМ оперативного контроля и управления должно обеспечивать контроль и управление:

- режимами и параметрами работы гидроагрегатов;
- оборудованием гидротехнических сооружений;
- вспомогательным оборудованием ГЭС;
- режимами ГРАМ, ГРНРМ, РУСА;
- электротехническим оборудованием главной схемы и схемы собственных нужд.

АРМ оперативного контроля и управления должны обеспечивать обучение и тренировку дежурного персонала.

5.3.3 АРМ инженерно-эксплуатационного персонала должно обеспечивать выполнение задач:

- анализа и диагностики технического состояния узлов основного и вспомогательного оборудования ГЭС, просмотра и анализа осциллограмм аварийных процессов;
- диагностики технических средств подсистем АСУ ТП;
- конфигурирования различных микропроцессорных устройств и комплексов,
- наладки прикладного программного обеспечения АСУ ТП, обеспечение ведения БД, администрирование систем и сетей.

## **6 Требования по представлению текущей информации о технологическом процессе на ГЭС**

**6.1 Информация о возникшей неисправности или аварии должна сопровождаться**

- обобщенными световыми сигналами и расшифровывающими их сообщениями на устройствах отображения в составе ПТК АСУ ТП;
- обобщенными звуковыми сигналами посредством включения устройств звуковой сигнализации (звонки, гудки, звуковые колонки), избирательно размещаемые на ГЭС. Звуковая сигнализация должна

отличаться по тональности и длиться в течении времени, задаваемого уставкой, но не менее 10 с (в соответствии с п. 6.3.10 и Приложением А);

- посредством ЧМИ на АРМ.

6.1.1 Помещение оперативного персонала, в котором производится оформление допусков, может быть оборудовано (при наличии технической возможности) средствами световой и звуковой сигнализации, обеспечивающими достаточные параметры яркости и громкости, требуемые для контроля прохождения сигналов.

## **6.2 Требования к представлению активной мнемосхемы**

6.2.1 Основные функции, реализуемые на активной мнемосхеме:

- контроль состояния основного и вспомогательного оборудования, в том числе выведенного в ремонт;
- вывод значений параметров режима;
- контроль возникновения технологических нарушений;
- контроль отклонений параметров режима от заданных значений;
- квитирование аварийных и предупредительных событий;
- управление оборудованием;
- подготовка режима для производства работ;
- контроль ремонтов оборудования.

6.2.2 Состав мнемосхем.

Для оперативного контроля и управления текущим режимом станции должен предусматриваться следующий состав мнемосхем:

- обобщенная схема станции (главная схема станции);
- схема распреедустройств (ОРУ, КРУ, ЗРУ, ТГ, Т);
- схемы СОПТ, ЩПТ, ЩСН;
- схемы силового оборудования ГА, ТГ, Т, АТ с данными систем мониторинга;
- схемы общестанционных вспомогательных систем (КВД, КНД, осушения потерны, техводоснабжения и т.д.);
- схемы мониторинга ГТС;
- схема расположения и диагностики устройств и систем автоматизации и управления (технологических защит, электрических защит, ПА, систем регулирования и управления и т.д.);
- мнемосхема мониторинга технических средств АСУ ТП;

6.2.3 Окончательный состав мнемонических схем основного и вспомогательного оборудования должен определяться на этапе рабочего проектирования и согласовываться с Заказчиком.

#### 6.2.4 Требования к активным мнемосхемам.

Для мнемосхем должны быть реализованы следующие основные требования:

- масштабирование (увеличение/уменьшение размеров мнемосхемы). Для улучшения условий просмотра допускается разделение мнемосхемы на фрагменты для последовательного отображения и разделение по классам напряжения;
- контекстное меню для любого объекта на мнемосхеме, вызываемое по правой клавише мыши и позволяющее просматривать дополнительную информацию по выбранному объекту (значение параметров режима, график, состояние выделенного элемента схемы);
- контекстное окно с всплывающей информацией о выбранном элементе, вызываемое путем наведения курсора на любой элемент на схеме и удержания его неподвижно в течение трех секунд или путем нажатия на правую клавишу мыши или иным способом;
- цветовое оформление топологических элементов мнемосхем;
- сигнализация аварийных отключений на элементах мнемосхем;
- распечатка мнемосхем на принтере в режиме текущего времени и в режиме архива с фиксацией времени измерения и времени распечатки.

### **6.3 Требования к представлению информации в журналах событий и журналах сигнализации**

6.3.1 События, регистрируемые в АСУ ТП, по степени важности должны быть распределены по трем отдельным группам, для которых устанавливают разный приоритет вывода:

- аварийные события (АС);
- предупредительные события (ПС);
- оперативные технологические события (ОТС).

6.3.2 В группе АС должны быть причислены сигналы для оперативного анализа персоналом причин происшедшего аварийного нарушения.

6.3.3 В группе ПС должны быть причислены сигналы, несущие информацию о нарушениях работы основного и вспомогательного оборудования, которые требуют оперативного принятия мер по устранению выявленных нарушений и недопущения возникновения и развития технологического нарушения, аварии, сбоях и отказах систем контроля и

управления, измерительных каналов и других событиях, влияющих на достоверность отображения технологической информации.

6.3.4 В группе ОТС должны быть причислены сигналы, несущие информацию об изменении положения коммутационных аппаратов, переключающих устройств, об изменении оперативного состояния устройств РЗА и технологических защит, технологических ключей, блокировок, об изменении режима управления (автоматическое/местное/дистанционное); сигналы подтверждения прохождения команд управления и другие дискретные технологические сигналы.

6.3.5 Распределение по группам событий должно быть осуществлено на этапе проектирования и создания системы и согласовано с Заказчиком. Рекомендуемое распределение сигналов, выводимых в журнал событий и журнал сигнализации, по группам событий приведено в таблице А.1 (приложение А).

6.3.6 Журнал событий предназначен для вывода информации о событиях по всем подсистемам АСУ ТП. Журнал событий представляет собой хронологически упорядоченную ведомость изменения состояния контролируемых сигналов с привязкой ко времени их возникновения и признаками принадлежности к одной из групп сигналов.

6.3.7 Журнал сигнализации предназначен для вывода аварийной и предупредительной сигнализации по всем подсистемам АСУ ТП. Появление аварийных и предупредительных событий должно сопровождаться световой и звуковой сигнализацией.

6.3.8 Аварийные и предупредительные события должны быть квитированы оперативным персоналом. Для квитирования АС и ПС должна быть предусмотрена возможность, как квитирования каждого события, так и общего (группового) квитирования события при массовом прохождении сигналов. Групповое квитирования допустимо только как исключение, при сбоях в работе АСУ ТП и должно быть подробно прописано в инструкции для оперативного персонала.

6.3.9 Алгоритм работы световой сигнализации.

Должен быть реализован следующий алгоритм работы световой сигнализации:

- по приходу АС или ПС мнемознак, соответствующий данному сигналу, должен начать мигать с периодом 0.5 с до того момента, пока не будет произведено квитирование. При квитировании АС или ПС соответствующий мнемознак должен гореть, не мигая, пока не исчезнет сигнал об этом событии.

- при уходе АС или ПС до момента квитирования мнемознак, соответствующий данному сигналу, должен продолжать мигать с периодом 1 с.

- при квитировании ушедшего сигнала соответствующий мнемознак должен погаснуть.

#### 6.3.10 Алгоритм работы звуковой сигнализации.

Должен быть реализован следующий алгоритм работы звуковой сигнализации:

- по приходу АС или ПС должна выдаваться звуковая сигнализация; звуковая сигнализация должна прекращать выдачу звукового сигнала по факту квитирования сигнала или по истечении времени, задаваемого уставкой, но не менее 10 с.

#### 6.3.11 Журнал событий и журнал сигнализации должны обеспечивать возможность выполнения следующих функций:

- Вывод событий в режиме реального времени.
- Создание пользователем журнала событий (журнала сигнализации) по любым сигналам, поступающим в систему.
- Просмотр журнала событий (журнала сигнализации) в архивном режиме по всей глубине архива.
- Подготовка документов к печати, распечатка.
- Запись содержимого журнала в файл.
- Установка и использование пользовательских фильтров.

#### 6.3.12 Каждое событие (сигнализация) должно быть представлено текстовой строкой, которая характеризует событие (сигнализацию) и составляется из данных, занесенных в поля журнала событий (журнала сигнализации). При назначении текстовых наименований событий (сигналов) необходимо руководствоваться принципом «от общего к частному». Сначала указывается название объекта, затем его подьобъекта и т.д. Каждому событию (сигнализации) должна соответствовать одна строка протокола. События (сигнализация) должны поступать в журнал автоматически и не могут быть из него удалены.

#### 6.3.13 Информация о событии должна вноситься в журнал однократно.

#### 6.3.14 Глубина журнала событий должна обеспечивать возможность анализа любого возможного технологического нарушения или их цепочки.

### **6.4 Требования к ведению протоколов действий оператора**

#### 6.4.1 При работе любого АРМ в составе АСУ ТП должен формироваться протокол действий оператора на пульте АРМ. Система

должна сохранять все действия оператора в БД АСУ ТП и предоставлять возможность его отображения, как на экране дисплея, так и в печатном виде.

6.4.2 Протокол действий оператора должен обладать следующими функциями и свойствами:

- Вывод протокола в режиме просмотра архива.
- Просмотр протокола в архивном режиме по всей глубине архива.
- Инструменты для подготовки документа к печати. Распечатка.
- Запись содержимого журнала в файл.
- Защита от редактирования.

6.4.3 Столбцы (колонки) протокола должны содержать следующую информацию о действиях оператора:

- наименование компьютера, являющегося автоматизированным рабочим местом оператора;
- имя пользователя, под которым был осуществлён вход в систему;
- дата и время выполнения действия;
- описание действия оператора;
- тип действий, к которому принадлежит указанное действие оператора.

6.4.4 В протоколе должны сохраняться следующие типы действий оператора:

- регистрация пользователя в системе;
- выход пользователя из системы;
- квитирование аварийных и предупредительных сообщений;
- ручной ввод данных;
- снятие блокировки;
- управляющее воздействие на основное и вспомогательное оборудование (факт команды управления от АРМ);
- изменение режима работы оборудования (вывод в ремонт, вывод в резерв);
- сброс сигнализации;
- управление РПН;
- изменение уставок или групп уставок, при наличии такой функции в составе АРМ;
- управление синхроскопом.

## **6.5 Требования к контролю за производством оперативных переключений средствами АРМ**

6.5.1 Все события по производству оперативных переключений и

действия оперативного персонала должны фиксироваться в журнале событий. Управление должно быть активно только для выбранного микропроцессорного устройства, коммутационного аппарата, элемента силового оборудования и т.д. Обязателен запрос повторного подтверждения команды управления. Должно быть обеспечено наличие блокировки, исключающей возможность одновременного управления с нескольких АРМ, с индивидуальных терминалов присоединения.

6.5.2 Контроль за производством оперативных отключений должен производиться с использованием окна выдачи команд управления – диалога управления и диалога оперативных блокировок. Диалог управления должен использоваться для организации управления с АРМ оперативного контроля и управления. Диалог должен вызываться для реализации управления конкретным устройством, коммутационным аппаратом, элементом силового оборудования и т.д. по выбору оперативного персонала, с контролем прав доступа оперативного персонала к функции управления.

Диалоги управления должны быть привязаны к конкретным объектам на мнемосхемах.

## **6.6 Требования к контролю времени работы генераторов и трансформаторов при перегрузках**

6.6.1 В составе задач оперативного управления должна быть реализована задача, обеспечивающая контроль выполнения требований к допустимым длительности, количеству и уровням временных повышений напряжения, которые не должны превышать значений, указанных в п. 5.11.17 Правил технической эксплуатации и ГОСТ 1516.3-96, а также контроль допустимого времени и величины аварийной перегрузки по току в соответствии с требованиями завода-изготовителя оборудования.

6.6.2 Данная задача предполагает регистрацию, сбор, обработку и отображение данных об указанных повышениях напряжения, а также оценку остаточного ресурса оборудования и представления соответствующей информации персоналу служб.

## **6.7 Требования к регистрации технологических показателей режима работы гидроагрегатов**

6.7.1 На всех гидроагрегатах, оснащенных САУ на микропроцессорной элементной базе, должен обеспечиваться непрерывный контроль и регистрация следующих показателей:

- Количество пусков гидроагрегата (с начала эксплуатации, с начала эксплуатации после завершения последнего капитального ремонта, с начала текущего года, с начала текущих суток, с начала иного периода, установленного заводом изготовителем гидротурбины). Для обратимых гидроагрегатов следует учитывать отдельно пуски гидроагрегатов в насосный и генераторный режимы работы.

- Количество остановов гидроагрегата (с начала эксплуатации, с начала эксплуатации после завершения последнего капитального ремонта, с начала текущего года, с начала текущих суток, с начала иного периода, установленного заводом изготовителем гидротурбины). Для обратимых гидроагрегатов следует учитывать отдельно остановки гидроагрегатов из насосного и генераторного режимов работы.

- Длительность суммарного времени работы гидроагрегата в режиме синхронного генератора (с начала эксплуатации, с начала эксплуатации после завершения последнего капитального ремонта, с начала текущего года, с начала текущих суток, с начала иного периода, установленного заводом изготовителем гидротурбины).

- Длительность суммарного времени работы обратимого гидроагрегата в режиме синхронного двигателя-насоса (с начала эксплуатации, с начала эксплуатации после завершения последнего капитального ремонта, с начала текущего года, с начала текущих суток, с начала иного периода, установленного заводом изготовителем гидротурбины).

- Длительность суммарного времени работы гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора (с начала эксплуатации, с начала эксплуатации после завершения последнего капитального ремонта).

- Длительность суммарного времени работы гидроагрегата в режиме холостого хода генератора (с начала эксплуатации, с начала эксплуатации после завершения последнего капитального ремонта).

- Длительность суммарного времени работы гидроагрегата в режиме холостого хода турбины (с начала эксплуатации, с начала эксплуатации после завершения последнего капитального ремонта).

Накопленные значения перечисленных технологических показателей гидроагрегата должны сохраняться в архиве и использоваться для составления отчетных документов.

6.7.2 Требования к сбору информации о работе гидроагрегатов в зонах запрещённой работы.

Для гидроагрегатов, эксплуатационная характеристика которых содержит зону запрещенной работы, необходимо дополнительно формировать следующие сигналы:

- Вход в зону запрещенной работы в соответствии с эксплуатационной характеристикой гидроагрегата.

- Выход из зоны запрещенной работы в соответствии с эксплуатационной характеристикой гидроагрегата.

- Аварийная сигнализация о работе гидроагрегата в зоне запрещенной работы при превышении времени нахождения в указанной зоне, определяемом максимально допустимой скоростью набора или сброса нагрузки.

- Количество циклов переходов через границы зоны запрещенной работы (с начала эксплуатации, с начала эксплуатации после завершения последнего капитального ремонта, с начала текущего года, с начала текущих суток, с начала иного периода, установленного заводом изготовителем гидротурбины). При регистрации указанного показателя за один цикл принимается длительность нахождения ГА в границах зоны запрещенной работы, равная длительности прохождения такой зоны с максимально допустимой скоростью открытия или закрытия направляющего аппарата при текущем напоре. При наличии в эксплуатационных документах на гидроагрегат указания завода-изготовителя на необходимость останова гидроагрегата при превышении максимально допустимого числа циклов переходов через зону запрещенной работы, средствами САУ ГА должна быть реализована соответствующая автоматическая защита с действием на нормальный останов гидроагрегата.

- Длительность суммарного времени работы в зоне запрещенной работы (с начала эксплуатации, с начала эксплуатации после завершения последнего капитального ремонта, с начала текущего года, с начала текущих суток).

- Для многоагрегатных ГЭС должна выдаваться информация о количестве и номерах гидроагрегатов, количество циклов которых в зонах запрещенной работы превысило 90% от допустимой величины на установленном интервале времени.

6.7.3 Требования к сбору информации о работе гидроагрегатов в не рекомендованных и ограниченных по времени зонах

Каждый гидроагрегат, эксплуатационная характеристика которого содержит одну или несколько зон ограниченной работы должен быть оборудован системой автоматического контроля параметров вибрации, а

также средствами автоматического формирования и регистрации следующих сигналов:

- Вход в зону ограниченной работы в соответствии с эксплуатационной характеристикой гидроагрегата.
- Выход из зоны ограниченной работы в соответствии с эксплуатационной характеристикой гидроагрегата.
- Исчерпание суммарного допустимого времени работы гидроагрегата в зоне ограниченной работы за установленный заводом изготовителем гидротурбины период (аварийный сигнал).
- Длительность суммарного времени работы в зоне ограниченной работы (с начала эксплуатации, с начала эксплуатации после завершения последнего капитального ремонта, с начала текущего года, с начала текущих суток, с начала иного периода, установленного заводом изготовителем гидротурбины).

При исчерпании допустимого времени работы гидроагрегата в зоне ограниченной работы в пределах установленного заводом изготовителем гидротурбины периода, указанная зона должна быть переведена в статус запрещенной, с наложением на работу гидроагрегата соответствующих ограничений, которые должны быть сняты по окончании установленного периода. Должно быть обеспечено оповещение оперативного персонала о работе гидроагрегата в зоне ограниченной работы.

Для многоагрегатных ГЭС должны рассчитываться следующие сводные показатели:

- Количество и номера гидроагрегатов, время работы которых в зонах ограниченной работы превысило 90% от допустимой величины на установленном интервале времени.
- Количество и номера гидроагрегатов, время работы которых в зонах ограниченной работы превысило 100% от допустимой величины на установленном интервале времени.

## **6.8 Требования к регистрации КПД гидротурбины и генератора**

6.8.1 С периодичностью один раз в минуту должен выполняться расчет и сохранение в технологической базе данных следующих величин:

- КПД гидротурбины, усредненный на одноминутном интервале;
- Расход воды через гидротурбину, усредненный на одноминутном интервале;

6.8.2 Текущее значение расхода воды через турбину должно определяться по расходным характеристикам гидротурбины, входящим в

состав эксплуатационной документации. Для автоматизации расчета необходимых величин, расходные, эксплуатационные, комбинаторные (при необходимости) характеристики, а также зависимость КПД генератора от мощности, должны быть сохранены в технологической базе.

6.8.3 Расчет мощности на валу гидротурбины выполняется по формуле  $N_T = P_g / \eta_g$ , где  $N_T$  – мощность на валу турбины,  $P_g$  – измеренная мгновенная активная мощность генератора,  $\eta_g$  – КПД генератора.

Для определения величины КПД генератора следует использовать представляемую производителем генератора зависимость КПД от мощности.

6.8.4 С использованием оцифрованных характеристик ГА и текущих измерений, с периодичностью один раз в минуту должны выполняться расчет и сохранение в технологической базе данных следующих величин:

- КПД гидротурбины, усредненный на одноминутном интервале;
- Расход воды через гидротурбину, усредненный на одноминутном интервале.

## **7 Технические требования к обработке и представлению аварийной информации**

### **7.1 Требования к обработке аварийной информации**

На сервере АСУ ТП ГЭС должны быть реализованы следующие основные функции по обработке аварийной информации:

- Объединение отдельных осциллограмм, полученных от разных источников с неодновременными запусками и остановами в единые аварийные процессы по признаку общего интервала времени.
- Перекодировка осциллограмм аварийных процессов от микропроцессорных устройств, не поддерживающих стандартные форматы, в универсальный формат COMTRADE.
- Ведение долговременного архива аварийных процессов на объекте.
- Подготовка файла аварии для передачи на верхние уровни диспетчерского и технологического управления, в том числе и в автоматическом режиме.

### **7.2 Требования к представлению и систематизации аварийной информации**

7.2.1 Задача отображения аварийной информации должна функционировать на АРМ инженерно-эксплуатационного персонала, на АРМ оперативного контроля и управления (опционально), на АРМ

административно-технического персонала (опционально). Основное внимание при разработке программного обеспечения должно быть обращено на создание максимально удобного интерфейса оператора.

7.2.2 В составе задачи должны быть реализованы следующие основные функции:

- Приведение (аппроксимация) осциллограмм аварийных процессов к единому шагу осциллографирования. Минимальный шаг осциллографирования должен определяться минимальным шагом осциллографирования от всех регистраторов, выводимых для просмотра.

- Автоматическая разбивка по кадрам или группировка по заранее заданным пользователем программы критериям информации от физически связанных величин, например, токи и напряжения по присоединениям, токи нулевой последовательности.

- Построение векторных диаграмм аварийного процесса по любым, входящим в аварию сигналам.

- Выделение прямой, обратной и нулевой последовательности трехфазных систем методом симметричных составляющих.

- Определение спектрального состава напряжений и токов методом преобразования Фурье.

- Дорасчет действующих и амплитудных значений сигналов.

- Предусмотреть возможность отображения на осциллограмме последовательности срабатывания защит, блинкеров, коммутационной аппаратуры и других дискретных сигналов, зафиксированных в анализируемом временном интервале в АСУ ТП ГЭС.

- Изменение масштаба графического отображения сигналов по временной оси и амплитуде.

- Предусмотреть возможность форматирования графиков аварийных процессов (цвет, толщина линии, точки регистрации и т.д.).

- Инструменты для подготовки документа к печати (цвет, линии, тексты, метки, стрелки), которые должны позволять пользователю автоматизировать процесс подготовки осциллограмм к печати. Режим предварительного просмотра. Распечатка осциллограмм.

- Скроллинг и другие способы перемещения по графику аварии.

- Режим полноэкранного просмотра аварий.

- Возможность экспорта аварийных данных в формат *.CSV*, текстовый и бинарный COMTRADE.

## **8 Состав производственно-технологических задач. Требования к производственно-технологическим задачам**

### **8.1 Общие требования к задачам документооборота в составе АСУ ТП ГЭС**

8.1.1 АСУ ТП ГЭС должна предоставлять возможность формирования отчетных и выходных данных, как в электронном виде, так и на бумажных носителях.

8.1.2 Формируемые системой отчетные данные должны представляться в виде шаблонов и макетов, утвержденных действующей нормативно-технической документацией и распорядительными документами. Система должна реализовывать механизм автоматического формирования и рассылки отчетов в соответствии с существующими форматами и соглашениями информационного обмена со смежными субъектами энергосистемы. Формируемые системой на бумажном носителе отчетные данные должны сохраняться в электронном виде.

8.1.3 Система должна автоматически вести каталог отчетов, сформированных как в электронном виде, так и на бумажных носителях, с сохранением следующих данных:

- имя оператора, от которого поступил запрос на формирование отчета;
- дата и время создания отчета;
- кому и когда был направлен отчет (в случае его автоматического формирования системой);
- признак наличия электронной копии отчета в архиве системы;
- кем и когда электронная копия отчета была удалена из архива системы;
- дата завершения хранения бумажной копии отчета (в случае, если отчет формируется на бумажных носителях);
- дата завершения хранения электронной копии отчета.

### **8.2 Требования к подготовке и выдаче сменной, суточной и месячной ведомостей о работе ГЭС**

8.2.1 Ведомость о работе ГЭС – основной отчетный документ, характеризующий режим работы энергообъекта. Форма отчета должна утверждаться в ПАО «РусГидро». При большом объеме информации возможно создание нескольких ведомостей (по классам напряжения, по генераторам, по распредустройствам). Ведомость должна представлять собой

сводную таблицу основных электрических и технологических параметров ГЭС за смену, сутки и месяц, зафиксированных с интервалом в 30 мин., один час, 4 часа, 12 часов, 24 часа. Ведомость должна генерироваться как автоматически, так и вручную, по запросу пользователя за любую выбранную дату по всей глубине архива.

8.2.2 В заголовке отчета должна содержаться следующая информация:

- наименование объекта (ГЭС);
- дата и время построения отчета;
- опционально: номер смены, интервал времени смены, фамилия дежурного инженера.

8.2.3 В таблице должна содержаться следующая информация:

- время измерения;
- напряжения на шинах;
- частота на шинах;
- суммарный ток, активная и реактивная мощность по линиям;
- суммарный ток, активная и реактивная мощность генераторов, трансформаторов и автотрансформаторов;
- реактивная мощность реакторов, синхронных компенсаторов;
- параметры активной и реактивной мощности по агрегату (средние за полчаса/час, так и с фиксацией по границам часовых/получасовых интервалов);
- параметры гидроизмерений (верхний и нижний бьефы, напор, как с фиксацией по границам интервалов, так и средние, минимальные и максимальные значения за сутки);
- время работы (в сети, СК, холостой ход, в запрещенной зоне), включения/отключения генераторов;
- суточная выработка.

8.2.4 Под отчетом ставится подпись (факсимиле) лица, ответственного за составление ведомости с указанием его фамилии, инициалов и должности.

8.2.5 Должна быть обеспечена возможность сохранения ведомостей в электронном виде в архиве с подписью и защитой от модификации.

8.2.6 Окончательный вид и формы сменной, суточной и месячной ведомостей о работе ГЭС должны уточняться на этапе проектирования и согласовываться с Заказчиком.

## **8.3 Требования к отчетам по классификации отказов и неисправностей основного и вспомогательного оборудования**

### **8.3.1 Сведения об ОМП.**

В отчете должна содержаться следующая информация:

- дата и время построения отчета;
- дата и время КЗ;
- информация о линии: класс напряжения, наименование, данные об энергообъектах с обеих сторон линии;
- вид повреждения;
- расстояние от распределительного устройства ГЭС до места повреждения по данным одностороннего ОМП.

### **8.3.2 Работоспособность устройств МПРЗА.**

В рамках данной задачи возможно построение нескольких типов отчетов:

- отчет о работоспособности всех терминалов, установленных на объекте за определенный интервал времени;
- отчет о работоспособности конкретного терминала за определенный интервал времени (вывод в ремонт, плановые проверки);
- обобщенная статистика работоспособности всех терминалов МПРЗА (по ГЭС).

В отчетах должна содержаться следующая информация:

- наименование объекта (ГЭС);
- дата и время построения отчета;
- информация о конкретном терминале/терминалах: тип, модель, наименование;
- дата и время события;
- информация о событии: информация о неисправности РЗА;
- статистические данные о работоспособности терминалов.

### **8.3.3 Работоспособность технологических защит и систем управления.**

В рамках данной задачи возможно построение нескольких типов отчетов:

- отчет о работоспособности всех терминалов, установленных на объекте за определенный интервал времени;
- отчет о работоспособности конкретного терминала за определенный интервал времени (вывод в ремонт, плановые проверки);
- обобщенная статистика работоспособности всех технологических защит (по станции).

В отчетах должна содержаться следующая информация:

- наименование объекта (ГЭС);
- дата и время построения отчета;
- информация о конкретном терминале/терминалах: тип, модель, наименование;
- дата и время события;
- информация о событии: информация о неисправности;
- статистические данные о работоспособности терминалов.

## Приложение А (рекомендуемое)

### Разделение сигналов, выводимых в журнал событий и журнал сигнализации, по группам событий. Текст статуса события, выводимый в журнал событий

Т а б л и ц а А.1 – Разделение сигналов, выводимых в журнал событий и журнал сигнализации, по группам событий

Наименование групп сигналов	Описание оптимального состава группы сигналов	Примечания
Аварийные	<ul style="list-style-type: none"> <li>– отключение выключателя от действия защит, в том числе в неполнофазном режиме;</li> <li>– самопроизвольное отключение/включение выключателя;</li> <li>– срабатывание устройств РЗА на отключение оборудования;</li> <li>– работа УРОВ, ДЗШ;</li> <li>– срабатывание устройств АПВ и АВР;</li> <li>– срабатывание устройств ПА на включение/отключение/разгрузку оборудования;</li> <li>– срабатывание технологических защит ГА (от аварийного повышения температуры, от разгона турбины, от аварийного снижения давления в МНУ и т.д.)</li> <li>– аварийная сигнализация от систем контроля и диагностики силового оборудования (повреждение обшивки сопрягающего пояса камеры рабочего колеса с отсасывающей трубой, разрушение одного или нескольких элементов подпятника, излом во фланцевом соединении валов генератора и турбины и т.д.), истощение суммарного допустимого времени работы ГА в зоне ограниченной работы, работа ГА в зоне запрещенной работы при превышении времени нахождения в указанной зоне;</li> <li>– аварийная сигнализация от СОПТ («земля в сети» и т.д.)</li> </ul>	<p>Сигналы выводятся в журнал сигнализации и журнал событий, сопровождаются срабатыванием непрерывного звукового сигнала, воспроизводимого в течение времени, задаваемого уставкой, но не менее 10 с (сигнал 1) и выделяются красным цветом</p>

<p>Предупре- дительные</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– срабатывание пожарной, охранной сигнализации;</li> <li>– срабатывание технологических защит ГА (от повышения температуры, от снижения расхода технической воды на смазку подшипника турбины, от снижения давления в МНУ и т.д.);</li> <li>– предупредительная сигнализация от систем управления, контроля и диагностики оборудования ГЭС (системы контроля и управления ГА, системы диагностики трансформаторов, система управления и контроля оборудования водоприёмника и водосброса, система управления оборудованием вспомогательных систем ГЭС и т.д.);</li> <li>– несимметрия напряжения в сети 6 – 35 кВ;</li> <li>– пуск устройств РЗА;</li> <li>– внесение изменений конфигурации терминалов или изменение уставок;</li> <li>– изменение состояния ключей управления режимом работы оборудования;</li> <li>– неисправность технологического оборудования (снижение давления элегаза без достижения критического уровня, превышение уровня контролируемых аналоговых сигналов, отключение одного из маслонасосов системы охлаждения трансформатора);</li> <li>– неисправности, выявленные в процессе самодиагностики оборудования устройств РЗА, АСУ ТП, технологических защит, систем управления ГА, СОПТ;</li> <li>– неисправность при выполнении сервисных приложений, информация об ошибках работы программного обеспечения</li> <li>– срабатывание на сигнал КИВ, газовой защиты, отсечных клапанов трансформаторов;</li> <li>– работа УПАСК (прием и передача РЗА);</li> <li>– непереключение коммутационного аппарата, РПН трансформатора;</li> <li>– работа ФОЛ, КПр на фиксацию (без реализации управляющего воздействия);</li> <li>– неисправности устройств РЗА, АСУ ТП, ЩПТ, ЩСН, технологических защит, систем управления ГА;</li> <li>– достижение критических параметров оборудования (перегруз по току, снижение давления элегаза ниже критического уровня, перегрев или прекращение принудительной циркуляции масла трансформатора и т. п.);</li> <li>– неисправность вторичных цепей переменного и постоянного тока, напряжения (цепи управления, цепи питания)</li> </ul>	<p>Сигналы выводятся в журнал сигнализации и журнал событий, сопровождаются срабатыванием непрерывного звукового сигнала, воспроизводимого в течение времени, задаваемого уставкой, но не менее 10 с, (сигнал 2) и выделяются оранжевым цветом</p>
--------------------------------	---	--

<p>Оперативное технологическое состояние</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– изменение положения КА (выключателей и отделителей, разъединителей, заземляющих ножей);</li> <li>– изменение состояния технологических ключей, блокировок;</li> <li>– изменение состояния устройств РЗА, технологических защит (введены или выведены);</li> <li>– изменение режима управления (автоматическое/местное/дистанционное);</li> <li>– сигналы подтверждения прохождения команд управления;</li> <li>– изменение положения переключателя устройств РПН автотрансформаторов и трансформаторного оборудования</li> <li>– вход ГА в зоны ограниченной или запрещенной работы и выход ГА из них</li> <li>– изменение состояния других дискретных технологических сигналов</li> </ul>	<p>Сигналы выводятся на АРМ в журнал событий, без звукового сигнала и выделяются зеленым цветом</p>
--	---	---