ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55260.4.1— 2013

Гидроэлектростанции

Часть 4-1

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Общие технические требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2015

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

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

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

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 сентября 2013 г. № 1054-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

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

© Стандартинформ, 2015

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

Содержание

Введение . . . V
1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 2
3 Термины и определения . . . 3
4 Обозначения и сокращения . . . 4
5 Нормы и требования технологического проектирования . . . 5
5.1 Основные требования по обеспечению устойчивой и безопасной работы оборудования ГЭС и ГАЭС . . . 5
6 Проектирование основного технологического оборудования . . . 6
6.1 Состав и общие требования . . . 6
6.2 Компоновка гидроагрегатов и здания электростанции . . . 7
6.3 Компоновка вспомогательного оборудования . . . 9
7 Гидромашины, системы регулирования, предтурбинные затворы . . . 11
7.1 Гидромашины . . . 11
7.2 Системы регулирования . . . 18
7.3 Предтурбинные затворы . . . 20
8 Водяное охлаждение . . . 20
8.1 Общие требования . . . 20
8.2 Водозаборы . . . 22
8.3 Теплообменные аппараты . . . 22
8.4 Трубопроводы и арматура . . . 22
8.5 Управление и контроль . . . 23
9 Масляное хозяйство . . . 23
9.1 Общие требования . . . 23
9.2 Состав и основные технологические операции масляного хозяйства . . . 24
9.3 Маслохранилище . . . 25
9.4 Технологические трубопроводы масляного хозяйства . . . 26
10 Пневматическое хозяйство . . . 27
10.1 Общие требования . . . 27
11 Измерение гидравлических параметров гидроузла . . . 27
12 Гидрогенераторы и генераторы-двигатели . . . 29
12.1 Общие требования . . . 29
12.2 Гидрогенераторы и генераторы-двигатели . . . 29
13 Управление гидроагрегатом и вспомогательными системами . . . 31
13.1 Автоматизация основного оборудования . . . 31
13.2 Автоматизация вспомогательного оборудования . . . 32
13.3 Требования к управлению механическим оборудованием . . . 33
14 Системы водоснабжения и канализации . . . 34
14.1 Системы водоснабжения . . . 34
14.2 Производственное водоснабжение . . . 34
14.3 Производственная канализация . . . 35
14.4 Общие требования к обслуживанию систем водоснабжения и канализации. Меры безопасности при эксплуатации . . . 36
15 Противопожарные системы . . . 37
15.1 Общие положения . . . 37
15.2 Предотвращение возникновения и ограничение распространения пожара . . . 37
15.3 Станционное масляное хозяйство и маслонаполненное оборудование . . . 40
16 Автоматизация и управление оборудованием ГЭС и ГАЭС . . . 40
16.1 Общие положения . . . 40
16.2 Станционный (верхний) уровень управления ГЭС и ГАЭС . . . 41
16.3 Технологический (нижний) уровень управления гидроагрегатом и вспомогательным оборудованием ГЭС и ГАЭС . . . 44
16.4 Местный уровень управления оборудованием . . . 45

17 Анализ риска технологических систем 46
18 Организационные меры по обслуживанию и ремонту технологического оборудования 47
18.1 Службы эксплуатации 47
18.2 Ремонтные и вспомогательные производственные помещения 48
18.3 Оснащенность мастерских, лабораторий, служебных помещений 48
Приложение А (рекомендуемое) Рекомендации по компоновке гидроагрегата и вспомогательного оборудования в агрегатном блоке ГЭС и ГАЭС 49
Приложение Б (справочное) Анализ риска технологических систем 59
Приложение В (справочное) Примерные перечни оборудования, аппаратуры, приборов и инструмента лаборатории и мастерских 62
Библиография 69

Введение

Настоящий стандарт разработан в соответствии с требованиями Федерального закона № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Настоящий стандарт является нормативным техническим документом и предназначен для реализации современных требований технического регулирования в процессе проектирования технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций при новом строительстве и реконструкции в целях создания надежного, экономически эффективного оборудования, соответствующего требуемому уровню безопасности при эксплуатации.

Настоящий стандарт входит в группу стандартов «Гидроэлектростанции».

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Гидроэлектростанции

Часть 4-1

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Общие технические требования

Hydroelectric power plants. Part 4-1.
The technological part of hydroelectric power plants and pumped storage plants.
General technical reguirements

Дата введения — 2015—07—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования к проектированию технологического оборудования и технологических систем и регулирует вопросы реализации требований к оборудованию и системам, необходимых для надежной, безопасной и экономически эффективной эксплуатации гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций при гармонизации режимов энергетического использования возобновляемых природных ресурсов и режимов выдачи электроэнергии и мощности, оказании услуг системного характера.

1.2 Настоящий стандарт регламентирует общие принципиальные требования к проектированию технологической части ГЭС и ГАЭС и гидротехнических сооружений и распространяется на регламентацию при проектировании.

- исходных данных для проектирования технологической части объекта и выбора экономически эффективного режима использования гидроэнергоресурсов;
- режима эксплуатации объекта в энергосистеме или на изолированного потребителя;
- выбора всего комплекса технологического оборудования и систем, удовлетворяющих экономически эффективным и надежным режимам выработки электроэнергии и энергоотдачи;
- размещения всего технологического оборудования и систем, удовлетворяющего требованиям надежности, безопасности и обслуживанию при эксплуатации;
- создания противопожарных систем;
- построения и функционирования АСУ ТП ГЭС, систем контроля и предупреждения, обеспечивающих надежность и безопасность эксплуатации оборудования и объекта в целом;
- размещения служебных и бытовых помещений, предназначенных для эксплуатации технологических и инженерных систем станции;
- рекомендаций по эксплуатации оборудования и систем в нормальных и чрезвычайных условиях;
- требований по обеспечению экологической безопасности оборудования при эксплуатации объекта;
- требований по энергосбережению и энергоэффективности.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для использования при заказе, разработке, приемке и экспертизе проектов, создании и реконструкции объектов. Требования настоящего стандарта обязаны выполнять привлекаемые проектные и любые иные сторонние организации, выполняющие работы, относящиеся к области применения стандарта, в установленном порядке присоединившиеся к стандарту, или если требования стандарта содержатся в заключенном между сторонами договоре.

1.4 Нормы и требования настоящего стандарта распространяются на гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) и малые ГЭС при условии учета специфических для этих электростанций особенностей их эксплуатации.

Издание официальное

1.5 Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования к проектированию технологического оборудования и технологических систем и регулирует вопросы реализации требований к оборудованию и системам, необходимых для надежной, безопасной и экономически эффективной эксплуатации гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций при гармонизации режимов энергетического использования возобновляемых природных ресурсов и режимов выдачи электроэнергии и мощности, оказании услуг системного характера.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.2.007.0—75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.1—75 Система стандартов безопасности труда. Машины электрические вращающиеся. Требования безопасности

ГОСТ 24.104—85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования

ГОСТ 34.601—90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

ГОСТ 8339—84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия

ГОСТ 11677—85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ 12405—81 Регуляторы электрогидравлические для гидравлических турбин. Технические условия

ГОСТ 16772—77 Трансформаторы и реакторы преобразовательные. Общие технические условия

ГОСТ 19179—73 Гидрология суши. Термины и определения

ГОСТ 21558—2000 Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия

ГОСТ 22373—87 Затворы дисковые и шаровые для гидравлических турбин. Общие технические условия

ГОСТ 22379—87 Затворы предтурбинные

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

ГОСТ 27584—88 Краны мостовые и козловые электрические. Общие технические условия

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

ГОСТ 30494—2011 Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях

ГОСТ Р 50571.3—2009 Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током

ГОСТ Р 22.1.12—2005 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Структурированная система мониторинга и управления инженерными системами зданий и сооружений. Общие требования

ГОСТ Р 51901.1—2002 Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем

ГОСТ Р МЭК 60870-5-101—2006 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики

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

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **агрегатная секция:** Часть здания ГЭС или ГАЭС, отделенная межсекционными швами, в которой располагается один или несколько гидроагрегатов.

3.2 **автоматизированная система управления технологическим процессом:** Система, состоящая из эксплуатационного персонала и комплекса средств автоматизации, как основного, так и вспомогательного оборудования ГЭС и ГАЭС, обеспечивающая процесс производства и выдачи электроэнергии.

3.3 **безопасность эксплуатации:** Состояние, при котором отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений.

3.4 **блок агрегата:** Часть здания ГЭС, включая турбинное и генераторное помещение, в котором располагается один гидроагрегат со вспомогательным оборудованием.

3.5 **высота отсасывания:** Разность отметки установки гидравлической турбины и отметки нижнего бьефа.

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

3.7 **гидравлический удар:** Повышение или понижение гидродинамического давления в напорном трубопроводе, вызванное резким изменением во времени скорости движения жидкости.

3.8 **гидроэлектростанция малая** (малая ГЭС): ГЭС с установленной мощностью от 100 до 25000 кВт.

3.9 **гидроэлектростанция микро** (микро ГЭС): ГЭС с установленной мощностью до 100 кВт.

3.10 **головной узел:** Комплекс водоподпорных, водозаборных, водосбросных и других сооружений начальной части деривации.

3.11 **затвор аварийный:** Затвор, опускаемый в текущую воду при аварийных ситуациях.

3.12 **здание ГЭС:** Сооружение, подземная выработка или помещение в плотине, в котором устанавливается основное энергетическое, электротехническое и вспомогательное оборудование ГЭС.

3.13 **инженерные системы зданий и сооружений:** Функционально законченный комплекс технических средств, предназначенный для создания и поддержания условий, при которых наиболее эффективно осуществляется работа оборудования и жизнедеятельность людей.

3.14 **комплекс технических средств:** Продукция, представляющая собой функционально определенную совокупность технических средств и монтажных изделий.

3.15 **коэффициент мощности:** Отношение активной мощности, к полной.

3.16 **мощность ГЭС гарантированная:** Наибольшая мощность ГЭС, выдаваемая при расходе воды и напоре обеспеченностью 90 %…95 %.

3.17 **мощность гидроагрегата установленная:** Наибольшая мощность гидроагрегата при расчетном напоре.

3.18 **надежность:** Способность машины (оборудования) безотказно выполнять заданные функции при определенных условиях и в заданном временном отрезке.

3.19 **напор:** Давление воды, равное высоте водного столба в метрах над рассматриваемым уровнем.

3.20 **напор расчетный:** Наименьший напор гидравлической турбины, при котором она развивает номинальную мощность.

3.21 **номинальная частота вращения:** Частота вращения, обеспечивающая заданную переменную частоту тока в сети.

3.22 **обеспеченность гидрологической характеристики:** Вероятность того, что рассматриваемое значение гидрологической характеристики может быть превышено.

3.23 **объем стока:** Количество воды, протекающее через рассматриваемый створ водотока за какой-либо период времени.

3.24 **программно-технический комплекс:** Средство автоматизации в составе АСУТП, выполненное на микропроцессорной (процессорной) базе с установленным на нем программным обеспечением.

3.25 **предприятие-разработчик:** Предприятие, разрабатывающее проектную продукцию для изготовления технологического оборудования.

3.26 **предприятие-изготовитель** (завод-изготовитель): Предприятие, изготавливающее оборудование в соответствии с проектной документацией предприятия-разработчика.

3.27 **предприятие-поставщик:** Предприятие, поставляющее заказчику оборудование, изготовленное предприятием-изготовителем.

3.28 **расчетный расход воды:** Расход воды заданной вероятности превышения, принимаемый в качестве исходного значения.

3.29 **техническая система:** Объект техники, агрегат, состоящий из элементов и независимых узлов, предназначенный для выполнения функций, обеспечивающих работоспособность единиц оборудования (в целях настоящего стандарта — система автоматического регулирования, система смазки и др.).

3.30 **технологическая задача:** Функция или совокупность функций, выполнение которых приводит к результату заданного вида.

3.31 **функция:** Совокупность упорядоченных действий, направленная на достижение определенной цели.

3.32 **эксплуатационная документация системы:** Часть рабочей документации, предназначенная для использования при эксплуатации системы, определяющая правила действия персонала и пользователей системы при ее функционировании, проверке и обеспечении ее работоспособности.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

АРЧ — автоматическое регулирование частоты;

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическими процессами;

АЩУ — агрегатный щит управления;

ГРАМ — групповое регулирование активной мощности;

ГЭС — гидравлическая электрическая станция;

ГАЭС — гидроаккумулирующая электрическая станция;

ИУ — измерительное устройство;

КЗ — короткое замыкание;

КПД — коэффициент полезного действия;

КРУЭ — комплексное распределительное устройство элегазовое;

МНУ — маслонапорная установка;

НА — направляющий аппарат;

НПУ — нормальный подпорный уровень водохранилища;

НТД — нормативно-техническая документация;

ОРУ — открытое распределительное устройство,

ПЛ — поворотно-лопастная (-ое) (гидротурбина, рабочее колесо);

ПБВ — устройство регулирования напряжения при снятой нагрузке (переключение ответвлений обмоток трансформатора без возбуждения).

ПТБ — правила техники безопасности;

ПТК — программно-технический комплекс;

РЗА — релейная защита и автоматика;

РК — рабочее колесо гидротурбины;

РО — радиально-осевая (-ое) (гидротурбина, рабочее колесо);

РПН — устройство регулирования напряжения под нагрузкой трансформатора;

РЧВ — регулятор частоты вращения гидротурбины;

САР — система автоматического регулирования;

СН — собственные нужды;

СПК — служебно-производственный корпус;

СРКМ — средства компенсации реактивной мощности;

СТО ГЭС — стандарт организации ГЭС;

СК — синхронный компенсатор;

ТВС — техническое водоснабжение;

УВБ — уровень верхнего бьефа;

УНБ — уровень нижнего бьефа;

УМО — уровень мертвого объема;

УПС — уровень предполоводной сработки;

УС — уровень сработки водохранилища;

ФПУ — форсированный уровень водохранилища;
ЦПУ — центральный пульт управления;
ХХ — холостой ход.

5 Нормы и требования технологического проектирования

5.1 Основные требования по обеспечению устойчивой и безопасной работы оборудования ГЭС и ГАЭС

5.1.1 Обеспечение секционирования зданий станций с большим числом агрегатов, для исключения распространения аварийных событий любого характера на всю станцию.

5.1.2 Электропомещения в зданиях ГЭС должны быть отделены от машинного зала капитальной стеной. Системы управления, связи и защиты должны устанавливаться на безопасных отметках или в помещениях, защищенных от затопления в аварийной ситуации, должно быть обеспечено автономное аварийное электроснабжение указанных систем.

5.1.3 Административные, бытовые помещения и ремонтные мастерские с постоянным пребыванием персонала не должны располагаться в помещениях агрегатной части и/или монтажной площадки, расположенных ниже уровня нижнего бьефа с вероятностью превышения 1 %.

5.1.4 Галереи в зданиях ГЭС и ГАЭС, расположенных ниже уровня нижнего бьефа, должны иметь не менее двух выходов. Все производственные помещения должны быть оборудованы самозакрывающимися дверями, открывающимися из помещения.

При необходимости размещения таких помещений в здании ГЭС ниже уровня нижнего бьефа, эти помещения должны иметь запасные выходы на незатапливаемые отметки, позволяющие осуществить эвакуацию работников в случае угрозы затопления, а также должны быть оборудованы автономными установками жизнеобеспечения, способными защитить работников в случае затопления здания ГЭС.

5.1.5 Основные технологические помещения ГЭС (машинный зал, электропомещения, места установки устройств автоматизированной системы управления и защит, площадка трансформаторов, ГРУ, ОРУ, КРУЭ и другие) должны быть оборудованы системой технологического видеонаблюдения с выводом информации на центральный пульт управления и с архивированием записей. В составе АСУ ТП ГЭС должна быть предусмотрена подсистема регистрации и архивирования параметров безопасности и состояний электрических и гидромеханических защит. Конструктивное исполнение и размещение регистратора должно предусматривать его функционирование и сохранность в условиях катастрофических аварий.

5.1.6 Турбина должна обеспечивать эффективную, надежную и безопасную работу гидроагрегата в эксплуатационной зоне напоров и мощности.

При заказе оборудования на ГЭС заказчик должен иметь официальное уведомление от завода-изготовителя и поставщика оборудования о неблагоприятных и запрещенных зонах работы турбины и генератора в целях определения целесообразности закупки оборудования.

5.1.7 Для резервирования питания аварийно-ремонтных затворов водоприемников ГЭС, затворов глубинных и поверхностных водосбросов, кранов верхнего бьефа и других механизмов, обеспечивающих безопасность гидротехнических сооружений, должна предусматриваться установка автоматизированных дизельных электростанций (ДЭС), запуск которых осуществляется автоматически при исчезновении электропитания по постоянной схеме.

Электропитание потребителей собственных нужд особой группы ответственности (по требованиям безопасности) должно обеспечиваться надежностью общестанционной системы питания собственных нужд ГЭС с обязательным резервированием, а также наличием дополнительного автономного резервного источника, автоматически вводимого в действие при потере питания от общестанционной системы собственных нужд ГЭС.

5.1.8 Все технологическое оборудование должно быть оборудовано автоматическими защитами, функционирующими во всех стационарных и переходных режимах работы оборудования и предусматривающими автоматическое отключение (блокировку управляющих воздействий при изменении режима работы) оборудования при возникновении условий, соответствующих технологическим ограничениям работы оборудования, предусмотренным документацией завода-изготовителя.

Все функции защиты технологического оборудования (блокировка управляющих воздействий, изменения режима работы) должны исполняться в автоматическом режиме, без вмешательства оперативного персонала станции.

5.1.9 Гидроагрегаты должны быть оснащены регистрирующими приборами контроля их состояния. По каждому каналу измерения контролируемых параметров должны быть выбраны уставки предупредительной и аварийной сигнализации и реализована система мониторинга основного и вспомогательного оборудования (гидротурбин, гидрогенераторов, силовых трансформаторов, автотрансформаторов), позволяющая фиксировать и сохранять значения контролируемых параметров.

5.1.10 Все указанные в эксплуатационной документации на технологическое оборудование ограничения должны быть реализованы в технологических защитах, действующих на отключение (блокировку управляющего воздействия, изменение режима работы) автоматически, без вмешательства персонала.

5.1.11 В системах АСУ ТП и противоаварийной защиты должна быть предусмотрена блокировка против несанкционированного отключения предупредительной сигнализации и аварийной защиты гидроагрегата. Автоматический пуск гидроагрегата при отключенных системах защиты должен блокироваться средствами автоматики, а факт отключения защит должен фиксироваться регистраторами систем защит.

5.1.12 Быстродействующие аварийно-ремонтные затворы водоприемников турбин и ремонтные затворы отсасывающих труб должны обладать 100 %-ной всесезонной готовностью при климатических и природных условиях места размещения и режима работы гидроэлектростанции.

5.1.13 Внесение изменений в конструкцию основного и вспомогательного оборудования допускается только при согласовании с предприятием-разработчиком и заводом-изготовителем.

Внесение изменений в проектные режимы работы гидроагрегатов допускается только при согласовании с предприятием-разработчиком и заводом-изготовителем.

5.1.14 В составе проектной документации должны быть указаны вероятные причины возникновения чрезвычайных (аварийных) ситуаций природного и техногенного происхождения и разработаны мероприятия по предупреждению таких ситуаций, по снижению ущерба в случае их возникновения, по ликвидации их последствий, а также рекомендации по действию персонала в указанных условиях.

6 Проектирование основного технологического оборудования

6.1 Состав и общие требования

6.1.1 Функциональное назначение технологического оборудования, устанавливаемого на электростанции:

- обеспечение выработки электроэнергии заданных параметров с требуемой надежностью, наилучшими технико-экономическими показателями;
- обеспечение выполнение предусмотренных проектом водохозяйственных функций, обеспечивая защиту жизни и здоровья граждан, имущества физических, государственных, муниципальных, юридических лиц.

6.1.2 В комплекс технологического оборудования входят:

- гидравлическая турбина;
- гидрогенератор;
- вспомогательное оборудование;
- средства эксплуатации и ремонта, оборудование мастерских и лабораторий, необходимые для обслуживания оборудования и сооружений.

6.1.3 Размещение технологического оборудования на объектах гидроузла и в здании электростанции должно обеспечить:

- надежную работу технологического оборудования;
- удобство, экономичность и безопасность эксплуатационного обслуживания оборудования и сооружений, зданий и территорий;
- механизацию ремонтных работ, удобный доступ к оборудованию для обеспечения его монтажа, демонтажа и транспортировки;
- выполнение санитарно-технических требований;
- предотвращение недопустимого воздействия на человека и окружающую природную среду;
- транспортные и технологические коммуникации;
- противопожарную безопасность;
- выполнение требований по обеспечению безопасной эвакуации персонала в аварийных условиях;
- выполнение требований по промышленной эстетике и архитектуре.

6.1.4 В проекте здания электростанции должны быть предусмотрены мероприятия, исключающие возможность совпадения частот собственных колебаний строительных конструкций (перекрытий, стен, балок и т. д.) с частотами возмущающих сил, действующих на корпуса подшипников ротора, на стенки напорных водоводов, отсасывающей трубы и донных водосбросов.

6.1.5 Здания электростанции должны быть разработаны с учетом мероприятий, исключающих затопление помещений при авариях и ремонтах проточной части гидромашин и водоводов, а также в процессе регулирования гидроагрегатов при повышении уровня воды в шахте затворов и аэрационных трубах.

При многоагрегатных станциях должна быть рассмотрена необходимость секционирования станции с изоляцией отдельных секций от затопления.

6.1.6 Технические и энергетические характеристики используемого оборудования должны в максимальной степени удовлетворять требованиям надежности и энергоэффективности при эксплуатации.

6.2 Компоновка гидроагрегатов и здания электростанции

6.2.1 Гидротурбина и гидрогенератор (насос-турбина и генератор-двигатель) (далее — турбина и генератор) должны конструироваться как части единого гидроагрегата.

6.2.2 В агрегатном блоке электростанции должны быть предусмотрены входы в шахты турбины и генератора. Вход в шахту турбины должен обслуживаться краном машинного зала через люки в перекрытиях.

6.2.3 В спиральных камерах и отсасывающих трубах турбин следует предусматривать люки для доступа персонала при проведении осмотров и ремонтных работ в проточной части турбины. Рядом с люками для персонала должны предусматриваться люки для ввода кабельных, газовых и прочих коммуникаций, необходимых при ремонтных работах.

Люки должны открываться вовнутрь проточной части.

Конструкция облицовки конуса отсасывающей трубы должна быть оснащена устройствами для установки инвентарных подмостей под рабочим колесом.

6.2.4 Маслонапорную установку и гидромеханическую колонку регулятора турбины следует размещать в зоне действия крана машинного зала. В случае размещения маслонапорной установки под перекрытием машинного зала необходимо предусматривать монтажные проемы со съемными перекрытиями над маслонасосным агрегатом и гидроаккумулятором в зоне действия крана машинного зала.

6.2.5 Установка предтурбинных или встроенных кольцевых затворов предусматривается:

- в случае присоединения двух и более гидроагрегатов к одному водоводу;
- для турбин с напором от 200 до 300 м при числе часов использования менее 3000;
- для турбин с напором 300 м и более;
- для насос-турбин.

6.2.6 Для подземных зданий электростанций место расположения предтурбинных затворов должно определяться технико-экономическим сопоставлением вариантов с предтурбинными затворами, размещенными в общем машинном зале или отдельном помещении.

6.2.7 Дисковый предтурбинный затвор должен располагаться от входного сечения спиральной камеры турбины на расстоянии не менее двух диаметров ее входного сечения. Это расстояние согласовывается с предприятием — разработчиком турбины.

6.2.8 Монтажный патрубок и компенсатор предтурбинного затвора должны располагаться со стороны спиральной камеры. Расположение компенсатора с верховой стороны предтурбинного затвора допускается только при наличии специального обоснования.

6.2.9 Размеры зданий электростанций (кроме встроенных и совмещенных) определяются в основном габаритами гидроагрегата и проточной части турбины, а также предтурбинного затвора при его наличии.

Свободные площади, образующиеся в агрегатном блоке и блоке монтажной площадки, должны быть максимально использованы для размещения вспомогательного технологического и электротехнического оборудования, транспортных и технологических коммуникаций; сантехнического оборудования, а также общестанционных помещений, мастерских и т. д.

6.2.10 Компоновка помещений, проездов и проходов в здании должна обеспечить безопасную эвакуацию персонала и возможность транспортировки оборудования и его узлов кранами, средствами малой механизации и напольным транспортом к монтажным площадкам и ремонтным зонам, мастерским и складским помещениям.

6.2.11 В здании электростанции должны быть предусмотрены машинный зал, оборудованный кранами для монтажа и демонтажа агрегата, а также ремонта (при необходимости) главных трансформаторов и монтажная площадка.

6.2.12 Высоту и пролет машинного зала следует назначать минимально возможными из условия проноса наиболее крупного монтажного узла агрегата (ротора, статора генератора, рабочего колеса) над работающим оборудованием, установленным на отметке машинного зала. Приближение транспортируемых кранами деталей к строительным конструкциям и оборудованию принимается не менее 500 мм по вертикали и не менее 1000 мм — по горизонтали.

Приближение конструкций крана к строительной конструкции следует принимать в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

При проектировании машинного зала следует принимать меры по сокращению его высоты за счет:

- применения утопленных маслоприемников турбины;
- раздельной транспортировки вала и рабочего колеса крупных гидромашин, ротора и вала генератора;
- применения специальных приспособлений для переноса узлов агрегата;
- применения нестандартизированных конструкций кранов;
- устройства трансформаторной ямы (при необходимости).

Ширина машинного зала определяется наружными размерами вентиляционного кожуха генератора и свободными проходами на всех отметках со стороны одного из бьефов не менее 2,0 м в свету.

При наличии предтурбинных затворов, размещенных в машинном зале, ширина машинного зала увеличивается на размер, необходимый для демонтажа и проноса затвора или его деталей.

В целях снижения стоимости верхних строений зданий (колонны и подкрановые балки для мостовых кранов) целесообразно рассматривать применение полукозловых и козловых кранов.

Снижение грузоподъемности кранового оборудования может быть достигнуто за счет применения генераторов с отъемным остовом ротора.

6.2.13 Количество кранов в машинном зале при постоянной эксплуатации — один или два в зависимости от числа агрегатов, возможности изготовления кранов требуемой грузоподъемности и компоновки машинного зала (наземный, подземный, встроенный в водосливную плотину).

При массе монтажного узла свыше 500 т или числе агрегатов более пяти, а также в подземных машинных залах применяются два крана грузоподъемностью, равной половине массы наиболее тяжелого монтажного узла (с учетом массы приспособления для переноса).

При применении двух кранов они устанавливаются зеркально. Для увеличения зоны обслуживания тележки кранов разворачиваются на 180°, а тали электрические устанавливаются на наружных фермах кранов. Кабины крановщиков располагаются рядом на внутренних фермах кранов.

Управление кранами необходимо предусматривать как из кабин, так и при помощи переносных пультов управления.

Если проведение ревизии и ремонт главных трансформаторов предусматриваются на монтажной площадке, то должна быть выполнена проверка грузоподъемности кранов машинного зала, высоты подъема, скоростей подъема и передвижения, а также зон действия крюков крана для обслуживания трансформаторов.

6.2.14 Площадки и лестницы для посадки в кабину крана располагаются в зоне монтажной площадки. При длине машинного зала более 300 м дополнительно предусматриваются площадки и лестницы для посадки в кабину крана с расстоянием между ними 200—300 м.

При наличии двух кранов устройство второй лестницы и посадочной площадки у противоположного монтажной площадке торца машинного зала обязательно, в этом случае допускается применение вертикальной лестницы.

6.2.15 Размеры монтажной площадки определяются эксплуатационными условиями ремонта одного гидроагрегата и одного главного повышающего трансформатора (при необходимости).

Длина монтажной площадки должна быть минимально возможной и определяться необходимой площадью при одновременной раскладке узлов одного агрегата в зоне обслуживания кранами машинного зала. При этом на монтажной площадке следует предусматривать площадь для заезда транспорта и проезда электрокар через монтажную площадку в машинный зал. Расстояние между габаритами разложенных узлов агрегата должно быть не менее 1,5 м.

При раскладке узлов агрегата рекомендуется использовать свободные площади в машинном зале.

Расчетная нагрузка на перекрытие монтажной площадки определяется весом полностью разложенных узлов агрегата, в том числе укрупненных или поставленных друг на друга, а также трансформатора в случае ремонта его на монтажной площадке.

В подземных зданиях целесообразно сокращать площадь монтажной площадки за счет использования площадей на дневной поверхности.

6.2.16 Монтажная площадка должна быть оборудована металлическими монтажными плитами для рабочих колес гидромашин (поворотно-лопастных и разъемных радиально-осевых), закладными частями для стенда сборки железа обода ротора или статора генератора, а также для укладки обмотки в стыковых зонах статора.

6.2.17 На монтажной площадке в зоне проведения ревизии и ремонтных работ с повышающими трансформаторами должны быть предусмотрены приямки с решетками для сбора и отвода протечек масла и замасляных стоков при мойке полов и тушении пожара.

6.2.18 В случае выполнения операций по сборке генератора «в кольцо» следует предусматривать на монтажной площадке специальные, изолированные от строительной пыли помещения с поддержанием в них заданной влажности и температуры.

6.2.19 В полу монтажной площадки и машинного зала должны быть предусмотрены трапы для приема стока при мойке полов.

6.2.20 Пол машинного зала и монтажной площадки выполняется на одной отметке.

6.3 Компоновка вспомогательного оборудования

6.3.1 Функциональное назначение вспомогательного оборудования — обеспечение нормального функционирования основного технологического оборудования и профилактическое обслуживание всего технологического оборудования и элементов сооружения.

К вспомогательному оборудованию относится оборудование следующих систем (хозяйств):

- водяного охлаждения;
- откачки воды из проточного тракта гидромашины, водоводов и дренажных колодцев;
- масляного хозяйства;
- пневматического хозяйства;
- контроля режима водотока гидроузла;
- пожаротушения генераторов и двигатель-генераторов.

6.3.2 Размещение систем и элементов вспомогательного оборудования должно обеспечивать возможность замены и ремонта отдельных узлов без нарушения работы системы в целом.

6.3.3 Оборудование одной какой-либо системы или хозяйства следует располагать на одной отметке здания электростанции или монтажной площадки. Должны быть предусмотрены удобные подходы, подъезды для возможности применения средств малой механизации при производстве ремонтных работ.

6.3.4 Оборудование системы водяного охлаждения размещается в зависимости от принятой схемы водоснабжения:

- при насосной или эжекторной схемах насосы (эжекторы) располагаются со стороны нижнего бьефа, за пределами пролета машинного зала, на отметке турбинного помещения или ниже;
- при самотечной схеме фильтры и регуляторы давления, если в них есть необходимость, располагаются на генераторной или турбинной отметке;
- при применении агрегатной (групповой) схемы водяного охлаждения оборудование располагается в пределах агрегатного блока (группы агрегатов);
- при применении централизованной схемы водяного охлаждения оборудование располагается в блоке монтажной площадки;
- при применении эжекторной схемы водяного охлаждения эжекторы следует располагать в специальных изолированных помещениях в целях снижения уровня шума.

6.3.5 На электростанциях с синхронными машинами, имеющими непосредственное водяное охлаждение обмоток, должно предусматриваться помещение для размещения общестанционной установки приготовления и хранения дистиллированной воды необходимого качества.

6.3.6 Для системы откачки воды должны быть предусмотрены водоприемные емкости и помещения для насосных установок.

Оборудование системы откачки воды из проточной части гидромашин и дренажных колодцев размещается в зависимости от конструкции подводной части здания электростанции и числа агрегатов:

- в зданиях, имеющих нескальное основание, предусматриваются водоприемные емкости (потерны, галереи), располагаемые ниже дна отсасывающей трубы вдоль всего здания. Параллельно этой емкости сооружается «сухая» потерна, в которой размещаются запорная арматура сливных трубопроводов и средства малой механизации.

В зданиях с числом агрегатов менее четырех, имеющих скальное основание, в качестве водоприемных емкостей могут предусматриваться горизонтальные трубы большого диаметра или колодцы, также расположенные ниже дна отсасывающей трубы.

Размеры водоприемных емкостей должны обеспечить проход персонала для осмотра и механизмов для чистки и ремонта.

На водоприемных емкостях, располагаемых вдоль здания электростанции, при их протяженности 100 м и менее, в торцевых зонах должны быть предусмотрены герметические лазы. При водоприемных емкостях протяженностью более 100 м должны предусматриваться дополнительные герметические лазы в сухую потерну по одному на каждые полные и неполные 100 м.

«Сухие» потерны должны иметь не менее двух изолированных выходов на незатопляемые отметки. Аварийные выходы из «сухой» потерны следует предусматривать через каждые 200 м. Аварийный выход не предусматривается при длине «сухой» потерны 50 м и менее.

Герметические люки, двери и перекрытия потерн и насосной станции следует рассчитывать на давление, определяемое максимальным уровнем нижнего бьефа.

Насосные станции системы откачки оборудуются стационарно установленными насосами или эжекторами и грузоподъемными средствами.

Насосы необходимо применять погружные или артезианские.

Насосы, кроме артезианских, следует устанавливать ниже дна отсасывающей трубы турбины или донного водосброса. Там, где это невозможно выполнить по условиям строительной части, насосы устанавливаются в пределах допускаемой для них высоты всасывания и снабжаются заливочными байпасами или автоматическими вакуумными устройствами для их запуска.

В случае применения артезианских насосов, их двигатели следует размещать в помещении на незатопляемой отметке, т. е. выше максимального эксплуатационного уровня нижнего бьефа или в изолированных помещениях, имеющих изолированный выход на отметку выше уровня нижнего бьефа.

На электростанции должна быть предусмотрена возможность использования насосной станции откачки для осушения аварийно-затопленных помещений электростанций, а также возможность применения погружных насосов для осушения самой насосной станции в случае ее аварийного затопления.

Помещения насосных станций и лазов в отсасывающие трубы, спиральные камеры и донные водосбросы должны иметь изолированный выход на незатопляемую отметку, а также грузовую шахту, снабженную водосбросным отверстием выше максимального уровня нижнего бьефа. В случае невозможности по компоновочным условиям обеспечить изолированный выход из насосной станции следует предусмотреть на входе в насосную станцию защитную герметичную дверь. Лестничная клетка из помещения насосной станции должна быть незадымляемой.

Технологические коммуникации в насосную станцию откачки для подвода электропитания, вентиляции, масло-, водо- и воздухоснабжения также должны иметь изолированный выход на незатопляемую отметку, чтобы обеспечить работоспособность насосной станции откачки при аварийном затоплении помещений здания электростанции до отметки максимального уровня нижнего бьефа.

Объединение дренажной системы насосной станции откачки и «сухой» потерны с системой дренажа здания электростанции не допускается.

Насосные агрегаты дренажных колодцев устанавливаются в потернах и помещениях, расположенных на нижних отметках здания электростанции.

6.3.7 Масляное хозяйство состоит из резервуаров маслохранилища, аварийного слива масла, аппаратной масляного хозяйства с передвижными установками, маслохимической лаборатории, приемных колонок, трубопроводов.

Маслохранилище в зависимости от конкретных компоновочных решений следует выполнять открытым с металлическими резервуарами или закрытым с металлическими резервуарами. Применение железобетонных облицованных металлом резервуаров не допускается.

Открытые маслохранилища следует размещать вблизи здания электростанции с учетом противопожарных требований и генерального плана гидроузла.

Закрытые маслохранилища допускается размещать в здании электростанции, в блоке монтажной площадки, сопрягаемых устоях и в других местах, обеспечивающих удобство технологических коммуникаций и выполнение противопожарных норм.

В районах с минимальной расчетной температурой окружающего воздуха (средней, наиболее холодной пятидневки) минус 10 °С целесообразно размещать масляные резервуары в закрытых отапливаемых помещениях, а при установке масляных резервуаров на открытом воздухе они должны быть оборудованы системой электроподогрева и теплоизоляцией.

Резервуары эксплуатационного и аварийного слива масла из маслонаполненного оборудования допускается размещать внутри здания на отметках, обеспечивающих слив масла в резервуары самотеком.

Аппаратная размещается в непосредственной близости к складу масла. При открытой и подземной компоновке масляного хозяйства аппаратная отделяется от склада масла стеной с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч.

Маслохимическую лабораторию следует всегда располагать в помещениях с естественным освещением.

Колонка по приему и выдаче масла должна располагаться с учетом компоновки масляного хозяйства и подъездных путей. Колонку приема и выдачи масла следует располагать в непосредственной близости от железнодорожных или автодорожных путей на специально выделенной площадке.

Не допускается размещение помещений масляного хозяйства над и под кабельными сооружениями, аккумуляторными, щитовыми помещениями и ЗРУ.

6.3.8 Пневматическое хозяйство включает компрессорные установки и воздухосборники.

Компрессорные установки электростанции, являющиеся стационарными, автоматизированными, работающими в прерывистом режиме, разрешается устанавливать в специально выделенных помещениях электростанции. Стены и перекрытия этих помещений должны быть капитальными с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч. Двери должны открываться наружу. Вентиляция и отопление помещений должны поддерживать в них температуру в пределах, обеспечивающих нормальную работу оборудования, от плюс 10 °С до 35 °С.

Производительность и количество устанавливаемых в одном помещении компрессоров не ограничивается.

Размещать компрессорные станции необходимо на незатапливаемых отметках.

Помещение компрессорной должно быть оборудовано грузоподъемными устройствами соответствующей грузоподъемности и средствами механизации. В помещении должна быть предусмотрена монтажная площадка, отделенная перегородкой, для проведения ремонта компрессоров.

В помещениях компрессорных установок не допускается размещение оборудования и аппаратуры, технологически не связанных с пневматическим хозяйством.

Воздухосборники необходимо размещать на открытом воздухе, в непосредственной близости от компрессорной установки. Расстояние между воздухосборниками и потребителями не должно быть более 600 м. При возможности воздухосборники должны быть защищены от прямых солнечных лучей. При необходимости предусматривается электроподогрев для предотвращения замерзания конденсата.

Разрешается устанавливать воздухосборники в специально выделенных неотапливаемых помещениях электростанции, стены и перекрытия которых должны быть капитальными с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч. Помещения оборудуются легкосбрасываемыми панелями или принимаются другие конструктивные решения, рассчитанные на то, чтобы при аварии одного воздухосборника повышение давления не привело к разрушению строительной части здания. Двери должны открываться наружу.

В случае аварии с одним наибольшим воздухосборником легкосбрасываемые панели устанавливаются при расчетном избыточном давлении более 5 кПа (0,05 бар).

Приточно-вытяжная вентиляция помещений должна поддерживать в них температуру, равную наружной.

Фундамент под каждый воздухосборник должен быть рассчитан на полную массу с учетом воды, заливаемой на время гидравлических испытаний.

Воздухосборники должны быть оснащены площадками обслуживания.

Расстояние между воздухосборниками принимается не менее 1,5 м, а между воздухосборником и стеной — не менее 1 м.

При необходимости в качестве горизонтальных воздухосборников разрешается использовать воздухопроводы-коллекторы из труб диаметром до 1,4 м и давлением до 10 МПа (100 бар). Такой воздухосборник не допускается закладывать в бетон.

6.3.9 Рекомендации по компоновке гидроагрегата и вспомогательного оборудования приводятся в приложении А.

7 Гидромашины, системы регулирования, предтурбинные затворы

7.1 Гидромашины

7.1.1 Выбор системы, мощности и типоразмера гидромашины и модификации рабочего колеса следует производить на основе государственных стандартов на гидравлические турбины. Для гидромашин, не вошедших в государственные стандарты, а также для вновь разрабатываемых модификаций необходи-

мо использовать универсальные характеристики, подтвержденные заводом — разработчиком оборудования.

Использование универсальных характеристик новых систем и модификаций гидромашин, не подтвержденных заводом — разработчиком технической документации, допускается только на предпроектных стадиях проектирования.

При поставках гидромашин, поставщик должен четко обозначить неблагоприятные и запрещенные зоны работы гидромашины в целях предупреждения возможных аварийных ситуаций.

7.1.2 Гидромашины, системы регулирования и вспомогательное оборудование должны обеспечить надежную работу во всех режимах без вмешательства оперативного персонала.

7.1.3 Систему гидромашины для конкретной гидроэлектростанции рекомендуется выбирать в зависимости от максимального напора по таблице 7.1 с учетом заданных режимов работы и диапазона изменения напора.

Таблица 7.1 — Системы гидромашины

Напор максимальный, м	Система гидромашин	Вариант исполнения
Гидротурбины		
До 25	Осевая	Поворотно-лопастная и пропеллерная в вертикальном и горизонтальном исполнении, в том числе капсульная и прямоточная
От 25 до 45	Радиально-осевая Осевая	В вертикальном исполнении Поворотно-лопастная и пропеллерная в вертикальном исполнении
От 45 до 80	Радиально-осевая Осевая и диагональная	В вертикальном исполнении Поворотно-лопастная и пропеллерная в вертикальном исполнении
От 80 до 170	Радиально-осевая Диагональная	В вертикальном исполнении Поворотно-лопастная в вертикальном исполнении
От 150 до 600	Радиально-осевая Радиально-осевая	В вертикальном исполнении В вертикальном и горизонтальном исполнении
Св. 250	Ковшовая	В вертикальном и горизонтальном исполнении
Насосы-турбины		
До 25	Диагональная и осевая	Поворотно-лопастная в вертикальном и горизонтальном исполнении
До 30	То же	Поворотно-лопастная в вертикальном исполнении
От 30 до 80	Диагональная Радиально-осевая	Поворотно-лопастная в вертикальном исполнении В вертикальном исполнении
От 80 до 60	Радиально-осевая одноступенчатая	В вертикальном и горизонтальном исполнении
Св. 600	Радиально-осевая многоступенчатая	В вертикальном исполнении
Св. 1200	Трехмашинный агрегат, включающий насос и ковшовую турбину	В вертикальном и горизонтальном исполнении

В отдельных случаях возможно применение РО турбин на напорах 15—25 м по согласованию с заводом-изготовителем.

7.1.4 В случае, если эффективная работа электростанции в заданном диапазоне используемых напоров может быть обеспечена гидромашинами нескольких систем, окончательный выбор должен производиться на основе технико-экономического сопоставления вариантов.

При выборе диапазона изменения напоров следует руководствоваться следующими соотношениями:

- для капсульных турбин $\frac{H_{min}}{H_{max}} \geq 0,4$;

- для осевых и диагональных поворотно-лопастных турбин $\frac{H_{min}}{H_{max}} \geq 0,5$;

- для радиально-осевых турбин $\frac{H_{min}}{H_{max}} \geq 0,6 \div 0,65$;

- для ковшовых турбин $\frac{H_{min}}{H_{max}} \geq 0,9$; $\frac{H_{н\,max}}{H_{т\,min}} \leq 1,2 + 0,2\frac{n_{ST}}{100}$;

- для насосов-турбин радиально-осевых $\frac{H_{min}}{H_{max}} \geq 0,9 + 0,185\frac{n_{ST}}{100}$ (для $n_{ST} = 100 \div 350$ мин$^{-1}$);

- для насосов-турбин диагональных $\frac{H_{min}}{H_{max}} \leq 1,2 + 0,2\frac{n_{ST}}{100}$ (для $= n_{ST} = 200 \div 400$ мин$^{-1}$).

При большем диапазоне изменения напоров следует рассматривать применение двухскоростных гидроагрегатов или асинхронизированных генераторов.

Величины сопрягаемых частот вращения должны определяться с учетом рекомендаций разработчиков оборудования.

7.1.5 Число и единичная мощность гидроагрегатов должны выбираться для каждой конкретной электростанции на основе технико-экономического сравнения вариантов.

В расчетах необходимо учитывать влияние величины мощности агрегата на стоимость оборудования, стоимость строительной части, эксплуатационные затраты и водно-энергетические характеристики электростанций, обеспечение необходимых режимов работы электростанции в энергосистеме и на изолированного потребителя, в случае необходимости.

7.1.6 При равных показателях надежности и технико-экономических показателях с учетом эксплуатационных затрат следует принимать наибольшую технически возможную мощность с учетом соображений по унификации оборудования как по условиям изготовления, так и по условиям эксплуатации на каскаде.

Наибольшая технически возможная мощность гидромашины должна быть обоснована в результате анализа следующих факторов:

- характеристика энергосистемы и ее требования к режимам работы электростанции, в т. ч. к участию электростанции в покрытии пиков графика нагрузки, условиям аварийного отключения гидроагрегата и пропуска санитарного расхода;
- требования по режимам уровней воды в нижнем бьефе;
- геоморфологические и геологические условия створа гидроэлектростанций;
- наименьшее отрицательное влияние на окружающую среду;
- технологические возможности изготовления, транспорта и монтажа оборудования;
- тип здания электростанции и конструкции водоподводящих устройств;
- возможность создания предтурбинных затворов.

7.1.7 При выбранной номинальной мощности гидроагрегата и заданных характеристиках синхронной машины гидромашина при напорах выше расчетного должна развивать мощность, обеспечивающую работу синхронной машины с активной мощностью, равной ее полной номинальной мощности.

7.1.8 Применение генератора мощностью более номинальной для работы агрегата при напорах выше расчетного в каждом конкретном случае должно быть экономически обосновано дополнительной выработкой энергии и возможной экономией ремонтной мощности на электростанциях энергосистемы.

7.1.9 При выборе оборудования и составлении технического задания на разработку оборудования коэффициенты быстроходности, приведенные расходы и коэффициенты полезного действия (в зависимости от напора) должны быть не менее указанных в таблицах 7.2, 7.3, 7.4, 7.5, 7.6. Значения максимального коэффициента полезного действия, приведенные в таблице 7.2, отнесены к модели рабочего колеса турбины диаметром 460 мм.

Таблица 7.2 — Осевые поворотно-лопастные гидротурбины в горизонтальном (капсульном) исполнении

Напор максимальный, м	7	10	15	20	25
Коэффициент быстроходности $n_{s\,опт}$, мин$^{-1}$	1000—900	900—800	800—750	750—700	750—670
Расход приведенный, м^3/с:					
$Q'_{1\,max}$	3,2—3,5	2,8—3,0	2,4—3,0	2,0—2,75	1,7—2,5
$Q'_{1опт}$	1,8—2,0	1,7—1,9	1,6—1,8	1,5—1,75	1,45—1,7
Коэффициент полезного действия модели η_{max}, %	92,7	92,7	92,2	91,9	91,9
Частота вращения приведенная $n'_{1опт}$, мин$^{-1}$	150—190	145—180	140—170	135—165	135—160
Примечание — Оптимальные значения приведенного расхода $Q'_{1\,опт}$ и приведенной частоты вращения $n'_{1опт}$ соответствуют режиму максимального коэффициента полезного действия η_{max} для рассматриваемой универсальной характеристики.					

Таблица 7.3 — Осевые поворотно-лопастные гидротурбины в вертикальном исполнении

Напор максимальный, м	10	15	20	30	40	50	60	70	80
Коэффициент быстроходности $n_{S\,опт}$, мин$^{-1}$	773—640	669—561	585—493,4	517—436	482—384	457—373	413—346	383—327	353—300
$Q'_{1\,max}$	2,3—5,5	2,1—2,35	1,8—2,25	1,45—2,0	1,25—1,7	1,15—1,5	1,05—1,3	0,95—1,2	0,9—1,1
$Q'_{1опт}$	1,25—1,45	1,15—1,35	1,05—1,25	1,0—1,2	1,0—1,2	0,95—1,15	0,9—1,05	0,85—1,0	0,8—0,95
Коэффициент полезного действия модели η_{max}, %	90,5	91,4	91,4	91,7	91,6	90,8	90,6	80,7	89,4
Частота вращения приведенная $n'_{1опт}$, мин$^{-1}$	165—185	150—165	138—150	125—135	115—126	110—120	105—116	102—110	100—105
Примечание — Оптимальные значения приведенного расхода $Q'_{1\,опт}$ и приведенной частоты вращения $n'_{1опт}$ соответствуют режиму максимального коэффициента полезного действия η_{max} для рассматриваемой универсальной характеристики.									

Таблица 7.4 — Диагональные поворотно-лопастные гидротурбины

Напор максимальный, м	50	60	70	90	115	140	170
Коэффициент быстроходности $n_{S\,опт}$, мин$^{-1}$	430—380	420—370	410—353	370—410	300—280	280—260	240—219
Расход приведенный, м^3/с:							
$Q'_{1\,max}$ (по H_s)	1,25—1,5	1,2—1,4	1,1—1,3	1,0—1,2	0,85—1,05	0,75—0,95	0,7—0,8
$Q'_{1опт}$	0,9—1,15	0,9—1,1	0,85—1,05	0,8—1,0	0,76—0,9	0,72—0,85	0,55—0,65
Коэффициент полезного действия модели η_{max}, %	91,3	89,8	91,3	92,2	92,1	92,5	91,5

Окончание таблицы 7.4

Напор максимальный, м	50	60	70	90	115	140	170
Частота вращения приведенная $n'_{1\,опт}$, $мин^{-1}$	105—115	100—115	100—110	85—83	95—91	82—87	77—85
Примечание — Оптимальные значения приведенного расхода $Q'_{1\,опт}$ и приведенной частоты вращения $n'_{1\,опт}$ соответствуют режиму максимального коэффициента полезного действия η_{max} для рассматриваемой универсальной характеристики.							

Таблица 7.5 — Радиально-осевые гидротурбины

Напор максимальный, м	45	75	115	140	170	230	310	400	500	600
Расход приведенный, $м^3/с$:										
$Q'_{1\,max}$ (5 % запаса)	1,35—1,55	1,15—1,4	0,95—1,15	0,85—1,0	0,7—0,85	0,5—0,65	0,35—0,5	0,3—0,37	0,25—0,3	0,2—0,26
$Q'_{1опт}$	1,15—1,3	1,0 —0,15	0,85—1,0	0,75—0,9	0,55—0,70	0,4—0,55	0,30—0,40	0,20—0,30	0,18—0,25	0,15—0,20
Коэффициент полезного действия модели η_{max}, %	92,4	92,2	93,1	93,3	93,0	93,0	92,2	90,3	90,2	90,0
Частота вращения приведенная $n'_{1\,опт}$, $мин^{-1}$	80—90	70—83	68—77	66—74	64—72	62—68	60—66	60—65	58—65	56—65
Примечание — Оптимальные значения приведенного расхода $Q'_{1\,опт}$ и приведенной частоты вращения $n'_{1\,опт}$ соответствуют режиму максимального коэффициента полезного действия η_{max} для рассматриваемой универсальной характеристики.										

Таблица 7.6 — Ковшовые гидротурбины

Напор максимальный, м	400	600	1000	1500
Количество сопел, шт.	4	4	4	4
Коэффициент быстроходности на одно сопло n'_s, $мин^{-1}$	25,5	23	18,5	13
Расход приведенный, $м^3/с$				
$Q'_{1\,max}$	0,135	0,110	0,070	0,035
$Q'_{1опт}$	0,085—0,125	0,07—0,1	0,04—0,055	0,02—0,025
Коэффициент полезного действия модели η_{max}, %	90,4	90,8	90,5	—
Примечание — Оптимальные значения приведенного расхода $Q'_{1\,опт}$ и приведенной частоты вращения $n'_{1\,опт}$ соответствуют режиму максимального коэффициента полезного действия η_{max} для рассматриваемой универсальной характеристики.				

7.1.10 При определении параметров и габаритов обратимых гидромашин для ГАЭС необходимо произвести технико-экономические расчеты по выбору их оптимальной быстроходности.

Для насосного режима величина быстроходности вычисляется по формуле

$$n_{sн} = \frac{3{,}65 \cdot n \cdot \sqrt{Q}}{H^{3/4}}, \quad (1)$$

где n, мин$^{-1}$; Q, м^3/с; H, м.

Для предварительной оценки быстроходности следует использовать эмпирическую зависимость $n_{sн} = K\sqrt{H}$. Значение показателя уровня быстроходности K следует принимать не меньше 2500.

При выборе параметров обратимой гидромашины следует учитывать, что наибольший КПД имеют насос-турбины быстроходностью 170—230. Использование машин с n_s < 110 ведет к резкому снижению КПД агрегата.

Для турбинного режима величина быстроходности вычисляется по формуле

$$n_{sT} = \frac{1{,}167 \cdot n \cdot \sqrt{N}}{H^{3/4}}, \quad (2)$$

где n, мин$^{-1}$; N, кВт; H, м.

Зависимость коэффициента быстроходности по насосному режиму от напора на предварительной стадии определяется по таблице 7.7.

Таблица 7.7 — Радиально-осевые насос-турбины

Напор максимальный, м	45—60	80	115	150	170—200	300—400	500—600
Коэффициент быстроходности, мин$^{-1}$, насосный режим n_{SH}	320—300	280—270	250—230	210—200	190—175	145—125	110—95
Показатель уровня быстроходности (сред.) $K = n_s \cdot \sqrt{H}$	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
Примечание — Значения Q, H и N принимаются для расчетного режима.							

7.1.11 Приведенный расход при расчетном по мощности напоре и номинальной мощности должен определяться, как экономически целесообразная величина, по минимуму капитальных вложений и эксплуатационных затрат для конкретных условий размещения электростанции и выбранной модификации рабочего колеса с учетом изменения габаритов блока, веса оборудования, показателей надежности и требуемых высот отсасывания.

7.1.12 Технические задания на разработку новых систем турбин, обратимых гидромашин, а также новых модификаций существующих систем гидромашин следует выдавать только при наличии соответствующего технико-экономического обоснования и подтверждения завода— разработчика оборудования прогнозных характеристик разрабатываемого оборудования.

7.1.13 Основными расчетными параметрами гидромашин при заданных максимальном, расчетном по мощности и средневзвешенном по выработке напорах и мощности следует считать:

- номинальный диаметр рабочего колеса $Д_1$, м;
- диаметр осей лопаток направляющего аппарата $Д_0$, м (для гидромашин вертикального исполнения);
- номинальную частоту вращения $n_{ном}$, мин$^{-1}$;
- угонную частоту вращения $n_{уг}$, мин$^{-1}$;
- коэффициент полезного действия максимальный η_{max}, %;
- коэффициент полезного действия в расчетной точке $\eta_{расч}$, %;
- требуемая высота отсасывания H_s, м;
- коэффициент быстроходности n_s, мин$^{-1}$,
- показатель уровня быстроходности $K = n_s \cdot \sqrt{H}$.

7.1.14 Номинальный диаметр рабочего колеса гидравлической турбины должен определяться исходя из мощности гидроагрегата, экономически целесообразного значения приведенного расхода, определенного с учетом капитальных затрат, эксплуатационных издержек и обеспечения требуемых высот отсасывания, при расчетном по мощности напоре ГЭС и соответствующем ему значении коэффициента полезного действия.

Полученное значение номинального диаметра рабочего колеса гидромашины целесообразно округлять до ближайшего, рекомендованного значения в соответствии с государственным стандартом на гидромашины.

7.1.15 Номинальную частоту вращения гидроагрегата следует назначать из условия работы гидравлических турбин при средневзвешенном по выработке напоре с приведенной частотой вращения, соответствующей зоне максимального коэффициента полезного действия универсальной характеристики.

При назначении номинальной частоты вращения следует учитывать рекомендации заводов — разработчиков гидрогенераторов.

Номинальная частота вращения обратимых агрегатов определяется по насосному режиму исходя из условий размещения рабочего диапазона напоров в оптимальной зоне характеристики и заглубления рабочего колеса.

7.1.16 Требуемые высоты отсасывания на предпроектных стадиях следует принимать по модельным универсальным характеристикам существующих модификаций гидротурбин. На последующих стадиях эта величина уточняется предприятием — разработчиком гидротурбин.

Для обратимых гидромашин отметка рабочего колеса определяется по насосному режиму для наихудшего сочетания напора и уровня нижнего бассейна.

7.1.17 Выбор отметки установки реактивной гидромашины должен производиться по требуемым высотам отсасывания с учетом графика нагрузки гидроэлектростанции; условий неустановившегося режима в нижнем бьефе, в частности, времени наполнения бьефа, прогнозируемых размывов в нижнем бьефе; согласованной с заказчиком и разработчиком оборудования допустимой величиной кавитационной эрозии и экономического сопоставления затрат на заглубление здания станции и последующее устранение кавитационной эрозии, а также изменения режимов работы гидроагрегата в разные периоды эксплуатации.

7.1.18 При выборе оборудования допустимая величина кавитационной эрозии должна определяться в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии по объему внесенного металла либо по глубине и площади кавитационных разрушений.

7.1.19 Пусковой напор на ГЭС ограничивается пределами поля универсальной характеристики и принимается по согласованию с заводами — разработчиками оборудования.

7.1.20 Необходимость ввода гидроагрегатов на пониженных напорах должна быть специально обоснована с учетом длительности наполнения водохранилища или строительного периода.

7.1.21 Для ГЭС, на которых предполагается работа гидроагрегатов в широком диапазоне рабочих напоров или на которых предполагается достаточно длительная работа при пониженных пусковых напорах, следует рассматривать:

- применение турбин двойного регулирования, в т. ч. диагональных поворотно-лопастных (для напоров до 150 м);
- использование радиально-осевых гидротурбин со сменными рабочими колесами с большей быстроходностью, чем у штатных. При этом должно быть обеспечено соответствие разгонной частоты вращения сменного рабочего колеса с разгонной частотой вращения штатного генератора;
- использование радиально-осевых гидротурбин с временными сменными генераторами, устанавливаемыми на фундамент штатного генератора. При этом должны быть обеспечены унификация и максимальная преемственность узлов временного и штатного генераторов;
- комплексное использование временных рабочих колес и временных генераторов;
- использование двухскоростного генератора, если это возможно по кратности применяемых частот вращения;
- применение преобразователей частоты переменного тока, обеспечивающих возможность работы агрегата с переменной частотой вращения;
- применение асинхронизированных генераторов.

Принятая в проекте схема ввода электростанции на пониженных пусковых напорах должна быть подтверждена технико-экономическим расчетом.

7.1.22 Для ГЭС, где вода содержит взвешенные наносы диаметром частиц менее 0,25 мм с твердостью по шкале Мооса меньше 4, применение специальных мер по защите гидротурбины от истирания не

требуется. При преобладании во взвешенных наносах частиц с твердостью по шкале Мооса 4 и более необходимо применение специальных мер по повышению износоустойчивости проточной части, что должно быть оговорено в исходных данных технического задания на разработку гидротурбинной установки.

Дополнительные затраты на обеспечение износоустойчивости проточной части гидротурбины должны сопоставляться с затратами на сооружение отстойника.

7.1.23 Тип, форма и габариты спиральной камеры, а также скорость во входном сечении спиральной камеры должны соответствовать отраслевым стандартам.

В случаях, если для заданного максимального напора возможно применение двух типов спиральных камер, выбор их следует производить на основании технико-экономических расчетов.

Железобетонные спиральные камеры таврового сечения следует применять до максимального напора 80 м.

Железобетонные спиральные камеры в диапазоне напоров от 50 до 80 м следует выполнять с металлической облицовкой.

Металлические спиральные камеры круглого или эллиптического сечения с максимальным напором выше 100 м, для которых произведение максимального динамического давления в спиральной камере, $кН/м^2$, на диаметр входного сечения спирали, м, равно или больше 12000, следует рассматривать в сталежелезобетонном исполнении с передачей части нагрузки на железобетон.

Спиральные камеры гидротурбин при площади входного сечения менее 3 $м^2$ независимо от величины действующего напора должны выполняться металлическими круглого сечения.

7.1.24 Металлические спиральные камеры, полностью воспринимающие напор, а также металлические облицовки сталежелезобетонных спиральных камер, воспринимающие напор частично, должны подвергаться до бетонирования гидравлическому испытанию на соответствующую величину испытательного давления.

Допускается предусматривать возможность совместного испытания спиральной камеры с напорным водоводом.

В отдельных специально обоснованных случаях, по согласованию с заказчиком, гидравлические испытания могут быть заменены контролем 100 %-ной длины сварных швов методом гаммаграфирования по техническим условиям испытаний, разработанным заводом — изготовителем оборудования.

7.1.25 Высоту изогнутых отсасывающих труб для насосов-турбин следует принимать не менее $2,5Д_1$.

Для горизонтальных гидравлических турбин прямоосные отсасывающие трубы следует принимать длиной $4,5+5,0Д_1$ с углом конусности в пределах 13—16°. Форма сечения может быть круглой, овальной с переходом на прямоугольное сечение.

7.1.26 Верхняя кромка выходного сечения отсасывающей трубы должна быть заглублена не менее чем на 0,5 м ниже минимального уровня нижнего бьефа, при котором возможна работа гидравлических турбин.

7.1.27 Отсасывающая труба должна иметь металлическую облицовку конуса, а в обоснованных случаях — и колена.

7.2. Системы регулирования

7.2.1 Гидромашина должна иметь САУ, включающую ЭГР, МНУ, панели автоматики МНУ, предтурбинного затвора (при его наличии) и турбины, противоразгонные устройства.

САУ обеспечивает автоматическую работу гидроагрегата в различных режимах: при регулировании частоты, мощности, водотока и в режиме синхронного компенсатора, а также позволяет осуществлять групповое регулирование агрегатами.

САУ при необходимости должна позволять вести ограничение максимальной и минимальной мощности в зависимости от напора и уровня нижнего бьефа.

7.2.2 В качестве основного противоразгонного устройства, в дополнение к системе регулирования гидравлической турбины, следует предусматривать закрытие направляющего аппарата от золотника аварийного закрытия.

В технически обоснованных случаях направляющий аппарат может снабжаться устройством программного закрытия.

В дополнение к золотнику аварийного закрытия при соответствующем обосновании могут быть использованы другие средства противоразгонной защиты: предтурбинные затворы или быстродействующие аварийно- ремонтные затворы на водоприемнике.

При наличии нескольких видов противоразгонных защит их действие должно быть селективным.

7.2.3 Регулятор для поворотно-лопастных гидротурбин должен иметь комбинаторное устройство, а также устройство, обеспечивающее функции программного управления регулирующими органами при нормальных и аварийных сбросах нагрузки.

7.2.4 Система управления должна обеспечивать (при запасе воды в верхнем, аккумулирующем водохранилище выше УМО (для ГАЭС)):

- автоматический пуск одного из гидроагрегатов электростанции в условиях отсутствия напряжения переменного тока в системе собственных нужд электростанции и наличия давления в МНУ;
- автоматическую остановку, пуск и повторную остановку гидроагрегата при отсутствии напряжения переменного тока в системе собственных нужд электростанции и при уровне и давлении масла в котле МНУ, соответствующих уставке включения рабочего насоса.

7.2.5 Типоразмер маслонапорной установки гидроагрегата должен выбираться для случая неработающих насосов и начального давления в аккумуляторе, соответствующего уставке включения основного насоса, из условия обеспечения выполнения не менее 2,5 полных ходов сервомоторов направляющего аппарата, 2,0 полных ходов сервомотора рабочего колеса и при необходимости полного хода сервомотора предтурбинного затвора.

При наличии в гидроагрегате встроенного цилиндрического затвора, включенного оперативно в схему управления гидроагрегатом, МНУ должна обеспечивать также закрытие затвора после остановки агрегата.

При этом должен сохраняться запас давления и объем масла, достаточный для аварийной остановки агрегата.

7.2.6 Типоразмер маслонапорной установки, обслуживающей отдельную группу предтурбинных затворов, выполняющих аварийные функции, должен выбираться из условия закрытия всех обслуживаемых затворов и обеспечения цикла открытие—закрытие одного из затворов.

7.2.7 Выбор режимов регулирования гидравлической машины должен производиться на основании расчетов и анализа переходных процессов с учетом конкретных условий работы электростанции, характеристик ее оборудования и системы водопроводящих сооружений электростанции.

При этом подлежат учету все виды переходных гидромеханических процессов: плановые, внеплановые, внезапные, аварийные и чрезвычайно аварийные.

7.2.8 В результате расчетов и анализа неустановившихся режимов выявляются:

- реально возможные, вероятные, наиболее неблагоприятные нагрузки, их сочетание и другие показатели, которые необходимо учитывать при проектировании сооружений и оборудования, а также эксплуатационные характеристики электростанции;
- возможности улучшения динамических показателей за счет оптимизации режимов регулирования и состава энергетических сооружений и оборудования.

При этом вычисляются:

- для станционных напорных водоводов — значения наибольших давлений с учетом гидравлического удара, распределение давлений по длине, значения наименьшего давления, участки возможных повышенных пульсаций давления, в том числе и с учетом сейсмического воздействия;
- для гидроагрегатов — увеличение частоты вращения при сбросах нагрузки, изменение направления, частоты вращения для насосов-турбин при отключении агрегата от сети в насосном режиме (режим потери привода), изменение моментов и осевых сил, развиваемых гидромашиной, а также давлений в проточном тракте, особенно за рабочим колесом.

7.2.9 Основными показателями, определяющими условия регулирования, являются:

- постоянная инерции (времени) напорных водоводов T_w. При значениях $T_w > 2$ с система считается высокоинерционной и необходимы более детальный анализ и расчеты по выбору мероприятий, обеспечивающих соблюдение гарантий регулирования. При $T_w > 3$—5 с следует рассматривать необходимость применения уравнительных резервуаров на напорной деривации;
- постоянная инерции гидроагрегата T_a. При значениях T_a менее 5 с агрегат считается «легким» и требуется анализ условий устойчивости системы регулирования;
- повышенные пульсации давления в напорных водоводах. Период жгутовых пульсаций за рабочим колесом не должен совпадать с периодом упругих колебаний напорных водоводов;
- в целях обеспечения устойчивости технологически изолированных энергосистем необходимо обеспечить быстродействие регулирования частоты и мощности таких энергосистем.

7.2.10 При расчете переходных процессов рекомендуется принимать максимальное повышение частоты вращения гидроагрегатов до 160 % номинальной и повышение давления на средней линии входного

сечения спиральной камеры до 140 % максимального напора. В особых случаях, подтвержденных технико-экономическим расчетом, могут быть заданы большие значения.

В любом случае эти параметры согласовываются с предприятиями — разработчиками гидравлической и электрической машин.

7.2.11 Максимальное относительное повышение давления в спиральной камере при сбросе номинальной нагрузки и исправной работе системы регулирования не нормируется и должно быть выбрано путем технико-экономического сопоставления следующих вариантов:

- использование гидромашины повышенной прочности;
- применение программного управления закрытием направляющего аппарата;
- применение холостых выпусков;
- использование гидрогенератора с увеличенным маховым моментом;
- применение уравнительных резервуаров.

7.2.12 При питании нескольких гидромашин от одного водовода максимальные повышение давления и заброс частоты вращения определяются для условия отключения всех гидроагрегатов.

7.2.13 Значения повышения давления в спиральной камере гидравлической машины и повышение частоты вращения гидроагрегата (гарантии регулирования) принимаются по данным завода — разработчика гидромашины или по согласованию с ним.

7.3 Предтурбинные затворы

7.3.1 Предтурбинными затворами следует считать запорные органы, устанавливаемые на напорных водоводах перед входом в спиральную камеру гидравлической машины и входящие в единую систему управления технологическим процессом гидромашины.

7.3.2 Предтурбинные затворы должны обеспечивать:

- возможность проведения ремонтных работ в проточной части гидромашины под их защитой без опорожнения напорных водоводов;
- защиту гидроагрегата от разгона в соответствии с командой от системы регулирования гидромашины;
- защиту направляющего аппарата высоконапорных гидромашин от щелевой кавитации;
- возможность перевода гидроагрегата для работы в режиме синхронного компенсатора или пуска в насосный режим обратимой гидромашины с отжимом воды из камеры рабочего колеса сжатым воздухом.

7.3.3 Предтурбинные затворы следует принимать в соответствии с ГОСТ 22373:

- дисковые с плоскоскошенным диском — на статический напор до 115 м;
- дисковые с диском типа «биплан» — на статический напор до 230 м;
- шаровые — на статический напор до 900 м;
- кольцевые — встроенные в радиально-осевую гидротурбину.

Предтурбинные затворы должны оснащаться панелями управления.

В качестве источников питания гидропривода предтурбинного затвора следует использовать маслонапорную установку гидромашины при соответствующем ее выборе и согласовании с заводом — разработчиком гидротурбинного оборудования либо отдельную МНУ или МНА.

7.3.4 Для повышения надежности работы предтурбинных затворов следует предусматривать использование грузового привода на «закрытие» в пределах технически возможных решений или постоянной подачей давления от МНУ в полость гидропривода «на закрытие».

7.3.5 При закрытии предтурбинного затвора в текучей воде, его закон закрытия должен иметь замедление на участке последних 25 % хода гидропривода.

8 Водяное охлаждение

8.1 Общие требования

8.1.1 Функциональное назначение системы водяного охлаждения — обеспечение надежной подачи очищенной воды к потребителям для поддержания заданного температурного режима и смазки работающего оборудования электростанции во всех стационарных и переходных режимах агрегата, включая насосный режим и режим синхронного компенсатора.

8.1.2 Потребителями водяного охлаждения являются:

- воздухоохладители генератора;
- теплообменники системы подготовки дистиллята для генератора с непосредственным охлаждением;

- теплообменники систем тиристорного возбуждения с водяным охлаждением;
- маслоохладители подпятника и подшипников генераторов;
- маслоохладители подшипников турбин с масляной смазкой;
- подшипники турбин с водяной смазкой;
- уплотнение вала турбины;
- лабиринтные уплотнения рабочих колес РО турбин при работе в режиме синхронного компенсатора;
- маслоохладители маслонапорных установок;
- маслоохладители трансформаторов;
- теплообменники и узлы вспомогательного оборудования и другие технологические водопотребители (компрессоры, воздуходувки, артезианские насосы и т. п.).

8.1.3 В зависимости от располагаемых напоров на электростанциях следует применять следующие системы водяного охлаждения:

- самотечно-насосная — при минимальных напорах ниже 10 м с забором воды из верхнего бьефа;
- самотечная — при напорах от 10 до 60 м с забором воды из верхнего бьефа;
- самотечная с ограничением давления воды у потребителя — при напорах выше 60 м с забором воды из верхнего бьефа;
- эжекторная — при напорах от 50 до 250 м с забором воды из верхнего и нижнего бьефов;
- насосная — при напорах ниже 15 и выше 60 м с забором воды из нижнего бьефа.

8.1.4 Допускается применение систем с водозабором воды из-под крышки турбины, использующих давление воды системы разгрузки крышки РО турбины. Использование таких систем возможно при отсутствии на электростанции режима синхронного компенсатора. Отбор воды из-под крышки турбины должен быть согласован с заводом — изготовителем турбины.

8.1.5 Систему водяного охлаждения ГАЭС следует выполнять в режиме самотека.

8.1.6 Водяное охлаждения выполняется по следующим схемам:

- поагрегатная;
- централизованная;
- групповая.

8.1.7 Окончательный выбор системы и схемы водяного охлаждения определяется технико-экономическим сравнением возможных вариантов.

При наличии в воде дрейсены должны предусматриваться мероприятия по борьбе с ней. В качестве одного из простых мероприятий по борьбе с дрейсеной следует предусматривать применение скорости воды в трубопроводах более 2,5 м/с, а также возможность изменения направления потока воды в системе при ее работе и промыве.

8.1.8 Расчетный расход воды в системе принимается по суммарному расходу всех потребителей при максимальной мощности гидроагрегата и максимальной расчетной температуре воды на уровне водозабора.

8.1.9 При выборе схемы следует отдавать предпочтение схемам с раздельным питанием потребителей с большим и малым расходом воды.

Водоснабжение крупных потребителей воды (воздухоохладители, маслоохладители подпятника и т. п.) целесообразно осуществлять по отдельным ветвям (водозабор — фильтр — потребитель — слив) с целью обеспечения независимого регулирования. Допускается осуществлять от этих систем резервное водоснабжение потребителей с малыми расходами воды.

8.1.10 В целях уменьшения общего расхода в системе целесообразно рассматривать схемы с последовательным соединением теплообменных аппаратов. Такие схемы при необходимости должны быть согласованы с заводами — изготовителями применяемого оборудования.

8.1.11 Необходимо применять как автоматическое, так и ручное (по сезонам) регулирование расхода охлаждающей воды в зависимости от температурного режима узлов агрегата и температуры воды.

Регулирование расхода частичным открытием задвижек запрещается. Для этой цели следует применять регулирующую арматуру.

8.1.12 Для экономии расхода водяного охлаждения и предотвращения отпотевания трубопроводов и воздухоохладителей рекомендуется предусматривать возможность применения рециркуляции воды.

8.1.13 Для предотвращения отпотевания трубопроводов необходимо выполнять теплоизоляцию трубопроводов.

8.1.14 Для непрерывной подачи воды к потребителям должно быть предусмотрено 100 %-ное резервирование по водозаборам, фильтрам, насосам, обеспечивающим расчетную подачу.

8.2 Водозаборы

8.2.1 Водозаборы предназначены для надежной подачи воды в систему и должны располагаться в местах, доступных для обслуживания. Водозаборы устанавливаются в туннеле, трубопроводе, спиральной камере, напорных стенках верхнего и нижнего бьефов.

8.2.2 Водозаборы должны быть установлены в зонах, не подверженных закупорке шугой, льдом или мусором.

8.2.3 Устройство водозаборов в верхних и нижних точках туннелей, трубопроводов или спиральных камер не допускается.

8.2.4 Водозаборы должны быть оборудованы съемными решетками.

8.2.5 Водозаборы непосредственно из верхнего и нижнего бьефов должны также оборудоваться приспособлениями, позволяющими устанавливать на них временные заглушки. Около водозаборов должны быть установлены скобы для удобства выполнения водолазных работ.

8.2.6 В случае забора аэрированного потока воды из нижнего бьефа следует рассматривать необходимость применения деаэраторов.

8.2.7 На электростанциях, расположенных на реках с большим количеством наносов, следует рассматривать возможность забора воды из гидроциклонов, отстойников, уравнительных резервуаров, артезианских скважин и других источников.

8.2.8 Водозаборы, используемые для питания подшипника на водяной смазке, уплотнения вала и лабиринтного уплотнения рабочего колеса гидротурбины с положительной высотой отсасывания должны обеспечить бесперебойное питание при опускании аварийно-ремонтного или закрытии предтурбинного затвора агрегата.

8.2.9 Насосы следует устанавливать ниже минимального уровня воды у водозабора. При необходимости установки насосов выше уровня воды должен быть предусмотрен автоматический залив насосов при пуске.

8.2.10 Фильтры должны иметь фильтрующие элементы из коррозионно-стойкого материала. Тонкость фильтрации определяется требованиями потребителя воды.

Конструкция фильтра должна обеспечить автоматическую или ручную промывку.

8.3 Теплообменные аппараты

8.3.1 Компоновка системы питания теплообменных аппаратов должна обеспечивать полное и постоянное заполнение водой теплообменников во всех режимах работы, включая длительную остановку системы.

8.3.2 Система питания маслоохладителей трансформаторов должна обеспечивать превышение давления масла над давлением воды во всех режимах. В системе следует предусмотреть устройство, обеспечивающее отбор проб воды до и после маслоохладителей на содержание масла в воде.

8.3.3 В теплообменниках должен быть предусмотрен контроль за протечками масла.

8.3.4 Материал трубок теплообменных аппаратов выбирается в соответствии с химическим составом воды и одной марки для всех теплообменников электростанции.

8.3.5 При заборе технической воды из водохранилищ, имеющих дрейсену, материал трубок теплообменников должен быть не склонен к обрастанию.

8.3.6 Система должна предусматривать возможность обратного промыва теплообменных аппаратов и распределительных коллекторов.

8.4 Трубопроводы и арматура

8.4.1 Диаметры трубопроводов и скорости воды в них определяются на основании технико-экономического расчета. Скорость воды принимается в пределах 1—8 м/с.

8.4.2 Сливные трубопроводы следует выводить под минимальный уровень воды в бьефе с учетом ледового режима.

8.4.3 При расположении потребителей системы ниже отметки выхода сливной трубы необходимо предусмотреть на выходе возможность установки заглушки либо обратные клапаны и скобы для водолазных работ.

8.4.4 Трубопроводы, прокладываемые в бетоне, должны устанавливаться с учетом глубины промерзания открытого бетона.

8.4.5 Для трубопроводов открытой прокладки в системе следует применять нержавеющие трубы или электросварные трубы. Для закладных трубопроводов — нержавеющие трубы или горячедеформирован-

ные с запасом на ржавление не менее 2 мм. Фасонные части трубопроводов (отводы, тройники) должны применяться в основном промышленного изготовления.

8.4.6 При разности расчетных температур окружающего воздуха и наружной стенки трубы более 10 °С в помещениях с относительной влажностью свыше 80 % следует предусматривать теплоизоляцию трубопроводов.

8.4.7 Запорная и запорно-регулирующая арматура должна применяться общепромышленного изготовления. Арматура, отсекающая систему непосредственно от бьефов, должна быть стальной независимо от действующего напора.

Автоматическую подачу воды в систему следует осуществлять с помощью арматуры с электро-, гидро- или пневмоприводом.

8.4.8 На гидро- или пневмоприводах арматуры должны устанавливаться дроссели в целях повышения времени срабатывания для предотвращения гидравлического удара в системе водяного охлаждения.

8.5 Управление и контроль

8.5.1 Управление и контроль работы системы водяного охлаждения должны быть автоматизированы. Управление системой должно быть в ручном и автоматическом режимах; отклонение от нормального режима должно передаваться в АСУ ТП.

8.5.2 Автоматическому контролю подлежат расходы воды:

- в маслоохладителях подпятника;
- в воздухоохладителях генератора;
- в маслоохладителях подшипников генератора;
- через подшипник гидротурбины;
- и давление воды через уплотнение вала гидротурбины;
- на охлаждение уплотнений рабочего колеса при работе в режиме синхронного компенсатора.

8.5.3 Визуально контролируется:

- давление на напорном и сливных трубопроводах;
- давление до и после насосов;
- давление до и после фильтров;
- температура воды на входе и выходе теплообменников.

8.5.4 Необходимо предусматривать возможность установки камерных дроссельных диафрагм, контрольных манометров и термометров для испытания и наладки системы водяного охлаждения.

9 Масляное хозяйство

9.1 Общие требования

9.1.1 Масляное хозяйство предназначено для обеспечения маслонаполненного оборудования электростанции комплексом операций, связанных с приемом, хранением, обработкой, распределением и сбором масел, а также консистентных смазок различных марок.

9.1.2 Масляное хозяйство электростанции должно проектироваться с учетом организации масляного хозяйства в энергосистеме, каскаде или группе электростанций.

9.1.3 Масляное хозяйство в зависимости от состава и выполняемых функций следует подразделять на:

- станционное масляное хозяйство электростанции (СМХ), рассчитанное на полный объем технологических операций, обеспечивающих нормальное функционирование технологического оборудования электростанции;
- центральное масляное хозяйство энергосистемы, каскада или группы электростанций (ЦМХ), рассчитанное на полный объем технологических операций, обеспечивающих нормальное функционирование технологического оборудования обслуживаемых электростанций;
- филиальное масляное хозяйство (ФМХ), рассчитанное на сокращенный объем технологических операций и обеспечивающее нормальное функционирование технологического оборудования электростанции совместно с ЦМХ.

9.1.4 Все помещения основных сооружений гидроузла, помещения маслохозяйства и пристанционные площадки, где располагается или ремонтируется маслонаполненное оборудование, должны быть оборудованы специальной системой дренажа для сбора, последующей обработки и утилизации масел и замасленных стоков с учетом противопожарных требований.

Маслохозяйство ГЭС и ГАЭС следует по возможности располагать на пристанционной площадке на отметках выше возможного затопления.

9.2 Состав и основные технологические операции масляного хозяйства

9.2.1 Состав масляного хозяйства в зависимости от его вида представлен в таблице 9.1.

Таблица 9.1 — Состав масляного хозяйства

Наименование		Вид масляного хозяйства		
		СМХ	ЦМХ	ФМХ
1	Маслохранилище	+	+	—
2	Устройство для приема и выдачи масла из транспортных средств	+	+	+
3	Система технологических коммуникаций	+	+	+
4	Аппаратная с набором оборудования и приборов	+	+	—
5	Комплекс передвижного оборудования и насосов для обработки масла непосредственно в маслонаполненном оборудовании	+	+	+
6	Химическая лаборатория	+	+	—
7*	Стационарные установки для вакуумной обработки изоляционного масла	+	—	—
8	Передвижные установки для вакуумной обработки изоляционного масла	—	+	—
9	Передвижная установка для азотирования масла	—	+	—
10	Комплект транспортных средств для транспортирования требуемых объемов масла в пределах обслуживаемого района	—	+	—
11	Резервуар аварийного слива турбинного масла в здании электростанции	+	+	+
12**	Доливочные емкости	—	—	+
13	Посты сбора отработанных нефтепродуктов	+	+	+
14	Необходимые сооружения и помещения для размещения требуемого оборудования, коммуникаций и обслуживающего персонала	+	+	+

* При наличии специального обоснования.
** Также на подземных электростанциях.

9.2.2 Основные технологические операции масляного хозяйства в зависимости от его вида представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 — Основные технологические операции масляного хозяйства

Наименование операций	Вид масляного хозяйства		
	СМХ	ЦМХ	ФМХ
1 Прием масла из транспортных средств и выдача в транспортные средства	+	+	+
2 Распределение и хранение масла в резервуарах склада масла	+	+	—
3 Обработка свежего масла и доведение его параметров до требований, предъявляемых к чистому маслу	+	+	—
4 Дегазация изоляционного масла стационарной установкой	+	—	—
5 Азотирование изоляционного масла (при наличии электротехнического оборудования с азотной защитой)	+	+	+
6 Заполнение технологического оборудования чистым маслом и периодическая доливка его	+	+	+
7 Обработка масла непосредственно в маслонаполненном оборудовании	+	+	+

Окончание таблицы 9.2

Наименование операций	Вид масляного хозяйства		
	СМХ	ЦМХ	ФМХ
8 Прием эксплуатационного масла из технологического оборудования	+	+	+
9 Выдача эксплуатационного масла	+	+	+
10 Выдача отработанного масла	+	+	+
11 Обработка отработанного, эксплуатационного масла и доведение его параметров до требований, предъявляемых к чистому и сухому маслу	+	+	—
12 Сбор, хранение и выдача отработанных масел на нефтебазу	+	+	—
13 Отбор проб и проведение анализа масла	+	+	+
14 Мойка тары	+	+	—
15 Вакуумирование трансформаторов	+	+	+*
16 Выдача чистого, сухого масла	—	+	—
17 Транспортировка масла	—	+	—
18 Прием отработанного и эксплуатационного масла от ФМХ	—	+	—
19 Вакуумная сушка, дегазация и азотирование изоляционного масла передвижными установками	+	+	+*

Примечания

1 Операции, отмеченные индексом*, выполняются оборудованием из парка ЦМХ.

2 Для ФМХ представлен минимально необходимый объем технологических операций.

9.3 Маслохранилище

9.3.1 Маслохранилище СМХ (ЦМХ) предназначено для приема, длительного хранения и выдачи различных марок и групп масла и должно включать в себя резервуары:

- «свежего масла», поступающего с завода;
- «чистого масла (чистого сухого масла)», отвечающего требованиям для заливки в оборудование;
- «эксплуатационного масла», слитого из оборудования и пригодного для восстановления в условиях электростанции;
- «отработанного масла», не пригодного для восстановления в условиях электростанции и предназначенного для отправки на нефтебазы.

9.3.2 Маслохранилище центрального (станционного) масляного хозяйства должно быть оборудовано следующим количеством резервуаров:

- для турбинного масла — три резервуара (свежего, чистого, эксплуатационного масла);
- для изоляционного трансформаторного масла — три резервуара (свежего, чистого и эксплуатационного масла);
- для изоляционного масла баковых масляных выключателей — два резервуара (чистого и эксплуатационного масла);
- для масла гидроприводов — два резервуара (чистого и эксплуатационного масла).

Кроме того, должно быть предусмотрено помещение для хранения бочек, канистр и т. п., заполненных различными марками масел и смазок.

9.3.3 Помимо резервуаров, расположенных в маслохранилище, целесообразно предусмотреть в пределах (за пределами) здания электростанции или монтажной площадки резервуары для самотечного слива отработанного или эксплуатационного масел из маслонаполненного оборудования, если не обеспечивается самотек в баки маслохранилища.

9.3.4 В мастерских электро- и машинного цехов, гараже, компрессорных и на монтажной площадке следует предусматривать посты сбора отработанных нефтепродуктов по группам согласно ГОСТ 21046.

9.3.5 Маслохранилище ЦМХ при соответствующем обосновании может быть дополнительно оборудовано резервуарами свежего и эксплуатационного масла каждой марки.

9.3.6 Объем каждого резервуара, кроме доливочного, для турбинного и изоляционного трансформаторного масла должен быть не менее 110 % объема, заливаемого в гидроагрегат или наиболее крупный трансформатор.

Объем резервуаров свежего масла при доставке его железнодорожным транспортом должен соответствовать объему цистерны.

Объем резервуаров изоляционного масла масляных выключателей должен соответствовать объему баков трех фаз выключателя плюс 1 % от всего объема масла, залитого в аппараты и выключатели электростанции.

Объем резервуаров масла гидроприводов должен соответствовать 110 % объема масла, заливаемого в гидропривод одного затвора, включая маслонасосный агрегат.

9.3.7 Доливочные резервуары устанавливаются на ФМХ и в подземных зданиях электростанций. Объем доливочных резервуаров чистого турбинного масла должен обеспечить 45-дневный запас турбинного масла на доливку всех гидроагрегатов, объем доливочных резервуаров чистого сухого изоляционного трансформаторного масла должен составлять 10 % от объема самого крупного трансформатора.

9.3.8 Масляные резервуары должны быть оборудованы:

- двумя люками, один из них — в крышке резервуара;
- наружными и внутренними лестницами;
- ограждениями и поручнями;
- площадками для обслуживания приборов и арматуры;
- воздухоосушительными фильтрами;
- указателями (датчиками) уровня, сливными, переливными, наливными и дыхательными патрубками;
- пробно-спускным краном на маслозаборном патрубке.

9.3.9 Указатели уровня масла на масляных резервуарах должны обеспечивать визуальный контроль уровня у резервуара и дистанционный — в аппаратной масляного хозяйства.

Применение стеклянных трубок для измерения уровня масла возможно, если они будут помещены в защитный футляр и укомплектованы запорным устройством вентильного типа.

9.4 Технологические трубопроводы масляного хозяйства

9.4.1 Технологические трубопроводы масляного хозяйства должны выполняться только из стальных бесшовных труб. Материал трубопроводов — нержавеющая сталь.

Соединение трубопроводов должно выполняться на сварке.

Технологические разъемы должны выполняться фланцевыми типа «выступ-впадина».

Применение резьбовых соединений на линиях не допускается кроме присоединения приборов и аппаратов.

9.4.2 Технологические трубопроводы масляного хозяйства должны прокладываться в специальных галереях (каналах) технологических трубопроводов.

Не допускается установка закладных масляных трубопроводов. В случае необходимости масляные трубопроводы должны проходить через бетон и другие строительные конструкции в металлических обсадных трубах.

Не допускается прокладка масляных трубопроводов в засыпных траншеях.

9.4.3 Технологические трубопроводы масляного хозяйства должны прокладываться с уклоном в сторону их возможного опорожнения. В случае необходимости допускается устройство специальных выпусков для опорожнения масляных трубопроводов.

Технологические трубопроводы масляного хозяйства должны предусматривать возможность их промыва.

9.4.4 Технологические трубопроводы масляного хозяйства в местах подсоединения передвижной маслоочистительной аппаратуры или насосного оборудования должны быть снабжены заглушками.

9.4.5 Технологические трубопроводы, предназначенные для наполнения и слива масла из оборудования, должны быть подведены к гидроагрегату (подпятник, подшипники, МНУ) и трансформаторной мастерской или к месту ревизии и ремонта трансформатора на монтажной площадке. К главным трансформаторам, расположенным в пределах здания электростанции, стационарные трубопроводы не прокладываются кроме случая, когда проектом предусматривается ревизия трансформаторов на месте его установки.

10 Пневматическое хозяйство

10.1 Общие требования

10.1.1 Пневматическое хозяйство предназначено для надежного обеспечения сжатым воздухом требуемых параметров (давление, расход, влагосодержание) всех потребителей и включает системы:

- механического торможения гидроагрегатов с давлением 0,8 МПа (8 бар);
- технических нужд (пневматические инструменты, пескоструйная очистка и окраска металлоконструкций и т. п.) с давлением 0,8 МПа (8 бар);
- создания полыньи перед затворами водосбросов плотины с давлением 0,8 МПа (8 бар);
- пневмогидравлической аппаратуры с давлением 0,8—4,0 МПа (8—40 бар), а также регулирующей или запорной арматуры с пневматическим мембранным или сильфонным исполнительными механизмами с давлением 0,15—1,0 МПа (1,5—10 бар),
- пневматического ремонтного уплотнения вала турбины с давлением 0,8 МПа (8 бар);
- отжатия воды из камер рабочих колес гидротурбин для работы гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора и в режиме перевода обратимых агрегатов в насосный режим и остановка из насосного режима с давлением 0,8—4,2 МПа (8—42 бар);
- первичного заполнения и периодической автоматической подкачки гидроаккумуляторов МНУ с давлением 4,2—7,0 МПа (42—70 бар);
- электрических коммутационных аппаратов — воздушных выключателей и пневматических приводов маломасляных выключателей, а также разъединителей высокого напряжения с пневматическим приводом, с рабочими давлениями 2—4 МПа (20—40 бар);
- уплотнения предтурбинных затворов с давлением 0,8—4,0 МПа (8—40 бар);
- впуска воздуха в камеру рабочего колеса гидротурбины при работе в нестационарных режимах с давлением 0,8 МПа (8 бар), при наличии специального обоснования необходимости работы в нестационарных режимах.

10.1.2 Воздухоснабжение водолазных скафандров, ввиду специфичности требований к воздуху, обеспечивается специальными компрессорными установками, передвижными.

Воздух к пневматическим инструментам при подводных работах подается из систем технических нужд.

10.1.3 Целесообразно создание объединенной компрессорной станции с компрессорными установками для обслуживания нескольких потребителей сжатого воздуха, а также резервирование систем с применением автоматических редуцирующих устройств.

10.1.4 Питание сжатым воздухом каждой из систем должно осуществляться по самостоятельной магистрали, подключенной к соответствующему воздухосборнику.

Допускается при соответствующем обосновании осуществлять питание от одной системы воздуховодов:

- пневматических уплотнений предтурбинных затворов высоконапорных электростанций и зарядки гидроаккумуляторов МНУ;
- системы собственных нужд и майнообразователя;
- системы торможения, ремонтного уплотнения вала турбины и предтурбинного затвора при давлении до 0,8 МПа (8 бар).

10.1.5 Работа компрессорных установок для поддержания заданного уровня давления в воздухосборниках и магистралях, а также управление и контроль за состоянием оборудования должны быть полностью автоматизированы. Управление должно быть ручное и автоматическое; отклонение от нормального режима должно передаваться в АСУ ТП.

Эксплуатация установок должна производиться без постоянного присутствия дежурного персонала.

11 Измерение гидравлических параметров гидроузла

11.1 Система измерений гидравлических параметров гидроузла предназначена для непрерывного измерения уровней, напора и расхода воды на гидроузле, а также для автоматизации управления гидроагрегатами.

11.2 Указанная система должна обеспечивать:

- измерение и регистрацию уровней верхнего и нижнего бьефов;
- определение и регистрацию напоров нетто на гидромашинах;

- определение и регистрацию расхода воды на каждой гидромашине и водосбросных сооружениях, суммирование расхода воды через гидроузел;

- контроль за перепадом давления на сороудерживающих решетках;

- выдачу унифицированного сигнала на систему управления гидроагрегатами, а также в систему АСУ ТП;

- контроль осушения и заполнения водоводов;

- контроль уровня воды в конусе отсасывающей трубы турбины при работе агрегата в режиме синхронного компенсатора или переводе его в насосный режим;

- определение расхода воды на собственное потребление (охлаждение узлов гидроагрегатов и трансформаторов).

11.3 Для измерения указанных параметров следует применять аппаратуру с унифицированным выходом. Отбор давления в точках измерения допускается осуществлять с помощью барботажного способа, т.е. непрерывной подачей сжатого воздуха в точку отбора давления. При наличии надежных схем измерения указанных выше параметров допускается применение других датчиков, устанавливаемых непосредственно в точке отбора давления.

11.4 Для отбора давления барботажным способом применяется измерительная стальная бесшовная трубка диаметром 8—20 мм. Допускается при соответствующем обосновании применять трубки полиэтиленовые или из нержавеющей стали.

Расстояние от точки отбора давления до первичного прибора не должно превышать 300 м.

Сжатый воздух, подаваемый в измерительную трубку, должен быть очищен в фильтре и должен пройти через игольчатый дроссель. Расход воздуха в измерительной трубке принимается в пределах 5—12 л/ч, давление воздуха должно быть всегда выше давления в точке отбора. Протечки воздуха в измерительной трубке недопустимы.

Для воздухоснабжения измерительных трубок на станции предусматривается отдельная магистраль с воздухосборником, давление в этой системе должно быть выше максимального в точке отбора не менее чем на 10 % — 15%. Обычно давление в системе воздухоснабжения принимается 0,8—4,0 МПа (8—40 бар).

При удалении точки отбора давления от первичного прибора на расстояние более 300 м (например, на водоприемниках) в качестве источника сжатого воздуха рекомендуется применять компрессоры малой производительности или баллоны сжатого воздуха.

11.5 Первичные приборы устанавливаются в удобном для обслуживания месте здания электростанции, а на удаленных водоприемниках — в закрытом отапливаемом помещении.

Вторичные приборы должны быть установлены в пределах ЦПУ электростанции.

11.6 Отбор давления для измерения уровней следует предусматривать в местах, наименее подверженных влиянию изменения расхода через гидроузел.

11.7 Для проведения натурных испытаний турбин следует предусматривать в агрегатных блоках закладные измерительные трубки, а также другие устройства, обеспечивающие измерение уровней, напора, расходов.

Количество агрегатов, подвергаемых натурным испытаниям, следует принимать:

- один — при числе агрегатов на электростанции до 4;

- два — при числе агрегатов от 5 до 10;

- три — при числе агрегатов от 11 до 20 и более.

11.8 Управление и контроль

11.8.1 Управление и контроль за работой системы измерения гидравлических параметров должны быть автоматизированы. Управление системой должно быть в автоматическом режиме; отклонение от нормального режима должно передаваться в АСУ ТП.

11.8.2 Режим работы системы — непрерывный.

11.8.3 В целях экономии воздуха допускается автоматически отключать подачу воздуха на агрегатную пневмогидравлическую систему измерения на остановленном агрегате.

11.8.4 Функции датчиков при необходимости резервирования — рабочий и резервный — должны меняться в автоматическом или ручном режиме по сигналу неисправности датчика.

12 Гидрогенераторы и генераторы-двигатели

12.1 Общие требования

12.1.1 Гидрогенераторы и генераторы-двигатели разрабатываются на основе технического задания, составленного проектной организацией совместно с заказчиком и разработчиком.

В технических заданиях следует предусматривать необходимость обеспечения автоматического управления, контроля режимных параметров и диагностики состояния оборудования. В качестве датчиков и систем контроля, управления и защиты от недопустимых режимов следует применять устройства серийного производства.

При разработке задания заводу следует провести поиск аналога и выявить возможность использования для данного объекта освоенных или ранее разработанных электрических машин.

12.1.2 Электрические машины, системы возбуждения и вспомогательное оборудование должны обеспечивать надежную работу гидроагрегата во всех режимах без вмешательства дежурного персонала.

12.1.3 Конструкция электрической машины, отдельных ее узлов и вспомогательные системы должны обеспечивать условия пуска и останова гидроагрегата при отсутствии напряжения собственных нужд переменного тока.

12.2 Гидрогенераторы и генераторы-двигатели

12.2.1 Номинальная мощность и вид конструктивного исполнения электрической машины принимаются исходя из типа и параметров гидромашины.

12.2.2 Гидрогенераторы и генераторы-двигатели проектируются как машины единичного производства.

При этом в целях использования изоляционных, электротехнических и конструктивных материалов с близкими свойствами и возможной унификации конструктивных узлов следует исходить из общегосударственных стандартов, стандартов МЭК и других нормативных документов на синхронные машины, гидрогенераторы и их комплектующие устройства.

12.2.3 Синхронные машины должны разрабатываться высокоиспользованными, оптимальными по технико-экономическим показателям, габариту, весу и коэффициенту полезного действия.

Отклонения от «оптимальной» конструкции синхронной машины (по величине махового момента, заброса оборотов, индуктивностей и т. п.) допускаются при соответствующем обосновании и получении дополнительного технического и экономического эффекта по гидроузлу.

12.2.4 При проектировании электростанции должны быть определены следующие основные технические данные и параметры электрической машины:

- тип и вид конструктивного исполнения;
- номинальные параметры: мощность, коэффициент мощности, напряжение, частота вращения, коэффициент полезного действия;
- маховой момент;
- угонная частота вращения;
- индуктивные сопротивления;
- масса;
- стоимость.

12.2.5 В качестве гидрогенераторов и генераторов-двигателей, как правило, применяются синхронные явнополюсные машины с вертикальным или горизонтальным валом.

На гидроузлах, где в период постоянной эксплуатации происходят систематические значительные изменения напора ($H_{min} < (0,5 - 0,6) H_{max}$), следует рассматривать другие варианты электрической машины, позволяющие работу гидротурбины с частотой вращения, отличающейся от номинальной (асинхронизированные, многоскоростные с переключением количества полюсов, с работой через преобразователь частоты и др.).

12.2.6 Выбор конструктивного исполнения вертикальной синхронной машины производится по частоте и мощности гидроагрегата на основании следующих показателей: габариты агрегата (стоимость машинного зала), масса, коэффициент полезного действия и стоимость электрической машины.

Для гидроагрегатов с частотой вращения до 200 об/мин и диаметром рабочего колеса гидромашины свыше 4,5 м следует применять зонтичное исполнение с опорой подпятника на крышку гидромашины.

Для гидроагрегатов с частотой вращения более 200 об/мин применяется подвесное исполнение с опорой подпятника на верхнюю крестовину.

В диапазоне частоты вращения от 150 до 333,3 об/мин вид конструктивного исполнения электромашины рекомендуется выбирать на основании технико-экономического расчета.

Применение электромашины зонтичного исполнения с опорой подпятника на нижнюю крестовину должно быть обосновано.

12.2.7 На малоагрегатных электростанциях (до четырех) целесообразно рассматривать применение гидрогенераторов с разъемным ротором с целью снижения грузоподъемности и количества кранов машинного зала.

12.2.8 Для уникальных по мощности или габаритам синхронных машин, с целью повышения эксплуатационной надежности, следует рассматривать целесообразность сборки активной стали статора «в кольцо» на месте их монтажа. Применение статоров, собираемых в «кольцо» на месте монтажа, должно быть обосновано технико-экономическими расчетами с учетом увеличения сроков монтажа и стоимости мероприятий по обеспечению условий сборки.

12.2.9 Для повышения надежности работы подпятников следует применять сегменты с эластичным металлопластмассовым покрытием.

12.2.10 Номинальное напряжение статора синхронной машины выбирается из ряда значений, определенных ГОСТ 5616: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18,0; 20 кВ.

Значение напряжения в зависимости от мощности машины должно соответствовать данным таблицы 12.1.

Таблица 12.1 — Значение напряжения в зависимости от мощности

Мощность, МВА	10–25	25–50	50–150	150–300	300 и более
Напряжение, кВ	3,15–10,5	10,5–13,8	13,8–15,75	15,75–18,0	15,75–20,0

Оптимальное напряжение синхронной машины в каждом случае определяется разработчиком индивидуально в зависимости от возможности выполнения необходимого числа параллельных ветвей стержневой обмотки статора для заданной скорости вращения.

Проектировщик электростанций принимает значение номинального напряжения с учетом технико-экономических показателей всего тракта от электрической машины до трансформатора.

12.2.11 Коэффициент мощности синхронной машины принимается по условиям работы гидрогенераторов и генераторов-двигателей в энергосистеме.

12.2.12 Для обеспечения выдачи и потребления реактивной мощности следует предусматривать возможность работы синхронных машин (кроме капсульных) в режиме синхронных компенсаторов, а также в режимах выдачи активной мощности с потреблением реактивной мощности. Работа капсульных гидроагрегатов в режиме синхронного компенсатора (при свернутых лопастях рабочего колеса турбины) допускается при соответствующем энергоэкономическом обосновании.

12.2.13 Маховой момент (постоянная инерции) синхронной машины определяется оптимальной (с точки зрения электрического и магнитного использования) конструкцией агрегата.

При наличии специальных требований, исходящих из условия обеспечения гарантий регулирования гидромашины и/или условий обеспечения устойчивости электропередачи, минимально допустимую величину махового момента следует задавать в соответствии с этими требованиями. Последнее должно иметь технико-экономическое обоснование.

12.2.14 Повышение частоты вращения синхронной машины при сбросе номинальной нагрузки задается на основании расчетов гарантий регулирования.

12.2.15 Индуктивные сопротивления синхронной машины определяются оптимальной конструкцией машин. При наличии специальных требований, исходящих из условий обеспечения устойчивости электропередачи или исключения процесса самовозбуждения при работе на холостую линию, индуктивные сопротивления следует задавать на основании расчетов, выполненных при проектировании схемы присоединения электростанции к энергосистеме.

12.2.16 Коэффициент полезного действия синхронной машины при номинальной нагрузке и номинальном коэффициенте мощности следует задавать не ниже значений, указанных в таблице 12.2.

Таблица 12.2 — Значение КПД синхронной машины при номинальной нагрузке и номинальном коэффициенте мощности

Диапазоны номинальных мощностей, МВА	Диапазон частоты вращения, об/мин			
	50—93,76	100—187,5	200—300	333.3—600
10—25	95,9—96,6	96,0—96,7	95,8—96,4	96,1—96,3
25—50	96,6—97,3	96,7—97,3	96,4—97,2	96,5—97,0
500—100	97,3—98,0	98,0—98,2	97,2—97,7	97,0—97,6
100—250	98,0—98,3	98,2—98,6	97,7—98,4	97,6—98,4
Св. 250	98,3—98,7	98,6—98,9	98,2—98,5	—

12.2.17 В электрических машинах должна применяться система косвенного воздушно-водяного охлаждения с замкнутым циклом охлаждения. Охлаждение воздуха обеспечивается водяными охладителями.

Рекомендуется, по согласованию с разработчиком, использовать отбор до 20 % горячего воздуха для обогрева машинного зала электростанции. При отборе более 15 % горячего воздуха в тракте восполнения объема охлаждающего воздуха необходимо устанавливать пылеулавливающие фильтры.

Как правило, применяется система самовентиляции, где вентилятором служит ротор.

Допускается применение принудительной системы косвенного или непосредственного охлаждения в капсульных генераторах, а также в электрических машинах мощностью более 500 МВт. Целесообразность применения системы непосредственного водяного охлаждения обмоток статора, ротора и др. активных частей должна быть специально обоснована.

На электростанциях, имеющих синхронные машины с непосредственным водяным охлаждением активных частей, должны предусматриваться установка для приготовления дистиллированной воды и трубопроводы для ее подачи к агрегатам. Выбор оборудования этой установки и требования к качеству дистиллированной воды должны определяться поставщиком электрической машины.

12.2.18 Гидрогенераторы вертикального исполнения должны иметь систему механического торможения вращающихся частей гидроагрегата.

Для агрегатов с большими маховыми массами вращающихся частей (с механической постоянной времени более 8 с), а также работающих в остропиковом режиме, и генераторов-двигателей при нормальных остановах рекомендуется применять систему электрического торможения, основанную на методе короткого замыкания.

Механическая система торможения используется в качестве резервной при отказе системы электроторможения, при аварийных остановах агрегата, а также для исключения длительного вращения ротора на малых оборотах и для подъема ротора на тормозах.

12.2.19 Способы пуска генераторов-двигателей в двигательный режим выбираются на основании технико-экономических расчетов, а также в зависимости от мощности агрегата, эксплуатационной надежности и степени влияния режима пуска на энергосистему.

Пуск в двигательный режим генератора-двигателя должен осуществляться с помощью статического преобразователя частоты или от другого агрегата.

Для агрегатов мощностью до 100 МВт рекомендуется рассматривать другие способы пуска, в том числе прямой асинхронный.

Допускается применение асинхронного пуска в аварийных условиях энергосистемы для генераторов-двигателей любой мощности.

13 Управление гидроагрегатом и вспомогательными системами

13.1 Автоматизация основного оборудования

13.1.1 К основному оборудованию электростанции, участвующему в производстве и выдаче (и потреблении на ГАЭС) электроэнергии, относятся гидроагрегаты, предтурбинные затворы, главные трансформаторы, кабельные и воздушные линии высокого напряжения, оборудование и аппараты главной электрической схемы.

Основное оборудование должно быть оснащено системами и устройствами автоматического управления, состоящими из технологической автоматики, защиты, сигнализации, а также измерений и регистрации текущих параметров режима. Функционирование этих систем и устройств определяется командами централизованного автоматизированного или автоматического управления технологическим процессом электростанции.

13.1.2 Функционирование технологической автоматики должно обеспечиваться без каких-либо предварительных операций с оборудованием и его устройствами автоматики. Агрегаты, кроме автоматического управления, должны допускать поузловое (пооперационное) управление для проведения наладочных работ и опробований после ремонтных работ.

13.1.3 Средства автоматического управления основным оборудованием в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах в энергосистеме и на электростанции должны обеспечивать:

- поддержание активной мощности в соответствии с заданным графиком и автоматической коррекцией по частоте (статизмом по частоте) согласно [4, пункт 3.3.68];
- поддержание напряжения на шинах электростанции в соответствии с заданным режимом по заданиям общестанционных устройств;
- реализацию управляющих воздействий автоматических устройств управления режимами энергосистемы (регулирование обменной мощности и частоты, ограничение перетоков по слабым внутренним и внешним связям энергосистемы);
- реализацию на электростанции команд общесистемной противоаварийной автоматики в соответствии с проектом противоаварийной автоматики;
- автоматический перевод агрегатов из режимов синхронного компенсатора в генераторный режим, а для ГАЭС — и в насосный режим при отклонении частоты за заданные пределы в соответствии с проектом противоаварийной автоматики;
- пуск агрегатов для восстановления собственных нужд при потере связи с энергосистемой.

13.1.4 Устройство сигнализации должно обеспечивать:

- световую сигнализацию положения оборудования;
- обобщенную световую сигнализацию о неисправности и аварийном состоянии;
- сигнализацию, фиксирующую каждую неисправность и повреждение контролируемых устройств и элементов оборудования;
- звуковую сигнализацию раздельно для неисправности и аварии — общую для оборудования, находящегося в одном помещении.

13.1.5 Объем измерений параметров оборудования должен быть достаточным для ведения ТП, минимум его должен определяться ПУЭ, условиями местного управления в режиме опробования и условиями периодического осмотра оборудования; для наладочных работ и опробования должно предусматриваться подключение переносных лабораторных приборов.

13.1.6 Технологические и электрические защиты разрабатываются в соответствии с требованиями заводов — изготовителей оборудования и ПУЭ.

13.1.7 В системах автоматического управления оборудованием должны предусматриваться средства передачи информации (сигнализация, измерения) для централизованного и автоматического управления технологическим процессом производства и выдачи (потребления на ГАЭС) электроэнергии.

13.2 Автоматизация вспомогательного оборудования

13.2.1 К вспомогательному оборудованию и общестанционным технологическим системам относятся техническое водо- и воздухоснабжение, масляное хозяйство, система осушения проточной части гидромашин, собственные нужды переменного и постоянного тока, устройства управления затворами водосброса и водоприемника, а также технологические системы, обеспечивающие проектные параметры окружающей среды для персонала и основного оборудования; вентиляционные системы, системы отвода дренажных и фекальных вод.

Вспомогательное оборудование и технологические системы должны оснащаться локальными устройствами автоматического управления, функционирование которых определяется режимами работы основного оборудования и параметрами среды (температура, давление, уровни), которые они обеспечивают.

13.2.2 Локальные устройства автоматического управления должны обеспечивать функционирование вспомогательного оборудования и общестанционных технологических систем без вмешательства оперативного персонала.

Указанные устройства также должны иметь местное управление для проведения наладочных работ и опробования. Пункты местного управления должны располагаться в пределах прямой видимости от обслуживаемых механизмов.

13.2.3 Локальные устройства автоматического управления должны иметь:

- световую сигнализацию о нахождении системы в автоматическом режиме при отсутствии режимных ключей;
- обобщенную световую сигнализацию о неисправном состоянии;
- сигнализацию световую или блинкерную, фиксирующую каждую неисправность и повреждение контролируемых элементов вспомогательного оборудования и технологических систем,
- выходную обобщенную сигнализацию для общестанционной централизованной сигнализации.

На электростанциях с АСУ ТП объем управления и сигнализации применительно к вспомогательному оборудованию, включаемый в состав задач АСУ ТП, определяется при проектировании.

13.2.4 Оборудование, предназначенное для пропуска паводковых вод и пропуска воды на нужды водопотребителей (затворы холостых водосбросов, затворы плотин), оснащается местным управлением.

Оснащение указанного оборудования централизованным дистанционным управлением или автоматическими системами управления определяется технологической характеристикой режимов попусков воды для конкретной электростанции.

13.2.5 Для оборудования водоприемников должны предусматриваться устройства сигнализации возможности появления шуги и устройства автоматического включения обогрева решеток, пазов водоприемников с сигнализацией о таком включении.

13.2.6 Контроль за состоянием гидротехнических сооружений (ГТС) должен выполняться в виде самостоятельных систем, в том числе и АСУ ГТС, обеспечивающих измерения контролируемых параметров, их регистрацию и передачу в соответствующие службы электростанции.

13.2.7 Локальные системы и устройства автоматического управления вспомогательным оборудованием и общестанционными технологическими системами размещаются вблизи управляемого оборудования и путей обхода оборудования эксплуатационным персоналом.

13.3 Требования к управлению механическим оборудованием

13.3.1 В системах управления механизмами механического оборудования должна быть предусмотрена возможность безопасной периодической проверки работоспособности механизма и средств управления.

13.3.2 Органы местного управления должны быть расположены вне опасных зон и по возможности в зоне видимости управляемого объекта.

13.3.3 Система управления должна исключать возможности самопроизвольного включения в работу механизма после восстановления прерванного электроснабжения или сбоя в работе элемента системы управления.

13.3.4 Все грузоподъемные механизмы должны иметь средства для контроля веса поднимаемого груза и, в случае его превышения установленной грузоподъемности механизма, работа механизма должна блокироваться и должен подаваться световой и звуковой сигнал. Повторное включение механизма может быть произведено только после деблокировки (снятия запрета на подъем), которая должна выполняться в системе управления механизма персоналом.

13.3.5 Краны машинного зала, предназначенные для монтажа гидроагрегатов, должны оснащаться системами регулирования скорости грузоподъемного механизма и, в случае необходимости, скорости передвижения каретки и крана.

13.3.6 При спаренной работе кранов машинного зала должна осуществляться синхронизация работ механизмов кранов.

13.3.7 Системы управления аварийно-ремонтными затворами с функциями защиты гидроагрегата при его разгоне и разрыва металлических деривационных водоводов должны производить автоматически опускание (сброс) затвора при получении соответствующих сигналов от системы защит гидроагрегата, дежурного персонала, импульса повышения скорости течения воды в водоводе.

Указанные системы должны иметь средства, фиксирующие начальное и конечное положения затворов, для передачи информации о положении затворов в системы управления гидроагрегатами и, как правило, средства для передачи на агрегатный щит управления информации о движении затвора.

13.3.8 Индивидуальные механизмы аварийно-ремонтных затворов, выполняющих защитные функции, и их системы управления должны обеспечивать возможность опускания затвора при ручном воздействии на механизм затвора.

14 Системы водоснабжения и канализации

14.1 Системы водоснабжения

14.1.1 Система водоснабжения — система трубопроводов и устройств, обеспечивающая подачу воды к санитарно-техническим приборам, пожарным кранам и технологическому оборудованию зданий и сооружений гидроузла, а также включающая в себя при необходимости установки для очистки поверхностных или подземных вод на питьевые и технологические нужды.

14.1.2 Выбор системы внутреннего водопровода следует производить в зависимости от технико-экономической целесообразности, санитарно-гигиенических и противопожарных требований, а также с учетом принятой системы наружного водоснабжения и требований технологии производства.

14.1.3 В зданиях (сооружениях) гидроузлов надлежит предусматривать следующие системы водоснабжения:

- хозяйственно-питьевые;
- производственные;
- противопожарные.

14.2 Производственное водоснабжение

14.2.1 Вода производственного назначения подается к технологическому оборудованию для охлаждения (автономные кондиционеры), на уплотнение валов турбин и сальниковых уплотнений насосов, а также на полив территории гидроузла.

14.2.2 Выбор источника производственного водоснабжения следует производить с учетом требований, предъявляемых потребителями к качеству воды. Источником могут являться: водохранилище, нижний бьеф, подземные воды, сети водопровода близлежащих населенных пунктов, а также спиральная камера гидротурбины при обеспечении резервных водозаборов из спиральных камер других агрегатов.

14.2.3 Качество воды, подаваемой на производственные нужды, определяется технологическими требованиями.

При повышенных требованиях к качеству воды по взвешенным веществам необходимо устанавливать фильтры тонкой очистки, обеспечивающие очистку воды до требуемых показателей.

14.2.4 Трубы, арматура, оборудование и материалы, применяемые при устройстве производственного водопровода должны соответствовать государственным стандартам, нормалям и техническим условиям.

14.2.5 Для удобства эксплуатации прокладка сетей производственного водопровода внутри зданий предусматривается открытой — по фермам, колоннам, стенам и под перекрытиями. При невозможности открытой прокладки допускается предусматривать размещение сетей в общих каналах с другими трубопроводами. Трубопроводы, подводящие воду к технологическому оборудованию, допускается прокладывать в полу или под полом. В исключительных случаях допускается прокладка магистральных трубопроводов в бетонных конструкциях стен и перекрытий с использованием труб из нержавеющей стали.

14.2.6 Проектирование и гидравлический расчет систем внутреннего и наружного производственного водоснабжения выполняются в соответствии с требованиями [8], [10].

14.2.7 Расход воды на производственные нужды определяется по заданиям разработчиков технологического оборудования и паспортным данным применяемого оборудования. В случае использования производственного водопровода для противопожарных целей расчет трубопроводов системы производится с учетом расхода воды на тушение пожара.

Расход воды на полив территории гидроузла определяется по [10].

14.2.8 При недостатке напора в системах водоснабжения предусматривается устройство насосных установок.

14.2.9 Насосные установки, применяемые в системе производственного водоснабжения, проектируются согласно [8], [10].

14.2.10 Насосные установки надлежит проектировать с ручным, дистанционным и автоматическим управлением.

14.2.11 При автоматическом управлении насосной установкой должны предусматриваться:

- автоматический пуск и отключение рабочих насосов;
- автоматическое включение резервного насоса при аварийном отключении рабочего насоса;
- подача звукового или светового сигнала об аварийном отключении рабочего насоса.

14.2.12 Трубопроводы в насосных станциях, а также всасывающие линии за пределами насосных станций следует проектировать из стальных труб на сварке.

14.3 Производственная канализация

14.3.1 Система производственной канализации гидроузла предназначена для сбора, транспортировки производственных стоков и очистки маслосодержащих сточных вод:

- стоков после охлаждения оборудования зданий и сооружений гидроузла;
- стоков после пожаротушения кабельных помещений зданий и сооружений гидроузла, кабельных сооружений;
- замасленных стоков, образующихся в результате пожаротушения маслонаполненного оборудования (трансформаторы, реакторы) и охлаждения маслобаков;
- протечек с крышек турбин, содержащих маслопродукты.

14.3.2 Стоки после охлаждения оборудования зданий и сооружений гидроузла без очистки сбрасываются в водоем.

Расход стоков после охлаждения кондиционеров определяется по заданиям разработчиков технологического оборудования.

14.3.3 После пожаротушения кабельных помещений, кабельных тоннелей стоки, не требующие очистки, транспортируются в водоем насосами или самотеком.

Стоки, требующие очистки, направляются на очистные сооружения, обеспечивающие необходимую степень очистки.

После пожаротушения стоки из кабельных помещений удаляются через трапы, исключающие попадание дыма из горящего, в негорящие помещения.

Трапы имеют сварную стальную конструкцию с нижним отводом, съемной решеткой и разборным гидрозатвором, что позволяет производить их прочистку от случайных засорений.

Расход стоков равен расходу воды на пожаротушение кабельных помещений.

14.3.4 Протечки с крышек турбин и стоки, образующиеся в результате пожаротушения маслонаполненного оборудования должны подвергаться очистке с доведением конечного содержания нефтепродуктов в очищенной воде до 0,05 мг/л согласно требованиям санитарных норм для выпуска в водоем рыбохозяйственного значения.

14.3.5 Протечки с крышек турбин поступают в емкость, а далее насосами подаются на очистные сооружения. После очистки стоки сбрасываются в водный объект.

Расход протечек с крышек турбин и их состав определяются по заданиям разработчиков технологического оборудования.

14.3.6 Система отвода воды и масла при пожаротушении трансформатора состоит из маслоотвода и маслосборника.

Проектирование системы отвода воды и масла при пожаротушении трансформатора изложено в [12].

Объем стока при пожаротушении трансформатора, не оборудованного автоматической установкой водяного пожаротушения, от гидрантов и передвижной пожарной техники может условно приниматься из расчета интенсивности орошения поверхности трансформатора, равной 0,2 л/(с·м^2) в течение 0,25 ч.

В период нормальной эксплуатации сооружений в маслосборник трансформатора самотеком поступают сточные воды от опробования автоматической установки водяного пожаротушения трансформатора, а при наружной установке — и от атмосферных осадков.

Откачка стоков из маслосборника производится насосом (рабочий, резервный) автоматически по сигналу регулятора-сигнализатора уровня. При этом откачивается аккумулирующий объем стока не менее 10 м^3.

При пожаре трансформатора в схеме управления насосной станцией системы отвода стока должна предусматриваться блокировка ее автоматической работы в эксплуатационном режиме. В этом случае необходим объем стока, поступившего при тушении пожара, обеспечивающий разделение воды и масла.

По истечении времени отстаивания насос включается эксплуатационным персоналом вручную для перекачки отстоянной воды на очистные сооружения.

После очистки стоки сбрасываются в водный объект.

Выключение работающего насоса производится персоналом по показаниям датчика-сигнализатора разделения сред (вода откачана, идет масло).

Откачку отстоянного масла следует производить насосом в передвижную емкость с последующей отправкой на утилизацию.

Для исключения аварийного переполнения емкости маслосборника (в нерасчетном режиме) в проекте должны предусматриваться специальные устройства (сигнализация, переливные трубы).

Допускается также в маслосборник принимать стоки от пожаротушения кабельных сооружений или стоки после охлаждения маслобаков.

14.3.7 Очистные сооружения замасленных стоков могут размещаться в помещениях основных сооружений гидроузла или на прилегающей территории.

Очистные сооружения должны быть оснащены средствами измерения и химического контроля, обеспечивающими измерение объемов сточных вод и их качества по контролируемым показателям.

14.3.8 Трубы, арматура, оборудование и материалы, применяемые при устройстве производственной канализации, должны соответствовать государственным стандартам, нормалям и техническим условиям.

Для самотечной системы производственной канализации применяются пластмассовые, чугунные, керамические, безнапорные железобетонные трубы.

Для напорной системы производственной канализации — стальные.

Проектирование насосных станций, перекачивающих производственные стоки, осуществляется в соответствии с требованиями [10], [11].

14.3.9 Вместимость резервуаров при насосных установках следует определять в зависимости от притока сточных вод, производительности насосов и допустимой частоты включения электрооборудования, но не менее 5-минутной максимальной производительности одного из насосов.

14.3.10 В приемных резервуарах необходимо устанавливать указатели уровней, устройства по взмучиванию осадка.

14.3.11 Насосы и приемные резервуары для стоков после пожаротушения допускается располагать в производственных и общественных зданиях.

14.3.12 В насосных станциях следует предусматривать установку резервных насосов, число которых надлежит принимать: при числе однотипных насосов до двух — один резервный; свыше двух — два резервных.

14.3.13 Насосные установки следует проектировать с автоматическим и ручным управлением.

14.4 Общие требования к обслуживанию систем водоснабжения и канализации. Меры безопасности при эксплуатации

14.4.1 Комплекс проектных решений по системам водоснабжения и канализации ГЭС и ГАЭС в части организации эксплуатации должен обеспечить:

- надежную и бесперебойную работу оборудования;
- предупреждение аварийных состояний во время эксплуатации систем;
- выполнение требований безопасности труда и гигиены;
- выполнение требований по защите окружающей среды.

14.4.2 Для обеспечения надежной и безаварийной эксплуатации оборудования насосных станций и оборудования очистных сооружений систем водоснабжения и канализации необходимо вести профилактические осмотры и ремонты всего оборудования системы (насосы, обратные клапаны, трубопроводная арматура, приборы контроля и автоматизации). Периодичность осмотров и ремонтов назначается персоналом ГЭС в зависимости от состояния оборудования.

14.4.3 Необходимо периодически менять режимы работы насосов, используя в качестве рабочих попеременно каждый из двух насосов системы.

14.4.4 Необходимо соблюдать все меры безопасности работы оборудования, изложенные в паспортах отдельных видов оборудования, в частности, такие, как допуск к ремонтам и эксплуатации оборудования только квалифицированного персонала, ознакомленного с данной конструкцией и паспортами оборудования. Не допускается запуск насосов после ремонтов и смены режимов работы всухую, т. е. без предварительного заполнения их водой.

14.4.5 Также не допускается:

- подтягивание сальниковых уплотнений насосов при их работе;
- полное отключение электродвигателей насосов от источников тока при проведении ремонтных работ;
- запуск насосов без установки защитного кожуха муфты.

14.4.6 Необходимо выполнить требуемое заземление оборудования проведение испытаний на плотность и герметичность оборудования после каждого ремонта.

14.4.7 Необходимо производить техническое обслуживание оборудования.

14.4.8 Также необходимо выполнение следующих требований:

- запорная и регулирующая арматура систем должна иметь маркировку и указатели направления открытия и закрытия;

- в зоне обслуживания оборудования должны находиться противопожарные устройства и приспособления;

- ремонтные и профилактические работы в подземных резервуарах и колодцах наружных сетей канализации необходимо проводить после полного их проветривания;

- регламент мероприятий по эксплуатации систем и оборудования водоснабжения и канализации определяется инструкциями по эксплуатации систем водоснабжения и канализации на период постоянной эксплуатации гидроузла, разрабатываемых на основании технических паспортов оборудования, применяемого в системах.

15 Противопожарные системы

15.1 Общие положения

15.1.1 Противопожарная защита пожарных зон, вошедших в перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите от пожара, приведенного в приложении Ж, должна проектироваться как единая система, включающая в себя комплекс технических решений по обеспечению безопасности персонала, предотвращению возникновения и ограничению распространения пожара, его обнаружению и ликвидации, в соответствии с требованиями [25].

15.1.2 Основными принципами предупреждения пожаров и их распространения на объектах гидроэнергетики являются:

- установка пожароопасного оборудования в отдельных помещениях или на открытых площадках;

- применение устройств защиты производственного оборудования, исключающих выход горючих веществ в объем помещения, или устройств, исключающих образование в помещении горючей среды;

- применение электрооборудования, соответствующего классу пожарной категории;

- применение в конструкции быстродействующих средств защитного отключения электроустановок и других устройств, приводящих к появлению источников зажигания;

- применение устройств, исключающих возможность распространения пламени из одного объема в смежный;

- каждое помещение, в котором может находиться эксплуатационный персонал станции, должно иметь объемо-планировочное решение и конструктивное исполнение эвакуационных путей, обеспечивающие безопасную эвакуацию людей при пожаре. При невозможности безопасной эвакуации людей должна быть обеспечена их защита посредством применения систем коллективной защиты;

- системы обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре должны обеспечить автоматическое обнаружение пожара за время, необходимое для включения систем оповещения о пожаре в целях организации безопасной эвакуации людей;

- здания ГЭС и ГАЭС должны быть оснащены автоматическими установками пожаротушения.

15.2 Предотвращение возникновения и ограничение распространения пожара

15.2.1 Требования к генеральному плану

15.2.1.1 Устройство противопожарных разрывов между зданиями и сооружениями должно соответствовать требованиям [26].

15.2.1.2 Для забора воды передвижной пожарной техникой необходимо предусматривать на берегу водохранилищ устройство пирсов (площадок) или заборные устройства на установку не менее двух пожарных машин.

15.2.1.3 Устройство пирсов следует предусматривать на расстоянии не более 200 м от здания, для которого требуется максимальный расчетный расход воды на пожаротушение.

15.2.1.4 Для электростанций с установкой трансформаторов у здания гидроэлектростанций допускается размещать масляно-водяные охладители трансформаторов открытыми в генераторном и турбинном помещениях.

15.2.1.5 На участке расположения охладителей должны выполняться бортовые ограждения с организованным отводом стока.

15.2.1.6 Категория помещения при открытой установке охладителей устанавливается по основному производству.

15.2.2 Требования к компоновочным решениям зданий и сооружений

15.2.2.1 Проектные решения по компоновке зданий и сооружений ГЭС и ГАЭС должны отвечать требованиям [15], [16].

15.2.2.2 На путях эвакуации запрещается прокладка кабелей, кроме сетей освещения, связи и пожарной сигнализации.

15.2.2.3 В обслуживаемых технологических коридорах, не являющихся путями эвакуации, допускается прокладка кабелей в металлических коробах с покрытием огнезащитным составом, всей поверхности силовых и одиночных контрольных кабелей, верхнего слоя контрольных кабелей, уложенных многослойно, наружного слоя контрольных кабелей, уложенных в пучках.

15.2.2.4 Резервные дизельные электростанции должны размещаться в отдельных зданиях. Допускается встраивать их в здания другого назначения, при этом как минимум одна из стен РДЭС должна быть наружной.

15.2.2.5 Степень огнестойкости зданий, сооружений и пожарных отсеков должна определяться на основании [15], [27].

15.2.2.6 Необходимая степень огнестойкости здания и класс конструктивной пожарной опасности определяются классом функциональной пожарной опасности здания, а также числом этажей и площадью здания или пожарного отсека.

15.2.2.7 Временные торцы главных корпусов электростанций при строительстве по очередям должны выполняться из несгораемых материалов и иметь огнестойкость не менее 0,75 ч.

15.2.2.8 Не допускается в стенах зданий электростанций и подстанций предусматривать оконные и вентиляционные проемы в местах установки маслонаполненных трансформаторов, располагаемых на расстоянии менее 10 м от стены и ближе 5 м от контура проекции трансформатора на эту стену.

15.2.2.9 Наружные металлические пожарные лестницы типа П2 следует предусматривать на фасадах главных корпусов электростанций на расстоянии не менее 20 м от мест размещения трансформаторов или др. электротехнического оборудования, находящегося под высоким напряжением.

15.2.2.10 Компоновка, ограждающие конструкции и противопожарные мероприятия кабельных сооружений электростанций и подстанций должны выполняться таким образом, чтобы исключалось распространение пожара в другие отсеки кабельных сооружений и сводились до минимума возможные нарушения работы ответственных технологических установок, систем управления, автоматики, сигнализации и пожарной защиты объекта.

15.2.2.11 Прокладку взаиморезервирующих кабельных линий (силовых линий, линий оперативного тока, управления, сигнализации, систем пожаротушения и т.п.) необходимо предусматривать по разным кабельным сооружениям. Допускается прокладка резервных кабельных линий: одна по кабельным сооружениям, другая — по производственным помещениям или в земле. При невозможности прокладки резервных кабельных линий по разным сооружениям допускается прокладка их в одном кабельном сооружении при условии выполнения защиты одной из резервных кабельных линий ограждающими строительными конструкциями из негорючих материалов с огнестойкостью не менее REI 45.

15.2.2.12 В кабельных шахтах, в местах прохода через каждое перекрытие, но не реже, чем через 20 м, должны предусматриваться перегородки из несгораемых материалов с пределом огнестойкости не менее EI 45.

15.2.2.13 На ГЭС и ГАЭС при количестве энергетических блоков не более четырех, допускается прокладка кабелей от блоков к ЦПУ и релейному щиту, а также от ЦПУ к распределительным устройствам в двух кабельных туннелях (галереях) с расположением кабельных потоков энергетических блоков по разным стенам этих туннелей (галерей).

15.2.2.14 При количестве блоков более четырех допускается прокладка кабельных потоков нескольких блоков по одной стене тоннеля (галереи) на разных горизонтальных уровнях с отделением каждого потока продольными горизонтальными бетонными перегородками (полками) с пределом огнестойкости не менее REI 45. При вынужденной прокладке кабельных трасс по разным сторонам одного тоннеля, они должны быть покрыты огнезащитными составами.

15.2.2.15 В кабельных каналах должны предусматриваться перегородки и уплотнения с пределом огнестойкости не менее EI 45 через 50 м по длине, в местах ответвлений и прохода через строительные конструкции.

15.2.2.16 В кабельных этажах под центральным щитом (ЦЩУ) и релейным щитом на ОРУ перегородки предусматривать не следует, если их объем не превышает 1500 м^3.

15.2.2.17 Выходы из крайних отсеков кабельных сооружений должны предусматриваться непосредственно наружу, в лестничную клетку или в помещения с производствами категорий Г и Д. Из кабельных сооружений должно предусматриваться не менее двух выходов. Из кабельных туннелей длиной не более 25 м допускается предусматривать один выход.

15.2.2.18 В бетонных плотинах и зданиях ГЭС и ГАЭС допускается сооружение рядом с лестничными клетками непроходных кабельных шахт, обслуживаемых с лестничных площадок и имеющих самозакрывающиеся створки с уплотненными притворами. Предел огнестойкости створок и перегородок должен быть не менее EI 45.

15.2.2.19 Вторыми выходами из кабельных сооружений допускается принимать выходы через люки по специальным металлическим лестницам (скобам) или переходы в др. кабельные сооружения.

15.2.2.20 Двери кабельных сооружений должны иметь предел огнестойкости не менее EI 30 и предусматриваться самозакрывающимися с уплотненными притворами. Двери из кабельных сооружений должны открываться наружу и иметь замки, отпираемые из кабельных сооружений без ключа, а двери между отсеками должны открываться по направлению ближайшего выхода и оборудоваться устройствами, поддерживающими их в закрытом положении. Ширина дверей должна быть не менее 0,8 м.

15.2.2.21 В протяженных кабельных туннелях, расположенных вне зданий и сооружений, должны предусматриваться выходы через люки не реже, чем через 50 м. Люки в наружных туннелях должны предусматриваться с двумя крышками. Нижняя крышка должна иметь запорное устройство, открываемое со стороны туннеля без ключа. Наружные крышки должны иметь приспособления для их снятия.

15.2.2.22 Люки кабельных сооружений, расположенных внутри зданий, должны предусматриваться из несгораемых материалов с пределом огнестойкости не менее EI 45. Диаметры отверстий круглых люков должны быть не менее 650 мм, а отверстия люков прямоугольной формы должны быть не менее 600 × 800 мм.

15.2.2.23 Не допускается предусматривать выходы из кабельных сооружений непосредственно в щитовые помещения электростанций и подстанций.

15.2.2.24 В кабельных сооружениях следует предусматривать световые указатели аварийных выходов с электропитанием от сети аварийного освещения.

15.2.2.25 Кабельные трассы и кабельные сооружения, расположенные на расстоянии менее 10 м от технологического оборудования, которое может служить источником распространения пожара (например, баки с маслом и др.), должны отделяться перегородками из негорючих материалов с пределом огнестойкости EI 45.

15.2.2.26 Не допускается предусматривать в кабельных сооружениях размещение шкафов управления и др. щитовых панелей, а также прокладку транзитных трубопроводов и шинопроводов.

15.2.2.27 Шкафы рядов зажимов, установленные в кабельных сооружениях, должны предусматриваться во влагонепроницаемом исполнении, а отверстия уплотняться для предотвращения попадания влаги.

15.2.2.28 Запрещается применение металлических лотков со сплошным дном и коробов в кабельных этажах, туннелях, шахтах, галереях, в электротехнических и др. производственных помещениях, а также на топливоподаче электростанций, работающих на твердом топливе.

15.2.2.29 В кабельных сооружениях должна предусматриваться гидроизоляция и дренажные устройства. Уклон пола в сторону дренажных устройств должен быть не менее 0,005. Дренажные устройства работают в автоматическом режиме откачки или предусматривается самотек стоков, в т. ч. с учетом отвода воды при работе автоматических установок водяного пожаротушения.

15.2.2.30 Ограждающие строительные конструкции помещений пунктов подпитки маслонаполненных кабелей, размещаемые в кабельных сооружениях, должны предусматриваться с пределом огнестойкости не менее RE 45. Помещения этих пунктов должны делиться на отсеки, в каждом из которых должно предусматриваться размещение только одного подпитывающего агрегата.

15.2.2.31 В дверных проемах подпитывающих пунктов должны предусматриваться пороги высотой не менее 150 мм.

15.2.2.32 В каждом отсеке помещения подпитывающего пункта должна предусматриваться система маслоудаления, обеспечивающая удаление масла в маслосборник в течение 15 мин.

15.2.2.33 При расположении кабельных сооружений друг над другом (несколько этажей) прокладка маслонаполненных кабелей должна предусматриваться в нижних этажах кабельных сооружений.

15.2.2.34 На территории открытых распределительных устройств следует применять железобетонные лотки, каналы или туннели. Не допускается применение кабельных металлических коробов.

15.2.2.35 При применении кабельных коробов (КП, ККБ) в помещениях ГЭС и ГАЭС быстросъемные крышки должны быть установлены только в местах возможных механических повреждений кабельных линий.

15.2.2.36 В кабельных коробах (типов КП, ККБ и т. п.) должны предусматриваться перегородки и уплотнения с огнестойкостью не менее EI 45 в местах прохода через стены и перегородки:

- на горизонтальных участках через каждые 30 м длины этих коробов;
- на вертикальных участках через каждые 20 м высоты, а также при проходе их через каждое перекрытие;
- в местах разветвления коробов и выхода одиночных кабелей.

15.3 Станционное масляное хозяйство и маслонаполненное оборудование

15.3.1 Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, ОРУ и трансформаторной мастерской, допускается размещать в сооружениях гидроузла и зданиях ОРУ при общем объеме масла в резервуарах маслохозяйства не более 1000 м^3 и расположении в одном изолированном помещении объема масла не более 300 м^3.

15.3.2 Расстояние между стенками масляных резервуаров, а также между резервуаром и стеной помещения должно быть не менее 1 м. Расстояние от верха резервуара до потолка — не менее 1,8 м.

15.3.3 В помещениях масляного хозяйства следует предусматривать:

- ограждающие конструкции с пределом огнестойкости не менее REI 150;
- заглубление по отношению к коридорам и соседним помещениям не менее чем на 0,15 м или пороги в дверных проемах из условия аккумуляции объема разлившегося масла, равного емкости наибольшего бака или технологической установки, расположенных в помещениях.

15.3.4 Из каждого изолированного помещения масляного хозяйства должен быть предусмотрен отвод разлившегося масла через трапы в полу в отдельный резервуар или в систему организованного отвода стока после пожаротушения.

15.3.5 Трапы должны иметь гидравлический затвор и диаметр отводной трубы не менее 100 мм.

15.3.6 Для нескольких помещений следует предусматривать отдельный резервуар емкостью не менее емкости наибольшего резервуара или технологической установки.

15.3.7 Отдельный резервуар может располагаться как внутри здания электростанции, так и снаружи на расстоянии не менее 5 м от стены здания.

15.3.8 Аварийный слив масла из резервуаров в отдельный резервуар при пожаре не предусматривается.

15.3.9 В кабельных сооружениях с маслонаполненными кабелями, не оборудованных автоматическим пожаротушением, а также в помещениях технологических установок по дегазации кабельного масла и системы подпитки маслом должен предусматриваться организованный отвод разлившегося масла через трапы в полу в отдельный резервуар или в систему организованного отвода стока после пожаротушения.

15.3.10 Емкость резервуара должна обеспечить прием максимального объема масла при аварии с кабелем или наибольшим баком маслоподпитывающей установки.

15.3.11 Отвод масла и воды при пожаротушении трансформаторов (автотрансформаторов, реакторов) следует выполнять в соответствии с [13].

16 Автоматизация и управление оборудованием ГЭС и ГАЭС

16.1 Общие положения

16.1.1 Современные ГЭС и ГАЭС создаются как полностью автоматизированные объекты с возможностью дистанционного и ручного (при необходимости) управления оборудованием.

16.1.2 На стадии проектной документации определяют структуру управления объектом, требования и задачи АСУ ТП, степень автоматизации оборудования, количество сигналов, регулирующих и управляющих функций и структурную схему АСУ ТП. Разработку рабочей документации выполняет поставщиком АСУ ТП.

16.1.3 Структура управления и степень автоматизации определяются следующими факторами:

- роль станции в энергосистеме;
- количество и единичная мощность агрегатов;
- географическое расположение ГЭС и ГАЭС;
- водохозяйственное и водоэнергетическое значение ГЭС.

16.1.4 Количество и единичная мощность агрегатов определяют количественный и качественный состав ПТК, необходимость резервирования средств автоматизации, устройств группового регулирования активной и реактивной мощности (ГРАМ/ГРНРМ).

16.1.5 Географическое расположение ГЭС и ГАЭС и ее мощность определяют режим эксплуатации. удаленность и труднодоступность объекта, а также ГЭС малой мощности потребуют создание необслуживаемой ГЭС с высокой степенью локальной автоматизации и дистанционным управлением и сигнализацией.

16.1.6 Водохозяйственные и водоэнергетические задачи требуют обеспечения регулирования уровней воды в верхнем и нижнем бассейне, регулирования расхода воды при работе ГЭС в каскаде, обеспечение санитарных попусков в период межени и защиту от наводнения в период паводков. Эти задачи решаются программным регулированием пропуска воды открытием затворов во взаимосвязи с режимом работы агрегатов ГЭС и ГАЭС.

Совокупность требований определяет структуру и виды управления оборудованием ГЭС и ГАЭС.

16.1.7 Автоматизация основных и вспомогательных технологических процессов должна выполняться комплексом оборудования системы управления и контроля ГЭС и ГАЭС на базе интегрированной АСУ ТП ГЭС и ГАЭС и построена как интегрированный программно-технический и информационно-управляющий комплекс современных средств, включая подсистемы АСУ ТП, компьютерного оборудования и интеллектуальных устройств управления, автоматики, контроля, сигнализации, измерения и защит оборудования, оборудования станционной управляющей, локальной технологической и вторичных коммуникационных сетей связи, датчиков и первичных измерительных преобразователей, а также оборудования диспетчерского управления, связи и обмена технологической информации.

В целом система представляет собой распределенную, многоуровневую систему управления с использованием архитектуры открытых систем, выполняющую все функции управления основным и вспомогательным оборудованием ГЭС и ГАЭС в объеме ТП производства и потребления энергии с выделением следующих уровней управления объектов автоматизации:

- станционный (верхний) уровень управления;
- локальный (нижний или агрегатный) уровень управления группы оборудования;
- местный (полевой) уровень управления.

16.1.8 Одновременно АСУ ТП является интегратором всех микропроцессорных систем, установленных на ГЭС, обеспечивая сбор и обмен сигналами и командами с другими устройствами.

16.1.9 Питание к шкафам контроллеров верхнего и нижнего уровней управления подсистем АСУ ТП должно осуществляться от сети переменного тока 380/220 В, 50 Гц на напряжении 220 В и системы собственных нужд постоянного тока 220 В (от аккумуляторной батареи ГЭС). Это позволяет осуществить резервирование питания шкафов контроллеров. Питание АРМ операторов, серверов АСУ ТП, диспетчерского щита, может осуществляться от системы бесперебойного питания 220 В, 50 Гц. АБП подключаются к сети переменного тока 380/220 В, 50 Гц на напряжении 220 В, 50 Гц и к системе собственных нужд постоянного тока 220 В — щитам постоянного тока.

16.2 Станционный (верхний) уровень управления ГЭС и ГАЭС

16.2.1 В состав станционного (верхнего) уровня управления должны входить следующие подсистемы управления и контроля, включая соответствующие программно-технические комплексы средств и оборудования:

- система человеко-машинного интерфейса ИЧМ, включая АРМ операторов с компьютерами, ПО, систему резервирования, систему контроля доступом, систему синхронизации с астрономическим временем, оборудование и средства отображения, управления и вывода информации (дисплеи, клавиатура, печатающие устройства, аппаратура сопряжения и программные средства), а также средства удаленного доступа;
- диспетчерский щит в составе главного щита управления (ГЩУ), включая контроллер системы управления щита, средства управления, сигнализации, контрольно-измерительной аппаратуры щита, графической стены;
- дублированные сервера АСУ ТП технологической базы данных и архивирования;
- АРМ инженеров АСУ ТП и РЗА, АРМ технологов, АРМ мониторинга и диагностики оборудования;
- центральный контроллер (контроллер общестанционного оборудования);
- система группового регулирования активной мощности (ГРАМ);
- система группового регулирования напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ);

- общестанционные системы пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС;
- система коммерческого и технического учета электроэнергии АИИС КУЭ и ТУЭ;
- подсистема центральной сигнализации, включая сигнализаторы (контроллеры) аварий и неисправностей, аппаратуру управления и звуковых сигналов;
- система управления, мониторинга и диагностики оборудования;
- подсистема противоаварийной автоматики;
- контроллер-шлюз (сервер связи) для передачи технологической информации АСУ ТП в автоматизированную систему системного оператора;
- подсистема диспетчерского управления для передачи технологической информации диспетчерского, технологического и противоаварийного управления;
- система коммуникационного оборудования и технологических сетей связи.

16.2.2 Подсистемы АСУ ТП должны являться источником информации о состоянии основного оборудования и средств автоматизации для системы управления основными фондами предприятия (EAM — Enterprise Asset Management) и компьютеризированной системы управления техническим обслуживанием (CMMS — Computerized Maintenance Management System). Для реализации задач интеграции с системами CMMS/EAM должен быть создан ПТК сервер интеграции с системами CMMS/EAM.

16.2.3 Станционный уровень управления предназначен для выполнения следующих функций и задач:

- управление технологическим процессом минимальным количеством дежурного персонала с главного щита управления ГЭС и ГАЭС;
- автоматизированная или автоматическая отработка заданий параметров текущего режима (активной мощности, частоты, напряжения, перетоков мощности между РУ, уровней верхнего и нижнего бьефов) с учетом наиболее полного использования энергии водотока и установленной мощности агрегатов (максимизация КПД);
- представление оперативному персоналу ГЭС и ГАЭС необходимой информации о состоянии технологического процесса выработки (потребления);
- представление оперативному персоналу ГЭС и ГАЭС необходимой информации о состоянии основного и вспомогательного оборудования для поддержания заданных параметров текущего режима;
- представление информации вышестоящему уровню (системный оператор, ЦДУ, энергосбытовая компания и др.) и получение информации от вышестоящего уровня;
- дистанционное управление каждым агрегатом ГЭС и ГАЭС (при необходимости) (пуск, останов, перевод из режима в режим, регулирование мощности);
- дистанционное управление выключателями, разъединителями и заземляющими ножами главной электрической схемы, выключателями РУ общестанционных собственных нужд;
- дистанционное управление вспомогательным оборудованием ГЭС и ГАЭС;
- интеграция с системами КИС и EAM/CMMS, в том числе для предоставления графиков ремонтов оборудования, с учетом данных системы диагностики оборудования станции.

16.2.4 Управление всем технологическим оборудованием ГЭС осуществляется из центрального пункта управления (ЦПУ).

16.2.5 На ЦПУ устанавливается главный щит управления ГЭС и ГАЭС, который включает в себя:

- мнемонический щит, включая мнемонические схемы: главную схему электрических соединений и гидравлическую схему, со средствами измерения электрических и гидравлических величин, сигнализации положения оборудования, сигнализации аварий и неисправностей оборудования, информации о режиме и состоянии элементов схемы и средствами управления оперативными элементами схемы;
- управляющий контроллер, который получает технологическую информацию для управления и контроля оборудования ГЭС от оборудования верхнего уровня управления.

16.2.6 На главном щите управления ГЭС и ГАЭС или пульте управления ЦПУ должны быть предусмотрены кнопки аварийного сброса затворов и аварийного останова агрегатов, действующие напрямую на случай неполадок в системе управления или аварийных ситуаций.

16.2.7 На ЦПУ устанавливается пульт-стол дежурного инженера, оснащенный средствами диспетчерской и внутриобъектной технологической связи, средствами информации, управления и сигнализации режимами работы агрегатов и электростанции, регулирования активной и реактивной мощности агрегатов и электростанции, включая АРМ оперативного персонала.

16.2.8 Для организации процесса управления и связи с «нижним» уровнем, в составе станционного уровня управления ГЭС/ГАЭС должны быть предусмотрены автоматизированные рабочие места дежурно-

го персонала — АРМы ГЩУ (АРМ ДГЩУ, НСС), АРМы машинного зала (АРМ ДМГ, НСЭ, ДЭС), посредством которых должно осуществляться управление режимами работы ГЭС и ГАЭС в целом и отдельным оборудованием в частности.

АРМ директора, АРМ главного инженера, АРМ заместителя главного инженера, АРМ инженера по ремонту — должны быть включены в административную сеть ГЭС/ГАЭС и выполнять только информационные функции, ретроспективная визуализация как технологических процессов, для последующего анализа функционирования технологического оборудования станции, так и действий оперативного персонала, а также для подготовки различного рода документов, отражающих работу станции.

16.2.9 В целях повышения надежности в случае возникновения нештатных ситуаций в рамках АСУ ТП необходимо предусмотреть возможность использования (в качестве дублирующих) традиционной аппаратуры управления (защищенные от случайного воздействия ключи и кнопки управления), установленной на одном из шкафов в составе агрегатного щита управления и на пульте диспетчерского стола главного щита управления — для аварийной остановки агрегатов, пуска пожаротушения, опускания затворов водоприемника. Кроме того, с главного щита управления должно быть предусмотрено независимое от основных каналов АСУ ТП управление затворами водосливной плотины.

16.2.10 На станционном уровне управления необходимо реализовать с помощью серверов баз данных централизованное хранение и обработку данных, обеспечить информационное взаимодействие между уровнями управления, прием и архивирование информационных сигналов от ПТК нижнего уровня, передачу архивной и текущей информации по запросу от АРМов, прием и расшифровку сигналов точного времени от приемника системы единого времени, выдачу синхронизирующих сигналов точного времени на ПТК нижнего уровня.

16.2.11 Средствами АСУ ТП должна обеспечиваться возможность подготовки технологической информации, используемой высшими уровнями оперативно-диспетчерского управления, и передачи подготовленной информации соответствующим абонентам (в общем случае в: СО ЕЭС, ОДУ, РДУ). Для такой передачи средствами АСУ ТП должна формироваться информация о текущем режиме и состоянии основного электротехнического оборудования.

16.2.12 Объемы и требования к передаче телеинформации, определяются действующей нормативно-технической документацией.

16.2.13 Для реализации задач по предоставлению информации вышестоящему уровню (системный оператор, ОДУ, РДУ) и получению информации от вышестоящего уровня должна быть создана система телемеханики и связи (ТМиС) с использованием протоколов передачи данных [28], [29].

Для ГЭС и ГАЭС с РУ 220-500 кВ и находящихся под оперативным управлением СО ЕЭС, ОДУ, РДУ должна создаваться законченная локальная АСУ ТП РУ ВН, полностью интегрированная в единую АСУ ТП ГЭС/ГАЭС.

16.2.14 АСУ ТП РУ ВН должна создаваться по действующим стандартам на АСУ ТП подстанций напряжением 35—1150 кВ и должна обеспечить комплексную автоматизацию технологических процессов в целях повышения надежности и экономичности работы оборудования РУ ВН и участка прилегающих электрических сетей и, как следствие, обеспечения надежного электроснабжения электрических сетей.

АСУ ТП РУ ВН должна стать средством интеграции объектных информационно-технологических систем (РЗА, ПА, АИИС КУЭ, ТМ, регистрации аварийных событий и процессов и др.) на базе серии стандартов ГОСТ Р МЭК 61850.

АСУ ТП РУ ВН должна стать системой нижнего уровня в рамках иерархической системы диспетчерского управления ОДУ, снабжая высшие уровни иерархии полной и достоверной информацией о функционировании соответствующего электрооборудования станции.

16.2.15 При определении режимов и алгоритмов работы устройств группового регулирования активной и реактивной мощности гидроэлектростанции следует предусматривать возможность совместной работы системы ГРАМ с системой автоматического управления гидроагрегатов и с централизованной системой автоматического регулирования частоты и мощности энергосистемы, устанавливаемой в соответствующем диспетчерском центре, и учитывать отклонения фактических технических параметров работы гидроагрегатов, участвующих в автоматическом регулировании частоты и мощности, от проектных параметров этих агрегатов.

16.2.16 При участии гидроэлектростанции в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности (АВРЧМ) энергосистемы величина диапазона, представляемая гидроэлектростанцией для регулирования, должна определяться исходя из суммарной мощности гидроагрегатов ГЭС при соответствующем напоре и уточняться с учетом фактических характеристик поставляемого на ГЭС оборудова-

ния, участвующего в АВРЧМ. При разработке режимов и алгоритмов работы систем группового и агрегатного регулирования активной и реактивной мощности должна быть реализована возможность отработки устанавливаемых персоналом ГЭС ограничений по участию гидроэлектростанции и ее отдельных гидроагрегатов в автоматическом регулировании частоты и перетоков мощности.

16.2.17 Средства общестанционных систем верхнего уровня управления размещаются на ЦПУ, в помещении (зале) АСУ ТП, в помещениях РЩ и связи, а также в других специально для них предназначенных помещениях.

16.3 Технологический (нижний) уровень управления гидроагрегатом и вспомогательным оборудованием ГЭС и ГАЭС

16.3.1 Программно-технические средства управления основным и вспомогательным оборудованием нижнего уровня должны строиться по групповому территориально-функциональному признаку с разбивкой на локальные ПТК, обеспечивающие функциональную автономность работы управляемого ими оборудования в объеме реализации возложенных на них технологических задач и состоящие из:

- программируемого логического контроллера (PLC);
- местной панели интерфейса «человек — машина» (HMI);
- ключей, кнопок, устройств индикации для обеспечения полноценного управления и мониторинга как при работе с верхним уровнем АСУ ТП, так и без него.

Нижний уровень управления обеспечивает ввод и обработку информации от технологического оборудования ГЭС и ГАЭС и вывод управляющих воздействий на устройства управления или исполнительные механизмы управления технологическим оборудованием.

16.3.2 Программно-технические средства управления основным и вспомогательным оборудованием нижнего уровня должны обеспечить:

- автоматический пуск, останов агрегатов (для ГАЭС — перевод обратимого агрегата из одного режима в другой), поддержание напряжения на шинах РУ ВН, регулирование активной мощности по командам от станционного уровня;
- выполнение операций с выключателями, разъединителями и заземляющими ножами главной электрической схемы и схемы собственных нужд, с необходимыми блокировками, по командам от станционного уровня;
- представление информации о параметрах режима и состоянии основного, вспомогательного оборудования агрегата и общестанционного оборудования ГЭС и ГАЭС и управление отдельным оборудованием.

16.3.3 Функционирование технологической автоматики обеспечивается без каких-либо предварительных операций с оборудованием и устройствами его автоматики. Агрегаты и другое основное оборудование, кроме автоматического управления, оснащаются местным дистанционным управлением, которое допускает поузловое (пооперационное) управление для проведения наладочных работ и опробований после ремонтных работ.

16.3.4 Средства контроля за состоянием, технологические и электрические защиты оборудования разрабатываются в соответствии с требованиями и нормами государственных стандартов, нормами МЭК, техническими условиями на оборудование и ПУЭ.

16.3.5 Информация о параметрах и состоянии оборудования осуществляется приборами измерений, световой и звуковой сигнализацией:

- минимум объема измерений параметров оборудования, сигнализации состояния оборудования для передачи в общестанционные системы управления верхнего уровня определяется ПУЭ, объемом приема и передачи технологической информации, а для системы автоматики оборудования также условиями местного управления в режиме опробования и периодического осмотра оборудования;
- для наладочных работ и опробования предусматривается подключение переносных лабораторных приборов;
- световой сигнализацией обеспечивается сигнализация положения оборудования, сигнализация о неисправностях, об аварийном состоянии элементов оборудования. Световая сигнализация неисправности, аварийного состояния оборудования для общестанционной системы управления может представляться в обобщенном виде;
- звуковая сигнализация предусматривается раздельно для неисправности и аварии.

16.3.6 Средства автоматического управления гидроагрегатом размещаются на агрегатных щитах управления (АЩУ) вместе со средствами релейной защиты и устройствами регулирования.

16.3.7 Средства автоматического управления повышающими (блочными) трансформаторами размещаются на блочных щитах вместе со средствами релейной защиты.

16.3.8 Средства автоматического управления и защиты оборудования и аппаратов высоковольтной части главной электрической схемы размещаются в помещениях релейных щитов распределительных устройств высокого напряжения — подстанционных пунктах управления.

16.4 Местный уровень управления оборудованием

16.4.1 К вспомогательному оборудованию и общестанционным вспомогательным технологическим системам относятся техническое водо- и воздухоснабжение, масляное хозяйство, система откачки воды из проточной части гидромашин, насосные станции систем водоснабжения, дренажа, пожаротушения и канализации, собственные нужды переменного и постоянного тока, устройства управления затворами водоприемника и водосбросов, а также технологические системы, обеспечивающие проектные параметры окружающей среды для персонала и основного оборудования, вентиляционные системы, системы кондиционирования и отопления, системы отвода фекальных вод, очистные сооружения и др.

16.4.2 Вспомогательное оборудование и технологические системы оснащаются локальными устройствами автоматического управления и датчиками технологической автоматики, функционирование которых определяется режимами работы основного оборудования и параметрами среды (температура, давление, уровни), которые они обеспечивают.

16.4.3 Местный (полевой) уровень управления предусматривает управление и контроль оборудованием с местных шкафов и щитов управления индивидуальным оборудованием, а именно: местных щитов и шкафов управления оборудования и вспомогательных систем агрегата (система ТВС агрегата, система пожаротушения генератора и трансформатора, система охлаждения трансформаторов, подсистема управления и регулирования турбины, подсистема автоматики и управления вспомогательным оборудованием турбины, подсистема автоматики и управления вспомогательным оборудованием МНУ, подсистема управления и регулирования возбуждением), местных щитов и шкафов управления оборудованием КРУЭ (ОРУ) (шкафы управления ячейками выключателей и разъединителей КРУЭ (ОРУ), шкафы АУВ, шкафы РПН автотрансформаторов), местных шкафов управления оборудования вспомогательных систем ГЭС и устройств управления исполнительными механизмами, местных щитов и шкафов управления оборудованием собственных нужд ГЭС (шкафы КРУ 6,3 кВ, щиты КТП 0,4 кВ, шкафы РПН трансформаторов СН ГЭС), местных шкафов и щитов управления гидроприводами затворов и оборудования водосброса и водоприемника.

16.4.4 В местных щитах и шкафах управления местного (полевого) уровня управления индивидуальным оборудованием предусмотрена соответствующая аппаратуру управления, включая ключи выбора режима, ключи и кнопочные посты ручного управления, измерительные преобразователи, интеллектуальные устройства измерения, сигнализации, защит оборудования, устройства автоматики (контроллеры ПЛК), средства связи и передачи информации (цифровые, аналоговые, дискретные) к контроллерам (ПЛК) систем управления групп оборудования (нижний уровень управления), средства сопряжения с процессором (интерфейсные реле, преобразователи, устройства ввода-вывода).

16.4.5 Локальные устройства автоматического управления обеспечивают:

- световую сигнализацию о нахождении системы в автоматическом режиме при отсутствии режимных ключей;
- сигнализацию световую, фиксирующую неисправность и повреждение контролируемых элементов вспомогательного оборудования на объектном уровне управления;
- выходную обобщенную сигнализацию для общестанционной системы управления верхнего уровня;
- передачу информации соответствующим контроллерам (ПЛК) систем управления групп оборудования.

16.4.6 Для оборудования водоприемников предусматриваются следующие устройства сигнализации и защиты:

- от возможности появления шуги;
- автоматического включения обогрева решеток, пазов водоприемников с сигнализацией о включении;
- перепада давления на сороудерживающих решетках;
- от разрыва трубопровода;
- от затопления станции.

16.4.7 В целях повышения живучести и безопасности станции в системе управления аварийно-ремонтным затвором (АРЗ) водоприемника должно быть предусмотрено:

- аварийный золотник АРЗ, предусматривающий аварийный сброс затвора по дискретной дистанционной команде управления на сброс АРЗ, выполняемой прямыми кабельными связями от индивидуальной кнопки аварийного сброса АРЗ агрегата, установленной на ГЩУ или пульте управления ЦПУ. Питание цепей управления аварийного золотника АРЗ может осуществляться от СОПТ 220 В водоприемника или системы гарантированного питания;

- в качестве резервного питания системы управления АРЗ и аварийного золотника АРЗ может быть использовано электроснабжение от дизель-генератора водоприемника.

16.4.8 Контроль за состоянием гидротехнических сооружений (ГТС) выполняется, как правило, в виде самостоятельных систем, в т. ч. и АСУ ГТС, обеспечивающих измерения контролируемых параметров, их регистрацию и передачу в соответствующие службы электростанции.

16.4.9 Должна быть предусмотрена система защиты от затопления с установкой датчиков сигнализации и защиты (для отключения работающих агрегатов) на отметках у каждого агрегата в зонах шахты турбины и генератора, в зонах люков в проточную часть турбины, в дренажной галерее, в насосных противопожарного водоснабжения и осушения и дренажа здания ГЭС (ГАЭС) и СПК, в помещениях компрессорных, на водоприемнике в помещении водоводов, в насосных осушения и галереях плотины. С первой уставкой датчик подает сигнал в ЦПУ о появлении воды на соответствующей отметке в помещениях. Со второй уставкой датчик подает сигнал в ЦПУ об увеличении воды на соответствующей отметке на систему оповещения об эвакуации персонала станции и на отключение работающих машин при работе датчиков, установленных на отметках у каждого агрегата в зонах шахты турбины и генератора, в зонах люков в проточную часть турбины, а также на водоприемнике в помещении водоводов.

16.4.10 В нормальных режимах эксплуатации все процессы автоматизированы и управляются одним командным импульсом с АРМов АСУ ТП из ЦПУ ГЭС.

16.4.11 Для идентификации оборудования и кодировки сигналов следует использовать международную систему обозначений оборудования электростанций «KKS».

16.4.12 Регистрация аварийных событий и запись в энергонезависимую память осуществляется в ПТК (контроллерах) АСУ ТП с передачей в серверы базы данных, в каждом устройстве релейной защиты при его срабатывании и в независимых регистраторах аварийных событий при срабатывании защит агрегата и электротехнического оборудования, включая запись осциллограмм электрических параметров. Помимо этого должна быть установлена центральная система записи и регистрации технологической информации (ЦСЗРТИ) или «черный ящик», в котором записывается и хранится в памяти вся последовательность действий операторов, срабатывание защитных устройств, включение и отключение оборудования, аналоговые значения регистрируемых и осциллографируемых параметров.

16.4.13 Требования к созданию АСУ ТП ГЭС изложены в [4], [26], [27], [28], [29].

17 Анализ риска технологических систем

17.1 В составе проектной документации технологической части объекта на стадии завершения должен быть проведен анализ работоспособности и безопасности применяемого оборудования (анализ риска аварии) отдельных технологических элементов и систем, систем контроля и управления и их функционирования в общем технологическом процессе.

Под риском аварии в данном случае имеется в виду мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на опасном производственном объекте и тяжесть ее последствий.

Анализ риска представляет собой структурированный процесс, целью которого является определение как вероятности, так и размеров неблагоприятных последствий предполагаемого действия.

В результате проведения анализа должен быть получен ответ на следующие вопросы:

- что может выйти из строя (идентификация опасности);
- с какой вероятностью это может произойти (анализ частоты);
- каковы последствия этого события (анализ последствий);
- действия персонала в предполагаемых обстоятельствах.

17.2 На стадии проектирования целью анализа рисков являются:

- выявление главных источников риска и предполагаемых факторов, существенно влияющих на риск;
- предоставление исходных данных для оценки конструктивных решений в целом;
- определение и оценка возможных мер безопасности, закладываемых в конструкцию;
- обеспечение соответствующей информацией при проведении опытно-конструкторских работ, ориентированных на нормальные и чрезвычайные условия эксплуатации;

- оценка альтернативных конструктивных решений;
- все ожидаемые варианты неправильного поведения системы;
- все ожидаемые неправильные варианты использования системы;
- обеспечение исходными данными процесса разработки методик по эксплуатации, технического обслуживания и контроля действий в чрезвычайных ситуациях;
- выявление ошибок персонала;
- подготовка эксплуатационного персонала.

17.3 Анализ надежности и безопасности функционирования оборудования, систем и процессов осуществляется путем идентификации рисков и выявления слабых мест в технологическом процессе, которые могут влиять на надежность функционирования объекта.

Статистические записи аварий и опыт предшествующих анализов риска могут обеспечить полезный вклад в процесс идентификации опасности.

17.4 Результаты анализов риска должны использоваться для принятия решения при оценке допустимости риска, выбора решения по оценке допустимости риска, его снижения или устранения, в т. ч.:

- систематизации идентификации потенциальных опасностей;
- систематизации возможных видов отказов;
- выявления масштабов опасности (локальная, внутрисистемная, станционная);
- оценки возможностей модификации системы для снижения риска и повышения уровня ее надежности;
- выявления факторов, обусловливающих риск, слабых звеньев в системе;
- гармонизации всей технологической системы по уровню надежности и безопасности функционирования;
- формирования базы для рациональной организации обслуживания и контроля;
- актуализации функций обслуживающего персонала.

17.5 Идентификация рисков и их возможных последствий должна осуществляться на основе опыта специалистами, хорошо информированными в данной области, а также имевших место аварийных ситуаций и отказах в аналогичных системах.

17.6 В процессе идентификации опасности должное внимание должно быть уделено человеческим и организационным ошибкам. Сценарий аварий по этим ошибкам должен быть включен в процесс идентификации.

Примечание — Ошибки персонала — невыполнение требуемого действия, несоответствие времени действия, последовательности действий, ненужные действия.

17.7 Существование множества неопределенностей, связанных с оценкой рисков, требует выявления источников таких неопределенностей путем полной точной оценки рисков, насколько это возможно.

17.8 Результаты анализа риска технологических систем должны быть документированы. В приложении Б приводится один из возможных документов фиксации результатов анализа.

18 Организационные меры по обслуживанию и ремонту технологического оборудования

18.1 Службы эксплуатации

18.1.1 Потребность в службах эксплуатации технологического оборудования станций, включая номенклатуру служб, численность промышленного персонала (ППП) (эксплуатационного и ремонтного персонала станции, привлеченного персонала), руководителей специалистов и служащих (РСС) цехов и управления определяется в проектной документации в зависимости от:

- установленной мощности станции;
- количества и единичной мощности агрегатов;
- организации выполнения ремонтных работ на станции (собственными силами, привлеченными организациями);
- принятой организационной структурой управления объектом;
- климатических, природных и инфраструктурных особенностей района расположения объекта и по согласованию с Заказчиком и эксплуатирующей организацией.

18.1.2 Численность промышленно-производственного персонала, занятого эксплуатацией технологического оборудования — эксплуатационного персонала, определяется параметрами, количеством основ-

ного и вспомогательного оборудования, уровнем автоматического управления и контроля за его функционированием, инфраструктурой объекта, климатическими условиями района размещения станции, принятой системы ее управления.

18.1.3 Предварительные данные о численности эксплуатационного персонала должны быть определены в проектной документации. При разработке рабочей документации приводится уточнение численности персонала на основе конкретизации всех факторов, влияющих на численность персонала и ее структуру.

18.1.4 К эксплуатационному персоналу принято относить:

- персонал управления;
- общецеховой персонал (руководители цехов, участков, инженеры всех категорий, персонал цеховых лабораторий);
- оперативный персонал;
- персонал АСУ ТП и связи.

18.1.5 Данные о примерном штатном расписании и ориентировочную численность персонала гидроэлектростанций по структурным подразделениям получают с учетом опыта эксплуатации ряда действующих станций различных параметров. При их использовании при проектировании новых объектов они должны быть проанализированы на предмет соответствия действительным характеристикам объекта и других факторов, влияющих на численность обслуживающего персонала.

18.2 Ремонтные и вспомогательные производственные помещения

18.2.1 Для обслуживания и ремонта технологического оборудования станций применительно к конструктивным особенностям оборудования создаются: мастерские для оборудования электроцеха, мастерские машинного цеха, мастерская сантехнического оборудования, мастерские и площадки для обслуживания и ремонта гидромеханического оборудования.

В зависимости от специфики проектируемого оборудования на ГЭС могут быть организованы и другие мастерские — мастерские специального назначения (мастерская по ремонту устройств возбуждения, мастерская постоянного тока и др.). Вопросы организации таких мастерских на ГЭС должны решаться в каждом конкретном случае при проектировании.

18.2.2 Размещение помещений мастерских рекомендуется следующее:

- механическая мастерская — в здании станции, а также в пристройке к нему (отдельном корпусе) в максимальном приближении к монтажной площадке и на одной с ней высотной отметке;
- электромастерская, мастерская по ремонту трансформаторов, слесарная мастерская машинного цеха — на отметке машинного зала в районе монтажной площадки;
- сварочная мастерская — в непосредственной близости к механической мастерской;
- мастерская по ремонту оборудования ОРУ — на территории, примыкающей к ОРУ;
- кузница — в производственном корпусе или в отдельном помещении;
- в подземных станциях механические мастерские, мастерская электроцеха должны быть вынесены за пределы здания ГЭС, в помещения с дневным освещением.

18.2.3 Состав вспомогательных производственных помещений служб эксплуатации технологического оборудования, его обслуживания и ремонта и размещение этих помещений должны обеспечить условия для нормального и эффективного функционирования производства, создания благоприятных и безопасных условий труда для эксплуатационного персонала.

18.2.4 При размещении мастерских должно выполняться требование о их расположении на незатопляемых отметках, а в случае невозможности этого должны быть приняты конструктивные меры обеспечения безопасности персонала в чрезвычайной ситуации.

18.3 Оснащенность мастерских, лабораторий, служебных помещений

18.3.1 Оснащенность мастерских, лабораторий, служебных помещений станочным оборудованием, измерительной техникой различного назначения, различного рода устройствами и приспособлениями, а также грузоподъемной техникой определяется потребностями конкретного объема контрольных и ремонтных работ для применяемого на станции оборудования и принятой организацией ремонтных работ.

18.3.2 Предварительная номенклатура этого оборудования и потребность в ней определяется в проектной документации и уточняется при рабочем проектировании на основании требований технической эксплуатации оборудования, его обслуживанию и ремонту.

18.3.3 В приложении В приведен примерный перечень оборудования лабораторий и мастерских, полученный по опыту оснащения этих служб на действующих станциях различной мощности и числа агрегатов.

Приложение А
(рекомендуемое)

Рекомендации по компоновке гидроагрегата и вспомогательного оборудования в агрегатном блоке ГЭС и ГАЭС

А.1 Назначение и область применения

Положения настоящего приложения, если не приводится специальных оговорок, в равной степени относятся к оборудованию, как ГЭС, так и ГАЭС.

Основным этапом проектирования технологической и строительной части здания ГЭС и ГАЭС является компоновка агрегатного блока и определение его габаритов.

Размещение вспомогательного оборудования в здании ГЭС и ГАЭС не должно вызывать увеличения размеров подводного массива агрегатного блока сверх размеров, определенных условиями размещения требуемой проточной части турбины. Вспомогательное оборудование гидроагрегатов устанавливается в пределах свободных площадей агрегатного блока и блока монтажной площадки.

Вне здания ГЭС могут размещаться помещения масляного хозяйства с открытыми складами масел, механические мастерские, склады материалов.

Рекомендуется отдавать предпочтение таким конструктивно-компоновочным решениям, которые позволяют получить наименьшую высоту агрегата при наименьшей длине вала.

Электротехнические устройства и оборудование, относящиеся к агрегату или блоку, размещаются в здании гидроэлектростанции, максимально используя площади, определенные габаритами гидроагрегата или блока. При этом учитываются особенности компоновки здания ГЭС в зависимости от ее типа, а также компоновка основного и вспомогательного гидросилового оборудования и систем.

Соединение гидроагрегатов мощностью до 50 МВт с повышающими трансформаторами предпочтительно выполнять открытыми токопроводами, кроме выводов из капсульных гидроагрегатов и расположения выводов гидрогенераторов в стесненных условиях, когда допускается применение малогабаритных токопроводов или специальных кабелей.

Соединение гидрогенераторов большей мощности должно выполняться пофазноэкранированными токопроводами.

В пределах одного агрегатного блока силовые и контрольные кабели могут быть проложены вне специальных кабельных сооружений при условии их надежной защиты от механических повреждений, искр, огня при производстве ремонтных работ, обеспечения нормальных температурных условий для кабельных линий и удобства обслуживания. При этом рекомендуется разделение кабелей на отдельные группы, проходящие по различным трассам.

А.2 Последовательность выполнения проектных работ по компоновке оборудования в агрегатном блоке

Проектным работам по компоновке оборудования предшествуют проектные работы по выбору конструкции и мощности гидроагрегата, типа и диаметра рабочего колеса гидротурбины, типа гидрогенератора, определению отметки установки гидротурбины, а также выбору главной схемы электрических соединений ГЭС (ГАЭС).

Для выбранных типоразмера и мощности гидротурбины определяются отметка установки гидротурбины с учетом ее эксплуатационной характеристики и анализом хода уровней нижнего бьефа; определяются габаритные размеры проточной части гидротурбины.

Для выбранных диаметра и типа гидротурбины и величины максимального действующего напора определяют требуемое оборудование системы регулирования (регулятор скорости в комплекте с маслонапорной установкой МНУ).

Для выбранных мощности, напряжения, частоты вращения гидрогенератора определяют его основные размеры и тип исполнения.

Для установленных расчетами значений диаметров входного сечения спиральной камеры и напорного турбинного трубопровода, максимального значения напора (с учетом гидравлического удара) и общей компоновки водоподводящих сооружений, а также условий надежности и безопасности, определяется необходимость установки предтурбинного затвора, назначаются его функции, определяется его конструктивный тип и местоположение компенсатора.

Для принятых типов гидротурбины, гидрогенератора и габаритов проточной части гидротурбины выполняется компоновка гидроагрегата.

Для принятых габаритов проточной части гидротурбины, гидрогенератора места установки и габаритов предтурбинного затвора определяются основные размеры подводного массива агрегатного блока.

С учетом типа здания ГЭС и ГАЭС, в соответствии с главной схемой электрических соединений ГЭС и ГАЭС, для выбранного числа и мощности агрегатов, условий выдачи энергии, удобств обслуживания во время эксплуатации выбираются главные силовые трансформаторы и намечается место их установки.

Для известных значений уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, действующего напора, высоте и пролетах водоподводящих и водоотводящих отверстий, принятом типе здания ГЭС и ГАЭС, месте установки главных силовых трансформаторов компонуется механическое оборудование отсасывающих труб гидротурбин, а также водоприемники для русловых ГЭС.

Для принятого типа здания ГЭС и ГАЭС, а также типов и параметров гидротурбин, гидрогенераторов, предтурбинного затвора, главных силовых трансформаторов (в случае, если предусматриваются ремонтные операции с ними на монтажной площадке здания ГЭС и ГАЭС) определяется требуемая грузоподъемность кранов машинного зала, их тип и количество, необходимые приближения и высоты подъемов крюков (подвес) кранов, отметки подкрановых путей.

А.3 Установление основных размеров подводного массива агрегатного блока

А.3.1 Ширина агрегатного блока

Ширина агрегатного блока несовмещенного здания ГЭС для вертикальных гидроагрегатов с осевыми, диагональными и радиальными гидротурбинами определяется в зависимости от габаритов спиральной камеры (для высоконапорных ГЭС иногда в зависимости от габаритов гидрогенераторов с проходами между ними), а также геологических условий основания здания ГЭС.

Ширина агрегатного блока при скальном основании (отделенного сквозными швами посередине основных бычков) определяется добавлением к максимальному размеру спиральной камеры в плане 2,5—4,0 м.

На мягких основаниях здание ГЭС по длине делится сквозными швами на секции, в пределах которых находятся два или три агрегата. Поскольку промежуточный бычок между агрегатами выполняется тоньше основного бычка между секциями, ширина агрегатного блока в этом случае получается неодинаковой. Толщина бычков определяется расчетами и размещением пазов затворов.

Ширина крайнего агрегатного блока, расположенного в противоположной монтажной площадке торца здания, увеличивается для обеспечения возможности обслуживания гидрогенератора грузоподъемными кранами.

Размер указанного увеличения зависит в основном от ширины обслуживающего грузоподъемного крана.

В первом приближении расстояние от оси крайнего агрегата до упора у торцевой стены машинного зала принимается:

- при переносе ротора гидрогенератора двумя грузоподъемными кранами – ширине грузоподъемного крана с добавлением 0,2 м;

- при переносе ротора гидрогенератора одним грузоподъемным краном – половине ширины грузоподъемного крана с добавлением расстояния от оси агрегата до центра тяжести сектора статора гидрогенератора и 0,2 м.

При дальнейшем проектировании этот размер уточняется в зависимости от габаритов и расположения монтажных узлов гидрогенератора, габаритов кранов, приближений его крюков и конструкции упоров на подкрановых путях.

А.3.2 Длина агрегатного блока

Длина агрегатного блока здания ГЭС от оси агрегата в сторону нижнего бьефа определяется длиной отсасывающей трубы. Увеличение этой длины сверх требующейся длины отсасывающей трубы должно быть специально обосновано.

Длина агрегатного блока здания ГЭС от оси агрегата в сторону верхнего бьефа назначается в зависимости от размеров гидрогенератора, габаритов предтурбинного затвора (в случае его установки в машинном зале) и его привязки к оси агрегата, приближения крюков грузоподъемных средств, обслуживающих агрегат, а также (для русловых ГЭС) размещения необходимого механического оборудования водоприемных отверстий агрегата (сороудерживающих решеток, затворов, подъемных механизмов).

В русловых ГЭС водоприемники гидротурбин являются конструктивной частью здания ГЭС, и их форма и размеры определяют (вместе с габаритами спиральной камеры и гидрогенератора) длину агрегатного блока от оси агрегатов в сторону верхнего бьефа.

При проектировании водоприемника гидротурбин русловых ГЭС с вертикальными агрегатами обеспечивается выполнение условий:

- переход от потолка спиральной камеры к верху входного отверстия водоприемных устройств (примыкает к пазу сороудерживающей решетки) выполняется по гидравлически оптимальной кривой, обеспечивающей плавный вход воды;

- толщина бетонного перекрытия над спиральной камерой принимается не менее 1,0 м;

- скорости воды перед сороудерживающими решетками принимаются в пределах 1,0–1,2 м/с (меньшее значение при сильно-засоренных водотоках).

А.3.3 Высота подводного массива агрегатного блока

В несовмещенном здании ГЭС с вертикальными агрегатами (кроме ковшовых) высота подводного массива агрегатного блока от подошвы основания до пола машинного зала (до верхнего перекрытия гидрогенератора) определяется вертикальными размерами гидроагрегата, заглубленного под уровень нижнего бьефа в соответ-

ствии с принятыми Hs и с учетом необходимости заглубления на 0,5 м верхней кромки выходного сечения отсасывающей трубы под минимальный уровень нижнего бьефа, высотой отсасывающей трубы и толщины фундаментной плиты.

В совмещенном здании ГЭС с вертикальными агрегатами (кроме ковшовых), имеющем встроенные водосбросы, высота отсасывающей трубы и вертикальные размеры гидроагрегата могут быть увеличены для возможности размещения водосбросов требуемой пропускной способности. Для этой же цели, при необходимости, заглубление Hs также принимается больше, чем это требуется по кавитационной характеристике гидротурбин. Необходимость и целесообразность таких увеличений обосновывается технико-экономическим расчетом.

В несовмещенном здании ГЭС с горизонтальными и капсульными агрегатами высота подводного массива агрегатного блока от подошвы основания до герметической крышки над агрегатом определяется габаритами проточной части агрегата, заглубленного под уровень нижнего бьефа в соответствии с принятым Hs и с учетом необходимости заглубления на 0,5 м верхней кромки выходного сечения отсасывающей трубы под минимальный уровень нижнего бьефа, толщиной герметической плиты (с обтекателем) и толщиной фундаментной плиты.

В совмещенном здании ГЭС с горизонтальными капсульными агрегатами высота подводного массива агрегатного блока от подошвы основания до верха съемной герметической крышки люка в перекрытии водослива определяется габаритами проточной части агрегата, заглубленного под уровень нижнего бьефа в соответствии с принятым Hs и с учетом необходимости заглубления на 0,5 м верхней кромки нижнего бьефа, толщиной герметической плиты (с обтекателем), высотой помещения над агрегатом, позволяющей разместить требуемый тип маслонапорной установки системы регулирования агрегата, толщиной перекрытия, отделяющей помещения от водослива и толщиной фундаментной плиты. При необходимости размещения водослива с требуемой высотой переливающегося слоя, заглубление Hs принимается больше, чем это требуется по условию бескавитационной работы гидротурбин.

Необходимость и целесообразность такого увеличения обосновывается технико-экономическим расчетом.

В здании ГЭС с ковшовыми гидротурбинами высота подводного массива агрегатного блока от подошвы основания до верха перекрытия отводящей камеры определяется высотой отводящей камеры с перекрытием и толщиной фундаментной плиты.

При этом высотное положение ковшовых гидротурбин определяется по условиям незатопления оборудования и надворных помещений здания ГЭС при высоких уровнях воды в отводящем канале.

По опытным данным расстояние от поверхности воды в отводящем канале до оси струи рекомендуется принимать не менее одного диаметра рабочего колеса во избежание потерь энергии, возникающей вследствие влияния вихревой неуспокоенности воды в отводящем канале. При значительных колебаниях уровней воды в нижнем бьефе, возможно рассматривать установку рабочего колеса ниже наивысшего уровня воды в отводящем канале, предусматривая отжатие воды из кожуха гидротурбины с помощью сжатого воздуха.

А.4 Определение количества и требуемой грузоподъемности кранов машинного зала для обслуживания гидроагрегата, необходимых приближений и высот подъемных крюков (подвесок) и отметок подкрановых путей

Определение количества и требуемой грузоподъемности кранов машинного зала для обслуживания гидроагрегата.

При массе наиболее тяжелого монтажного узла агрегата более 500 т рекомендуется предусматривать для его транспортирования два крана и специальное захватное приспособление — траверсу.

При числе агрегатов четыре и более также рекомендуется предусматривать два крана одинаковой грузоподъемности, равной половине массы максимального груза.

Суммарная грузоподъемность главных крюков (подвесок) кранов машинного зала определяется по массе наиболее тяжелого монтажного узла агрегата ротора гидрогенератора с приспособлением для его подъема и транспортировки.

Ротор гидрогенератора подвесного типа транспортируется кранами совместно с валом.

Ротор гидрогенератора зонтичного типа транспортируется кранами без вала.

При разъемной конструкции ротора гидрогенератора (имеет монтажный разъем между спицами и ободом) наиболее тяжелым монтажным узлом агрегата может оказаться либо рабочее колесо турбины (в сборе), либо статор гидрогенератора (в сборе), если предусматривается его сборка не в собственном кратере.

Грузоподъемность крюка вспомогательного подъема рекомендуется назначать из условия обслуживания вала, частей статора гидрогенератора, втулки ротора гидрогенератора. При этом крюк рекомендуется принимать двурогим.

Для стандартных кранов по согласованию с заводом допускается их изготовление с механизмами вспомогательного подъема грузоподъемностью больше установленной по нормативам.

Краны рекомендуется оснащать дополнительными электрическими талями грузоподъемностью 5—10 т, передвигающимися по монорельсу (подвешенному к балке моста крана) и управляемыми из кабины.

Определение требуемых приближений и высот подъемов крюков (подвесок) кранов машинного зала для обслуживания гидроагрегата.

Для разрешения зоны, обслуживаемой крюками (подвесками) кранов, рекомендуется при проектировании специальных кранов принимать горизонтальное приближению крюков (подвесок) к осям подкрановых рельсов и торцевым стенам здания ГЭС и ГАЭС минимально возможным.

В случае установки в машинном зале двух кранов в целях расширения зоны обслуживания рекомендуется их тележки разворачивать на 180° по отношению друг к другу, монорельсы с электрическими талями устанавливать на наружных фермах (мостах) кранов. Также следует рассматривать применение специальных мостовых кранов с одной тележкой, снабженной двумя механизмами для подъема одинаковой грузоподъемности, равной половине переносимого груза.

Нижнее положение главного крюка (подвески) крана рекомендуется принимать:

- на отметках оси поворота лопастей рабочего колеса — для вертикальных турбин с рабочими колесами типа Пр, Пл;
- на отметке средней линии направляющего аппарата — для вертикальных турбин с рабочими колесами типа РО и Д;
- на отметке оси агрегата — для горизонтальных гидротурбин;
- на отметке оси подводящего трубопровода — для вертикальных ковшовых гидротурбин.

Нижнее положение вспомогательного крюка крана рекомендуется принимать:

- на отметке верха облицовки конуса отсасывающей трубы — для вертикальных гидротурбин;
- на отметке низа подводящей камеры — для горизонтальных гидротурбин.

Высота подъема крюка электрической тали определяется условиями обслуживания вспомогательного оборудования и закладывается в пределах серийно обеспечиваемых промышленностью.

Определение требуемых отметок подкрановых путей мостовых кранов машинного зала.

Отметка подкрановых путей мостовых кранов определяется условиями транспортировки наиболее габаритных монтажных узлов гидроагрегата принятыми кранами с применением жестких захватных приспособлений. При этом приближение транспортируемых кранами монтажных узлов к строительным конструкциям и оборудованию принимается по горизонтали 1,0 м, по вертикали 0,5 м.

А.5 Компоновка агрегатного блока с вертикальным гидроагрегатом для ГЭС с Пл, Пр, Д и РО гидротурбинами

Определяются габаритные размеры проточной части гидротурбины и выполняются ее чертежи (поперечный разрез и план) применительно к выбранной отметке заглубления оси рабочего колеса гидротурбины под уровень воды в нижнем бьефе.

На предварительных стадиях проектирования габариты проточной части рекомендуется определять по соответствующему нормативу на гидротурбины.

Определяются габариты турбинной шахты, обеспечивающие условия размещения средств механизации в шахте для обслуживания деталей, расположенных на крышке гидротурбины, входа персонала в шахту работающего агрегата, выполнения осмотров, ремонтных работ в шахте, а также демонтажа крышки гидротурбины.

На предварительных стадиях проектирования рекомендуется диаметр шахты принимать равным 1,4 Д р.к. Высота шахты гидротурбины (размер от площадки обслуживания на крышке до перекрытия шахты гидротурбины) должна обеспечить проход в шахту (высотой в свету не менее 2,0 м, шириной 1,2—1,4 м) и установку ручной кранбалки г/п 3—5 тс над входом в шахту. Предварительно высоту шахты рекомендуется принимать не менее 3,0 м.

Если принимаются бетонные спиральные камеры с сечениями, частично или полностью развитыми вверх, или применяются металлические спиральные камеры, то устройство входа в шахту рекомендуется предусматривать у носка спирали, где сечения ее минимальны. В противном случае придется существенно увеличивать высоту шахты, а следовательно, и турбинный вал агрегата.

Окончательные размеры турбинной шахты принимаются по проектам заводов — изготовителей гидротурбины и гидрогенератора, согласованным с генеральным проектировщиком.

Определяются габаритные размеры гидрогенератора и его фундамента и наносятся на чертежи с проточной частью гидротурбины и турбинной шахтой.

На предварительных стадиях проектирования габаритные размеры гидрогенератора рекомендуется определять, используя данные изготовленных заводами — изготовителями аналогов-гидрогенераторов.

Окончательные размеры гидрогенератора принимаются по проектам завода — изготовителя гидрогенератора.

Определяются габаритные размеры предтурбинного затвора (в случае его применения), определяется место его установки, и он наносится на чертежи с проточной частью гидротурбины, турбинной шахтой и гидрогенератором. Расстояние до фланца предтурбинного дискового затвора от оси гидрогенератора должно быть не менее 1,8 Д р.к. — для напоров меньше 100 м и 2,0 Д р.к. — для напоров более 200 м. Расстояние между шаровым затвором и спиральной камерой определяется конструктивно. Монтажный патрубок предтурбинного затвора размещается между затвором и спиральной камерой.

На предварительных стадиях проектирования габаритные размеры дисковых и шаровых затворов рекомендуется определять, используя данные изготовленных отечественными заводами затворов-аналогов.

Определяется требуемое оборудование системы регулирования (регулятор скорости в комплекте с маслонапорной установкой (МНУ)), выполняется ее компоновка на поперечном разрезе и плане агрегатного блока здания ГЭС по гидроагрегату.

Определяется ширина машинного зала и привязка вертикальной оси агрегата к стенам здания со стороны верхнего и нижнего бьефов.

Внутренняя поверхность напорной стены со стороны верхнего бьефа (или подкрановой колоны) устанавливается от вертикальной оси агрегатов на расстоянии, позволяющем принятым грузоподъемным кранам обслуживать крайние воздухоохладители генератора и предтурбинный затвор (в случае его применения и установки в машинном зале).

Расстояние от вертикальной оси до внутренней грани колонны со стороны нижнего бьефа определяется с таким расчетом, чтобы эта колонна покоилась на бетонном массиве за пределами спиральной камеры. Опирание подкрановых колонн на перекрытие спиральной камеры или турбинного водовода не рекомендуется. При этом приближение крюков грузоподъемных кранов к стене здания со стороны нижнего бьефа должно обеспечивать обслуживание крайних воздухоохладителей гидрогенератора и транспортировку наиболее габаритных узлов агрегата. Между кожухом гидрогенератора и колонной со стороны нижнего бьефа предусматривается сквозной (вдоль всего здания) проход шириной (в свету) не менее 2,0 м.

Полученный с учетом выполнения вышеуказанных условий размер от внутренней поверхности стены (грани колонны) со стороны верхнего бьефа до внутренней грани колонны со стороны нижнего бьефа определяет минимальный пролет здания (в свету) и пролет мостовых кранов машинного зала (в случае их применения). Требуемый пролет здания и кранов определяется в соответствии с условиями проноса монтажных узлов оборудования.

На поперечном разрезе агрегата наносят подход к люку в конусе отсасывающей трубы (шириной 1,4 м, высотой 2,0 м) для доступа персонала и доставки ремонтных подмостей (для рабочих колес типа Пл, Пр и Д), материалов и инструмента для производства осмотра и ремонта рабочих колес без их демонтажа.

Выбирается система осушения проточной части и на чертежах наносятся ее приемные устройства и сливной коллектор (потерна). При необходимости корректируется толщина фундаментной плиты в месте расположения сливного коллектора (потерны).

А.6 Особенности компоновок гидроагрегатов ГАЭС

Широкий диапазон напоров, при которых строятся ГАЭС (примерно от 20 до 1400 м), предопределяет необходимость применения различных схем гидросилового оборудования.

При высоких напорах и требовании высокой маневренности применяется трехмашинная схема, когда гидротурбины, двигатель-генератор и многоступенчатый насос устанавливают на общем валу, с одним направлением вращения.

Эта схема применяется при установке ковшовых и радиально-осевых гидротурбин, как с вертикальным, так и с горизонтальным валом.

Наиболее распространенный двухмашинный агрегат ГАЭС состоит из обратимой (насос-турбины) гидромашины, жестко соединенной с реверсивной (двигатель-генератор) электромашиной. Работа двухмашинных агрегатов в турбинном и насосном режимах происходит при противоположных направлениях вращения.

Обратимый гидроагрегат обычно создается в вертикальном исполнении, кроме капсульных обратимых гидроагрегатов.

В зависимости от напора двухмашинные гидроагрегаты оборудуются либо поворотно-лопастными (диагональными), либо радиально-осевыми насосо-турбинами.

Обратимые одноступенчатые гидроагрегаты наиболее полно соответствуют по напору условиям на большинстве выявленных в России площадок ГАЭС, их установка в этих условиях является предпочтительной и по энергетическим показателям.

Компоновка обратимых гидроагрегатов в агрегатном блоке ГАЭС отличается от компоновки аналогичных гидроагрегатов ГЭС лишь необходимостью значительно большего заглубления насосо-турбины под горизонт воды в нижнем бассейне и дополнительного размещения в агрегатном блоке пусковых устройств.

А.7 Компоновка системы регулирования гидротурбины ГЭС и ГАЭС

При компоновке в агрегатном блоке регулятора скорости и МНУ место их установки определяют из условий:

- удобства их обслуживания во время эксплуатации;
- получения более простой (с меньшим количеством изломов) и короткой трассы трубопроводов системы регулирования высокого давления.

Рекомендуется обращать особое внимание надежному закреплению трубопроводов системы регулирования на всей трассе и определению конструкции узлов крепления, а также размещению опор крепления.

На ГЭС и ГАЭС с радиально-осевыми гидротурбинами МНУ выбираются общими для агрегата и предтурбинного затвора и устанавливаются как можно ближе к сервомоторам направляющего аппарата и предтурбинному затвору (при его установке в пределах агрегатного блока).

На ГЭС и ГАЭС с гидроагрегатами небольшой мощности (до 15 МВт) рекомендуется рассматривать возможность установки одной МНУ на два агрегата.

При установке МНУ на отметках ниже пола машинного зала в перекрытии машинного зала предусматриваются монтажные проемы над котлами и баками. На время постоянной эксплуатации предусматривается возможность замены только насосных агрегатов МНУ.

А.8 Компоновка электротехнического оборудования в блоке гидроагрегата

Компоновка электротехнического оборудования в блоке гидроагрегата определяется главной электрической схемой электростанции, типом здания ГЭС и общими компоновочно-техническими условиями.

Соединения между генераторами и трансформаторами для условий конкретной станции определяются главной электрической схемой.

В зависимости от типа здания, количества блоков и типа повышающих трансформаторов определяется место установки последних.

Повышающие трансформаторы располагаются на открытых площадках у продольных стен здания станции со стороны верхнего или нижнего бьефов. При этом учитываются тип и направление выводов высокого напряжения в направлении распределительного устройства, а также компоновочные решения, принятые для оборудования генераторного напряжения.

На гидроэлектростанциях с числом повышающих трансформаторов до двух рассматривается также вариант их установки у одной из торцевых стен здания станции или в районе монтажной площадки с одновременным технико-экономическим обоснованием увеличения и неоднотипности генераторных токопроводов.

В случаях использования распределительных устройств высокого напряжения с элегазовой изоляцией (SF_6), располагаемых в помещениях здания станции и примыкающих к ней, рассматриваются варианты закрытой установки блочных трансформаторов.

Для подземных станций при больших сложностях устройства токопроводов связи генераторов с трансформаторами, устанавливаемыми на поверхности, трансформаторы устанавливаются в машинном зале, помещении затворов или в специальном трансформаторном помещении. Данное решение обосновывается соответствующим технико-экономическим расчетом и требованиями безопасности.

При выборе трассы токопроводов связи генератора с повышающим трансформатором учитываются следующие основные факторы:

- наличие в цепи генератора выключателя или другого коммутирующего оборудования (разъединители, выключатели нагрузки и т. п.);
- наличие в цепи генератора коммутирующего комплекса (по типу КАГ), требующего специальных компоновочных решений по его установке и положению в распределительном устройстве генераторного напряжения;
- тип схемы возбуждения и особенности установки трансформаторного оборудования системы возбуждения;
- направление и высотные отметки главных и нейтральных выводов генератора;
- наличие отпаек к трансформаторным подстанциям собственных нужд;
- надежность работы и безопасность обслуживания, возможности производства ремонтных работ, расширения и модификации.

В зависимости от типа коммутационного оборудования в генераторной цепи (маломасляный или воздушный выключатель, КАГ и т. п.) определяется компоновка этого оборудования с возможностью удобства его монтажа, обслуживания, ремонта и подсоединения токопроводов.

Особенности компоновки оборудования генераторного напряжения станции с капсульными агрегатами определяются обособленностью помещений с этим оборудованием от агрегатного блока. В этом случае рекомендуется рассматривать вариант кратчайших трасс малогабаритных токопроводов, выходящих из генератора, и создание компактного распределительного устройства генераторного напряжения, по возможности на одной горизонтальной отметке, экранированных токопроводов и комплект распределительных устройств с использованием промышленных открытых или закрытых токопроводов.

Компоновку щита возбуждения агрегата рекомендуется выполнять с учетом следующих основных факторов:

- удобство обслуживания и короткие эксплуатационные связи с агрегатным и блочным щитами управления;
- возможно короткие длины токопроводов или кабельных линий постоянного и переменного тока (выводы цепей ротора и связи с трансформаторным оборудованием);
- наличие кабельных сооружений вблизи места расположения щита и возможность создания кабельных трасс в пределах агрегатного блока, позволяющих обеспечить наименьший расход кабелей и их сохранность от механических повреждений, перегрева и перекрещивания между собой, с трубопроводами и пр.;
- наличие свободных подходов для обслуживающего персонала, возможность применения средств малой механизации при производстве ремонтных работ;
- возможность создания равномерного нормируемого освещения обслуживаемых сторон панелей щита.

Щиты возбуждения по возможности размещаются на тех же отметках здания станции, где расположено высоковольтное и другое оборудование системы возбуждения.

Агрегатные и блочные щиты управления (АЩУ и БЩУ) на ГЭС и ГАЭС рекомендуется размещать на отметке машинного зала с максимальным приближением к кабельным сооружениям (туннели, коридоры и т. п.).

При компоновке агрегатных и блочных щитов рекомендуется учитывать следующие факторы:

- общее архитектурно-планировочное решение машинного зала, психологические и физиологические возможности обслуживающего персонала;
- расположение эксплуатационных связей с другими отметками станции, где размещено основное электротехническое оборудование;
- кабельные трассы к главному щиту управления, общестанционным пунктам автоматизации, щитам возбуждения, центру автоматизированной системы управления и т. п.;
- наличие свободных проходов к панелям щитов со всех необходимых сторон обслуживания;
- возможность хорошего обзора приборов в целях их точного считывания;
- возможность создания равномерного искусственного и естественного освещения обслуживаемых сторон щита с обеспечением необходимой нормативной освещенности.

Аппаратуру защиты, автоматики и управления вспомогательными системами агрегата рекомендуется размещать на едином щите или в отдельных шкафах, расположенных вблизи оборудования систем. При этом необходимо учитывать возможность создания оптимально удобных и кратчайших трасс кабелей от этих щитов до потребителей.

При компоновке электротехнического оборудования в блоке гидроагрегата следует учитывать необходимость поэтапного ввода агрегатов и необходимость обеспечения работоспособности агрегатов при незавершенном строительстве очередных блоков.

А.9 Использование помещений, образующихся в агрегатном блоке для размещения вспомогательного оборудования

В помещениях агрегатного блока рекомендуется располагать в первую очередь вспомогательное гидросиловое оборудование, которое предусматривается для обслуживания данного агрегата. К такому оборудованию относятся: лекажные агрегаты, оборудование технического водоснабжения агрегата (насосы, эжекторы, фильтры водяные, трубная обвязка с арматурой, аппаратура управления, оборудование системы внутрипроводникового жидкостного охлаждения статора и ротора гидрогенератора (для гидрогенераторов с водяным охлаждением), воздуходувки с воздухосборниками, трубной обвязкой и арматурой для системы перевода гидроагрегата в режим синхронного компенсатора, оборудование масловодяного охлаждения тиристоров системы возбуждения (при тиристорном возбуждении с водяным охлаждением), насосные агрегаты с аппаратурой управления и приемниками для удаления дренажных вод из помещений, дистанционные приводы клапанов системы опорожнения проточной части агрегатов.

В агрегатном блоке ГЭС и ГАЭС с вертикальными гидроагрегатами образуются помещения вокруг кожухов гидрогенераторов (в зависимости от высотных размеров гидрогенератора эти помещения могут быть выполнены в два этажа). На крупных русловых ГЭС над отсасывающими трубами образуются значительные по площади помещения, расположенные в несколько этажей.

На приплотинных ГЭС при установке трансформаторов со стороны верхнего бьефа предусматриваются соответствующие помещения под местом установки трансформаторов.

Наиболее дорогой ценой достаются помещения в зданиях ГЭС и ГАЭС, имеющих подземный машинный зал. Не рекомендуется увеличение ширины машинного зала сверх размеров, требующихся по условиям размещения и обслуживания основного гидросилового оборудования. В отдельных специально обоснованных случаях из-за необходимости размещения агрегатного вспомогательного оборудования рассматривают возможность увеличения расстояния между соседними гидроагрегатами.

При компоновке оборудования в агрегатном блоке рекомендуется по возможности разделять зоны размещения основного оборудования генераторного напряжения (токопроводы, выключатели, разъединители, КАГи, измерительные трансформаторы, высоковольтное оборудование возбуждения и т.п.), а также щитовых устройств управления и автоматики агрегатов, системы возбуждения и собственных нужд агрегата от зоны размещения вспомогательного гидросилового оборудования.

При этом зоны размещения перечисленного выше электротехнического оборудования целесообразно размещать со стороны установки повысительных трансформаторов (сторона нижнего или верхнего бьефа), кроме случаев установки повышающих трансформаторов в торцевой части здания ГЭС и ГАЭС.

Оборудование водяного охлаждения рекомендуется располагать в помещениях, примыкающих к месту забора технической воды. Наиболее подходящими для этого являются помещения над отсасывающими трубами с забором воды из спиральной камеры турбины. Высота помещений водяного охлаждения гидроагрегатов определяется из условий обслуживания водяных фильтров (разборка, очистка сеток) с помощью средств малой механизации.

Арматура водосливных коллекторов из проточной части гидротурбины, дистанционные приводы управления этой арматурой назначаются и устанавливаются в зависимости от принятой схемы системы охлаждения.

На русловых и приплотинных ГЭС, расположенных на мягких грунтах, где предусматривается фундаментная плита значительной толщины, рекомендуется рассматривать целесообразность применения схемы опорожнения с двумя потернами (в этом случае арматура размещается в «сухой» потерне). Там, где фундаментная плита имеет незначительную толщину, рекомендуется располагать сливной коллектор из отсасывающих труб под отсасывающими трубами (желательно в пределах колена отсасывающей трубы), сливной коллектор соединить с от-

сасывающей трубой с помощью сливного клапана (двух сливных клапанов для крупных гидроагрегатов), а дистанционный привод (приводы) клапана (клапанов), выводить в ближайшее помещение над отсасывающими трубами. Поперечное сечение сливного коллектора рекомендуется выбирать из условий возможности очистки его ручным способом во время эксплуатации.

Оборудование масловодяного охлаждения трансформаторов (теплообменники с трубной обвязкой и арматурой) рекомендуется располагать в непосредственной близости к месту установки обслуживаемого трансформатора, но располагать их в помещениях, имеющих более низкую отметку, чем перекрытие, на котором устанавливаются трансформаторы.

Воздухосборники и воздуходувки с трубной обвязкой и арматурой для системы перевода гидроагрегата в режим синхронного компенсатора желательно располагать в помещениях, из которых осуществляется вход в шахту гидротурбины. Воздухосборники и воздуходувки могут устанавливаться в разных помещениях (желательно, чтобы воздуходувка располагалась по возможности ближе к шахте гидротурбины). При этом должны быть выполнены условия, при которых разрешается установка воздухосборников в помещениях здания ГЭС и ГАЭС.

Насосные агрегаты с приямками для удаления дренажных вод из помещений рекомендуется устанавливать в помещениях агрегатного блока, имеющих наиболее низкую отметку, с тем чтобы организовать сбор дренажа из всех помещений в приямки дренажных насосов самотеком.

В зависимости от местных условий дренажные насосные агрегаты могут обслуживать разное число агрегатных блоков.

Во все помещения, в которых расположено вспомогательное оборудование, предусматривается возможность доставки и удобного транспортирования оборудования и материалов, с применением средств малой механизации, автопогрузчиков, электрокаров, электрических талей и т. п.

А.10 Требования к строительной части здания ГЭС и ГАЭС при установке кранов

При установке кранов в машинном зале учитываются требования, изложенные в правилах Ростехнадзора, предъявляемых к строительной части, а именно:

- расстояние от верхней точки грузоподъемной машины до потолка здания, нижнего пояса строительных ферм или предметов, прикрепленных к ним, а также до нижней точки другой грузоподъемной машины, работающей выше, должно быть не менее 100 мм с учетом прогиба ферм или пространственных конструкций, поддерживающих перекрытие машинного зала;

- расстояние от настила площадок и галереи мостовых кранов, кроме настила концевых балок и тележек для сплошного перекрытия или подшивки крыши, до нижнего пояса строительных ферм и предметов, прикрепленных к ним, а также до нижней точки крана, работающего выше, должно быть не менее 1800 мм;

- расстояние от выступающих частей торцов крана до колонны и стен здания, перил проходных галерей должно быть не менее 60 мм. Это расстояние следует устанавливать при сжатых буферных устройствах крана и торцевых упоров;

- расстояние от нижней габаритной точки грузоподъемной машины (не считая грузозахватного органа) до пола машинного зала или площадок, на которых во время работы крана могут находиться люди (кроме площадок, предназначенных для ремонта крана и посадки крановщика), должно быть не менее 2 м;

- расстояние от нижних выступающих частей грузоподъемной машины (не считая грузозахватного органа) до расположенного в зоне ее действия оборудования должно быть не менее 400 мм;

- расстояние от выступающих частей кабины управления или кабины обслуживания троллеев до стены, оборудования, трубопроводов, выступающих частей здания, колонн, крыш подсобных помещений и др. предметов, относительно которых кабина перемещается, должно быть не менее 400 мм.

Площадки и лестница для посадки на мостовые краны располагаются у торцов машинного зала. При длине машинного зала более 300 м дополнительно предусматриваются площадки и лестницы для посадки в кабины кранов с расстоянием между ними 200—300 м.

Лестницы принимаются шириной не менее 600 мм и выполняются с углом наклона к горизонту не более 60°.

На вертикальных лестницах, а также лестницах с углом наклона к горизонту более 75° при высоте более 5 м, начиная с высоты 3 м, устанавливаются ограждения в виде дуг. Дуги должны располагаться на расстоянии не более 800 мм друг от друга и соединяться между собой не менее чем тремя продольными полосами. Расстояние от лестницы до дуги принимается не менее 700 мм и не более 800 мм при радиусе дуги 350—400 мм.

Галереи для прохода вдоль кранового пути снабжаются перилами со стороны пролета и с противоположной стороны, если нет стены. Галерея на открытой эстакаде может снабжаться перилами только с наружной стороны (противоположной пролету).

Ширина прохода (в свету) по галерее принимается не менее 500 мм, а высота не менее 1800 мм.

В местах расположения колонн обеспечивается проход сбоку или в теле колонны шириной не менее 500 мм и высотой 1800 мм.

Каждая галерея должна иметь выходы на лестницы не реже чем через 200—300 м.

Для входа в кабину управления мостового крана устанавливается посадочная площадка со стационарной лестницей.

Пол посадочной площадки располагается на одном уровне с полом кабины. Зазор между посадочной площадкой и порогом двери кабины принимается не менее 60 мм и не более 150 мм.

Допускается устройство посадочной площадки ниже уровня пола кабины, но не более чем на 250 мм.

Приближение транспортируемых кранами деталей по горизонтали к строительным конструкциям и оборудованию рекомендуется принимать не менее 1000 мм.

При перемещении крана с грузом последний должен быть поднят не менее чем на 0,5 м выше встречающихся по пути препятствий.

Толлейные провода, расположенные вдоль кранового пути, выполняют недоступными для случайного к ним прикосновения с моста крана, лестниц, посадочных площадок и др. площадок, где могут находиться люди, что должно обеспечиваться соответствующим их расположением или посредством устройства сетчатых ограждений.

Конструкция подкрановых путей должна позволять рихтовку рельса. Если ожидаются значительные осадки и смещения отдельных секций сооружений, то подкрановые пути над осадочными швами снабжаются специальными переходными балками.

А.11 Основные положения по проектированию монтажной площадки в здании ГЭС и ГАЭС

Монтажная площадка предназначена для обеспечения необходимых условий при монтаже, демонтаже и ремонте основного и вспомогательного оборудования ГЭС и ГАЭС во время эксплуатации. Монтажная площадка используется также и при первоначальном монтаже основного и вспомогательного оборудования.

Монтажная площадка является продолжением машинного зала, обычно имеет одинаковые с ним отметки и обслуживается теми же кранами.

Монтажную площадку рекомендуется размещать у того берега, на котором расположены транспортные магистрали (железная дорога или автодорога), для совмещения разгрузки и монтажа оборудования.

Въезд на монтажную площадку предусматривается таким образом, чтобы железнодорожная платформа (вагон) или автомашины могли обслуживаться крюками крана машинного зала соответствующей грузоподъемности. Рекомендуется, насколько это возможно, разделить транспортную и рабочую зоны, чтобы избежать потока грузов над местами сборки узлов гидроагрегата (особенно стенда или сборки ротора).

Требуемый размер ворот на монтажную площадку определяется габаритными размерами главного повышающего трансформатора (при ревизии трансформатора на монтажной площадке) или наиболее габаритным узлом гидроагрегата с упаковкой в транспортном положении с учетом 200 мм зазоров с каждой стороны.

Полезная площадь монтажной площадки, обслуживаемая крюками кранов, принимается таких размеров, чтобы обеспечить условия для проведения ремонта одного гидроагрегата и одного главного повышающего трансформатора с учетом очередности производства работ.

Габариты монтажной площадки должны обеспечивать возможность одновременной раскладки (с учетом необходимых ~ 1,5 м проходов для обслуживания) ротора гидрогенератора, рабочего колеса гидротурбины, вала агрегата, подпятника, крышки турбины, а также размещения главного повышающего трансформатора и «колокола» трансформатора (верхняя часть бака трансформатора) в зоне, обслуживаемой крюками кранов соответствующей грузоподъемности.

При составлении схем раскладки узлов агрегата на монтажной площадке не допускается размещение люков и проемов в зонах сборки важнейших узлов агрегата.

Для сборки и выполнения ремонтных работ рабочих колес Пл гидротурбин и разъемных колес РО гидротурбин в перекрытии пола монтажной площадки устанавливаются стационарные металлические монтажные плиты, для стенда сборки ротора гидрогенератора — закладные металлические плиты.

Для перекатки главных повышающих трансформаторов с места установки на монтажную площадку предусматриваются специальные рельсовые пути, обслуживаемые на монтажной площадке крюками кранов требуемой грузоподъемности.

Если представляется возможным, то по условиям планировки прилегающей к ГЭС и ГАЭС территории отметку пола монтажной площадки следует принимать одинаковой с отметкой пола машинного зала. В этом случае часть пола агрегатного блока, примыкающего к монтажной площадке, также используется для раскладки оборудования во время ремонтов.

Размещение пола монтажной площадки и машинного зала на разных отметках сокращает полезную площадь, используемую для раскладки оборудования.

Во время первоначального монтажа рекомендуется в качестве дополнительной монтажной площадки использовать блоки агрегатов, примыкающих к монтажной площадке. Кратеры агрегатов в этих блоках на время их использования в качестве монтажных площадей закрываются временными перекрытиями, рассчитанными на монтажные нагрузки.

Нагрузки на перекрытия монтажной площадки определяются массой и габаритами монтируемого оборудования как в эксплуатационный период, так и во время первоначального монтажа.

Составляются схемы раскладки оборудования с учетом необходимых проходов и зон обслуживания крюками подъемных кранов в эксплуатационный период на основной монтажной площадке и на период первоначального монтажа на основной монтажной площадке и на временных монтажных площадках.

А.12 Конструктивные меры по обеспечению безопасной эксплуатации здания ГЭС

Здания ГЭС и ГАЭС I и II классов с числом агрегатов более четырех при отсутствии предтурбинных аварийных затворов должны иметь секционную компоновку с размещением в каждой секции не более четырех гидроагрегатов. Секции в подводной части здания должны быть разделены капитальными водонепроницаемыми стенами. Переходы между секциями должны быть оборудованы герметическими дверями. Все технологические проходки через разделительные перегородки должны быть загерметизированы.

Электропомещения в зданиях ГЭС и ГАЭС I и II классов должны быть отделены от машинного зала капитальной стеной с водонепроницаемыми дверями. Системы управления, связи и защиты должны устанавливаться на безопасных отметках или в помещениях, защищенных от затопления в аварийной ситуации.

На всех ГЭС административные, бытовые помещения и ремонтные мастерские с постоянным пребыванием персонала не должны располагаться в помещениях агрегатной части и/или монтажной площадки, расположенных ниже уровня нижнего бьефа. При невозможности или при крайней необходимости размещения таких помещений в здании станции ниже уровня нижнего бьефа эти помещения должны иметь запасные выходы на незатопляемые отметки.

Галереи в зданиях ГЭС и ГАЭС, расположенные ниже уровня нижнего бьефа, должны иметь два выхода. Все производственные помещения должны быть оборудованы самооткрывающимися дверями, открывающимися из помещения.

Должны быть предусмотрены запорные устройства со стороны нижнего бьефа на технологических отверстиях, отводящих воду в нижний бьеф.

Помещения насосных установок, запорных устройств системы откачки должны иметь изолированный выход на незатопляемую отметку. Если по компоновочным условиям нельзя обеспечить изолированные выходы из указанных помещений, то следует предусматривать на выходах защитные герметические двери.

Количество и размеры кабельных сооружений вдоль ГЭС и к ОРУ должны предусматривать возможность раздельной прокладки взаиморезервируемых кабелей, исключающих при пожаре одновременную потерю этих кабелей. Кабельные сооружения должны быть изолированы от оборудования, средств управления и исключать доступ в них посторонних лиц.

При проектировании компоновки агрегатных блоков, размещения оборудования и технологических систем в здании станции должны быть разработаны и зафиксированы на чертежах схемы и пути вывода работников из любой зоны, в которой может возникнуть опасность чрезвычайной ситуации (затопление или иная чрезвычайная ситуация) на отметки выше возможного затопления или других видов опасности.

Приложение Б
(справочное)

Анализ риска технологических систем

Таблица Б.1 — Анализ риска технологических систем

Система	Идентификация риска	Возможные последствия риска: локальные системные, общестанционные	Средства фиксации риска	Средства предупреждения риска, принятые в проекте	Требуемые действия персонала при эксплуатации для предотвращения риска
Подводящая деривация	1 Сбои в функционировании аварийно-ремонтных затворов	Системные	Средства контроля функционирования оборудования	- резервное электропитание; - местный пульт управления; - способность погружения в текущуюводу	Контроль работоспособности систем привода и управления, состояния затвора и пазов
	2 Разрыв открытого металлического трубопровода	Общестанционные	КИА за состоянием трубопровода и гидравлическим режимом	- автоматическое ограничение величины гидравлического удара; - автоматизация закрытия аварийного затвора при разрыве трубопровода; - эксплуатация трубопровода в режиме установленных критериальных параметров	Контроль работоспособности противоударных защит, геометрии положения трубопровода, состояния антикоррозийных защит
Система осушения проточной части агрегатов	1 Вероятность затопления самой насосной станции 2 Засорение приемных решеток 3 Работа насосов «всухую»	Локальные	Датчики уровня	1 Вынос насосной станции на незатопляемую отметку 2 Продувка решеток воздухом под давлением 3 Установка резервного датчика уровня	Контроль состояния всей системы
Система откачки дренажа здания ГЭС	Вероятность отказа насосных агрегатов	Общестанционные, возможно системные	Датчики уровня	1 Резервирование 2 Перелив в систему осушения проточной части 3 Установка резервного датчика уровня	Контроль состояния контрольной аппаратуры, системы питания, управления и оборудования

Продолжение таблицы Б.1

Система	Идентификация риска	Возможные последствия риска: локальные системные общестанционные	Средства фиксации риска	Средства предупреждения риска, принятые в проекте	Требуемые действия персонала при эксплуатации для предотвращения риска
Система водяного охлаждения агрегатов	1 Вероятность отказа насосных агрегатов 2 Засорение решеток 3 Засорение фильтров	Локальные	1 Датчик давления 2 Датчик перепада давления 3 Датчик перепада давления	1 Резервирование	Контроль состояния и работоспособности всей системы
Система охлаждения трансформаторов	1 Вероятность отказа насосных агрегатов 2 Засорение решеток 3 Засорение фильтров	Локальные	Сигнализация работоспособности насосов	1 Резервирование	Контроль состояния и работоспособности всей системы
Система турбинного маслохозяйства	Вероятность разрыва маслобака	Общестанционные	Датчики уровня	Вынос маслосклада и аппаратной маслохозяйства на незатопляемую отметку	Контроль состояния всей системы, защита от постороннего воздействия
Система пневмохозяйства здания ГЭС	Вероятность затопления компрессорной станции	Общестанционные	Датчики затопления помещений	Вынос компрессорной станции на незатопляемую отметку	Контроль состояния оборудования, систем контроля и управления, защита от постороннего воздействия
КРУЭ 500 кВ	Разгерметизация отсека КРУЭ	1 Появление элегаза в помещение КРУЭ 2 Отключение соединений 500 кВ главной схемы, зависящих от состояния отсека 3 Возможное ограничение мощности, выдаваемой в энергосистему	Отключение выключателей 500кВ, изолирующих поврежденный отсек. Сигнал системы контроля плотности элегаза в данном отсеке. Сигнал системы контроля утечек элегаза в помещении КРУЭ	1 Повышение надежности схемы КРУЭ и подключение присоединений более чем через один выключатель. 2 Разделение КРУЭ на отсеки, обеспечивающее минимизацию количества отключаемых присоединений. При аварии: 1 Контроль плотности элегаза в каждом отсеке 2 Контроль утечки элегаза в помещении КРУЭ с соответствующим оповещением персонала	Следовать инструкциям по эксплуатации КРУЭ. Повышение квалификации ремонтного персонала, привлекаемого к проведению работ

Окончание таблицы Б.1

Система	Идентификация риска	Возможные последствия риска. локальные. системные. общестанционные	Средства фиксации риска	Средства предупреждения риска, принятые в проекте	Требуемые действия персонала при эксплуатации для предотвращения риска
Силовой блочный трансформатор	Пожар в трансформаторе	Повреждение трансформатора, взрыв трансформатора. Распространение пожара на соседнее оборудование и сооружения. Длительное ограничение мощности станции	1 Система обнаружения пожара на трансформаторе 2 Электрические защиты, отключающие трансформатор от сети	Система диагностики состояния трансформатора. Контроль температуры обмоток. Контроль температуры масла. Система предупреждения взрывов на трансформаторах. Противопожарные перегородки между трансформаторами. Применение быстродействующих электрических защит трансформатора. Защита трансформаторов от перенапряжений	Недостаточный уровень эксплуатации оборудования, систем контроля и управления, строгое выполнение инструкций по эксплуатации, защита от внешнего воздействия
КРУЭ 6 кВ, получающее питание от двух ТСН 35/6 кВ	Отказ выключателя присоединения 6 кВ, питающего ТСН 6/0,4 кВ трансформаторной подстанции	1 Потеря присоединения 2 Отключение вводного выключателя секции КРУЭ 6 кВ 3 Отключение всех присоединений секции 4 Потеря нерезервированных электроприемников данной секции	Отключение вводного выключателя секции КРУЭ 6 кВ. Сигнализация неисправности выключателя присоединения ТСН	1 Деление КРУ на две секции 2 Применение двух КРУ 3 Питание взаиморезервирующих электроприемников от разных КРУ 4 Выбор мощности ТСН 35/6 кВ и 6/0,4 кВ из расчета обеспечения работы электроприемников при выводе в ремонт или потере одного из ТСН	Строгое выполнение инструкций по эксплуатации оборудования
Кабель силовой 0,4 кВ, питающий электроприемник I категории (насос ТВС)	Короткое замыкание в кабеле. Отключение линии защитным выключателем	1 Отключение насоса, возгорание кабеля, распространение огня на соседние кабели, пожар в кабельном помещении 2 Отключение других технологических систем, которое может привести к ограничению мощности станции, повреждениям оборудования и пр.	Отключение линии защитным выключателем Работа датчиков пожаротушения	1 Выбор кабеля по условиям невозгорания при коротком замыкании 2 Применение кабелей с изоляцией, не поддерживающей горение. Использование для защиты кабеля быстродействующего выключателя с защитой от короткого замыкания 1 Резервирование защиты вышестоящим выключателем 2 Применение технологического резерва (второй насос ТВС) 3 Прокладка кабелей рабочего и резервного насосов по разным трассам	Своевременная замена кабелей с устаревшей изоляцией. Выполнение инструкций по эксплуатации насосов ТВС и кабельного хозяйства

Приложение В
(справочное)

Примерные перечни оборудования, аппаратуры, приборов и инструмента лаборатории и мастерских

Таблица В.1 — Примерный перечень оборудования, аппаратуры, приборов и инструмента электротехнической лаборатории

Наименование оборудования	Тип	Количество (шт.) для групп ГЭС мощностью, тыс кВт				
		Св. 3000	Св 1000 до 3000 включ.	Св. 350 до 1000 включ.	Св. 100 до 350 включ.	Св. 30 до 100 включ.
Универсальный передвижной стенд	УПС-62	1	1	1	1	—
Стенд для проверки и настройки автосинхронизаторов	—	1	1	1	1	—
Передвижной стенд для проверки и наладки регуляторов скорости	—	1	1	1	1	—
Стенд лабораторный релейный	СР, VI-М	1	1	1	1	1
Стенд лабораторный измерительный	СИ	1	1	1	1	1
Основное устройство для проверки защит	У-5053	2	2	2	2	1
Устройство для проверки сложных защит	У-5052	2	2	2	2	1
Устройство для проверки простых реле	УПР-3	2	2	2	2	1
Устройство для проверки коммутационной аппаратуры	УПКА-1	2	2	2	2	—
Аппарат для испытаний цепей вторичной коммутации	ИВК	2	2	2	2	—
Комплект устройств для прогрузки автоматов 0,4 кВ	—	2	2	2	2	—
Устройство для проверки электрооборудования 0,4 кВ	УП-04	2	2	2	2	—
Установка для проверки электроизмерительных щитовых приборов	У-300	1	1	1	1	1
Установка для проверки ваттметров, счетчиков, преобразователей мощности	У-1134М	1	1	1	1	—
Установка для точного измерения сопротивлений	У-39	1	1	1	1	—
Установка для проверки манометрических термометров	—	1	1	1	1	—
Прибор для проверки транзисторов	12-42	1	1	1	1	—
Электротехническая лаборатория	ЭТЛ-35	1	1	1	1	—
Прибор для измерения контура заземления	ИС-08	2	2	1	1	—
Испытательная установка с компенсацией	СИУК-246/41	1	1	1	1	—
Прибор для определения мест повреждения кабеля	ПКП-3М, Р5-10	1	1	1	1	1
Трансформатор тока измерительный образцовый	И-523	1	1	1	—	—
Трансформатор напряжения измерительный образцовый	И-510	1	1	1	—	—
Трансформатор напряжения однофазный	НОМ-3, НОМ-10	2	2	1	1	1

Продолжение таблицы В.1

Наименование оборудования	Тип	Количество (шт.) для групп ГЭС мощностью, тыс. кВт				
		Св. 3000	Св. 1000 до 3000 включ.	Св. 350 до 1000 включ.	Св. 100 до 350 включ.	Св. 30 до 100 включ.
Трансформатор испытательный для испытания ошиновки высоковольтной аппаратуры и низкой стороны силовых трансформаторов	ИОМ-32-70/500	1	1	1	1	1
Трансформатор нагрузочный для проверки выключателей	—	2	2	1	1	1
Универсальный трансформатор тока	УТТ-6М1	3	3	3	—	—
Трансформатор	ТМ-320/35	1	1	1	1	1
Трансформатор тока измерительный (15-600) А	УТТ-5	2	2	2	2	1
Трансформатор напряжения измерительный (380/3-500)/(100-100/3) В	УТН-1	2	2	2	2	1
Регулятор напряжения	ЛАТР-2М	4	4	2	2	2
Конденсатор на 70 кВ, 0,2 мкФ	КБГ	2	2	2	2	1
Комбинированный магазин шунтов и сопротивлений	Р-155	2	2	2	2	1
Мост для измерения диэлектрических потерь	Р-5026	2	2	1	1	—
Стабилизатор напряжения переменного тока	СО-5	4	4	2	2	2
Реостаты сопротивления ползунковые	РСП	10	10	6	6	4
Указатель высокого напряжения	—	4	4	3	2	2
Осциллограф светолучевой (комплект)	К-115; Н041	2	2	2	1	1
Осциллограф запоминающий	С1-8	1	1	1	1	—
Осциллограф портативный	С1-69	4	4	2	2	2
Универсальный осциллограф	С1-74	2	2	1	1	1
Комплект измерительных приборов переменного тока (амперметры, вольтметры, ваттметры, омметры)	—	1	1	1	1	1
Комплект измерительных приборов постоянного тока (амперметры, вольтметры, ваттметры, омметры)	—	1	1	1	1	1
Комбинированные приборы	Ц-4313, Ц-4341, Ц-4323, Ц-4352, Ц-4311	4	4	2	2	1
Амперметр с пределами измерений 0,2—10 А	Э-514	10	10	5	5	4
Вольтметр с пределами измерений 15—600 В	Э-515, М253	6	6	3	3	2
Киловольтметр	—	1	1	1	1	1
Мегаомметр универсальный	—	1	1	1	1	1
Мегаомметр электронный	Ф-2	1	1	1	1	1
Омметр магнитоэлектрический	—	1	1	1	1	1
Частотомер	Ф-205	1	1	1	1	1
Индикатор полярности	—	1	1	1	1	—
Миллиамперметры	—	5	5	3	3	2
Милливольтметры	—	5	5	3	3	2
Тахометр магнитный ручной	ИО-30	1	1	1	1	—
Секундомер электрический	П14-2М, Ф-209	2	2	2	2	2

Окончание таблицы В.1

Наименование оборудования	Тип	Количество (шт.) для групп ГЭС мощностью, тыс кВт				
		Св. 3000	Св. 1000 до 3000 включ.	Св. 350 до 1000 включ.	Св. 100 до 350 включ.	Св. 30 до 100 включ.
Клещи электроизмерительные	Ц-90, Ц-91	1	1	1	1	1
Комплект инструмента релейщика служб РЗА	—	15	10	6	6	3
Термометр сопротивления для измерения температуры обмотки и стали генератора	—	2	2	2	2	1
Термометры ртутные лабораторные с различными пределами измерений	ТЛ-4	6	6	4	4	3
Машина сверлильная электрическая	—	3	3	3	3	2
Пылесос бытовой	—	2	2	1	1	1
Токарно-часовой станок	—	1	1	1	1	1
Настольный точильно-шлифовальный станок	—	1	1	1	1	1
Верстак на одно рабочее место	—	3	3	2	2	2
Тиски слесарные	—	3	3	2	2	2
Паяльник электрический	—	10	8	6	4	2

Таблица В.2 — Примерный перечень оборудования, аппаратуры и приборов маслохимической лаборатории

Наименование оборудования	Тип	Количество (шт.) для групп ГЭС мощностью, тыс кВт				
		Св. 3000	Св. 1000 до 3000 включ.	Св. 350 до 1000 включ.	Св. 100 до 350 включ.	Св. 30 до 100 включ.
Прибор для определения температуры вспышки нефтепродуктов	ПТВ-1	2	2	2	1	—
Аппарат для бидистилляции воды с электрообогревом производительностью 2 л/ч	БВЭ-2М	2	2	2	1	—
Баня масляная на 220 В	—	2	2	2	1	—
Баня водяная № 2 на 220 В	—	2	2	2	1	—
Барометр ртутный для определения атмосферного давления в лаборатории	—	2	2	2	1	—
Весы Вестфаля для определения массы масла	—	1	1	1	—	—
Вискозиметр для определения кинематической вязкости масла (набор вискозиметров Пашкевича)	—	2 компл.	2 компл.	2 компл	—	—
Кенотронный аппарат	АПП-80	1	1	1	1	—
Дефлегматор елочный	—	1	1	1	1	—
Хроматограф	ЛХМ-8МД	1	1	—	—	—
Нефтеденсиметры	Б	2	2	2	2	—
Насос водоструйный Ведцеля	—	1	1	1	1	—
Нефтеотстойник системы Лисенко	—	1	1	1	1	—
Набор денсиметров общего назначения	1	1	1	1	1	—
Пикнометр с меткой для жидкостей ЦМК вместимостью 10 мм	—	1	1	1	1	—
Преобразовательный прибор для определения скорости деэмульсации	—	1	1	1	1	—

Окончание таблицы В.2

Наименование оборудования	Тип	Количество (шт.) для групп ГЭС мощностью, тыс. кВт				
		Св. 3000	Св. 1000 до 3000 включ.	Св. 350 до 1000 включ.	Св. 100 до 350 включ.	Св. 30 до 100 включ.
Прибор для окисления масла стеклянный	—	1	1	1	1	—
Реометр лабораторный, пределы измерения от 0 до 0,100 л/мин	—	1	1	1	1	—
Реометр лабораторный, пределы измерения от 0 до 0,200 л/мин	—	1	1	1	1	—
Редуктор кислородный баллонный	ДКП-2	2	2	2	1	—
Редуктор давления гидравлический, струйный	РАГС	1	1	1	1	—
Термостат	ТС-15М	1	1	1	1	—
Фотоэлектрокалориметр	ФЭК-56М	1	1	1	1	—
РН-метр	РН-121	1	1	1	1	—
Газоанализатор	ВТИ-2	2	2	2	2	—
Аппарат для дистилляции воды	—	1	1	1	1	—
Шкаф сушильный	СНОЛ	1	1	1	1	—
Регулятор напряжения однофазный	ЛАТР-1М, ЛАТР-2М	2	2	2	2	—
Весы аналитические	ВЛТ-200	1	1	1	1	—
Весы технические класса точности 1	ВЛТ-1 кг-1	2	2	2	1	—
Шкаф лабораторный	—	2	2	2	1	—

Таблица В.3 — Примерный перечень оборудования мастерской точной механики

Наименование оборудования	Тип	Количество (шт.) для групп ГЭС мощностью, тыс. кВт				
		Св. 3000	Св. 1000 до 3000 включ.	Св. 350 до 1000 включ.	Св. 100 до 350 включ.	Св. 30 до 100 включ.
Фрезерный часовой станок	—	1	1	—	—	—
Станок настольный токарный	16К04В, 16С04А, 16Т04А	1	1	1	—	—
Часовой прецизионный токарный станок с набором цанг от 0,4 до 35 мм	СН193Н	1	1	—	—	—
Сверлильный станок настольный повышенной точности	2Н106П	1	1	1	—	—
Станок для намотки катушек	СН3, СРН-0,5Н	1	1	1	—	—
Заточный станок	ИЭ-9703	1	1	1	—	—

Таблица В.4 — Примерная номенклатура оборудования для оснащения различных мастерских

Наименование оборудования	Тип	Количество (шт.) для групп ГЭС мощностью, тыс. кВт				
		Св. 3000	Св. 1000 до 3000 включ.	Св. 350 до 1000 включ.	Св. 100 до 350 включ.	Св. 30 до 100 включ.
Механическая мастерская						
Токарно-винторезный станок	16К20, 1К20, 1А616	3	3	2	2	1
Широкоуниверсальный фрезерный станок	6Р82	1	1	1	1	1

Продолжение таблицы В.4

Наименование оборудования	Тип	Количество (шт.) для групп ГЭС мощностью, тыс. кВт				
		Св. 3000	Св. 1000 до 3000 включ.	Св. 350 до 1000 включ.	Св. 100 до 350 включ.	Св. 30 до 100 включ.
Универсальный радиально-сверлильный станок	2М550	0—1	0—1	—	—	—
Вертикально-сверлильный станок	2Н118	1	1	1	1	1
Универсально-заточный станок	3Б841, 3В641	1	1	1	1	1
Точильно-шлифовальный станок	3Б634	1	1	1	1	1
Ножовочный станок	872М, Н-1	1	1	1	1	1
Поперечно-строгальный станок	7307Е	1	1	1	1	1
Гидравлический пресс	П6326, ГАР0, 2153-М2	1	1	1	1	1
Комбинированные пресс-ножницы	НБ 5220, С2294	1	1	1	1	1
Кузница						
Камерная электропечь сопротивления	ПЗО, СНЗ-5.10	1	1	—	—	—
Пневмомолот ковочный	411МБ, МА4129	1	1	—	—	—
Горн кузнечный на один огонь	П-1369	1	1	1	—	—
Кузнечный вентилятор	ОКС-3361А, 9ВД-2	1	1	1	—	—
Наковальня двурогая	—	1	1	1	—	—
Ванна для охлаждения инструмента	—	1	1	1	—	—
Ванна трехсекционная для закалки деталей	—	1	1	—	—	—
Ларь для кузнечного инструмента	—	1	1	—	—	—
Ларь для угля	—	1	1	1	—	—
Ящик для песка	—	1	1	1	—	—
Стеллаж для деталей и узлов	—	1	1	1	—	—
Верстак слесарный	—	1	1	1	—	—
Комплект кузнечного инструмента	—	1	1	1	—	—
Тиски кузнечные	—	1	1	1	—	—
Сварочная мастерская						
Передвижной сварочный преобразователь	—	1	1	1	1	—
Однопостовый сварочный преобразователь	ПСГ, ПСМ	1	1	1	1	1
Однопостовый сварочный трансформатор	ТС, ТД	1	1	1	1	1
Передвижной сварочный трансформатор	—	1	1	1	1	1
Генератор ацетиленовый	АСДН-IIIа-1,25	1	1	1	—	—
Стол для электросварочных работ	ССН-3	1	1	1	1	1
Шкаф вытяжной	—	1	1	1	1	1
Шкаф для инструмента	—	1	1	1	1	—
Печь для сушки электродов	—	1	1	1	1	1
Слесарная мастерская						
Настольно-сверлильный станок	—	2	2	1	1	1
Точильно-заточный станок для инструмента	К-1036	1	1	1	1	1
Трубогибочный станок	ТГМ38-159	1	1	1	1	1
Листогибочный станок	—	1	1	1	1	1
Верстак слесарный	—	10	10	8	8	6

Продолжение таблицы В.4

Наименование оборудования	Тип	Количество (шт.) для групп ГЭС мощностью, тыс. кВт				
		Св. 3000	Св. 1000 до 3000 включ.	Св. 350 до 1000 включ.	Св. 100 до 350 включ.	Св. 30 до 100 включ
Шкаф для хранения инструмента	—	10	10	8	8	6
Стеллаж секционный	—	10	10	8	6	4
Листогибочные вальцы	—	1	1	1	—	—
Листовые ножницы по металлу	—	1	1	1	1	1
Мастерская гидромеханического участка						
Настольно-сверлильный станок	—	1	1	1	—	—
Точильно-заточный станок для инструмента	К-1036	1	1	1	—	—
Верстак слесарный на два рабочих места	—	4	4	3	—	—
Шкаф для хранения инструмента	—	2	2	1	—	—
Стеллаж секционный	—	3	3	2	—	—
Мастерская сантехнического оборудования						
Настольно-сверлильный станок	—	1	1	1	—	—
Точильный станок двусторонний	3Б631А, 3Б632	1	1	1	—	—
Трубогибочный станок	ТГМ38-159	1	1	1	—	—
Верстак слесарный	—	2	2	2	—	—
Шкаф для хранения инструмента	—	2	2	2	—	—
Стеллаж секционный	—	1	1	1	—	—
Тиски слесарные	—	1	1	1	—	—
Тиски слесарные поворотные	—	1	1	1	—	—
Электроремонтная мастерская						
Настольно-сверлильный станок	—	1	1	1	1	—
Точильно-заточный станок для инструмента	К-1036	1	1	1	1	—
Верстак слесарный на два рабочих места	—	4	4	3	3	—
Шкаф для хранения инструмента	—	3	3	2	2	—
Стеллаж секционный	—	3	3	2	2	—
Таль электрическая	—	2	2	1	1	—
Мастерская участка по ремонту генераторов						
Настольно-сверлильный станок	—	1	1	1	—	—
Точильно-заточный станок для инструмента	К-1036	1	1	1	—	—
Верстак слесарный на два рабочих места	—	4	4	3	—	—
Шкаф для хранения инструмента	—	3	3	2	—	—
Стеллаж секционный	—	3	3	2	—	—
Таль электрическая	—	2	2	1	—	—
Мастерская участка по ремонту трансформаторов						
Настольно-сверлильный станок	—	1	1	1	—	—
Точильно-заточный станок для инструмента	—	1	1	1	—	—
Верстак слесарный на два рабочих места	—	4	4	3	—	—
Шкаф для хранения инструмента	—	3	3	2	—	—
Стеллаж секционный	—	3	3	2	—	—
Таль электрическая	—	2	2	1	—	—

Окончание таблицы В.4

Наименование оборудования	Тип	Количество (шт.) для групп ГЭС мощностью, тыс. кВт				
		Св. 3000	Св. 1000 до 3000 включ.	Св. 350 до 1000 включ.	Св. 100 до 350 включ.	Св. 30 до 100 включ.
Мастерская участка по ремонту оборудования ОРУ						
Настольно-сверлильный станок	—	1	1	1	—	—
Точильно-заточный станок для инструмента	—	1	1	1	—	—
Стол монтажный	—	5	5	4	—	—
Верстак слесарный на два рабочих места	—	5	5	4	—	—
Шкаф для хранения инструмента	—	3	3	2	—	—
Стеллаж секционный	—	4	4	3	—	—
Таль электрическая	—	1	1	1	—	—
Мастерская по ремонту электродвигателей						
Печь для обжига обмотки	—	1	1	—	—	—
Камера сушильная	—	1	1	—	—	—
Ванна пропиточная	—	1	1	—	—	—
Стол намотчика двигателей	—	1	1	—	—	—
Намоточный автомат	—	1	1	—	—	—
Станок для намотки статорных катушек	—	1	1	—	—	—
Оплеточный станок	—	1	1	—	—	—
Стенд для проверки электродвигателей на ХХ	—	1	1	—	—	—
Трансформатор для индукционного нагрева подшипников	—	1	1	—	—	—
Трансформатор паяльно-сварочный	—	1	1	—	—	—

Библиография

[1] Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требований к их содержанию»

[2] СНиП 33-01—2003 Гидротехнические сооружения. Основные положения

[3] СНиП 33-101—2003 Определение основных расчетных гидрологических характеристик

[4] Правила устройства электроустановок (ПУЭ)

[5] СНиП 23-01—99* Строительная климатология

[6] СанПиН 2.2.4.548—96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

[7] СНиП 41-01—2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

[8] СНиП 2.04.02—84 Водоснабжение, наружные сети и сооружения

[9] СанПиН 2.1.4.1074—01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества

[10] СНиП 2.04.01—85 Внутренний водопровод и канализация зданий

[11] СНиП 2.04.03—85 Канализация. Наружные сети и сооружения

[12] Рекомендации по расчету систем сбора, отведения и отчистки поверхностного стока с селитебных территорий, площадок предприятий и определению условий выпуска его в водные объекты. ФГУП «НИИ ВОДГЕО»

[13] РД 34.15.109—91 Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов

[14] ВСН 116—93 Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи

[15] СНиП 21-01—97* Пожарная безопасность зданий и сооружений

[16] СНИП 31-03—2001 Производственные здания

[17] РД 153-34.0-49.105—01 Нормы проектирования автоматических установок водяного пожаротушения кабельных сооружений

[18] НПБ 88—2001 Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования

[19] РД 153-34.0-35.519—98 Общие технические требования к управляющим подсистемам агрегатного и стационарного уровней АСУ ТП ГЭС

[20] РД 153-34.2-35.520—99 Общие технические требования к ПТК для АСУ ТП ГЭС

[21] РД 34.35.120—90 Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций напряжением 35—1150 кВ

[22] НПБ 110—2003 Перечень зданий, сооружений и помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией

[23] РД 78.36.002—99 Технические средства систем безопасности объектов. Обозначения условные графические

[24] РД 78.36.005—99 Выбор и применение систем контроля и управления доступом

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

[26] СП 4.13130.2009 Ограничения распространения пожаров на объектах защиты

[27] СП 2.13130.2009 Обеспечение огнестойкости объектов

[28] МЭК 60870-5-101:2003 Аппаратура и системы телеуправления. Часть 5-101. Протоколы передачи данных. Сопроводительный стандарт для основных задач телеуправления

[29] МЭК 60870-5-104:2006 Аппаратура и системы телеуправления. Часть 5-104. Протоколы передачи данных. Доступ к сетям, использующим стандартные профили по МЭК 60870-5-101

УДК 621.311.21:006.354 ОКС 27.140

Ключевые слова: гидроэлектростанция, гидроаккумулирующая электростанция, ГЭС, ГАЭС, технические требования, технологическая часть

Редактор *Г. В. Зотова*
Технический редактор *В. Н. Прусакова*
Корректор *В. Г. Гришунина*
Компьютерная верстка *З. И. Мартыновой*

Сдано в набор 25.02.2015. Подписано в печать 03.04.2015. Формат 60×84 $^{1}/_{8}$. Бумага офсетная. Гарнитура Ариал. Печать офсетная. Усл. печ. л. 8,84. Уч.-изд. л. 8,15. Тираж 38 экз. Зак. 350

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
www.gostinfo.ru info@gostinfo.ru
Набрано и отпечатано в Калужской типографии стандартов, 248021 Калуга, ул. Московская, 256.

gost.e-ecolog.ru