МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

УТВЕРЖДЕНО
приказом Минэнерго России
от 30 июня 2003 г. № 285

РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Москва
«Издательство НЦ ЭНАС»
2004

gost.e-ecolog.ru

УДК 621.311.658.5(083)
ББК 31.57
Р36

Рекомендации по проектированию технологической части
Р36 гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 104 с.

ISBN 5-93196-423-1

Настоящие рекомендации применяются при разработке технологической части проекта на строительство новых и на расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций мощностью 10 МВт и выше с агрегатами мощностью не менее 5 МВт.

Рекомендации могут использоваться при разработке проектов малых гидроэлектростанций мощностью менее 10 МВт

УДК 621.311.658.5(083)
ББК 31.57

ISBN 5-93196-423-1

© Макет, оформление.
ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2004

1. Основные положения

1.1. Настоящие Рекомендации применяются при разработке технологической части проекта на строительство новых и на расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций (далее ГЭС и ГАЭС или электростанций) мощностью 10 МВт и выше с агрегатами мощностью не менее 5 МВт.

Рекомендации могут быть использованы при разработке проектов малых электростанций мощностью менее 10 МВт.

1.2. Параметры технологического оборудования и его компоновка в сооружениях гидроузла принимаются с учетом:

технического уровня оборудования;

надежности работы оборудования и сооружения;

возможной унификации оборудования и сооружений;

наименьших суммарных затрат на сооружение электростанции и эксплуатационных издержек;

удобства обслуживания и ремонтопригодности;

степени воздействия на окружающую среду;

сейсмичности площадки строительства;

местных условий (например, необходимости пропуска через турбину минимального (санитарного) попуска или выдачи заданной минимальной мощности и др.).

1.3. Негативное влияние используемого на гидроузле оборудования на окружающую среду рекомендуется исключить.

При отсутствии технических решений, исключающих воздействие оборудования и систем на окружающую среду, руководствуются нормативами допустимого воздействия на окружающую среду (Федеральный закон об охране окружающей среды от 10.01.2002 № 7 ФЗ).

1.4. Рекомендации учитываются при разработке других частей проекта гидроузла.

1.4.1. В водно-энергетических расчетах:

при определении глубины сработок водохранилища, режимов нижнего бьефа, значений максимальных и минимальных расходов через электростанцию на основании эксплуатационных мощностных, расходных и кавитационных характеристик гидромашин;

выбор целесообразной зоны использования электростанции и покрытия суточного графика нагрузки энергосистемы;

пуск электростанции при пониженных напорах обосновывается технической возможностью работы как штатного гидросилового оборудования, так и специально предусмотренного, а также длительностью режимов работы при этих напорах.

1.4.2. При выборе створа, компоновки здания электростанции и гидроузла учитываются: габариты гидроагрегата, проточной части гидромашины, требуемая отметка заложения рабочего колеса гидромашины. Генеральный план гидроузла проектируют с учетом оптимальной организации его эксплуатации в части размещения вспомогательных служб и сооружений электростанции.

1.4.3. Служебные, административные и производственные помещения электростанции оборудуются системами водоснабжения, канализации, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, наружного и внутреннего пожаротушения. Объемно-планировочными решениями учитываются и обеспечиваются удобство обслуживания оборудования и помещений, а также особенности размещения технологического оборудования в здании электростанций и на гидроузле в целом.

2. Компоновка технологического оборудования

2.1. Состав и общие положения.

2.1.1. В комплекс технологического оборудования входят:

а) механическое оборудование;

б) гидроагрегат;

в) вспомогательное оборудование;

г) электротехническое оборудование;

д) средства автоматизации, управления и связи;

е) средства эксплуатации и ремонта, оборудование мастерских и лабораторий, необходимые для обслуживания оборудования и сооружений.

2.1.2. Компоновка технологического оборудования на объектах гидроузла и в здании электростанции разрабатывается с учетом:

а) надежной работы технологического оборудования;

б) удобства эксплуатационного обслуживания оборудования и сооружений, зданий и территорий;

в) механизации ремонтных работ, удобного доступа к оборудованию для обеспечения его монтажа, демонтажа и транспортировки;

г) выполнения санитарно-технических требований;

д) предотвращения недопустимого воздействия на человека и окружающую среду;

е) транспортных и технологических коммуникаций;

ж) пожарной безопасности;

з) выполнения требований по обеспечению эвакуации персонала в аварийных условиях;

и) требований по промышленной эстетике и архитектуре.

2.1.3. В проекте здания электростанции предусматриваются 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 отсасывающей трубы и донных водосбросов.

2.1.4. В проекте здания электростанции разрабатываются мероприятия, исключающие затопление помещений здания при авариях и ремонтах проточной части гидромашин и водоводов, а также в процессе регулирования при повышении уровня воды в шахте затворов и аэрационных трубах.

2.2. Компоновка механического оборудования.

2.2.1. В состав механического оборудования входят:

плавучие заграждения (запани) и другие устройства, преграждающие доступ плавающим предметам к водоприемникам электростанций;

сороудерживающие решетки с механизмами их очистки и закладными частями;

средства для очистки акваторий перед сороудерживающими решетками;

затворы всех типов любого назначения с закладными частями;

стационарные подъемные и тяговые механизмы всех типов;

грузоподъемные краны всех типов и назначений с устройствами для их испытания, с подкрановыми путями и их элементами;

грузовые тележки, тельферы, тали;

устройства для поддержания майны, обогрева затворов и закладных частей;

оборудование для ремонта, ревизии и проведения антикоррозионных работ с механическим оборудованием на площадках или в помещениях;

герметичные двери, люки и крышки, металлические крышки и решетки над пазами и сороудерживающими решетками;

аэрационные трубы.

2.2.2. Компоновка, состав и вид механического оборудования разрабатываются с учетом постоянной эксплуатации гидроузла, строительного периода и временной эксплуатации, а также типа здания электростанции, водосбросных сооружений, режима их эксплуатации и ремонта.

2.2.3. При проектировании каскада электростанций, как правило, следует стремиться к унификации подъемно-транспортного оборудования и затворов, а также предусматривать общие комплекты вспомогательных и испытательных устройств.

2.2.4. Помещения обслуживания затворов в районах с холодным климатом рекомендуются выполнять закрытыми; маслонасосные установки, аппаратуру управления и контроля рекомендуется располагать в отапливаемых и вентилируемых помещениях.

2.2.5. Механизмы приводов затворов, маслонасосные установки гидроприводов и аппаратура управления защищаются от атмосферных осадков, пыли, песка, а также доступа посторонних лиц.

На совмещенных электростанциях маслонасосные установки гидроприводов основных затворов водосбросов целесообразно располагать на незатопляемых с нижнего бьефа отметках.

2.2.6. Приближение механизмов затворов к другим механизмам и строительным конструкциям выбирают из условия безопасной и удобной эксплуатации, ремонта и монтажа.

2.2.7. К помещениям механизмов и аппаратуры управления, расположенным на глубине (высоте) 3 м и более, предусматриваются маршевые лестницы, а к расположенным на глубине (высоте) 12 м и более, кроме того, предусматриваются пассажирские или грузопассажирские лифты. К отдельно стоящим приборам и редко обслуживаемым механизмам маршевые лестницы и лифты не предусматриваются.

2.2.8. На водоприемных, водосбросных, водовыпускных и водорегулирующих сооружениях предусматривается место для хранения ремонтных затворов, запасных секций решеток, сороочистных приспособлений, захватных балок, подъемных штанг и прочего механического оборудования, а также грузов или анкеров для испытания кранов.

2.2.9. Предусматриваются площадки и, в случае необходимости, помещения с оборудованием и соответствующими приспособлениями для ревизии, ремонта, очистки и окраски механического оборудования. Подача оборудования на ремонтную площадку осуществляется, как правило, кранами, предусмотренными для маневрирования затворами.

На площадках и в помещениях исключается попадание технологических отходов в систему неочищаемых сточных вод, акваторию или на землю. Необходимо соблюдение требований пожарной безопасности и санитарных норм.

2.2.10. Предусматриваются приспособления для производства ремонтных работ и технического обслуживания стальных конструкций и оборудования сооружений на местах их установки.

2.2.11. Водоприемники оборудуются сороудерживающими решетками. Очистка очищаемых решеток предусматривается механизированными средствами.

При очищаемых решетках в водоприемниках среднюю скорость воды перед решетками рекомендуется принимать в преде-

лах до 1,2 м/с при слабозасоренных водотоках и до 1,0 м/с при сильнозасоренных водотоках. Указанные скорости определяются при расчетной пропускной способности турбин.

Скорости могут приниматься и более высокими при наличии обоснования.

Площадь решеток определяется по расчетному турбинному расходу и скорости воды перед решетками.

Применение очищаемых сороудерживающих решеток, наглухо заделанных в бетон, не рекомендуется.

Для малозасоренных водохранилищ с глубинными водоприемниками, где затруднена очистка решеток, целесообразно предусматривать устройство неочищаемых решеток. Скорость воды перед такими решетками принимается не более 0,4 м/с.

Скорость воды на очищаемых сороудерживающих решетках всасывающих труб насосов-турбин и насосов следует принимать не более 1 м/с.

На водоприемниках верхнего и нижнего бассейнов ГАЭС, имеющих ограждение, при отсутствии поступления в них мусора сороудерживающие решетки могут не устанавливаться.

2.2.12. При отборе воды для гидромашин из водосбросного тракта сороудерживающие решетки на входе в него не устанавливаются. Предусматриваются решетки в узлах отбора воды на гидромашину при скорости воды в створе решетки не более 0,4 м/с. Очистка решетки в этом случае производится сбросным потоком при остановленном агрегате.

2.2.13. Для прекращения подачи воды в турбинные водоводы электростанций применяются аварийно-ремонтные затворы, обслуживаемые краном или индивидуальными механизмами, что определяется режимом работы агрегатов.

Если на аварийно-ремонтные затворы возлагаются функции защиты турбины от разгона, то они снабжаются индивидуальными механизмами, которые включаются в систему автоматического управления агрегатом.

В тех случаях, когда перед водоводами сооружаются водоприемники сифонного типа, вместо аварийно-ремонтных затворов предусматривается устройство для срыва вакуума.

2.2.14. Перед открыто уложенными напорными металлическими водоводами для локализации последствий от их разрыва необходимо устанавливать на каждом водоводе аварийно-ремонтные затворы с индивидуальными подъемными механизмами. Такие затворы снабжаются автоматическим, дистанционным и местным управлением.

Установка индивидуальных механизмов для маневрирования аварийно-ремонтными затворами не предусматривается для трубопро-

водов, проложенных в бетонных или железобетонных сооружениях, для туннельных водоводов и сталежелезобетонных трубопроводов.

2.2.15. В напорных бассейнах и водоприемниках зданий электростанций перед аварийно-ремонтными затворами, а также в отсасывающих трубах предусматриваются пазы для установки ремонтных затворов.

Пазы решеток могут использоваться для установки ремонтных затворов.

2.2.16. За аварийно-ремонтные затворы водоприемников предусматривается подача воздуха. Размеры воздуховодов (аэрационных труб) принимаются исходя из максимально возможного расхода воды по турбинному водоводу, допустимой максимальной скорости засасываемого воздуха 60 м/с и колебаний уровня воды. При этом исключается поступление воды в помещения через аэрационные трубы.

Конструкция и размещения воздухозаборных отверстий аэрационных труб выполняются с учетом обеспечения безопасности находящегося вблизи персонала. Предусматривается возможность обогрева воздухозаборного отверстия для исключения образования ледяной пробки в аэрационной трубе в зимних условиях.

2.2.17. На водосбросных сооружениях грузоподъемные механизмы, предусмотренные для маневрирования затворами, могут быть также использованы для выполнения ремонтных работ по сооружению и другому технологическому оборудованию. При устройстве башенных или шахтных водосбросных сооружений, вынесенных в верхний бьеф, разрабатывается транспортная схема доставки на них ремонтных материалов и механизмов.

2.2.18. Щитовое отделение нижнего бьефа оборудуется ремонтными затворами отсасывающих труб, сороудерживающими решетками (на ГАЭС), обслуживающими их механизмами и, в случае необходимости, затворохранилищем.

2.2.19. На водосбросных сооружениях компоновка комплекса ремонтных затворов предусматривает возможность установки их на порог, а также извлечение для осмотра при любых уровнях отгораживаемого бьефа.

Пазы ремонтных затворов рекомендуется устраивать, как правило, вертикальными.

2.2.20. В качестве механизмов для маневрирования ремонтными затворами в открытых водоприемниках и щитовых отделениях отсасывающих труб, как правило, устанавливаются козловые (полукозловые) краны, а в закрытых – мостовые.

2.2.21. На совмещенных русловых электростанциях в щитовом отделении нижнего бьефа устанавливаются основные затворы глубинных водосбросов и ремонтные затворы отсасывающих труб.

Аварийно-ремонтные затворы водосбросов устанавливаются со стороны верхнего бьефа.

2.2.22. В конце отводящей туннельной деривации предусматривается установка ремонтного заграждения.

2.2.23. При компоновке входных и выходных участков водозаборных или водопропускных сооружений предусматриваются, по возможности, устройства или мероприятия, обеспечивающие полное опорожнение проточного тракта, включая крайние пазы, для осмотра, ремонта или реконструкции.

2.2.24. Расстояние от колена или развилки на турбинном водоводе и от предтурбинного затвора в зависимости от его типа до входного сечения спиральной камеры гидромашины принимается по данным завода-изготовителя гидромашины.

2.2.25. При расположении внутри здания электростанции предтурбинного затвора его корпус и открытые входной и выходной патрубки не приравниваются к открытому турбинному водоводу и не вызывают соответствующих требований по защите их от разрыва.

2.3. Компоновка гидроагрегатов и здания электростанции.

2.3.1. Параметры, типоразмер и конструкция гидротурбины, насос-турбины и гидрогенератора, генератора-двигателя (в дальнейшем турбины и генератора) определяются в соответствии с разд. 4 и 11 настоящих Рекомендаций.

Высотное положение гидроагрегата определяется отметкой заложения рабочего колеса гидротурбины.

2.3.2. В агрегатном блоке электростанции предусматриваются входы в шахты турбины и генератора. Площадка перед входом в шахту турбины обслуживается краном машинного зала через люк в перекрытии.

2.3.3. В спиральных камерах и отсасывающих трубах турбин предусматриваются люки для проведения осмотров и ремонтных работ в проточной части турбины; рядом с люками предусматриваются люки для ввода кабельных, газовых и прочих коммуникаций, необходимых при ремонтных работах. Открытие люков производится вовнутрь.

Облицовка конуса отсасывающей трубы оснащается устройствами для установки инвентарных подмостей под рабочим колесом.

2.3.4. Маслонапорная установка и гидромеханическая колонка регулятора турбины размещаются в зоне действия крана машинного зала. В случае размещения маслонапорной установки под перекрытием машинного зала предусматриваются монтажные проемы со съемными перекрытиями над баком и котлом в зоне действия крана машинного зала.

2.3.5. Установка предтурбинных или встроенных в турбину кольцевых (секторных) затворов, как правило, предусматривается:

в случае присоединения двух и более гидроагрегатов к одному водоводу;

для турбин с напором 200 м и более.

2.3.6. Для подземных зданий электростанций место расположения предтурбинных затворов определяется сопоставлением вариантов с предтурбинными затворами, размещенными в общем машинном зале и отдельном помещении.

2.3.7. Дисковый предтурбинный затвор располагают от входного сечения спиральной камеры турбины на расстоянии не менее двух диаметров ее входного сечения. Это расстояние определяется заводом-разработчиком турбины.

2.3.8. Монтажный патрубок предтурбинного затвора и компенсатор располагают со стороны спиральной камеры.

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

Площади, образующиеся в агрегатном блоке и блоке монтажной площадки, максимально используются для размещения вспомогательного технологического и электротехнического оборудования, транспортных и технологических коммуникаций, сантехнического оборудования, а также общестанционных помещений, мастерских и т. д.

При компоновке и определении размеров подводной части здания электростанции следует руководствоваться также Строительными нормами и правилами.

2.3.10. Компоновкой помещений, проездов и проходов в здании обеспечивается возможность транспортировки оборудования и его узлов кранами, средствами малой механизации и напольным транспортом к монтажным площадкам и ремонтным зонам, мастерским и складским помещениям.

2.3.11. В здании электростанции предусматривается машинный зал, оборудованный кранами для монтажа и демонтажа агрегата, а также обслуживания главных трансформаторов, и монтажная площадка.

Применение пониженных машинных залов с установкой наружных кранов специально обосновывается.

2.3.12. Высота и ширина машинного зала (расстояние между колоннами) назначаются 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 как по вертикали, так и по горизонтали.

Приближение конструкций крана к конструкциям здания следует принимать в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

При проектировании машинного зала рекомендуется сокращение его высоты выполнять 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.

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) рекомендуется рассматривать применение полукозловых и козловых кранов.

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

2.3.13. В машинном зале при постоянной эксплуатации применяется один или два крана в зависимости от числа агрегатов, возможности изготовления кранов требуемой грузоподъемности и компоновки машинного зала (наземный, подземный, встроенный в водосливную плотину). При массе монтажного узла выше 500 т или числе агрегатов больше пяти, а также в подземных машинных залах применяется, как правило, два крана грузоподъемностью, равной половине массы наиболее тяжелого монтажного узла (с учетом массы приспособления для переноса).

Для увеличения зоны обслуживания двумя кранами тележки кранов разворачиваются на 180°, а электрические тали устанавливаются на наружных фермах кранов. Кабины крановщиков располагаются рядом на внутренних фермах кранов.

Для электростанций с числом агрегатов более 15 рекомендуется устанавливать вспомогательные краны меньшей грузоподъемности.

2.3.14. 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 150–200 м.

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

2.3.15. Размеры монтажной площадки определяются эксплуатационными условиями ремонта одного гидроагрегата и одного главного повышающего трансформатора.

Длина монтажной площадки принимается минимально возможной и определяется 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 принимается не менее 1,5 м.

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

Расчетная нагрузка на перекрытие монтажной площадки определяется массой 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.

2.3.16. В случае требования завода-изготовителя турбины или генератора монтажная площадка оборудуется металлическими монтажными плитами для рабочих колес гидромашин (поворотно-лопастных и разъемных радиально-осевых), закладными частями для стенда опрессовки железа обода ротора или статора генератора.

2.3.17. На монтажной площадке в зоне проведения ревизии и ремонтных работ с повышающими трансформаторами предусматривают решетки и маслосборные приямки для сбора и отвода протечек масла.

2.3.18. В случае выполнения операций по сборке генератора «в кольцо» на монтажной площадке или рядом предусматриваются специальные изолированные от строительной пыли помещения с поддержанием в них заданной влажности и температуры.

2.3.19. В полу монтажной площадки и машинного зала предусматриваются трапы для приема стока воды при мойке полов.

2.3.20. Пол машинного зала и монтажной площадки выполняется, как правило, на одной отметке.

2.4. Компоновка вспомогательного оборудования.

2.4.1. Вспомогательное оборудование, входящее в общестанционные системы (хозяйства), предназначено для обеспечения нормального функционирования основного технологического оборудования и профилактического обслуживания всего технологического оборудования и элементов сооружения.

К вспомогательному оборудованию относится оборудование следующих систем (хозяйств):

а) технического водоснабжения;

б) откачки воды из проточной части гидромашин, водоводов и дренажных колодцев;

в) масляного хозяйства;

г) пневматического хозяйства;

д) измерения гидравлических параметров гидроузла.

2.4.2. При компоновке систем и элементов вспомогательного оборудования обеспечивается возможность замены и ремонта отдельных узлов без нарушения работы системы в целом.

2.4.3. Оборудование какой-либо одной системы или хозяйства, как правило, располагается на одной отметке здания электростанции или монтажной площадки. Предусматриваются удобные подходы, подъезды для возможности применения средств малой механизации при производстве ремонтных работ.

2.4.4. Оборудование системы технического водоснабжения размещается в зависимости от принятой схемы водоснабжения:

при насосной или эжекторной схемах насосы (эжекторы) располагаются, как правило, со стороны нижнего бьефа, за пределами пролета машинного зала, на отметке турбинного помещения или ниже;

при самотечной схеме техводоснабжения фильтры и регуляторы давления, если в них есть необходимость, располагаются, как правило, на генераторной или турбинной отметке;

при применении агрегатной (групповой) схемы технического водоснабжения оборудование располагается в пределах агрегатного блока (группы агрегатов);

при применении централизованной схемы технического водоснабжения оборудование, как правило, располагается в блоке монтажной площадки;

при применении эжекторной схемы технического водоснабжения эжекторы располагаются в специальных изолированных помещениях с целью снижения уровня шума.

2.4.5. На электростанциях с синхронными машинами, имеющими непосредственное водяное охлаждение обмоток, предусматривается помещение для размещения общестанционной установки приготовления и хранения обессоленной воды необходимого качества

2.4.6. Система откачки воды из проточной части гидромашин, донных водосбросов и дренажных колодцев размещается на нижних отметках здания гидроэлектростанции и состоит из водоприемной емкости, насосной установки и дренажных колодцев.

Водоприемная емкость выполняется круглого сечения диаметром не менее 1 900 мм и прокладывается в фундаменте здания гидроэлектростанции под отсасывающими трубами гидромашин с уклоном в строну приемного колодца, над которым устанавливаются насосные установки.

Слив воды из отсасывающих труб и донных водосбросов осуществляется самотеком в водоприемную емкость через запорные клапаны. Водоприемная емкость снабжается с двух сторон лазами при длине ее 50–100 м, при длине более 100 м лазы предусматриваются на каждые полные и неполные 100 м. Один лаз в водоприемную емкость предусматривается со стороны приемного колодца.

Герметичные люки лазов в водоприемные емкость и колодец, а также перекрытие водоприемного колодца рассчитываются на давление, определяемое максимальным уровнем нижнего бьефа.

Водоприемные емкости и колодцы снабжаются аэрационными трубами.

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

Насосы, кроме артезианских, устанавливаются 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, как правило, размещаются 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 предусматривается возможность использования насосной станции откачки для осушения аварийно затопленных помещений электростанции, а также возможность применения погружных насосов для осушения самой насосной станции в случае ее аварийного затопления.

В помещениях насосных, а также помещениях лазов в отсасывающие трубы, спиральные камеры и донные водосбросы предусматриваются изолированные выходы на незатопляемую отметку, а также грузовая шахта, снабженная водосбросным отверстием выше

максимального уровня нижнего бьефа. В случае невозможности по компоновочным условиям обеспечить изолированный выход из насосной на входе в насосную предусматривается герметичная дверь

Лестничная клетка из помещения насосной выполняется незадымляемой.

Технологические коммуникации в насосную откачки для подвода электропитания, вентиляции, масло-, водо- и воздухоснабжения также прокладываются изолированно с выходом на незатопляемую отметку, чтобы обеспечить работоспособность насосной откачки при аварийном затоплении помещений здания электростанции до отметки максимального уровня нижнего бьефа.

Объединение дренажной системы насосной откачки с системой дренажа здания электростанции не рекомендуется.

Насосные агрегаты дренажных колодцев устанавливаются в потернах и помещениях, расположенных на нижних отметках здания электростанции. Требования к компоновке водозаборных устройств и выбросных трубопроводов оговорены в разд. 6 настоящих Рекомендаций.

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

Маслохранилища в зависимости от конкретных компоновочных решений выполняются открытыми или закрытыми с металлическими резервуарами. Применение железобетонных облицованных металлом резервуаров не рекомендуется.

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

Закрытые маслохранилища размещаются в здании электростанции, в блоке монтажной площадки, сопрягающих устоях и в других местах, обеспечивающих удобство технологических коммуникаций с учетом противопожарных норм.

В районах с минимальной расчетной температурой окружающего воздуха (средней, наиболее холодной пятидневки) –10 °С и ниже целесообразно размещать масляные резервуары в закрытых отапливаемых помещениях, а при установке масляных резервуаров на открытом воздухе оснащать электроподогревом и теплоизоляцией.

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

Аппаратная размещается, как правило, в непосредственной близости к маслохранилищу. При открытой и подземной компоновке

масляного хозяйства аппаратная отделяется от склада масла стеной с пределом огнестойкости REI 150.

Маслохимическая лаборатория располагается в помещениях с естественным освещением.

Колонка по приему и выдаче масла, как правило, располагается в непосредственной близости от железнодорожных или автодорожных путей на специально выделенной площадке. Рекомендации по прокладке маслопроводов приведены в п. 7.5 настоящих Рекомендаций.

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

2.4.8. Пневматическое хозяйство включает компрессорные установки и воздухосборники.

Компрессорные установки электростанции, являющиеся стационарными, автоматизированными, работающими в прерывистом режиме, можно устанавливать в специально выделенных помещениях электростанции. Стены и перекрытия этих помещений выполняют капитальными с пределом огнестойкости не менее REI 150. Двери открываются наружу. Вентиляция и отопление помещений поддерживают в них температуру в пределах, обеспечивающих нормальную работу оборудования, – от +10 до +30 °С.

Производительность и количество устанавливаемых в одном помещении компрессоров не ограничивается.

Помещение компрессорной оборудуют соответствующими грузоподъемными устройствами и средствами механизации, в помещении предусматривают монтажную площадку, отделенную перегородкой, для проведения ремонта компрессоров.

В помещениях компрессорных установок не размещается оборудование и аппаратура, технологически не связанные с пневматическим хозяйством.

Воздухосборники, как правило, размещаются на открытом воздухе, в непосредственной близости от компрессорной установки. Расстояние между воздухосборниками и потребителями принимается не более 600 м. В случае большего расстояния в конце магистрали устанавливается дополнительный воздухосборник. При необходимости предусматривается электроподогрев для оттаивания конденсата.

Воздухосборники можно устанавливать в специально выделенных неотапливаемых помещениях электростанции, стены и перекрытия которых должны быть капитальными с пределом огнестойкости не менее REI 150. Помещения оборудуются легкосбрасываемыми панелями или принимаются другие конструктивные решения, рассчитанные на то, чтобы при аварии одного воздухосборника повы-

шение давления не привело к разрушению строительной части здания. Открытие дверей предусматривается наружу.

На случай аварии с одним наибольшим воздухосборником предусматриваются легкосбрасываемые панели, рассчитанные на избыточное давление более 5 кПа.

В помещении поддерживается температура наружного воздуха.

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

Воздухосборники оснащаются площадками обслуживания.

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

В качестве горизонтальных воздухосборников трубного типа можно использовать воздухопроводы-коллекторы из труб диаметром до 1,4 м и давлением до 6,4 МПа. Такой воздухосборник не допускается закладывать в бетон. У деформационных швов воздухосборник снабжается компенсатором.

2.5. Компоновка электротехнического оборудования.

2.5.1. Электротехнические устройства и оборудование, относящиеся к агрегату, размещаются в здании электростанции с максимальным использованием площади, определенной габаритами агрегатного блока.

Увеличение размеров агрегатного блока для размещения электрооборудования, вспомогательных помещений, устройства проездов и проходов обосновывается.

2.5.2. Соединение синхронных машин мощностью 100 МВт и более с повышающими трансформаторами, как правило, производится экранированными токопроводами. Для синхронных машин меньшей мощности тип токопроводов выбирается на основании технико-экономических расчетов.

При наличии неэкранированных участков токопроводов с токами 5 000 А и более выполняются мероприятия, исключающие недопустимые нагревы близко расположенных металлоконструкций наведенными токами.

2.5.3. Повышающие трансформаторы электрических блоков электростанций, как правило, располагаются на открытом воздухе у продольной стены здания со стороны верхнего или нижнего бьефа, при этом изоляция воздушных выводов трансформаторов выбирается с учетом возможных влагонасыщенных потоков воздуха при работе водосбросов.

Для подземных зданий электростанций место расположения повышающих трансформаторов электрических блоков определяется на основе технико-экономического сопоставления вариантов их распо-

ложения (на поверхности или в подземных помещениях) с учетом условий доставки трансформаторов, производства ремонтных работ, выполнения связи с генераторами и выводов мощности на высоком напряжении, выполнения систем охлаждения, вентиляции, пожаротушения и дымоудаления.

Ремонт повышающих трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, автотрансформаторов связи и шунтирующих реакторов (в дальнейшем трансформаторов) без снятия верхней части бака («колокола») выполняется на месте их установки. При необходимости снятия «колокола» трансформатор доставляется на монтажную площадку или в трансформаторную мастерскую.

При установке трансформаторов на отметках, не имеющих общих с монтажной площадкой железнодорожных путей, для их ремонта, как правило, предусматривается трансформаторная мастерская с механизмами для подъема «колокола», технологическим оборудованием и противопожарными средствами.

Перемещение трансформаторов с места их установки на место ремонта производится по рельсовым путям на собственных поворотных каретках с помощью полиспастной системы или гидротолкателей. Для крепления полиспастов, блоков и лебедок предусматриваются «якоря».

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях трансформаторов предусматриваются маслоприемники, маслоотводы и маслосборники в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

2.5.4. Распределительные устройства (РУ) 35–750 кВ электростанций, как правило, проектируются открытыми.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) располагаются возможно ближе к зданию электростанции с учетом подходов (коридоров) линий электропередач, сокращения технологических и транспортных коммуникаций от электростанций до ОРУ. При этом воздушная изоляция оборудования ОРУ выбирается с учетом возможных влагонасыщенных потоков воздуха при работе водосбросов.

2.5.5. Для электростанций, сооружаемых в сложных топографических условиях с ограниченными возможностями выбора вблизи электростанции площадки под ОРУ, рассматривается целесообразность применения комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

2.5.6. Для электростанций, сооружаемых в районах с холодным климатом, как правило, рассматривается сооружение закрытых распределительных устройств (ЗРУ) 110, 220 кВ с применением как традиционного оборудования, так и КРУЭ, а для ЗРУ 330 кВ и выше – КРУЭ.

2.5.7. При компоновке распределительных устройств 35 кВ и выше предусматривается возможность расширения в соответствии с требованиями развития энергосистемы.

2.5.8. Компоновки и конструкции ОРУ и ЗРУ напряжением 35 кВ и выше выполняются с учетом применения автокранов, телескопических вышек, кран-балок и других средств механизации монтажных и ремонтных работ высоковольтного оборудования.

2.5.9. Здания ЗРУ оснащаются системами вентиляции и отопления, обеспечивающими требуемые условия для работы оборудования. В зданиях ЗРУ также предусматриваются помещения для средств и материалов обслуживания оборудования, а также для проведения ремонтных работ в соответствии с рекомендациями изготовителей оборудования.

2.5.10. Здания ЗРУ 110–330 кВ выполняются с застекленными верхними ярусами ограждающих панелей, выполняющих роль легкосбрасываемых при аварии с выключателями, общей площадью в одну треть поверхности одной продольной стены.

Здания ЗРУ напряжением до 35 кВ включительно могут выполняться без окон.

2.5.11. При выполнении в ЗРУ 35–330 кВ схемы с секционированными сборными шинами каждая секция должна быть отделена от соседней перегородкой с пределом огнестойкости EI 45 с проходными изоляторами (для соединительной ошиновки) – во избежание выхода из строя всего распределительного устройства в случае аварии на одной из секций. К КРУЭ эти требования не предъявляются.

2.5.12. Связь повышающих трансформаторов с ОРУ, как правило, выполняется воздушными выводами-линиями. Применение кабельных линий или элегазовых токопроводов 110–500 кВ или их комбинаций с воздушными для связи повышающих трансформаторов с распределительными устройствами определяется сравнением различных вариантов выводов.

При установке повышающих трансформаторов в подземном помещении связь с распределительными устройствами выполняется кабельными линиями или элегазовыми токопроводами.

2.5.13. Для магистральных потоков контрольных и силовых кабелей до 35 кВ в здании электростанции и связывающих здание электростанции и распределительное устройство 110 кВ и выше предусматриваются кабельные сооружения (кабельные этажи, кабельные шахты, кабельные каналы, кабельные туннели).

Количество и габариты кабельных сооружений вдоль электростанции и кабельных туннелей (каналов) к ОРУ (ЗРУ) должны предусматривать возможность прокладки взаиморезервируемых кабелей, чтобы при выходе из строя части кабелей при пожаре не проис-

ходила потеря мощности электростанции более чем определено п. 10.1,в) настоящих Рекомендаций и не допускалась потеря собственных нужд.

2.5.14. Масляные трансформаторы общестанционных собственных нужд, как правило, размещаются на трансформаторной площадке вместе с повышающими (блочными) трансформаторами.

Сухие трансформаторы собственных нужд, сухие выпрямительные трансформаторы и комплектные трансформаторные подстанции собственных нужд размещаются в помещениях, где относительная влажность при 20 °С составляет не более 80 %.

Комплектные распределительные устройства 0,6 кВ и общестанционные распределительные устройства 0,4 кВ размещаются с учетом возможности их опережающего ввода в работу по отношению к питающимся от них потребителям.

2.5.15. Все оборудование системы возбуждения синхронной машины, как правило, размещается на одной отметке в непосредственной близости от агрегата.

2.5.16. Агрегатные щиты управления (АЩУ) устанавливаются на отметке машинного зала с ориентировкой фасадов щитов в сторону агрегатов.

Для горизонтальных капсульных агрегатов место установки АЩУ определяется компоновкой здания электростанции с учетом расположения АЩУ на одной отметке, имеющей сплошной проход по машинному залу.

2.5.17. Блочные щиты автоматики и релейной защиты повышающих (блочных) трансформаторов размещаются в пристройках машзала или устанавливаются вместе с АЩУ.

2.5.18. Шкафы (панели) управления и автоматики вспомогательного оборудования, как правило, устанавливаются рядом с этим оборудованием.

В сырых помещениях в шкафах рекомендуется предусматривать подогрев; в особо сырых помещениях шкафы не устанавливаются.

2.6. Компоновка транспортных и технологических коммуникаций.

2.6.1. При компоновке транспортных коммуникаций на территории и в здании электростанции предусматривается обеспечение, как правило, бесперегрузочной доставки грузов, запасных частей, оборудования и материалов от места их получения к рабочим местам.

Все маршруты в здании для напольного транспорта выполняются с проезжей частью шириной не менее 2,0 м. Продольные сквозные, как правило, прямолинейные транспортные маршруты преду-

сматриваются на отметках машинного зала, генераторного и турбинных помещений. Продольные проезды на более низких или высоких отметках (за пределами пролета машинного зала) назначаются при наличии на них тяжелого оборудования (более 500 кг).

Для подачи крупногабаритного и тяжелого оборудования на нижние отметки предусматриваются грузовые люки и шахты, расположенные в зоне действия кранов машинного зала.

Лестницы между отметками машинного зала, генераторным и турбинным помещениями следует предусматривать не реже чем одна лестничная клетка на два агрегата. Продольные проходы, как правило, следует предусматривать по всем имеющимся отметкам здания. Вертикальная транспортировка персонала с помощью лифтов, как правило, обеспечивается на все отметки здания и сооружения (кровлю, щитовое отделение верхнего и нижнего бьефов, трансформаторную площадку, транспортные и коммуникационные коридоры) при разности отметок 12 м и более. При этом один пассажирский (грузопассажирский) лифт, как правило, предусматривается в блоке монтажной площадки. Второй пассажирский (грузопассажирский) лифт может предусматриваться в противоположном от монтажной площадки торце здания электростанции.

При компоновке горизонтальных и вертикальных проходов обеспечивается наименьший путь персонала станции при обходах установленного оборудования.

2.6.2. Технологические коммуникации предусматриваются для кабельных потоков высокого и низкого напряжения, магистральных трубопроводов воды, масла, воздуха, прокладываемых вдоль здания или для связи с другими объектами гидроузла (ОРУ, водоприемник, масляное хозяйство и т. д.).

Для магистральных технологических трубопроводов рекомендуется предусматривать отдельно выделенные участки стен верхнего или нижнего бьефов, позволяющие смонтировать трубопроводы без пересечений с проходами и технологическими помещениями. К трубопроводам и арматуре на них должен быть обеспечен удобный проход для осмотра и ремонта.

2.6.3. Не рекомендуется:

закладка в бетон масляных и воздушных трубопроводов. В случае необходимости эти трубопроводы прокладывают через бетон и строительные конструкции в металлических обсадных трубах;

вывод сливных трубопроводов всех систем в зону конусов отсасывающих труб гидромашин, кроме слива воды из спиральной камеры турбины;

совместная прокладка масляных и воздушных трубопроводов.

2.7. Компоновка служебных и производственных помещений.

2.7.1. Номенклатура и площади служебных и производственных помещений зависят от установленной мощности электростанции и организационной структуры управления гидроузлом.

2.7.2. Помещения для персонала управления и производственных подразделений, а также лаборатории, столовую (буфет), здравпункт, кабинеты технической учебы, архивы, бытовые помещения рекомендуется размещать в служебно-производственном корпусе.

Служебно-производственный корпус, как правило, располагается в отдельном здании. Бытовые помещения в этом случае размещаются в пределах здания электростанции.

2.7.3. Помещения центрального пункта управления (ЦПУ) электростанцией размещаются в служебно-производственном корпусе; допускается размещать ЦПУ в здании электростанции. В помещении ЦПУ предпочтительно иметь естественное освещение.

В подземных зданиях электростанций расположение ЦПУ решается в каждом конкретном случае с учетом специфических условий компоновки подземного здания.

Допустимые уровни звукового давления и вибрации в ЦПУ от внешних источников принимаются по государственным стандартам на уровни шума и вибрации.

Группа механического исполнения аппаратуры, устанавливаемой в ЦПУ, принимается по государственному стандарту на внешние механические воздействия.

При выборе расположения ЦПУ рекомендуется стремиться к сокращению кабельных коммуникаций. Место расположения ЦПУ принимается с учетом готовности его к пуску первого агрегата.

2.7.4. Помещение вычислительного центра АСУ ТП располагается ближе к ЦПУ.

2.7.5. Помещения электрического и машинного цехов размещаются ближе к монтажной площадке. Механические мастерские, как правило, размещаются на одном уровне с монтажной площадкой при наличии дневного освещения.

Помещения гидротехнического цеха, столярная мастерская, колерная, склад стройматериалов и металлопроката, гараж, авторемонтная мастерская и т. п. размещаются, как правило, на хозяйственном дворе.

2.7.6. При компоновке служебных и производственных помещений целесообразно стремиться к сокращению пути персонала между указанными помещениями и оборудованием электростанции.

3. Механическое оборудование

3.1. Общие требования.

3.1.1. Механическое оборудование является, как правило, нестандартизированным и изготавливается по индивидуальным проектам.

3.1.2. На гидросооружениях в районах с расчетной температурой –40 °С и ниже применяются материалы, приборы и оборудование в исполнении «ХЛ».

3.1.3. Компоновка механического оборудования разрабатывается с учетом защиты от обмерзания его элементов в холодное время года. Маневрирование затворами в зимних условиях может обеспечиваться обогревом закладных частей, затворов и захватных балок.

3.1.4. В конструкции узлов оборудования обеспечивается возможность очистки, окраски и ремонта.

3.1.5. Перед поверхностными затворами, установленными на водотоках с ледоставом, предусматриваются устройства для поддержания майны.

3.1.6. Подъемные механизмы, применяемые для маневрирования затворами и решетками, снабжаются грузовым реле.

3.2. Закладные части.

3.2.1. Закладные части предназначены для фиксации положения элементов механического оборудования на гидротехнических сооружениях, передачи нагрузки от затворов, решеток и другого оборудования на бетонные конструкции и для примыкания уплотнительных элементов.

3.2.2. Сечение закладных частей, определенное максимальной нагрузкой, выполняют таковым только в пределах действия этой нагрузки. Вне зоны действия максимальной нагрузки устанавливаются облегченные закладные части.

3.2.3. В конструкции закладных частей затворов и решеток обеспечивается неизменяемость формы и размеров при транспортировке, монтаже и обетонировании.

3.2.4. Для надежной работы закладных частей в местах установки уплотнений обеспечивается градиент напора в бетоне для основных затворов – 20, а для ремонтных и аварийно-ремонтных – 40.

3.3. Сороудерживающие решетки и затворы.

3.3.1. Сороудерживающие решетки рассчитываются на перепад 2 м водяного столба при заглублении порога решетки до 20 м под уровень соответствующего бьефа и на перепад 3 м – при заглублении более 20 м. При соответствующем обосновании решетки могут быть рассчитаны и на другие перепады, включая полный напор на решетки в месте их установки.

3.3.2. Ригели и поперечные диафрагмы сплошного сечения у решеток устанавливаются в направлении вектора расчетных скоростей потока.

Форма стержней сороудерживающих решеток и конфигурация струенаправляющих конструкций определяются с учетом безотрывного обтекания их во всей зоне изменения вектора скорости, обусловленного расчетными режимами водоприемника.

3.3.3. Расстояние между стержнями решеток принимается по табл. 3.1.

Таблица 3.1

Диаметр рабочего колеса, м	Расстояние между стержнями решеток, мм, для турбин	
	РО	ПЛ
До 3	60	60
До 4	60	90
До 5	90	120
До 6	120	150
До 7	150	180
До 8	180	200
Выше 8	200	220

3.3.4. Для исключения намерзания льда и шуги на решетках предусматривается обогрев ее элементов.

3.3.5. В качестве ремонтных затворов применяются, как правило, плоские скользящие затворы. Подъем и опускание затворов может производиться только при выровненных уровнях.

3.3.6. Маневрирование ремонтными затворами производится, как правило, с помощью грузоподъемных кранов.

3.3.7. Количество ремонтных затворов, устанавливаемых перед турбинами и на отсасывающих трубах, назначается исходя из возможности одновременного прекращения доступа воды к двум агрегатам, а перед водосбросными отверстиями принимается, как правило, один ремонтный затвор на все сооружение.

Большее число комплектов ремонтных затворов обосновывается проектом организации технического обслуживания и ремонта оборудования.

3.3.8. Маневрирование ремонтными затворами, установленными на глубинах до 50 м от верха затвора до НПУ, осуществляется посредством захватных балок. Применение штанг в этом случае специально обосновывается. Маневрирование ремонтными затво-

рами, установленными на глубинах свыше 50 м, осуществляется посредством штанг.

3.3.9. Для отсасывающих труб применяются ремонтные затворы. Применение шандорных затворов обосновывают. Расчетная нагрузка на затвор определяется максимальным уровнем нижнего бьефа в период ремонта.

3.3.10. Расположение ремонтных затворов в пределах диффузора отсасывающей трубы не рекомендуется. При необходимости их расположения в пределах диффузора отсасывающих труб пазы этих затворов рекомендуется закрывать потоконаправляющими рамами.

3.3.11. Аварийно-ремонтные затворы, как правило, принимаются плоскими, применение других типов затворов обосновывается.

3.3.12. Конструкция аварийно-ремонтного затвора обеспечивает перекрытие отверстия в потоке при расчетном расходе и максимальном уровне. Подъем затвора производится при выровненных уровнях.

3.3.13. Выравнивание уровней до и после затвора предусматривается осуществлять, как правило, байпасом, установленным на затворе, либо на сооружении. Допускается выравнивание уровней производить подъемом верхней секции затвора.

При необходимости заполнения деривационной системы предусматривается подъем аварийно-ремонтных затворов под полным напором.

3.3.14. Основные затворы поверхностных водосбросов на совмещенных гидроэлектростанциях предусматриваются для регулирования сбросных расходов и, в случае необходимости, для сброса льда, мусора и др. Затворы рассчитываются на опускание и подъем в текущей воде.

3.3.15. В условиях значительных снежных покровов предусматривается возможность механического или пневматического удаления снега из пазух затворов и из полостей между бычками и опорами сегментных затворов. Опоры сегментных затворов в этих случаях выполняются коробчатого сечения.

3.4. Подъемные механизмы.

3.4.1. Стационарные подвижные механизмы оснащаются местным и дистанционным управлением, а также указателями положения затвора.

3.4.2. Параметры мостового крана машинного зала определяются с учетом требуемых скоростей подъема подвесок, скоростей передвижения крана, грузовой тележки и др.

3.4.3. Статическое испытание кранов грузоподъемностью выше 160 кН, как правило, производится гидронагружателями, кранов грузоподъемностью 160 кН и ниже – испытательными грузами.

3.4.4. Захватные приспособления, в том числе и траверсы, испытываются рабочими грузами.

3.4.5. Очистка решеток производится решеткоочистной машиной либо с помощью грейферов. При обосновании очистка может производиться подъемом решетки на поверхность.

В технически обоснованных случаях может использоваться гидравлическая очистка решеток.

3.4.6. При необходимости предусматриваются устройства для сбора и транспортирования мусора от сороудерживающих устройств.

3.4.7. В условиях низких отрицательных температур и при отсутствии утепленного закрытого щитового отделения верхнего бьефа электростанции или водосливной плотины предусматривается обогрев подвесок крана для исключения их обмерзания при опускании в воду во время маневрирования затворами или перестановки решеток.

4. Гидромашины, регулирование, предтурбинные затворы

4.1. Гидромашины.

4.1.1. Выбор системы, мощности и типоразмера гидромашины и модификации рабочего колеса производится на основе стандартов на гидравлические турбины. Для гидромашин, не вошедших в стандарты, а также для вновь разрабатываемых модификаций используются универсальные или эксплуатационные характеристики, подтвержденные заводом-разработчиком оборудования.

4.1.2. Конструкции гидромашин, системы регулирования и вспомогательного оборудования рассчитываются на надежную работу во всех режимах без вмешательства дежурного персонала.

4.1.3. Систему гидромашин рекомендуется выбирать по максимальному напору (табл. 4.1) с учетом заданных режимов работы и диапазона изменения напора на гидроэлектростанции.

4.1.4. 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.

Таблица 4.1

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

Окончание табл. 4.1

Напор максимальный, м	Система гидромашин	Вариант исполнения
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	В вертикальном и горизонтальном исполнении
Свыше 250	Ковшовая	В вертикальном и горизонтальном исполнении
Насос-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 600	Радиально-осевая одноступенчатая	В вертикальном и горизонтальном исполнении
Свыше 600	Радиально-осевая многоступенчатая	В вертикальном исполнении
Свыше 1 200	Трехмашинный агрегат, включающий многоступенчатый насос и ковшовую турбину	В вертикальном и горизонтальном исполнении

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 $\frac{H_{min}}{H_{max}} \geq 0,6 - 0,65$;

для ковшовых турбин $\frac{H_{min}}{H_{max}} \geq 0,9$;

для насос-турбин радиально-осевых

$\frac{H_{pmax}}{H_{tmin}} \geq 0,9 + 0,185\frac{n_{st}}{100}$ (для n_{st} = 100–350 мин$^{-1}$);

для насос-турбин диагональных

$\frac{H_{pmax}}{H_{tmin}} \geq 1,2 + 0,2\frac{n_{st}}{100}$ (для n_{st} = 200–400 мин$^{-1}$).

При большем диапазоне изменения напоров рассматривается применение двухскоростных гидроагрегатов.

Величины сопрягаемых частот вращения определяются с учетом рекомендаций разработчиков оборудования.

4.1.5. Число и единичная мощность гидроагрегатов выбираются для каждой конкретной электростанции на основе технико-экономического сравнения вариантов.

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

4.1.6. При равных показателях надежности и технико-экономических показателях с учетом эксплуатационных затрат принимается наибольшая технически возможная мощность с учетом соображений по унификации оборудования как по условиям изготовления, так и по условиям эксплуатации на каскаде.

Наибольшая технически возможная мощность гидромашины обосновывается по результатам анализа следующих факторов:

характеристики энергосистемы и ее требований к режимам работы электростанции, в том числе к участию электростанции в покрытии пиков графика нагрузки, условиям аварийного отключения гидроагрегата и пропуска санитарного расхода;

требований по режимам уровней воды в нижнем бьефе;

геоморфологических и геологических условий створа гидроэлектростанции;

наименьшего отрицательного влияния на окружающую среду;

технологических возможностей изготовления, транспорта и монтажа оборудования;

типа здания электростанции и конструкции водоподводящих устройств;

возможности создания предтурбинных затворов.

4.1.7. При выбранной номинальной мощности гидроагрегата и заданных характеристиках гидрогенератора гидромашина при напорах выше расчетного рассчитывается на мощность, обеспечивающую работу синхронной машины с активной мощностью, равной ее полной номинальной мощности.

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

4.1.9. При выборе оборудования и составлении технического задания на разработку оборудования коэффициенты быстроходности, приведенные расходы и коэффициенты полезного действия (в зависимости от напора) принимаются не хуже указанных ниже в табл. 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6. Значения максимального коэффициента полезного действия, приведенные в табл. 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, отнесены к модели рабочего колеса турбины диаметром 460 мм, испытанной при напоре 4 м и температуре воды 20 °С.

Таблица 4.2

Осевые поворотно-лопастные гидротурбины в горизонтальном (капсульном) исполнении

Напор максимальный, м	7	10	15	20	25
Коэффициент быстроходности $n_{s\,опт}$, мин$^{-1}$	1 000–900	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
$Q'_{1\,опт}$	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 $n'_{1\,опт}$, мин$^{-1}$	150–190	145–180	140–170	135–165	135–160

Таблица 4.3

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

Окончание табл. 4.3

Напор максимальный, м	10	15	20	30	40	50	60	70	80
Расход приведенный, $м^3/с$:									
$Q'_{1\,max}$	2,3–2,5	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
$Q'_{1\,опт}$	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	0,84–0,95
Коэффициент полезного действия η_{max}, %	90,5	91,4	91,4	91,7	91,6	90,8	90,6	90,0	89,4
Частота вращения приведенная $n'_{1\,опт}$, $мин^{-1}$	165–185	150–165	138–150	125–135	115–126	110–120	105–116	102–110	100–105

Таблица 4.4

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	370–300	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
$Q'_{1\,опт}$	0,9–1,15	0,9–1,1	0,85–1,0	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
Частота вращения приведенная $n'_{1\,опт}$, $мин^{-1}$	105–115	100–115	100–110	85–95	83–91	82–87	77–85

Таблица 4.5

Радиально-осевые гидротурбины

Напор максимальный, м	45	75	115	140	170	230	310	400	500	600
Коэффициент быстроходности $n_{s\,опт}$, $мин^{-1}$	360–300	315–250	250–220	240–210	220–170	175–140	140–115	123–93	113–110	100–86

Окончание табл. 4.5

Напор максимальный, м	45	75	115	140	170	230	310	400	500	600
Расход приведенный, $м^3/с$										
$Q'_{1\,max}$ (5%-ный запас)	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
$Q'_{1\,опт}$	1,15–1,3	1,0–1,15	0,85–1,0	0,75–0,9	0,55–0,7	0,4–0,55	0,30–0,40	0,2–0,30	0,8–0,25	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

Таблица 4.6

Ковшовые гидротурбины

Напор максимальный, м	400	600	1 000	1 500
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
$Q'_{1\,опт}$	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	–
Частота вращения приведенная $n'_{1\,опт}$, $мин^{-1}$	39–40	39–40	39–40	39–40

Примечание к табл. 4.2–4.6. 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.

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

Для насосного режима значение быстроходности вычисляется по формуле:

$$n_{sн} = \frac{3{,}65n\sqrt{Q}}{H^{3/4}},$$

где n, $мин^{-1}$; Q, $м^3/с$; H, м.

Для предварительной оценки быстроходности можно использовать эмпирическую зависимость $K = n_{sn} = \sqrt{H}$. Значение показателя уровня быстроходности K принимается, как правило, около 2 500.

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

Для турбинного режима величина быстроходности вычисляется по формуле:

$$n_{sт} = \frac{1{,}167 n\sqrt{N}}{H^{3/4}},$$

где n, мин$^{-1}$; N, кВт; H, м.

Значения Q, H и N принимаются для расчетного режима.

Зависимость коэффициента быстроходности по насосному режиму от напора на предварительной стадии определяется по табл. 4.7.

Таблица 4.7

Радиально-осевые насос-турбины

Напор максимальный, м	45–60	80	115	150	170–200	300–400	500–600
Коэффициент быстроходности, мин$^{-1}$, насосный режим $n_{sн}$	320–300	280–270	250–230	210–200	190–175	145–125	110–95
Показатель уровня быстроходности (сред.) $K = n_s\sqrt{H}$	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500

4.1.11. Приведенный расход при расчетном по мощности напоре и номинальной мощности определяется 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, массы оборудования, показателей надежности и требуемых высот отсасывания.

4.1.12. Основными расчетными параметрами гидромашин при заданных максимальном, расчетном по мощности и средневзвешенном по выработке напорах и мощности считаются:

номинальный диаметр рабочего колеса $Д_1$, м;

диаметр расположения осей лопаток направляющего аппарата $Д_0$, м, для гидромашин вертикального исполнения;

номинальная частота вращения $n_{ном}$, мин$^{-1}$;

угонная частота 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 $K = n_s\sqrt{H}$.

4.1.13. Номинальный диаметр рабочего колеса гидравлической турбины определяют 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 со стандартом на гидромашины.

4.1.14. Номинальная частота вращения гидроагрегата назначается 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 учитываются 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.

4.1.15. Требуемые высоты отсасывания на предпроектных стадиях принимаются по модельным универсальным характеристикам существующих гидротурбин. На последующих стадиях это значение уточняется по характеристикам гидротурбин.

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

4.1.16. Выбор отметки установки реактивной гидромашины производится 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 разработчиком оборудования допустимой величиной кавитационной эрозии и экономического сопоставления затрат на заглубление здания электростанции и последующее устранение кавитационной эрозии, а также изменения режимов работы гидроагрегата в разные периоды эксплуатации.

4.1.17. При выборе оборудования допустимая величина кавитационной эрозии определяется в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии по объему унесен-

ного металла либо по глубине и площади кавитационных разрушений (Публикация МЭК № 609).

4.1.18. Пусковой напор на ГЭС ограничивается пределами поля универсальной характеристики и принимается по согласованию с заводом-разработчиком гидромашины.

4.1.19. Необходимость ввода гидроагрегатов на пониженных напорах обосновывается с учетом длительности наполнения водохранилища или строительного периода.

4.1.20. Для ГЭС, на которых предполагается работа гидроагрегатов в широком диапазоне рабочих напоров, или на которых предполагается достаточно длительная работа при пониженных пусковых напорах, рассматриваются:

применение турбин двойного регулирования, в том числе 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 следует обеспечить унификацию и максимальную 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.

Принятая в проекте схема ввода электростанции на пониженных пусковых напорах подтверждается технико-экономическим расчетом.

4.1.21. 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 твердостью по шкале Мооса 4 и более применяются специальные меры по повышению износоустойчивости проточной части, что оговаривается в исходных данных технического задания на разработку гидротурбинной установки.

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

4.1.22. Тип, форма и габариты спиральной камеры, а также скорость во входном сечении спиральной камеры принимаются по отраслевым стандартам.

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

Железобетонные спиральные камеры таврового сечения применяются до максимального напора 80 м.

Железобетонные спиральные камеры в диапазоне напоров от 50 до 80 м полностью облицовываются металлом.

Металлические спиральные камеры круглого или эллиптического сечения с максимальным напором выше 100 м, для которых произведение максимального динамического давления (кН/м^2) в спиральной камере на диаметр входного сечения спирали (м) равно или больше 12 000, рассматривается вариант в сталежелезобетонном исполнении с передачей части нагрузки на охватывающий железобетон.

Спиральные камеры гидротурбин при площади входного сечения менее 3 м^2 независимо от величины действующего напора, как правило, выполняются металлическими круглого сечения.

На металлических спиральных камерах, заложенных в бетон, предусматривается упругая прокладка над ее верхней половиной с устройством дренажа воды.

4.1.23. Металлические спиральные камеры, полностью воспринимающие напор, а также металлические облицовки сталежелезобетонных спиральных камер, воспринимающие напор частично, подвергаются до бетонирования гидравлическому испытанию на соответствующее значение испытательного давления.

Допускается возможность совместного испытания спиральной камеры с напорным водоводом.

В отдельных обоснованных случаях гидравлические испытания могут быть заменены контролем 100 % длины сварных швов методом гаммаграфирования по техническим условиям.

4.1.24. Тип, форма и габариты отсасывающей трубы принимаются по отраслевым стандартам.

Высота изогнутых отсасывающих труб для насосов-турбин принимается не менее 2,5 $Д_1$.

Для горизонтальных гидравлических турбин прямоосные отсасывающие трубы принимаются длиной 4,5–5,0 $Д_1$ с углом конусности в пределах 13–16°. Форма сечения может быть круглой, овальной с переходом на прямоугольную.

4.1.25. Верхняя кромка выходного сечения отсасывающей трубы заглубляется не менее чем на 0,5 м ниже минимального уровня

нижнего бьефа, при котором возможна работа гидравлических турбин с учетом неустановившегося режима в нижнем бьефе.

4.1.26. Предусматривается металлическая облицовка начального конуса отсасывающей трубы, а в обоснованных случаях – и торцовой части.

4.2. Регулирование.

4.2.1. Гидромашина комплектуется системой автоматического управления (САУ), включающей электрогидравлический регулятор (ЭГР), маслонапорную установку (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 в случае необходимости предусматривает возможность вести ограничение максимальной и минимальной мощности в зависимости от напора и уровня нижнего бьефа.

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

В технически обоснованных случаях сервомотор направляющего аппарата 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 затворы на водоприемнике.

При наличии нескольких видов противоразгонных защит их действие принимается селективным.

4.2.3. Регулятор для поворотно-лопастных гидротурбин снабжается комбинаторным устройством, а также устройством, обеспечивающим функции программного управления регулирующими органами при нормальных и аварийных сбросах нагрузки.

4.2.4. Система управления обеспечивает:

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 повторотную 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.

4.2.5. Типоразмер маслонапорной установки гидроагрегата выбирается 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, двух полных ходов сервомотора рабочего колеса и полного хода сервомотора предтурбинного затвора (при его наличии).

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

При этом предусматривается сохранение запаса давления и объема масла, достаточных для аварийной остановки агрегата.

4.2.6. Типоразмер маслонапорной установки, обслуживающей отдельную группу предтурбинных затворов, выполняющих аварийные функции, выбирается из условия закрытия всех обслуживаемых затворов и обеспечения цикла открытие – закрытие одного из затворов.

4.2.7. Выбор режимов регулирования гидравлической машины производится 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.

4.2.8. 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 вращения для насос-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.

4.2.9. Основными показателями, определяющими условия регулирования, являются:

а) 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 $T_w \geq 3$–5 с следует рассматривать необходимость применения уравнительных резервуаров на напорной деривации, кроме ковшовых турбин;

б) постоянная инерции гидроагрегата T_a. При значениях $T_a < 5$ с агрегат считается «легким» и требуется анализ условий устойчивости системы регулирования;

в) повышенные пульсации давления в напорных водоводах. Период жгутовых пульсаций за рабочим колесом не должен совпадать с периодом упругих колебаний напорных водоводов.

4.2.10. 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 расчетом, могут быть заданы большие значения.

4.2.11. Максимальное относительное повышение давления в спиральной камере при сбросе номинальной нагрузки и исправной работе системы регулирования не нормируется и выбирается путем сопоставления вариантов:

использование гидромашины повышенной прочности;

применение программного управления закрытием направляющего аппарата;

применение холостых выпусков;

использование гидрогенератора с увеличенным маховым моментом;

применение уравнительных резервуаров.

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

4.2.13. Значения повышения давления в спиральной камере гидравлической машины и повышение частоты вращения гидроагрегата (гарантии регулирования) принимаются по данным государственных стандартов или технических условий.

4.3. Предтурбинные затворы.

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

4.3.2. Предтурбинные затворы обеспечивают:

возможность проведения ремонтных работ в проточной части гидромашины под их защитой;

защиту гидроагрегата от разгона в соответствии с командой 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.

4.3.3. Предтурбинные затворы принимаются в соответствии с ГОСТ 22373:

дисковые с плоскоскошенным диском – на статический напор 115 м;

дисковые с диском типа «биплан» – на статический напор 170 м с одной рабочей пластиной и 230 м с двумя симметричными рабочими пластинами;

шаровые – на статический напор 800 м.

Предтурбинные затворы оснащаются панелями управления.

В качестве источников питания гидропривода предтурбинного затвора используется маслонапорная установка гидромашины или отдельная МНУ.

4.3.4. Для повышения надежности работы предтурбинных затворов рекомендуется предусматривать использование грузового привода на «закрытие» в пределах технически возможных решений.

4.3.5. При закрытии предтурбинного затвора в текущей воде его закон закрытия предусматривает замедление на участке последних 25 % хода.

5. Техническое водоснабжение

5.1. Системой технического водоснабжения обеспечивается надежная подача очищенной воды к потребителю для поддержания заданного температурного режима и смазки работающего оборудования электростанции во всех стационарных и переходных режимах агрегата, включая насосный режим и режим синхронного компенсатора.

5.2. Потребителями технической воды являются:

а) воздухоохладители генератора с воздушным охлаждением обмоток;

б) теплообменники генераторов с водяным охлаждением;

в) теплообменники систем тиристорного возбуждения с водяным охлаждением;

г) маслоохладители подпятника и подшипников генераторов;

д) маслоохладители подшипников турбин с масляной смазкой;

е) подшипники турбин с водяной смазкой;

ж) уплотнение вала турбины;

з) лабиринтные уплотнения рабочих колес радиально-осевых турбин при работе в режиме синхронного компенсатора;

и) маслоохладители маслонапорных установок;

к) маслоохладители трансформаторов;

л) теплообменники и узлы вспомогательного оборудования и другие технологические водопотребители (компрессоры, воздуходувки, подшипники артезианских насосов и т. п.).

5.3. В зависимости от располагаемых напоров на электростанциях применяются следующие системы технического водоснабжения:

а) самотечно-насосная – при минимальных напорах ниже 10 м с забором воды из верхнего бьефа;

б) самотечная – при напорах от 10 до 60 м с забором воды из верхнего бьефа;

в) самотечная с ограничением давления воды у потребителя – при напорах выше 60 м с забором воды из верхнего бьефа;

г) эжекторная – при напорах от 50 до 250 м с забором воды из верхнего и нижнего бьефов;

д) насосная – при напорах ниже 15 и выше 60 м с забором воды из нижнего бьефа.

5.4. Система технического водоснабжения ГАЭС выполняется, как правило, насосной с забором воды из нижнего бьефа.

5.5. Техническое водоснабжение выполняется по следующим схемам:

а) поагрегатная (как правило);

б) централизованная;

в) групповая.

Окончательный выбор схемы технического водоснабжения определяется технико-экономическим сравнением возможных вариантов.

5.6. При наличии в воде дрейсены предусматриваются мероприятия по борьбе с ней. В качестве простых мероприятий по борьбе с дрейсеной скорость воды в трубопроводе принимается более 2,5 м/с, а также предусматривается возможность изменения направления потока воды в системе при ее работе и промыве.

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

5.8. При выборе предпочтение отдается 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.

5.9. С целью уменьшения общего расхода в системе целесообразно рассматривать схемы с последовательным соединением теплообменных аппаратов.

5.10. Рассматривается целесообразность применения как автоматического, так и ручного (по сезонам) регулирования расхода охлаждающей воды в зависимости от нагрузки и температуры воды.

Регулирование расхода частичным открытием задвижек не рекомендуется, для этого применяют регулирующую арматуру.

5.11. Для экономии расхода технической воды и предотвращения отпотевания трубопроводов и воздухоохладителей рекомендуется предусматривать возможность применения рециркуляции воды.

5.12. Для непрерывной подачи воды к потребителям предусматривается 100%-ное резервирование по водозаборам, фильтрам, насосам, обеспечивающим расчетную подачу.

5.13. Водозаборы.

5.13.1. Водозаборы располагаются в местах, доступных для обслуживания. Водозаборы устанавливаются в туннеле, трубопроводе, спиральной камере, напорных стенках верхнего и нижнего бьефов.

5.13.2. Водозаборы устанавливаются в зонах, не подверженных закупорке льдом или мусором.

5.13.3. Устройство водозаборов в верхних и нижних точках туннелей, трубопроводов или спиральных камер неприемлемо.

5.13.4. Водозаборы оборудуются съемными решетками.

5.13.5. Водозаборы непосредственно из верхнего и нижнего бьефов также оборудуются приспособлениями, позволяющими устанавливать на них временные заглушки. Около водозаборов устанавливаются скобы для удобства выполнения водолазных работ.

5.13.6. В случае забора аэрированного потока воды из нижнего бьефа целесообразно применение деаэраторов.

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

5.13.8. В системах, предусмотренных для питания подшипника на водяной смазке, уплотнения вала и лабиринтного уплотнения рабочего колеса гидротурбины с положительной высотой отсасывания,

обеспечивается бесперебойное питание при опускании аварийно-ремонтного или закрытии предтурбинного затвора агрегата.

5.14. Насосы устанавливаются, как правило, ниже минимального уровня воды у водозабора. При необходимости установки насосов выше уровня воды предусматривается автоматический залив насосов при пуске.

5.15. Фильтрующие элементы фильтров выполняются из коррозионностойкого материала. Степень фильтрации определяется конструкцией теплообменников и подшипников, на которые подается вода.

В конструкции фильтра предусматривается ручная или автоматизированная промывка обратным током воды.

5.16. Теплообменные аппараты.

5.16.1. Компоновка системы питания теплообменных аппаратов выполняется таким образом, чтобы обеспечить полное и постоянное заполнение водой теплообменников во всех режимах работы, включая длительную остановку системы.

5.16.2. В системе питания маслоохладителей трансформаторов предусматривается постоянное превышение давления масла над давлением воды не менее чем на 0,01–0,02 МПа во всех режимах. В системе предусматривается устройство, обеспечивающее отбор проб воды до и после маслоохладителей на содержание масла в воде.

5.16.3. Материал трубок теплообменных аппаратов выбирается в соответствии с химическим составом воды и, как правило, одной марки для всех теплообменников электростанции.

5.16.4. При заборе технической воды из водохранилищ, имеющих дрейсену, материал трубок теплообменников принимается стойким к обрастанию.

5.16.5. Предусматривается возможность работы системы питания теплообменников с прямым и обратным током воды.

5.17. Трубопроводы и арматура.

5.17.1. Диаметры трубопроводов и скорости воды в них определяются на основании расчета. Скорость воды, как правило, принимается в пределах 1–8 м/с.

5.17.2. Сливные трубопроводы выводятся под минимальный уровень воды в бьефе на глубину не менее 0,5 м с учетом неустановившегося режима.

5.17.3. При расположении оборудования системы ниже отметки выхода сливной трубы предусматривается на выходе ее возможность установки заглушки либо захлопки и скобы для водолазных работ.

5.17.4. Трубопроводы, прокладываемые в бетоне, устанавливаются с учетом глубины промерзания бетона.

5.17.5. Для трубопроводов открытой прокладки в системе применяются электросварные и водогазопроводные трубы, для закладных трубопроводов – горячедеформированные с запасом на ржавление не менее 2 мм. Фасонные части трубопроводов (отводы, тройники) применяются в основном промышленного изготовления.

Желательно применение оцинкованных труб с фланцевыми соединениями.

5.17.6. При разности расчетных температур окружающего воздуха и наружной стенки трубы более 10 °С в помещениях с относительной влажностью свыше 80 % предусматривается теплоизоляция трубопроводов.

5.17.7. Запорная и запорно-регулирующая арматура применяется общепромышленного изготовления. На трубопроводах системы после водозабора и на сливном трубопроводе, выходящем под уровень верхнего или нижнего бьефов, устанавливаются стальные задвижки.

Автоматическая подача воды в систему осуществляется с помощью задвижки, снабженной приводом.

5.17.8. На гидроприводах задвижек устанавливаются дроссели с целью повышения времени срабатывания для предотвращения гидравлического удара в системе технического водоснабжения.

5.18. Управление и контроль.

5.18.1. Автоматическому контролю подлежат расходы воды:
в маслоохладителях подпятника, подшипников;
через подшипник гидротурбины с водяной смазкой;
через уплотнение вала гидротурбины.

5.18.2. 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.

5.18.3. Предусматривается возможность установки камерных дроссельных диафрагм, контрольных манометров и термометров для испытания и наладки системы технического водоснабжения.

6. Откачка воды из проточной части гидромашины и дренажных колодцев

6.1. Система откачки воды из проточной части гидромашин обеспечивает удаление воды и поддержание в осушенном состоянии напорных водоводов, спиральных камер, отсасывающих труб и водосбросных трактов в здании гидроэлектростанции при проведении осмотров и ремонтных работ.

Кроме того, система обеспечивает аварийную откачку воды из затопленных помещений здания электростанции.

6.2. Система откачки включает:

сливные трубопроводы с водозаборными устройствами и запорной арматурой;

водоприемные емкости с аэрационными трубами;

насосные установки с всасывающими и напорными трубопроводами, приемной и запорной арматурой;

систему ручного и автоматического управления, а также контроля.

6.3. Сливные трубопроводы.

6.3.1. Удаление воды из напорных водоводов, спиральных камер, отсасывающих труб и водосбросных трактов осуществляется самотеком по сливным трубопроводам.

Сливные трубопроводы устанавливаются с уклоном и оборудуются водозаборным устройством, съемной решеткой, стальными тарельчатым клапаном или задвижкой.

Водозаборное устройство предназначено для полного удаления воды из проточной части.

Слив воды из спиральной камеры и напорного водовода гидромашины, как правило, осуществляется через отсасывающую трубу с последующим сливом в водоприемную емкость; слив воды из водосбросных трактов электростанции осуществляется непосредственно в водоприемную емкость («мокрую» потерну).

6.3.2. Слив воды из каждой полости, как правило, производится по одному сливному трубопроводу. Можно применять по два сливных трубопровода в зависимости от компоновки здания электростанции, объема сливаемой воды, наличия наносов, унификации диаметра сливных трубопроводов. Из отсасывающей трубы целесообразно предусматривать две сливные трубы.

6.4. Водоприемная емкость рассчитывается на объем, необходимый для создания перепада уровней на затворе 1,5–2,0 м, что обеспечивает прилегание уплотнений ремонтного затвора к закладным частям паза.

6.5. Насосные установки.

6.5.1. Откачка воды из водоприемных емкостей производится стационарно установленными артезианскими или центробежными насосами в горизонтальном или вертикальном исполнении.

Погружные скважинные насосы не применяются.

На высоконапорных гидроузлах допускается применение эжекторов.

6.5.2. На всасывающих патрубках горизонтальных и вертикальных насосов, как правило, устанавливаются приемные клапаны и

ремонтные задвижки. При диаметрах всасывающих патрубков насосов, превышающих диаметры стандартных приемных клапанов, устанавливаются мусороудерживающие решетки вокруг приямка всасывающего патрубка.

На напорной линии каждого насоса устанавливаются стальные обратные клапаны и задвижки, в обход обратного клапана устанавливается байпас с вентилем малого диаметра. На сборном выбросном коллекторе, имеющем выход в нижний бьеф, устанавливается стальная задвижка. Все задвижки диаметром более 250 мм рекомендуется снабжать гидравлическим, пневматическим или электрическим приводом, облегчающим их открытие и закрытие.

При расположении электродвигателя артезианского насоса выше максимального уровня нижнего бьефа на напорной линии может быть установлена чугунная арматура.

В зимнее время во избежание образования наледей выброс воды от насосов располагают ниже минимального уровня в нижнем бьефе примерно на 1 м. На концах выбросных трубопроводов предусматривается возможность установки временных заглушек или автоматических захлопок. Для удобства работы водолаза при установке заглушек или осмотре захлопок предусматриваются скобы.

6.5.3. В помещении насосной устанавливается не менее двух насосов (эжекторов); резерв на период откачки основных объемов воды не предусматривается.

Суммарная производительность откачивающих устройств рассчитывается на откачку воды из проточной части гидроагрегата за время не более 6 ч, а производительность одного из этих устройств должна обеспечивать откачку воды, фильтрующей через уплотнения ремонтных затворов, после опорожнения проточной части. При откачке воды из напорных водоводов и водосбросов время осушения должно быть не более 12 ч.

6.5.4. Управление и контроль за работой системы откачки автоматизируются. Пуск и останов насосов осуществляются вручную или автоматически в зависимости от уровней воды в водоприемных емкостях или насосных приямках.

Автоматизируется подача воды на смазку подшипников и уплотнений насосов, а также охлаждение двигателей.

В помещении насосной предусматривается возможность измерения уровня воды в водоприемной емкости и контроль уровня в опорожняемых емкостях.

6.5.5. В условиях большого количества наносов с целью обеспечения очистки от них колодцев насосных потерн предусматривается возможность установки переносных грунтовых насосов или гидроактиваторов, подключаемых к системе противопожарного водоснабжения.

6.6. Дренажные колодцы.

6.6.1. Насосными установками дренажных колодцев обеспечивается автоматическая откачка только дренажной воды.

6.6.2. Дренажную систему изолируют от приема загрязненных стоков. У дренажных канавок, предусмотренных вдоль стен, со стороны пола выполняется бортик высотой не менее 5 см, преграждающий поступление стоков от мойки полов, при пожаротушении, аварийном разливе масел и других загрязняющих сток жидкостей.

6.6.3. Рабочий объем дренажного колодца рассчитывается на постоянный приток воды в пределах от минимального до максимального уровня в колодце за время не менее 20 мин.

6.6.4. Периодичность включения насоса рекомендуется принимать не более 3 раз в час. Длительность работы насоса принимается не менее 6 мин.

6.6.5. В качестве стационарных откачивающих устройств допускается применять горизонтальные, вертикальные насосы или эжекторы. Двигатели к насосам применяются во влагостойком исполнении. Откачивающее устройство устанавливается со 100%-ным резервом.

6.6.6. Всасывающие патрубки откачивающих устройств снабжаются приемными клапанами с сеткой.

Напорные линии от откачивающих устройств выводятся, как правило, под минимальный уровень нижнего бьефа, на трубопроводе устанавливаются стальные обратные клапаны, в обход которых предусматриваются байпасы с вентилями малого диаметра, а также стальные задвижки.

Рекомендуется рассматривать применение самовсасывающих насосов.

Напорные линии от дренажных установок целесообразно выполнять индивидуальными.

6.6.7. Работа насосов и эжектора автоматизируется.

7. Масляное хозяйство

7.1. Общие положения.

7.1.1. 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.

7.1.2. Масляное хозяйство электростанции проектируют с учетом общей организации масляного хозяйства в энергосистеме, каскаде или группе электростанций.

7.1.3. Масляное хозяйство в зависимости от состава и выполняемых функций подразделяется на:

станционное масляное хозяйство электростанции (СМХ), рассчитанное на полный объем технологических операций, обеспечивающих нормальное функционирование технологического оборудования электростанции;

централизованное 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.

7.1.4. Помещения основных сооружений гидроузла, помещения маслохозяйства и пристанционные площадки, где располагается или ремонтируется маслонаполненное оборудование, оборудуются специальной системой дренажа для сбора, последующей обработки и утилизации масел и замасленных стоков с учетом противопожарных требований.

7.2. Состав и основные технологические операции масляного хозяйства.

7.2.1. Рекомендуемый состав масляного хозяйства в зависимости от его вида представлен в табл. 7.1.

Таблица 7.1

№ п/п	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*	+	+	–

Окончание табл. 7.1

№ п/п	Наименование	Вид масляного хозяйства		
		СМХ	ЦМХ	ФМХ
8	Передвижные установки для вакуумной обработки изоляционного масла	–	+	–
9	Передвижная установка для азотирования масла	–	+	–
10	Комплект транспортных средств для транспортировки требуемых объемов масла в пределах обслуживаемого района	–	+	–
11	Резервуар аварийного слива турбинного и трансформаторного масла в здании электростанции (для закрытых складов)	+	+	+
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.

7.2.2. Основные технологические операции, предусмотренные в масляном хозяйстве в зависимости от его вида представлены в табл. 7.2.

Таблица 7.2

№ п/п	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 на стационарной установке	+	–	–

Окончание табл. 7.2

№ п/п	Наименование операций	Вид масляного хозяйства		
		СМХ	ЦМХ	ФМХ
5	Азотирование изоляционного масла (при наличии электротехнического оборудования с азотной защитой)	+	+	+
6	Заполнение технологического оборудования чистым маслом и периодическая его доливка	+	+	+
7	Обработка масла непосредственно в маслонаполненном оборудовании	+	+	+
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 *, выполняются оборудованием из парка ЦМХ.

2. Для ФМХ представлен минимально необходимый объем технологических операций.

7.3. Маслохранилище.

7.3.1. Маслохранилище СМХ (ЦМХ) предназначено для приема, длительного хранения и выдачи масел различных марок и групп и включает в себя резервуары: «свежего масла», поступающего с завода; «чис-

того 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.

7.3.2. Маслохранилище ЦМХ (СМХ) оборудуют следующим количеством резервуаров:

а) для турбинного масла три резервуара: для свежего, чистого, эксплуатационного масла;

б) для изоляционного трансформаторного масла три резервуара: для свежего, чистого и эксплуатационного масла;

в) для изоляционного масла масляных выключателей два резервуара: для чистого и эксплуатационного масла;

г) для кабельного масла два резервуара: для чистого и эксплуатационного масла;

д) для масла гидроприводов два резервуара: для чистого и эксплуатационного масла;

Кроме того, предусматривается помещение для хранения бочек, канистр и т. п., заполненных маслами и смазками различных марок.

7.3.3. Если не обеспечивается самотек в баки маслохранилища, 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.

7.3.4. В мастерских электро- и машинного цехов, гараже, компрессорных и на монтажной площадке предусматриваются посты сбора отработанных нефтепродуктов по группам.

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

7.3.6. Каждый резервуар для турбинного и трансформаторного масла, кроме доливочных, вмещает не менее 110 % объема, заливаемого в гидроагрегат или наиболее крупный трансформатор.

Объем резервуаров свежего масла при доставке его железнодорожным транспортом, как правило, соответствует объему цистерны.

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

Объем резервуаров кабельного масла принимается равным объему одной наибольшей строительной длины кабеля плюс 1 % всего объема масла, залитого в маслонаполненные кабели электростанции.

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

7.3.7. Доливочные резервуары устанавливаются на ФМХ и в подземных зданиях электростанций. Объем доливочных резервуаров турбинного масла рассчитывается на 45-дневный запас турбинного масла для доливки во все гидроагрегаты, объем доливочных резервуаров изоляционного трансформаторного масла принимается равным 10 % от объема самого крупного трансформатора.

7.3.8. Расход турбинного и трансформаторного масла принимается по нормативам.

Масляные резервуары оборудуются:

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.

7.3.9. Указатели уровня масла на масляных резервуарах устанавливаются для визуального контроля уровня у резервуара и дистанционный – в аппаратной масляного хозяйства.

7.4. Аппаратная масляного хозяйства и химическая лаборатория.

7.4.1. Аппаратная масляного хозяйства с входящими в нее оборудованием и коммуникациями обеспечивает, как минимум, выполнение всех технологических операций, предусмотренных табл. 7.2.

В аппаратной предусматриваются две отдельные системы трубопроводов с соответствующей аппаратурой, предназначенные для раздельной обработки турбинного и трансформаторного масел.

7.4.2. Все приборы и оборудование, установленные в аппаратной, имеют стационарное подсоединение. Использование гибких шлангов допускается только при подключении передвижной маслоочистительной аппаратуры.

Кроме стационарной аппаратуры, в аппаратной выделяется место для передвижной аппаратуры, необходимой для обработки масла на месте установки маслонаполненного оборудования.

7.4.3. Операции по приему и выдаче масла производятся на специальной колонке, оборудованной четырьмя штуцерами (по два для турбинного и трансформаторного масел), а также поддоном

для сбора разлившегося масла и отводом его в сборную емкость грязного масла.

7.4.4. Химическая лаборатория помимо анализов, связанных с маслом, оборудуется приборами для проведения анализов воды, включая обессоленную, замасленную и дренажную воду.

7.4.5. На крупных и головных электростанциях каскада, имеющих силовые трансформаторы напряжением 330–750 кВ, в химических лабораториях предусматриваются хроматографы для анализа газов, растворенных в трансформаторном масле.

7.5. Технологические трубопроводы масляного хозяйства.

7.5.1. Технологические трубопроводы масляного хозяйства выполняются только из стальных бесшовных труб.

Соединение трубопроводов выполняется на сварке.

Технологические разъемы выполняются на фланцах типа «выступ–впадина».

Применение резьбовых соединений на линиях не рекомендуется, за исключением присоединения приборов и аппаратов.

7.5.2. Не рекомендуется применение закладных масляных трубопроводов. В случае необходимости масляные трубопроводы прокладываются в бетоне и других строительных конструкциях в металлических обоймах.

Не рекомендуется прокладка масляных трубопроводов в засыпных траншеях.

7.5.3. Технологические трубопроводы масляного хозяйства прокладываются с уклоном в сторону их возможного опорожнения. В случае необходимости допускается устройство специальных патрубков для опорожнения масляных трубопроводов.

На технологических трубопроводах масляного хозяйства предусматривается возможность их промыва.

7.5.4. Технологические трубопроводы масляного хозяйства в местах подсоединения передвижной маслоочистительной аппаратуры или насосного оборудования снабжаются винтовыми заглушками.

7.5.5. Технологические трубопроводы, предназначенные для наполнения и слива масла из оборудования, подводятся 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, как правило, не прокладываются, кроме случая, когда проектом предусматривается ревизия трансформаторов на месте их установки или используются передвижные емкости.

8. Пневматическое хозяйство

8.1. Пневматическое хозяйство предназначено для снабжения сжатым воздухом требуемых параметров (давление, расход, влагосодержание) всех потребителей и включает следующие системы:

а) механического торможения гидроагрегатов с давлением 0,8 МПа;

б) технических нужд (пневмоинструменты, пескоструйная очистка и окраска металлоконструкций и т. п.) с давлением 0,8 МПа;

в) создания полыньи перед затворами водосбросов плотины с давлением 0,8 МПа;

г) пневмогидравлической аппаратуры с давлением 0,8–4,0 МПа, а также регулирующих клапанов с пневматическим мембранным или сильфонным исполнительными механизмами с давлением 0,15–1,0 МПа,

д) пневматического ремонтного уплотнения вала турбины с давлением 0,8 МПа;

е) отжатия воды из камер рабочих колес гидротурбин для работы гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора и в режиме перевода обратимых агрегатов в насосный режим с давлением 0,8–4,2 МПа;

ж) зарядки гидроаккумуляторов МПУ и периодической автоматической их подзарядки с давлением 4,2–7,0 МПа;

з) электрических коммутационных аппаратов – воздушных выключателей и пневматических приводов маломасляных выключателей, а также разъединителей высокого напряжения с пневматическим приводом с рабочими давлениями 0,8–4,0 МПа;

и) уплотнения предтурбинных затворов с давлением 0,8– 4,0 МПа;

к) впуска воздуха в камеру рабочего колеса гидротурбины при работе в нестационарных режимах с давлением 0,8 МПа (при необходимости).

8.2. Проект пневматического хозяйства выполняется в соответствии с правилами ПБ 10-115.

8.3. Воздухоснабжение водолазных скафандров ввиду специфичности требований к воздуху обеспечивается специальными компрессорными установками, как правило, передвижными, являющимися инвентарем водолазной службы.

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

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

8.5. Питание сжатым воздухом каждой из систем, перечисленных в п. 8.1, как правило, осуществляется по самостоятельной магистрали, подключенной к соответствующему воздухосборнику.

Допускается 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.

8.6. Работа компрессорных установок для поддержания заданного уровня давления в воздухосборниках и магистралях, а также управление и контроль за состоянием оборудования полностью автоматизируются.

8.7. Выбор оборудования для пневматического хозяйства.

8.7.1. В системе механического торможения агрегатов устанавливается один воздухосборник, емкость которого определяется возможностью осуществления двух циклов торможения (без учета включения компрессора) всех агрегатов электростанции, соединенных в один электрический блок. При этом начальное давление в воздухосборнике торможения принимается 0,7 МПа, а конечное – 0,5 МПа.

Расход воздуха на один цикл торможения принимается по техническим условиям на поставку гидрогенераторов. Время восстановления давления в воздухосборнике не должно превышать время восстановления давления в МНУ.

Выхлоп воздуха при растормаживании агрегата выполняется индивидуальным для каждого агрегата, через маслоулавливающее устройство. Отвод воздуха от маслоулавливающего устройства осуществляется в атмосферу за пределами здания ГЭС.

8.7.2. Для технических нужд суммарная производительность компрессоров обеспечивает одновременную работу расчетного числа пневматических инструментов, предусмотренных проектом для производства капитальных ремонтов гидроагрегата или здания электростанции, и принимается не менее, м³/мин:

5 – при 2–4 агрегатах на ГЭС;

10 – при 5–8 агрегатах;

15 – при 9–12 агрегатах;

20 – при числе агрегатов более 12.

Количество устанавливаемых компрессоров – не менее двух.

Для взаимного резервирования целесообразно применять однотипное компрессорное оборудование для системы торможения и собственных нужд.

Для воздухоснабжения ремонтных работ на объектах, не имеющих стационарной разводки магистралей сжатого воздуха для тех-

нических нужд, предусматривается передвижная компрессорная станция производительностью не менее 5 м³/мин.

8.7.3. В системе создания полыньи производительность компрессоров рассчитывается на расход воздуха 0,02–0,03 м³/мин на 1 м длины незамерзающего фронта.

Вместимость воздухосборников этой установки (м³) принимается равной значению минутной производительности рабочих компрессоров. Независимо от количества рабочих компрессоров предусматривается один резервный компрессор.

Давление в воздухосборниках и их местоположение принимаются с учетом не менее 50 % термодинамической осушки сжатого воздуха, поступающего в магистральный воздухопровод.

8.7.4. В системе воздухоснабжения пневмогидравлической аппаратуры, как правило, устанавливается один воздухосборник вместимостью, обеспечивающей работу аппаратуры в течение не менее 2–3 ч без включения компрессора.

Ориентировочный расход воздуха на одну измерительную (импульсную) трубку принимается 5–12 л/ч. Питание воздухосборника рекомендуется осуществлять от компрессорных групп как низкого, так и высокого давления с соответствующим редуцированием.

8.7.5. В системе отжатия воды из камер рабочих колес вертикальных гидроагрегатов для работы в режиме синхронного компенсатора и для перевода в насосный режим обратимых агрегатов допускается использовать сжатый воздух давлением 0,8–4,2 МПа. Выбор давления должен производиться на основании сравнения возможных вариантов с учетом стоимости оборудования, наличия места для его размещения, расходов на эксплуатацию, стоимости электроэнергии и других факторов.

Подвод воздуха в разгрузочную полость радиально-осевой гидромашины давлением выше 3 МПа не предусматривается во избежание тупикового удара.

Расход воздуха на первоначальное отжатие воды, а также на утечки после отжатия принимается по техническим условиям.

Для компенсации утечек сжатого воздуха из камеры рабочего колеса гидротурбины при работе агрегата в режиме синхронного компенсатора, когда для отжатия применяется давление свыше 0,8 МПа, применяются воздуходувки, компрессоры низкого давления или водовоздушные эжекторы.

Подвод воздуха от этих устройств в камеру рабочего колеса осуществляется по самостоятельным трубопроводам, не связанным с трубопроводами первоначального отжатия.

Производительность компрессоров определяется по максимально допустимой продолжительности восстановления давления в воздухо-

сборниках для последующего перевода агрегатов в режим синхронного компенсатора или пуска в насосный режим обратимых гидромашин.

8.7.6. В системе зарядки гидроаккумуляторов МПУ принимается давление на 0,2–0,3 МПа выше номинального давления в системе регулирования.

Производительность компрессорного оборудования принимается из расчета обеспечения первоначальной зарядки гидроаккумуляторов МПУ не более чем за 4 ч.

При этом допускается зарядка гидроаккумуляторов до давления 0,8 МПа от систем низкого давления.

В системе зарядки гидроаккумуляторов МПУ устанавливается резервный компрессор.

Вместимость воздухосборника ($м^3$) принимается равной расходу воздуха на утечки в системе за 8 ч, но не менее значения минутной производительности рабочих компрессоров. Предусматривается байпас для подачи воздуха в гидроаккумуляторы, минуя воздухосборник.

8.7.7. Выбор оборудования системы воздухоснабжения высоковольтных воздушных выключателей и приводов разъединителей производится в соответствии с ПУЭ.

8.8. Магистральные воздухопроводы выполняют по нижеуказанным схемам для систем:

а) торможения агрегатов – одинарная, без секционных вентилей, с резервированием питания щитов торможения от магистралей технических нужд или пневмогидравлической аппаратуры;

б) технических нужд – одинарная, без секционных вентилей, вдоль тех помещений, где требуются отводы для присоединения потребителей (помещения вспомогательного оборудования агрегатов, щитовое помещение, потерна и т. п.);

в) создания полыньи – одинарная, без секционных вентилей, вдоль незамерзающего фронта (в потерне, щитовом помещении или по мосту в верхнем бьефе);

г) пневмогидравлической аппаратуры – одинарная, без секционных вентилей, вдоль помещений, где установлена аппаратура, а к приборам, удаленным от здания ГЭС, – в канале или по выступающим строительным конструкциям; там, где это возможно, предусматривается резервирование воздуховодов от систем торможения или собственных нужд;

д) отжатия воды из камер рабочих колес – одинарная, без секционных вентилей;

е) зарядки гидроаккумуляторов МПУ – одинарная, без секционных вентилей, вдоль помещений, где выполнены отводы к гидроаккумуляторам;

ж) электрических распределительных устройств – кольцевая с секционными вентилями после каждого отвода, с двухсторонним питанием от компрессорной установки, с отключением не более одного потребителя. При расположении электрических аппаратов в один ряд возможно выполнение двойной магистрали без секционных вентилей с отводами к каждому потребителю от каждой магистрали. Разделение кольцевой магистрали секционными вентилями обеспечивает возможность ремонта любого участка трубопровода или элементов арматуры с отключением не более одного потребителя.

Магистральные воздухопроводы прокладываются с уклоном 0,3 % с установкой в нижних точках вентилей для продувки сети. Ответвления к аппаратуре прокладываются с уклоном 0,3 % в направлении магистрали. По концам всех магистралей устанавливаются влагосборники с продувочными вентилями.

Рекомендуется применение оцинкованных труб с фланцевыми соединениями.

Между шкафом управления и воздушным выключателем (разъединителем) применяются медные или латунные трубы.

8.9. Забор воздуха компрессорами производительностью более 10 м³/мин осуществляется снаружи. Для компрессоров меньшей производительности забор воздуха может быть выполнен из помещения компрессорной.

Следует иметь в виду, что в случае, если компрессор засасывает воздух из теплого помещения и подает его потребителю или в воздухосборники, работающие при более низкой температуре, то полезная производительность компрессора уменьшается пропорционально отношению абсолютных температур.

8.10. Оперативные переключения в системах торможения и воздухоснабжения электрических распределительных устройств не могут приводить даже к кратковременному перерыву в питании указанных систем.

8.11. Сброс масляноводяного конденсата при продувке компрессоров, воздухосборников, магистралей осуществляется через маслоулавливающие устройства.

Масляноводяной конденсат сбрасывается в системы замасленных стоков.

9. Измерение гидравлических параметров гидроузла

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

9.2. Указанная система обеспечивает:

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.

Отбор давления к первичным приборам может осуществляться тремя способами: пьезометрическим, непосредственным (поплавком) и барботажным.

Способ измерения определяется многими факторами, в том числе:

компоновкой гидроузла;

климатическими условиями;

требованиями к диапазону и точности измерения;

длиной импульсных трубок между точкой отбора давления и первичным прибором, а также кабельных связей между первичным и вторичным приборами.

9.3. Для измерения указанных выше параметров применяется аппаратура с унифицированным выходом.

Индикация показателей на вторичных приборах осуществляется в цифровой форме; для уровней, напоров и перепадов с дискретностью 1 см, а для измерения расхода – с дискретностью 0,1–1,0 м^3/с.

9.4. В зависимости от принятого способа измерения первичные приборы устанавливаются или в точке отбора давления или в удобном для обслуживания месте здания гидроэлектростанции; на удаленных от здания гидроэлектростанции водоприемниках первичные приборы устанавливаются в отапливаемых помещениях.

Вторичные показывающие и регистрирующие приборы измерения уровней верхнего и нижнего бьефов, напора брутто и суммарного расхода через гидромашины гидроэлектростанции, а также расхода воды через водосбросные сооружения устанавливаются на центральном пункте управления (ЦПУ).

Приборы измерения и регистрации расхода воды через гидромашину, напора нетто и перепада уровня на сороудерживающей решетке каждого агрегата устанавливаются на агрегатных щитах управления (АЩУ).

9.5. Измерение уровня верхнего бьефа осуществляется в двух точках при длине напорного фронта менее 500 м. Датчики устанавливаются на водоприемнике и плотине у правого и левого берега.

При наличии перекоса уровней, нагона и большой длине напорного фронта число датчиков может быть увеличено.

Измерение уровней нижнего бьефа осуществляется на выходе воды из отсасывающих труб гидромашины и на отводящем канале в створе установившегося движения потока воды при работающих водосбросах.

Точность измерения уровней, напора и перепада уровней на сороудерживающих решетках принимается не ниже ±2–5 см.

Измерение расхода воды через гидромашины и донные водосбросы выполняется относительным методом с помощью перепадомеров. Отбор давления осуществляется в мерном створе спиральной камеры гидромашины донного водосброса. Предел допустимой погрешности измерения разности давлений в мерном створе не превышает ±0,5 %.

9.6. Для проведения натурных испытаний турбин в агрегатных блоках предусматриваются закладные измерительные трубки, а также другие устройства, обеспечивающие измерение уровней, напора, расходов в соответствии с рекомендациями МЭК.

Количество агрегатов, подвергаемых натурным испытаниям, принимается: 1 – при числе агрегатов на электростанции до 4; 2 – при числе агрегатов от 5 до 10; 3 – при числе агрегатов от 11 до 20 и более.

10. Главные электрические схемы

10.1. Главные электрические схемы проектируются на основании схемы развития энергосистемы, к которой присоединяется электростанция.

При разработке главной электрической схемы учитываются следующие исходные данные:

а) напряжения, на которых выдается электроэнергия электростанции в энергосистему, число и направление линий электропередачи на каждом напряжении; мощность, передаваемая по каждой линии; рекомендуемое распределение гидроагрегатов между напряжениями, перетоки мощности между распределительными устройствами разных повышенных напряжений электростанции;

б) графики активной нагрузки электростанции и участие ее в общем графике активной нагрузки энергосистемы по характерным периодам года на каждом напряжении;

в) наибольшая мощность, потеря которой допустима по наличию резервной мощности в энергосистеме и по пропускной способности линий электропередачи внутри системы и межсистемных связей;

г) участие электростанции в покрытии графиков реактивной нагрузки (включая в период максимума активной нагрузки энергосистемы); необходимость работы гидроагрегатов в режиме синхронных компенсаторов, а также в режиме потребления реактивной мощности; необходимость установки шунтирующих реакторов, их мощность, номинальное напряжение и схема присоединения; значение номинального коэффициента мощности гидрогенераторов (генераторов-двигателей) по условиям работы энергосистемы;

д) токи коротких замыканий (трехфазных, однофазных) на шинах распределительных устройств повышенных напряжений для максимального и минимального режимов нагрузки энергосистемы, а также восстанавливающиеся напряжения на контактах выключателей соответствующих распределительных устройств;

е) требования к гидрогенераторам (генераторам-двигателям) и другому электрооборудованию, определяемые условиями устойчивости параллельной работы электростанции в энергосистеме или исключением процесса самовозбуждения при работе на холостую линию (параметры возбуждения, реактансы и механическая постоянная времени), и требования системной противоаварийной автоматики (максимально допустимое время отключения выключателей, необходимость секционирования шин повышенного напряжения, величина отключаемой мощности для разгрузки линий электропередачи);

ж) допустимые колебания напряжения на шинах повышенных напряжений при различных режимах работы обратимых агрегатов ГАЭС, в том числе при прямом пуске.

10.2. Главная электрическая схема учитывает очередность ввода агрегатов электростанции и возможность расширения распределительных устройств повышенных напряжений в соответствии с перспективой развития энергосистемы. Выдача электроэнергии от гидроагрегатов первых очередей строящейся электростанции предусматривается через соответствующие части постоянных распределительных устройств.

10.3. Трансформаторы (автотрансформаторы) на электростанциях принимаются трехфазными. В случае невозможности поставки заводами трехфазных трансформаторов необходимой мощности или при наличии транспортных ограничений допускается применение групп из однофазных трансформаторов.

Применение резервных трехфазных или однофазных трансформаторов обосновывается.

10.4. Связь между двумя распределительными устройствами разных напряжений от 110 кВ и выше выполняется с помощью автотрансформаторов или трехобмоточных трансформаторов, а при од-

ном из двух напряжений 35 кВ и ниже – с помощью двухобмоточных или трехобмоточных трансформаторов. К обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов допускается подключать генераторы. Целесообразность такого подключения генераторов обосновывается с учетом напряжений на обмотках высшего и среднего напряжений при разных режимах работы.

Количество автотрансформаторов (трансформаторов) связи распределительных устройств повышенных напряжений, а также схемы их присоединений к шинам РУ обосновываются исходя из режима работы этой связи.

10.5. Для однофазных автотрансформаторов связи РУ разных напряжений резервная фаза предусматривается при установке только одной группы автотрансформаторов. Замена поврежденной фазы на резервную осуществляется путем перекатки резервной фазы.

Для двух групп автотрансформаторов связи установка резервной фазы не предусматривается, в этом случае предусматривается опережающая установка фазы второй группы на период работы только одной группы.

10.6. Все автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы связи распределительных устройств разных напряжений снабжаются устройствами регулирования напряжения под нагрузкой на одном напряжении (ВН или СН); при необходимости регулирования напряжений на двух повышенных напряжениях предусматривается установка линейного вольтодобавочного трансформатора.

10.7. В главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков:

а) одиночный блок (генератор-трансформатор);

б) укрупненный блок (несколько генераторов, подключенных к одному общему повышающему трансформатору или к одной группе однофазных трансформаторов);

в) объединенный блок (несколько одиночных или укрупненных блоков, объединенные между собой без выключателей на стороне высшего напряжения повышающих трансформаторов).

10.8. Тип блока выбирается на основании сопоставления целесообразных вариантов с учетом режимов и надежности работы электростанции, затрат на оборудование генераторного и повышенного напряжений, стоимости потерь энергии в повышающих трансформаторах, удобств эксплуатации, конструктивно-компоновочных решений и др.

Мощность электрического блока не может превышать значения мощности, определенной п. 10.1,в) с учетом п. 10.10 настоящих Рекомендаций.

10.9. Во всех электрических блоках между генераторами и повышающими трансформаторами, как правило, устанавливаются выключатели.

Для включения (отключения) и реверсирования обратимого агрегата ГАЭС используются два выключателя или выключатель и два разъединителя с повышенным ресурсом работы.

В укрупненных электрических блоках при большой величине тока короткого замыкания на выводах генератора рекомендуется выбирать генераторный выключатель с номинальным током отключения не менее величины тока короткого замыкания от генератора для защиты трансформатора при внутренних повреждениях. При этом динамическая и термическая стойкости такого выключателя должны соответствовать току короткого замыкания на выводах генератора. Отключение тока короткого замыкания на выводах генератора должно производится выключателем (выключателями) высокой стороны блочного трансформатора с последующим отключением генераторного выключателя и восстановлением работы укрупненного блока.

10.10. Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих условий:

а) отказ любого выключателя (в том числе и в период ремонта любого другого выключателя) не должен приводить к потере блоков суммарной мощностью больше мощности, определенной п. 10.1,в) настоящих Рекомендаций и тех линий электропередачи (двух и более), отключение которых может вызвать нарушение устойчивости энергосистемы или ее части;

б) отказ любого выключателя в схемах, в которых на шины электростанции заводятся параллельные транзитные линии электропередачи, не должен приводить к выпадению обеих линий транзита одного направления;

в) отключение линии электропередачи со стороны электростанции производится не более чем двумя выключателями;

г) отключение электрического блока может производиться не более чем тремя выключателями распределительного устройства повышенного напряжения;

д) отключение автотрансформаторов и трансформаторов связи распределительных устройств разных напряжений может производиться при повреждении автотрансформаторов и трансформаторов не более чем четырьмя выключателями распределительных устройств повышенных напряжений;

е) ремонт любого из выключателей распределительного устройства 110 кВ и выше предусматривается без отключения присоединения.

10.11. Для распределительных устройств электростанции напряжением 110 кВ и выше рекомендуются к применению следующие схемы.

10.11.1. При напряжении 110–220 кВ – с одним выключателем на присоединение:

а) одна рабочая секционированная и обходная система шин; секционирование рекомендуется выполнять двумя выключателями при числе присоединений до 8;

б) две рабочих и обходная система шин при количестве присоединений до 11;

в) две рабочих секционированных и обходная системы шин при количестве присоединений 12 и более.

10.11.2. Для напряжений 110 кВ и выше при количестве присоединений не более 6 – схемы с принадлежностью выключателя к двум присоединениям и с количеством выключателей, равным количеству присоединений:

а) мостик;

б) треугольник;

в) четырехугольник;

г) шестиугольник, при применении высоконадежного оборудования, например КРУЭ 220–500 кВ.

10.11.3. Для напряжений 330, 500 кВ – схемы с принадлежностью выключателя к двум присоединениям и со сборными шинами:

а) с двумя системами шин и с тремя выключателями на два присоединения (схема «3/2»);

б) с двумя системами шин и с четырьмя выключателями на три присоединения (схема «4/3»).

По условиям противоаварийной автоматики в этих схемах может выполнятся секционирование сборных шин.

10.12. Подключение блоков, автотрансформаторов, линий может приниматься отличающимся от принятого в указанных схемах.

10.13. При обосновании варианта главной электрической схемы электростанции рассматриваются вопросы надежности выдачи электроэнергии, оперативных и ремонтных свойств схемы, удобства деления схемы по сигналам противоаварийной автоматики, количества операций с выключателями и разъединителями в различных режимах, компоновки оборудования, стоимости распределительных устройств и др.

При прочих равных условиях предпочтение должно отдаваться схеме, обладающей необходимой надежностью, и в которой отключение отдельных цепей осуществляется меньшим числом выключателей.

11. Гидрогенераторы, генераторы-двигатели и их системы возбуждения

11.1. Гидрогенераторы, генераторы-двигатели и их системы возбуждения разрабатываются на основе технических требований.

В технических требованиях предусматривается обеспечение автоматического управления, контроля режимных параметров и мониторинга состояния оборудования.

При разработке технических требований проводится поиск аналога и выявляется возможность использования для данного объекта освоенных или ранее разработанных электрических машин.

11.2. Электрические машины, системы возбуждения и вспомогательное оборудование проектируют с учетом обеспечения надежной работы гидроагрегата во всех режимах без вмешательства дежурного персонала.

11.3. Конструкция электрической машины, отдельных ее узлов и вспомогательные системы разрабатываются с учетом обеспечения пуска и останова гидроагрегата при отсутствии напряжения собственных нужд переменного тока.

11.4. Гидрогенераторы, генераторы-двигатели.

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

11.4.2. Гидрогенераторы и генераторы-двигатели проектируются как машины единичного производства в соответствии с государственным стандартом.

11.4.3. Синхронные машины разрабатываются, как правило, оптимальными по технико-экономическим показателям, габаритам, массе 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 эффекта по гидроузлу.

11.4.4. При проектировании электростанции определяются следующие основные технические данные и параметры электрической машины:

а) тип и вид конструктивного исполнения;

б) номинальные параметры: мощность, коэффициент мощности, напряжение, частота вращения, коэффициент полезного действия;

в) маховой момент;

г) разгонная частота вращения;

д) реактансы;

е) масса;

ж) стоимость.

11.4.5. 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 варианты электрической машины, позволяющие работу гидротурбины с частотой вращения, отличающейся от номинальной (асинхронизированные, многоскоростные с переключением количества полюсов и др.).

11.4.6. Выбор конструктивного исполнения вертикальной синхронной машины производится по частоте вращения и мощности гидроагрегата на основании следующих показателей: габариты агрегата, масса, коэффициент полезного действия и стоимость электрической машины.

Как правило, для гидроагрегатов с частотой вращения до 200 об/мин и диаметром рабочего колеса гидромашины свыше 4,5 м применяется 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 обосновывается.

11.4.7. На малоагрегатных электростанциях (до четырех агрегатов) целесообразно рассматривать применение гидрогенераторов с отъемным остовом ротора с целью снижения грузоподъемности и количества кранов машинного зала.

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

11.4.9. Для повышения надежности работы подпятников применяются сегменты с эластичным металлопластмассовым покрытием. Контроль температуры в этом случае осуществляется на каждом сегменте.

11.4.10. Номинальное напряжение статора синхронной машины выбирается из ряда значений, определенных государственным стандартом: 0,4; 0,63; 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18,0; 20 кВ.

Значение напряжения в зависимости от мощности машины принимается по табл. 11.1.

Таблица 11.1

Мощность, МВ·А	5–10	10–25	25–50	50–150	150–500	600 и более
Напряжение, кВ	3,15–6,3	6,3–10,5	10,5–13,8	13,8–15,75	15,75–18,0	18,0–20,0

Значение номинального напряжения принимается с учетом технико-экономических показателей всего тракта – от электрической машины до трансформатора.

11.4.11. Коэффициент мощности синхронной машины принимается по п. 10.1,г) настоящих Рекомендаций.

11.4.12. Для обеспечения выдачи и потребления реактивной мощности предусматривается 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 обосновании.

11.4.13. Маховой момент (постоянная инерции) синхронной машины, как правило, 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 допустимая величина махового момента задается в соответствии с этими требованиями.

11.4.14. Повышение частоты вращения синхронной машины при сбросе номинальной нагрузки задается на основании расчетов гарантий регулирования (см. пп. 4.2.8 и 4.2.10 настоящих Рекомендаций).

11.4.15. Реактансы синхронной машины, как правило, определяются конструкцией машины. При наличии специальных требований, исходящих из условий обеспечения устойчивости электропередачи или исключения процесса самовозбуждения при работе на холостую линию, индуктивные сопротивления задаются на основании расчетов, выполненных при проектировании схемы присоединения электростанции к энергосистеме.

11.4.16. Коэффициент полезного действия синхронной машины при номинальной нагрузке и номинальном коэффициенте мощности принимается не ниже значений, указанных в табл. 11.2.

Таблица 11.2

Диапазон номинальных мощностей, МВ А	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
50–100	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
Свыше 250	98,3–98,7	98,6–98,9	98,2–98,5	–

11.4.17. В электрических машинах, как правило, применяется система косвенного воздушно-водяного охлаждения с замкнутым циклом охлаждения. Охлаждение воздуха обеспечивается водяными охладителями.

11.4.17.1. Рекомендуется, по согласованию с разработчиком, использовать отбор до 20 % горячего воздуха для обогрева машинного зала электростанции. При отборе более 15 % горячего воздуха устанавливаются пылеулавливающие фильтры на входе воздуха в стакан генератора.

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

Допускается применение принудительной системы воздушного или водяного охлаждения в капсульных генераторах, а также в электрических машинах мощностью более 500 МВт. Целесообразность применения системы непосредственного водяного охлаждения обмоток статора, ротора и других активных частей обосновывается.

11.4.17.3. На электростанциях, имеющих синхронные машины с непосредственным водяным охлаждением активных частей, предусматриваются установка для приготовления обессоленной воды и трубопроводы для ее подачи к агрегатам. Выбор оборудования этой установки и требования к качеству обессоленной воды определяются поставщиком электрической машины.

11.4.18. Гидрогенераторы вертикального исполнения проектируют с системой 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 рекомен-

дуется применять систему электрического торможения, основанную на методе короткого замыкания.

При применении системы электрического торможения механическая система используется для исключения длительного вращения ротора на малых оборотах, для подъема ротора на тормозах, а также в качестве резервной для торможения при коротких замыканиях внутри синхронной машины.

11.4.19. Способы пуска генераторов-двигателей в двигательный режим выбираются в зависимости от мощности агрегата, эксплуатационной надежности и степени влияния режима пуска на энергосистему.

Как правило, пуск в двигательный режим генератора-двигателя осуществляется с помощью статического преобразователя частоты.

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

11.5. Системы возбуждения.

11.5.1. Система возбуждения обеспечивает возбуждение синхронной машины во всех нормальных и аварийных режимах, предусмотренных техническими условиями (заданием) на синхронную машину.

11.5.2. Система возбуждения вновь проектируемых синхронных машин разрабатывается на номинальный ток и номинальное напряжение, превышающие на 10 % расчетные значения номинального тока и номинального напряжения ротора синхронной машины.

11.5.3. Системы возбуждения, предназначенные для замены физически и морально устаревших возбудителей на действующих электростанциях, допускается разрабатывать на параметры, соответствующие реальным параметрам возбуждения синхронной машины без 10%-ного запаса.

11.5.4. Кратность форсировки по напряжению системы возбуждения, влияющая на устойчивость параллельной работы синхронной машины в энергосистеме, задается на основании указаний п. 10.1,е) настоящих Рекомендаций.

Как правило, при установленной мощности электростанции до 800 МВт и единичной мощности агрегата до 150 МВт кратность форсировки по напряжению принимается равной 2,5.

В случае, если по условиям динамической устойчивости требуется кратность форсировки 3 и более, проводится сопоставление вариантов исполнения новой системы возбуждения и других способов повышения динамической устойчивости (отключение агрегатов, электрическое торможение и т. п.) и рассматривается возможность снижения величины кратности форсировки относительно требуемой.

11.5.5. Система возбуждения двигателей-генераторов обеспечивает регулируемое возбуждение в процессе пуска в двигательный режим и в процессе электрического торможения агрегата при останове.

11.5.6. Для гидрогенераторов, оснащенных устройством электрического торможения при остановах по п. 11.4.18 настоящих Рекомендаций, разрабатывается схема возбуждения в режиме торможения.

11.5.7. Для всех гидрогенераторов и генераторов-двигателей применяются статические тиристорные системы возбуждения, как правило, по схеме параллельного самовозбуждения (питание тиристорных преобразователей от главных выводов синхронной машины через выпрямительный трансформатор).

Для уникальных по мощности генераторов, а также для гидрогенераторов ГЭС, занимающих определяющее место в энергосистеме, допускается применение тиристорной системы по схеме независимого возбуждения (питание тиристорных преобразователей от вспомогательного генератора на валу главного).

Для возбуждения вспомогательных генераторов применяются тиристорные системы по схеме параллельного самовозбуждения.

11.5.8. Выпрямительный трансформатор может присоединяться к выводам:

гидрогенератора до и после генераторного выключателя;

генератора-двигателя, как правило, после генераторного выключателя.

В случае присоединения выпрямительного трансформатора до генераторного выключателя система возбуждения оснащается коммутационным аппаратом для обеспечения питания от собственных нужд ГЭС в процессе электрического торможения гидроагрегата при останове.

В случае присоединения выпрямительного трансформатора за генераторным выключателем в силовых цепях системы возбуждения предусматриваются устройства (накладки, разъединители) для обеспечения снятия напряжения при производстве ремонтных работ на остановленном агрегате.

11.5.9. Системы возбуждения, как правило, выполняются одногрупповыми. Тиристорный преобразователь может состоять из одного или нескольких силовых мостов с параллельным соединением их на стороне постоянного и переменного тока.

11.5.10. При кратности форсировки возбуждения 3,5 и более допускается применять двухгрупповую систему возбуждения (с рабочей и форсировочной группами преобразователей).

11.5.11. Система возбуждения гидрогенераторов, как правило, выбирается из серии комплектных унифицированных систем возбуждения, содержащих полный комплект оборудования и аппаратуры, включая устройства и аппаратуру управления, защиты, сигнализации и измерения.

11.5.12. Для гидрогенераторов мощностью до 50 МВт допускается применять упрощенную одногрупповую систему возбуждения

с регулятором возбуждения пропорционального действия, имеющим ограничитель минимального и максимального токов ротора.

11.5.13. Выпрямительные трансформаторы, предназначенные для питания тиристорных преобразователей, как правило, выполняются трехфазными сухими, с естественным воздушным охлаждением. Допускается применение трансформаторов типовой мощностью 6 000 кВ·А и более с принудительным охлаждением.

11.5.14. Системы возбуждения на номинальный ток до 2 500 А комплектуются тиристорными преобразователями с естественным воздушным охлаждением тиристоров.

Системы возбуждения на номинальный ток более 2 500 А допускается комплектовать тиристорными преобразователями с принудительным охлаждением.

11.5.15. Системы охлаждения тиристорных преобразователей имеют 100%-ный резерв по числу насосов или вентиляторов (не менее двух насосов или вентиляторов).

Допустимая продолжительность работы системы возбуждения при полном прекращении потока охлаждающего агента принимается не менее времени действия резервных защит.

11.5.16. Системы возбуждения синхронных машин с непосредственным охлаждением обмоток статора водой в случае применения тиристорных преобразователей с водяным охлаждением могут использовать общую с генератором систему водоподготовки, включая теплообменники и ионообменные фильтры.

11.5.17. В качестве контрольно-измерительной аппаратуры в цепи постоянного тока применяются измерительные преобразователи.

11.5.18. На электростанции предусматривается возможность наладки и испытаний системы самовозбуждения, а также снятия характеристик короткого замыкания и холостого хода синхронной машины, при этом указываются источник питания (шины генераторного напряжения, шины собственных нужд), место и средства подключения системы возбуждения к источнику питания.

12. Собственные нужды и оперативный ток

12.1. Для электроснабжения собственных нужд предусматривается не менее двух независимых источников питания.

В качестве независимых источников питания могут приниматься:

а) обмотка низшего напряжения повышающего (блочного) трансформатора при наличии генераторного выключателя и режима постоянного включения повышающего трансформатора с высокой стороны;

б) гидрогенератор;

в) обмотка низшего напряжения автотрансформаторов связи распределительных устройств повышенных напряжений;

г) подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой,

д) шины распределительного устройства электростанции 35, 110, 220 кВ.

На время остановки всех гидроагрегатов допускается осуществлять питание электроприемников собственных нужд от одного источника; в качестве второго источника в этом случае принимаются остановленные гидроагрегаты, при запуске которых обеспечивается подача напряжения на собственные нужды.

В качестве независимого источника дизельгенераторы применяются для электростанций, расположенных в районах с сейсмичностью 8 баллов и более по шкале MSK-64. Рекомендуется их применение для подземных электростанций и электростанций мощностью 50 МВт и более, не имеющих связи с энергосистемой. Мощность дизель-генератора выбирается исходя из обеспечения работы системы автоматического пожаротушения, собственных нужд агрегата для его пуска в работу, приводов затворов водосбросов и других ответственных потребителей, определяемых проектом.

12.2. Электроснабжение потребителей собственных нужд, перерыв питания которых может привести к отказу в работе оборудования и систем, выполняющих защитные функции (пожарные насосы, системы вентиляции путей эвакуации, затворы водосбросов, насосы откачки воды из проточной части гидротурбин и т. п.), к снижению нагрузки электростанции, отключению или повреждению основного оборудования или другим нарушениям технологического процесса производства и выдачи электроэнергии, предусматривается от распределительных устройств, имеющих автоматическое резервирование питания. Взаимно резервирующие потребители (например, двигатели МНУ) присоединяются к разным распределительным устройствам, имеющим питание от независимых источников.

Электроснабжение оборудования и систем, обеспечивающих нормальные параметры и условия функционирования технологического оборудования и сооружений (вентиляция, отопление, дренажные насосы, освещение), предусматривается от распределительных устройств с автоматическим резервированием питания или без него в зависимости от допустимого времени перерыва питания.

Электроснабжение потребителей, связанных с обеспечением хозяйственных и ремонтных служб (ремонтные мастерские, лаборатории, душевые, хозяйственное водоснабжение и т. п.), осуществляется от распределительных устройств без резервирования питания.

12.3. Электрическая схема собственных нужд может выполняться либо с одним напряжением – 0,4 кВ, либо с двумя напряжениями – 0,4 и 6(10) кВ. Наличие напряжения 6(10) кВ определяется общей величиной и единичной мощностью потребителей, наличием электро-

приемников на напряжение 6(10) кВ, удаленностью потребителей и их структурой.

12.4. Выбор напряжения 6 или 10 кВ определяется с учетом наличия того или иного напряжения электроприемников на станции, а также с учетом принятого напряжения в местном энергорайоне и в энергосистеме.

12.5. Распределение электроэнергии от источников питания на напряжении 6(10) кВ производится с помощью комплектных распределительных устройств КРУ 6(10) кВ, которые выполняются с одной секционированной выключателем на две секции системой шин с устройством АВР. Каждая секция питается от независимого источника питания.

При одном КРУ 6(10) кВ на электростанции секционирование целесообразно выполнять двумя выключателями, а секции размещать в отдельных помещениях.

12.6. Распределение электроэнергии на напряжение 0,4 кВ организуется, как правило, с помощью комплектных трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ (КТП СН), понижающие трансформаторы которых подключаются к различным секциям КРУ 6(10) кВ или к другим независимым источникам питания. Распределительные устройства указанных КТП СН выполняются секционированными с АВР или без него, либо односекционными в зависимости от условий, оговоренных в п. 12.2.

12.7. Питание электроприемников 0,4 кВ осуществляется или непосредственно от КТП СН, или от вторичных распределительных устройств 0,4 кВ (сборки, шкафы и др.) в зависимости от мощности электроприемников и требований к надежности их питания.

Сеть 0,4 кВ выполняется с заземленной нейтралью.

12.8. Наличие напряжения на каждой из секций КРУ-6(10) кВ КТП СН и вторичных распределительных устройствах должно обеспечиваться независимо от режима работы электростанции (выдача или потребление мощности, режим СК) и состояния отдельных независимых источников питания («в работе» или «отключено»); при этом АВР, как правило, должно вступать в действие только при аварийных отключениях источников питания или при отклонении параметров питания (напряжения и, при необходимости, частоты) выше допустимых.

12.9. Схема собственных нужд электростанции обеспечивает автоматическое восстановление питания собственных нужд при отсутствии напряжения на всех независимых источниках питания путем запуска одного или двух агрегатов.

12.10. Подключение трансформаторов собственных нужд к токопроводам, связывающим гидроагрегаты и повышающие трансфор-

маторы, производится между повышающими трансформаторами и генераторными выключателями.

12.11. Для сети собственных нужд 0,4 кВ в закрытых помещениях применяются сухие трансформаторы с естественным воздушным охлаждением.

12.12. Максимальную единичную мощность трансформаторов с обмотками низшего напряжения 0,4 кВ рекомендуется принимать 1 000 кВ·А с напряжением короткого замыкания $u_к = 8$ %. Трансформаторы меньшей мощности принимаются с $u_к = 5{,}5$ %.

Коэффициенты трансформации трансформаторов 6(10)/0,4 кВ, как правило, принимаются 6,3(10,5)/0,4.

При необходимости регулирования напряжения в сети собственных нужд 0,4 кВ в здании электростанции допускается применение масляных трансформаторов с РПН.

12.13. При отсутствии в месте расположения электростанции распределительных сетей допускается присоединение посторонних потребителей (поселков, шлюзов, и пр.) к шинам распределительных устройств собственных нужд электростанции.

12.14. Схема собственных нужд обеспечивает самозапуск электродвигателей ответственных механизмов после выхода из работы одного трансформатора и работы АВР.

12.15. Питание сетей рабочего и аварийного освещения производственных помещений выполняется от двух независимых источников питания переменного тока. При значительных колебаниях напряжения в системе собственных нужд (более 5 %) рекомендуется применение стабилизирующих устройств для сети освещения.

12.16. Трансформаторы обогрева сороудерживающих решеток и пазов затворов не резервируются и выбираются с учетом возможной их перегрузки.

12.17. Электроснабжение механизмов основных и аварийных ремонтных затворов предусматривается, как правило, от двух сборок (шкафов), каждая из которых подключается к разным секциям распределительных устройств, имеющих независимые источники питания.

12.18. Электропитание кранов, находящихся в помещениях, осуществляется с помощью троллейного токосъемника, а находящихся на открытом воздухе – с помощью лыжного токосъемника (при необходимости – с обогревом). При ходе крана длиной не более 200 м питание осуществляется посредством гибкого кабеля.

12.19. В цепях электродвигателей 0,4 кВ независимо от их мощности, а также в цепях линий питания сборок в качестве защитных аппаратов устанавливаются автоматы.

В цепях электродвигателей 0,4 кВ с частыми пусками, как правило, применяются тиристорные пусковые устройства для снижения пусковых токов.

Установка предохранителей в качестве защитных аппаратов допускается в цепях освещения и сварки и в цепях неответственных электродвигателей 0,4 кВ, не связанных с основным технологическим процессом (мастерские, лаборатории, маслохозяйство и т. п.).

12.20. В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной электрической схемы электростанции, а также приводов постоянного тока, преобразовательных агрегатов бесперебойного питания (АБП), средств диспетчерского управления и связи, начального возбуждения генераторов, пожарной сигнализации и аварийного освещения на электростанции предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В. Допускается предусматривать отдельную аккумуляторную батарею для питания агрегатов АБП.

Включение аккумуляторной батареи на шины щита постоянного тока осуществляется через развилку из двух селективных автоматических выключателей, включаемых каждый на свою секцию шин щита постоянного тока.

Для устройств управления, релейной защиты, автоматики и контроля может приниматься оперативный постоянный ток напряжением 48 и 24 В для системы с использованием малогабаритных реле и бесконтактных элементов. В этом случае, как правило, используются преобразователи, питаемые от аккумуляторной батареи напряжением 220 В.

При применении микроэлектронных или микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики допускается установка аккумуляторных батарей напряжением 48–60 В с постоянным подзарядом.

Распределительная сеть оперативного постоянного тока оборудуется селективной защитой.

12.21. Емкость аккумуляторной батареи, выбранную по длительной нагрузке и по нагрузке получасового аварийного разряда (с учетом питания АБП), проверяют по уровню напряжения на шинах постоянного тока при совпадении суммарной толчковой нагрузки (сумма токов приводов одновременно отключаемых или выключаемых выключателей) и длительной нагрузки в конце получасового аварийного разряда.

12.22. Количество аккумуляторных батарей принимается в зависимости от мощности электростанции, количества агрегатов, напряжения распределительного устройства, предназначенного для выдачи мощности, и взаимного расположения здания станции и распределительного устройства с учетом места размещения устройства релейной защиты.

На электростанциях мощностью менее 500 МВт с ОРУ (ЗРУ) 110–330 кВ, расположенными в непосредственной близости от здания

станции, как правило, устанавливается одна аккумуляторная батарея. При больших расстояниях между зданием станции и ОРУ (ЗРУ), когда не обеспечиваются допустимые напряжения на электроприемниках постоянного тока, устанавливаются две аккумуляторные батареи: первая – в здании станции, вторая – в здании ОРУ (ЗРУ) без взаимного резервирования.

На электростанциях мощностью более 500 МВт с ОРУ (ЗРУ) 110–330 кВ независимо от взаимного расположения станции и ОРУ (ЗРУ) устанавливаются, как минимум, две аккумуляторные батареи. Место их установки и целесообразность взаимного резервирования определяется проектом.

На электростанциях любой мощности с ОРУ (ЗРУ) 500 кВ и выше, расположенным в непосредственной близости от здания станции, устанавливаются две аккумуляторные батареи. При больших расстояниях от ОРУ (ЗРУ) до здания станции на ОРУ (ЗРУ) 500 кВ и выше устанавливаются две аккумуляторные батареи, а в здании станции – в зависимости от мощности станции: при мощности менее 500 МВт – одна, а при мощности более 500 МВт – две аккумуляторные батареи.

Питание оперативным током элементов распределительных устройств повышенных напряжений предусматривается в соответствии с нормами технологического проектирования подстанций напряжением 35–750 кВ.

12.23. Расчет и выбор аккумуляторных батарей производится по методу постоянного подзаряда без тренировочных разрядов и уравнительных перезарядок. Для подзаряда, а также для заряда после аварийного разряда аккумуляторных батарей применяются два комплекта автоматизированных выпрямительных устройств. Для первоначальной формовки пластин они включаются параллельно.

Для аккумуляторных батарей, как правило, применяются аккумуляторы закрытого типа или герметичные.

Зарядные выпрямительные устройства принимаются мощностью и напряжением, достаточными для заряда аккумуляторной батареи на 90 % номинальной емкости в течение не более 8 ч, при предшествующем 30-минутном разряде. Необходимость применения элементных коммутаторов обосновывается расчетом вне зависимости от количества аккумуляторных батарей.

12.24. В целях снижения емкости и габаритов аккумуляторных батарей и сокращения сети постоянного тока допускается, одновременно с постоянным оперативным током, применение переменного тока для неответственных электроприемников собственных нужд, а также питание соленоидов включения выключателей выпрямленным током с питанием цепей управления, защит и устройств связи от аккумуляторной батареи.

13. Автоматизация

13.1. Общие положения.

13.1.1. Автоматизации на электростанциях подлежит технологический процесс (ТП) производства, выдачи (а на ГАЭС – и потребления) электроэнергии.

Автоматизация ТП разрабатывается в объеме:

а) общестанционных систем производства, выдачи и потребления электроэнергии;

б) оборудования, непосредственно участвующего в производстве, выдаче и потреблении электроэнергии – автоматизация основного оборудования;

в) оборудования, обеспечивающего функционирование основного оборудования – автоматизация вспомогательного оборудования.

Автоматизация общестанционных систем производства и выдачи электроэнергии, автоматизация основного и вспомогательного оборудования электростанций разрабатываются в виде взаимоувязанных систем, обеспечивающих централизованное автоматизированное или автоматическое управление ТП электростанции.

13.1.2. Автоматизация ТП разрабатывается исходя из следующей структуры управления электростанцией:

а) задание режимов ТП электростанций, связанных с энергосистемой, осуществляется диспетчером центральной диспетчерской службы (ЦДС) энергообъединения или диспетчером объединенного диспетчерского управления (ОДУ) энергосистем, для электростанций, работающих в каскаде или автономно – диспетчером каскада или графиком нагрузки потребителя; режим ТП гидроэлектростанций, мощность которых определяется режимом водотока, задается автоматическим регулятором по водотоку; если режим ТП задается автоматически от соответствующего управляющего комплекса ЦДС, ОДУ, каскада, регулятора по водотоку, предусматриваются соответствующие каналы телемеханики;

б) управление ТП электростанции с оперативным обслуживанием осуществляется дежурным инженером (начальником смены станции (НСС)); оперативное управление ТП должно быть централизованным, т. е. осуществляться из одного места – центрального пункта управления (ЦПУ);

в) если основное оборудование электростанции (агрегаты, выключатели линий, автотрансформаторы и др.) находится в оперативном ведении диспетчера ОДУ, проектом предусматриваются необходимые средства и каналы обмена информацией между электростанцией и ОДУ;

г) управление ТП ГЭС небольшой мощностью (до 30 МВт), не превышающей 5 % мощности энергосистемы, предусматривают

с ДП энергосистемы, ДП каскада ГЭС – с возможностью работы без постоянного дежурства оперативного персонала и с организацией в случае необходимости дежурства «на дому». При организации дежурства «на дому» служебные квартиры для дежурного персонала оснащаются средствами вызывной сигнализации с электростанции и связью с диспетчером ЦДС (диспетчером каскада электростанций).

13.2. Автоматизация общестанционных систем управления (верхний уровень управления).

13.2.1. Функции и состав общестанционной системы управления определяются задачами, зависящими от водохозяйственных и энергетических характеристик электростанций (наличие бассейна регулирования, ограничения по использованию водотоков, установленная мощность, роль электростанции и линий выдачи мощности для энергосистемы и др.).

13.2.2. Назначение общестанционной системы управления:

а) автоматизированное или автоматическое выполнение заданных параметров текущего режима (активной и реактивной мощностей, частоты, напряжения, перетоков мощности между РУ повышенных напряжений, уровней верхнего и нижнего бъефов) с учетом наиболее полного использования энергии водотока и установленной мощности агрегатов;

б) представление оперативному персоналу электростанции необходимой информации о состоянии технологического оборудования электростанции для выполнения заданных параметров текущего режима;

в) представление информации вышестоящему уровню и получение информации от вышестоящего уровня управления;

г) автоматическое выполнение сигналов системы противоаварийной автоматики;

д) дистанционное управление каждым агрегатом (пуск, останов, перевод режимов работы, регулирования активной и реактивной мощности);

е) дистанционное управление выключателями и оперативными разъединителями главной электрической схемы, вводными и секционными выключателями КРУ 6(10) кВ общестанционных собственных нужд;

ж) связь с вышестоящим уровнем управления и внутриобъектная оперативно-технологическая связь (в соответствии с разд. 15 «Связь»).

13.2.3. Средства общестанционной системы управления размещаются на ЦПУ, в помещениях, прилегающих к ЦПУ, а также в других специально для них предназначенных помещениях.

На ЦПУ, как правило, устанавливаются:

главный щит управления (ГЩУ) с мнемонической схемой главной электрической схемы со средствами информации о режиме и состоянии элементов схемы и средствами управления оперативными элементами схемы;

пульт-стол дежурного инженера, оснащенный средствами диспетчерской и внутриобъектной технологической связи, средствами информации и управления режимами работы электростанции.

Средства индивидуального управления режимами работы агрегатов, регулирования активной и реактивной мощности агрегатов могут размещаться как на ГЩУ, так и на пульт-столе.

Необходимость установки на ЦПУ вспомогательного щита определяется объемом средств управления и информации для общестанционных вспомогательных систем: собственных нужд переменного и постоянного тока, пожаротушения, вентиляционных систем, гидравлических измерений и т. п. Размеры помещения ЦПУ, компоновка ГЩУ, пульт-стола, вспомогательного щита определяются с учетом эргономических требований.

13.2.4. На электростанции без постоянного дежурства оперативного персонала предусматриваются упрощенные ЦПУ, которые могут совмещаться с помещениями релейных щитов в здании электростанции или в помещениях распределительного устройства высокого напряжения.

ГЩУ таких электростанций может устанавливаться как отдельно, так и в ряду с релейными панелями. При этом средства централизованного управления оборудованием, участвующим в производстве и выдаче электроэнергии, средства централизованной информации следует предусматривать в минимальном объеме, позволяющем контролировать состояние оборудования и управлять агрегатами и выключателями главной электрической схемы. Следует избегать размещения ЦПУ непосредственно в машинном зале и в помещениях, подверженных вибрациям.

13.3. Автоматизация основного оборудования (объектно-агрегатный уровень управления)

13.3.1. 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 оснащается 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 централизованной автоматизированной или автоматической общестанционной системы управления технологическим процессом электростанции.

13.3.2. 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.

13.3.3. Средства автоматического управления основным оборудованием в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах в энергосистеме и на электростанции обеспечивают:

а) автоматический пуск, останов, перевод агрегата из одного режима в другой, поддержание активной мощности, напряжения на шинах электростанции по командам от общестанционной системы управления;

б) операции с выключателями и оперативными разъединителями главной электрической схемы и схемы собственных нужд по командам от общестанционной системы управления;

в) контроль состояния оборудования, защиту оборудования при его неисправности;

г) представление информации о параметрах режима и состоянии оборудования в системе автоматики оборудования и для общестанционной системы управления.

13.3.4. Объем команд управления, регулирования от общестанционной системы управления определяется в соответствии с положениями пп. 13.1 и 13.2. настоящих Рекомендаций.

13.3.5. Средства контроля состояния, технологические и электрические защиты оборудования разрабатываются в соответствии с требованиями государственных стандартов или технических условий на оборудование и ПУЭ.

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

минимум объема измерений параметров оборудования для общестанционной системы автоматизированного управления определяется ПУЭ, 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.

13.3.7. В системах автоматического управления оборудованием предусматриваются средства передачи информации общестанционной системе централизованного управления технологическим процессом.

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

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

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 (ПЩУ).

Щиты со средствами управления общестанционными вспомогательными системами, а также щиты релейной защиты ОРУ или КРУЭ, расположенные вблизи здания электростанции или служебно-производственного корпуса, целесообразно размещать в смежном с ЩПУ помещении – релейном пункте общестанционном (РПО).

13.4. Автоматизация вспомогательного оборудования (объектный уровень управления).

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

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

13.4.2. Локальными устройствами автоматического управления обеспечивается функционирование вспомогательного оборудования и общестанционных технологических систем без вмешательства оперативного персонала.

Указанные устройства также имеют местное управление для проведения наладочных работ и опробования. Пункты местного управления располагаются, как правило, в пределах прямой видимости обслуживаемых механизмов.

Трансформаторы с РПН собственных нужд электростанций оснащаются системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.

13.4.3. Локальные устройства автоматического управления обеспечивают:

световую сигнализацию о нахождении системы в автоматическом режиме при отсутствии режимных ключей;

сигнализацию световую или блинкерную, фиксирующую неисправность и повреждение контролируемых элементов вспомогательного оборудования на объектном уровне управления;

выходную обобщенную сигнализацию для общестанционной централизованной системы управления (верхнего уровня управления).

13.4.4. Оборудование, предназначенное для пропуска паводковых вод, для пропуска воды на нужды водопотребителей (затворы холостых водосбросов, затворы плотин), как правило, оснащаются местным управлением.

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

13.4.5. Для оборудования водоприемников предусматриваются устройства сигнализации возможности появления шуги и устройства автоматического включения обогрева решеток, пазов водоприемников с сигнализацией о включении.

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

13.4.7. Локальные системы и устройства автоматического управления вспомогательным оборудованием и общестанционными вспомогательными технологическими системами (*п.* 13.4.1), а также устройства, указанные в пп. 13.4.4, 13.4.5, 13.4.6 настоящих Рекомендаций, желательно размещать вблизи управляемого оборудования и путей обхода оборудования эксплуатационным персоналом.

13.5. Средства автоматизации.

13.5.1. Выполненная в соответствии с положениями пп. 13.1–13.4 настоящих Рекомендаций, независимо от типов средств автоматизации, система управления ТП ГЭС является автоматизированной системой управления (АСУ) ТП ГЭС или системой автоматического управления (САУ) ТП ГЭС с централизованной двухуровневой иерархической структурой.

13.5.2. Для ГЭС, выдающих электроэнергию на напряжении 110 кВ и выше, применяются современные технические средства автоматизации на базе микропроцессорной вычислительной техники. Для ГЭС с напряжением выдачи мощности 35 кВ и ниже, а также для вспомогательного оборудования всех ГЭС могут применяться электромеханические реле и другие традиционные средства автоматизации.

13.5.3. Выбор технических средств автоматизации производится в соответствии с требованиями по надежности, электромагнитной совместимости и программным средствам, приведенным в гл. 3.5 ПУЭ.

13.5.4. Применение современных технических средств автоматизации предопределяет реализацию дополнительных функций к перечисленным в п. 13.2 настоящих Рекомендаций, например: мониторинг состояния оборудования для его диагностики; учет выработки и потребления электроэнергии и расхода воды; расчет технико-экономических показателей, текущих характеристик гидроагрегатов, запасов воды в водохранилище; оптимизация использования водных ресурсов и рациональное управление составом работающих гидроагрегатов; документирование информации, формирование и печать таблиц, бланков переключений, суточной, сменной ведомостей и др.

13.5.5. Использование современных технических средств автоматизации сопровождается: достижением более полного использования оборудования путем расчета перегрузочной способности оборудования, внедрения программного управления; обеспечением обмена информацией с вышестоящим уровнем по каналам связи с АСУ верхнего уровня; сокращением количества контрольных кабелей, связывающих верхний уровень управления (ЦПУ) с объектными уровнями управления.

14. Связь

14.1. Средства связи для электростанции предусматриваются в соответствии с принятой структурой оперативно-диспетчерского и хозяйственного управления и их эксплуатации и включают:

а) средства внешней связи;

б) средства внутриобъектной и местной связи.

14.2. Средства внешней связи в зависимости от значения электростанции обеспечивают:

а) диспетчерскую и технологическую телефонную связь с диспетчерским пунктом (ПЭС, РЭУ или ТЭО) ;

б) административно-хозяйственную телефонную связь с ПЭС, РЭУ (ТЭО);

в) передачу телеинформации, сигналов релейной защиты, телерегулирования, противоаварийной автоматики и данных АСУ ТП ГЭС на соответствующие пункты управления и контроля энергосистемы;

г) телеграфную и фототелеграфную (факсимильную) связь;

д) проведение совещаний по каналам технологической связи;

е) передачу сигналов оповещения населению поселков и других объектов, расположенных в нижнем бьефе на удалении до 6 км от плотины, о возможности катастрофического затопления;

ж) связь с местным штабом МЧС.

14.3. Надежное резервирование каналов оперативно-диспетчерской связи и телеинформации, телерегулирования, каналов противоаварийной автоматики обеспечивается прохождением основного и резервного каналов по независимым разнесенным трассам.

14.4. Каналы внешней телефонной связи, телеинформации, передачи данных предусматривают использование высокочастотных трактов по линиям электропередачи, кабельных и радиорелейных линий ведомственной сети связи, оптоволоконных линий связи, а также каналов и трактов Минсвязи и других ведомств, включая каналы спутниковой связи. Выбор типа конкретных каналов определяется месторасположением проектируемой электростанции и наличием существующих средств связи в данном районе.

14.5. Средства связи общесистемного назначения проектируются с учетом перспективных схем развития энергосистем.

14.6. Объем средств внутриобъектной связи на электростанции с постоянным персоналом обеспечивает:

а) оперативную (диспетчерскую) связь дежурного инженера станции (ДИС) с дежурным персоналом станции (телефонную, громкоговорящую, радиопоисковую связь);

б) административно-технологическую телефонную связь (связь общего пользования);

в) ремонтную телефонную связь;

г) связь директора и главного инженера электростанции на базе установок оперативной связи;

---

* ПЭС – предприятие электрических сетей; РЭУ – районное энергетическое управление; ТЭО – территориальное энергетическое объединение.

д) радиофикацию служебных помещений с возможностью ведения местных передач и трансляции передач центрального радиовещания;

е) громкоговорящую связь для оповещения в водных запретных зонах с постов охраны;

ж) охранную и пожарную сигнализацию;

з) систему замкнутого телевидения (для ГЭС средней и большой мощности);

и) часофикацию.

14.7. Объем средств связи электростанции без постоянного оперативного персонала определяется в соответствии с принятой схемой оперативного обслуживания и обеспечивает:

а) передачу телеинформации на пункт управления ПЭС;

б) передачу охранной и пожарной сигнализации на соответствующие пункты, определяемые заданием на проектирование;

в) телефонную связь (радиосвязь) с диспетчером электросетей на период наладки и проведения ремонтных работ.

14.8. На пусковой период предусматривается необходимый объем средств связи, вводимый в эксплуатацию к пуску первых агрегатов.

14.9. В узле связи электростанции размещается оборудование:

а) общестанционной связи;

б) внешней связи;

в) оперативной связи.

Оборудование каналов ВЧ связи по ВЛ размещается в помещениях ОРУ (стойки ВЧ) и узле связи электростанции (стойки ПЧ).

14.10. Электропитание средств связи осуществляется от сети переменного тока собственных нужд по двум независимым фидерам. Резервное питание осуществляется от аккумуляторной батареи оперативного тока электростанции через соответствующие преобразователи.

При значительном объеме средств связи, резервирование которых требует увеличения емкости станционной аккумуляторной батареи, для резервного питания средств связи допускается устанавливать отдельные аккумуляторные батареи требуемых напряжений.

15. Организация эксплуатации

15.1. В проекте организации эксплуатации гидроузла определяются:

а) организационная структура управления;

б) численность промышленно-производственного персонала и примерное штатное расписание;

в) номенклатура и площади производственных, служебных, бытовых и вспомогательных помещений;

г) оснащение лабораторий, мастерских, технологических групп и участков, служебных помещений;

д) организация технического обслуживания и ремонта (ТОиР) оборудования, технологических систем, зданий, сооружений;

е) показатели, характеризующие уровень эксплуатации запроектированного гидроузла.

Проект разрабатывается на период постоянной эксплуатации гидроузла.

15.2. Проектом организации эксплуатации учитывается расположение электростанции в энергосистеме, наличие ремонтных предприятий, система управления энергетическими предприятиями.

15.3. Номенклатура и площади помещений зданий гидроузла принимаются в соответствии с принятой технологией технического обслуживания и ремонта, организационной структурой управления и численностью промышленно-производственного персонала.

15.3.1. При проектировании служебных и вспомогательных производственных помещений обеспечиваются условия для нормального и эффективного функционирования систем управления предприятием, рациональное размещение производственных помещений и служб, а также создание благоприятных условий труда для эксплуатационного персонала. Рекомендуемая компоновка помещений электростанции оговорена в п. 2.7 настоящих Рекомендаций.

15.3.2. Примерные номенклатура и площади помещений и складов, а также оснащение их необходимым оборудованием, инструментом, средствами малой механизации, приборами, аппаратурой и пр. принимаются в соответствии с указаниями документов, утвержденных в установленном порядке.

Номенклатура, площади помещений и их оснащение уточняются в соответствии с конкретной потребностью на основе проекта ТОиР. Приводятся перечень помещений и спецификации на необходимое оборудование и материалы для их оснащения.

15.4. Проект организации ТОиР разрабатывается по отдельному техническому заданию.

15.4.1. В техническом задании на разработку проекта ТОиР приводятся:

а) рекомендуемые методы ремонтов;

б) номенклатура и объем ремонта, которые могут быть выполнены на центральных базах и ремонтно-строительных предприятиях энергосистемы, специализированных заводах общего назначения;

в) сведения о наличии в энергосистеме обменного фонда для обеспечения агрегатного ремонта;

г) возможности централизованного хранения оборудования, запасных частей, сборочных единиц, деталей, материалов;

д) возможности централизованного обеспечения нужд ремонта транспортными средствами, передвижными кранами, землеройными и другими механизмами, газами (кислородом, азотом, ацетиленом и т. п.), железобетонными изделиями;

е) перечень подрядных организаций, которые могут привлекаться к выполнению ремонтных работ.

15.4.2. В проекте ТОиР определяются:

а) номенклатура и объем обменного фонда для обеспечения ремонта агрегатным методом;

б) организационные формы ТОиР;

в) номенклатура, площади и оснащение производственных, бытовых и вспомогательных помещений, мастерских, лабораторий, складов по цехам и службам;

г) транспортные коммуникации внутри здания электростанции и на территории;

д) схема энергоразводок и другого технического обеспечения рабочих мест в здании и на внешних ремонтных площадках;

е) номенклатура и количество стационарных и инвентарных грузоподъемных машин, лифтов, средств механизации с указанием их принадлежности к цехам и службам;

ж) допустимые нагрузки на перекрытия машинного зала, монтажных и ремонтных площадок, схемы раскладки деталей разобранного оборудования, размещение проемов и люков;

з) метод ремонта (эксплуатирующей организацией, специализированной организацией, предприятием-изготовителем или смешанным методом).

16. Противопожарные системы и установки

16.1. Общие требования.

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным Законом о «Пожарной безопасности», государственными и ведомственными нормативными документами.

16.2. Взрывопожарная и пожарная опасность оборудования и помещений.

16.2.1. Помещения, здания и сооружения в зависимости от размещенного в них оборудования и производств характеризуются категориями по взрывопожарной и пожарной опасности, определяемыми в соответствии с указаниями норм пожарной безопасности.

16.2.2. Выбор класса электрооборудования (машин, аппаратов, устройств), электропроводок и кабельных линий, размещенных во взрывоопасных и пожароопасных зонах, осуществляется по ПУЭ.

16.2.3. На компоновочных чертежах гидротехнических сооружений и зданий для всех помещений указываются категории взрывопожарной или пожарной опасности, а также классы взрывоопасной или пожароопасной зоны для соответствующих помещений.

Эти данные учитываются при проектировании технологической, архитектурно-строительной и санитарно-технической частей проекта.

16.3. Автоматические установки пожаротушения (АУПТ) и пожарной сигнализации (АУПС).

16.3.1. Помещения, подлежащие защите АУПТ и АУПС, определяются в соответствии с нормами пожарной безопасности. Помещения энергетических объектов, не вошедшие в перечень норм пожарной безопасности, принимаются по табл. 16.1, учитывающей особенности эксплуатации гидроэнергетических объектов.

Таблица 16.1

№ п/п	Наименование	АУПС	АУПТ
1	Гидрогенераторы		+
2	Внутреннее помещение капсулы горизонтального гидроагрегата	+	
3	Трансформаторы и автотрансформаторы напряжением 110 кВ и выше, установленные в подземном здании ГЭС и ГАЭС независимо от мощности		+
4	Помещения системы подпитки и дегазации масла маслонаполненных кабельных линий: агрегатов подпитки, коллекторов системы подпитки; дегазационных установок	+	

16.3.2. При выборе типа установки пожаротушения и огнетушащего вещества, типа и места установки извещателей, оросителей, определении интенсивности и продолжительности орошения, требований к приборам сигнализации и управления руководствуются нормами пожарной безопасности и рекомендациями по проектированию установок пожаротушения.

16.3.3. Установки водяного пожаротушения применяются для гидрогенераторов, трансформаторов (автотрансформаторов, реакторов), кабельных сооружений и маслонаполненного оборудования масляного хозяйства.

Для гидрогенераторов допускается применять установки газового пожаротушения.

16.4. Противопожарное водоснабжение.

16.4.1. Система противопожарного водоснабжения на гидроэнергетическом объекте, как правило, проектируется самостоятельной.

При наличии в здании электростанции, а также в отдельных зданиях и сооружениях гидроузла систем производственного или хозяйственно-питьевого водопровода допускается систему противопожарного водопровода объединять с одной из них.

Допускается использование для противопожарных нужд системы технического водоснабжения, выполненной только по схеме централизованного водоснабжения, которая рассчитывается с учетом дополнительного расхода на пожаротушение.

Поагрегатная и групповая системы технического водоснабжения для противопожарных нужд не применяются.

16.4.2. Забор воды для противопожарного водоснабжения, как правило, предусматривается непосредственно из водохранилища или насосами из нижнего бьефа через отдельные фильтры. Количество водозаборов принимается не менее двух, каждый из которых рассчитывается на 100%-ный расход воды.

На каждом водозаборе предусматривается съемная решетка и устройство для установки временной заглушки. Около водозабора предусматриваются скобы для удобства выполнения водолазных работ. Рекомендуется решетку и устройство для установки временной заглушки изготавливать из нержавеющей стали.

После водозабора (в помещении) устанавливаются стальные задвижки независимо от величины действующего напора.

16.4.3. Допускается выполнять водозаборы противопожарного водопровода из водоприемника после ремонтных или аварийно-ремонтных затворов, а также из спиральных камер гидротурбин при наличии резерва из спиральных камер других агрегатов.

16.4.4. Проектирование насосных станций противопожарного водоснабжения производится в соответствии с требованиями нормативных документов.

16.4.5. Наружное пожаротушение зданий и сооружений гидроузла предусматривается, как правило, от водозаборов или противопожарных насосов, размещенных в здании электростанции.

16.4.6. Требования по проектированию внутреннего противопожарного водопровода в зданиях и сооружениях выполняются в соответствии с нормативными документами, а также табл. 16.2.

Таблица 16.2

№ п/п	Здания и помещения	Число струй и минимальный расход воды на одну струю, л/с
1	Машинный зал, монтажная площадка, генераторное и турбинное помещение при общем объеме помещения 500 м^3 и менее	1 × 2,5
2	То же при общем объеме помещения более 500 м^3	2 × 2,5
3	Отдельные (изолированные) помещения с категорией производства В4	2 × 2,5
4	Компрессорные при общем объеме помещения: 500 м^3 и менее более 500 м^3	 1 × 2,5 2 × 2,5
5	Насосные станции откачки, питьевого, технического и противопожарного водоснабжения	1 × 2,5
6	Ремонтно-производственные мастерские	1 × 2,5
7	Кладовые с горючими материалами площадью более 20 м^2	1 × 2,5
8	Помещения с категорией производства В4 масляного хозяйства ОРУ и здания релейных щитов	2 × 2,5

Примечания: 1. Наружное пожаротушение зданий и электротехнического оборудования ОРУ определяется в соответствии с требованиями ПУЭ и Строительных норм и правил.

2. Расходы воды на внутреннее пожаротушение в зависимости от высоты помещения и диаметра спрыска наконечника пожарного ствола определяются по Строительным нормам и правилам.

16.5. Станционное масляное хозяйство и маслонаполненное оборудование.

16.5.1. 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 1 000 м^3 и расположении в одном изолированном помещении объема масла не более 300 м^3. Предел огнестойкости противопожарных преград принимается не менее REI 150.

Расстояние между стенками масляных резервуаров, а также между резервуаром и стеной помещения принимается не менее 1 м. Расстояние от верха резервуара до потолка – не менее 1,8 м.

16.5.2. В помещениях масляного хозяйства предусматривается:

отметка пола по отношению к коридорам и соседним помещениям ниже 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;

отвод разлившегося масла через трапы в полу в отдельный резервуар или в систему организованного отвода стока после пожаротушения;

трапы, снабженные гидравлическими затворами, диаметр отводной трубы не менее 100 мм;

отдельный резервуар емкостью не менее емкости наибольшего бака или технологической установки для аварийного слива масла.

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

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

16.5.3. 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.

Емкость резервуара рассчитывается на прием максимального объема масла при аварии с кабелем или наибольшим баком маслоподпитывающей установки.

16.5.4. Отвод масла и воды при пожаротушении трансформаторов (автотрансформаторов, реакторов) выполняется в соответствии с нормативными документами, утвержеными в установленном порядке.

17. Мероприятия по охране окружающей среды

17.1. При разработке мероприятий по охране окружающей среды руководствуются следующими документами:

Законом «Об охране окружающей среды» от 10.12.2002 №7-ФЗ;

«Водным кодексом Российской Федерации»;

другими законодательными и нормативными актами по вопросам охраны природных ресурсов.

17.2. В проекте предусматриваются мероприятия по предотвращению или ограничению влияния на окружающую среду аварийных ситуаций с технологическим, механическим и электрическим оборудованием.

17.3. В проект охраны окружающей среды включается полный перечень возможных источников воздействия технологического оборудования и систем проектируемого гидроузла, классифицированных по характеру воздействия на окружающую среду и способу его исключения или ограничения.

17.4. Проектные решения по охране окружающей среды разрабатываются с учетом оценки воздействия технологического оборудования на окружающую среду района размещения гидроузла.

В проекте электростанции приводятся величины предельно допустимых сбросов (ПДС) масла и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Перечень возможных источников воздействия технологического оборудования на окружающую среду, а также основные требования по исключению или ограничению его влияния на нее приведен в табл. 17.1 настоящих Рекомендаций.

17.5. При разработке систем организованного приема стока и очистных сооружений рассматриваются:

возможность уменьшения количества загрязненных производственных сточных вод за счет применения в ТП электростанции совершенного оборудования и рациональных схемных решений;

применение оборотных систем водоснабжения, повторного использования отработанных в одном ТП вод;

возможность использования существующих или проектируемых очистных сооружений промышленных предприятий и населенных пунктов или строительства общих сооружений с пропорциональным долевым участием;

использование отходов очистных сооружений внутристанционных и технологических циклов с утилизацией масла, химреагентов и других загрязняющих веществ.

17.6. В составе очистных сооружений замасленных стоков предусматриваются отстойники, фильтры, насосное оборудование для промывки фильтров, откачки загрязненного масла с последующим его использованием или утилизацией и перекачкой (выпуском) очищенного стока в нижний бьеф.

Отстойники принимаются горизонтального типа с числом секций не менее двух. Конструкция отстойника предусматривает улавливание и аккумуляцию залповых выбросов масла при авариях (пожаре), отвод всплывающих нефтепродуктов в отдельную емкость с выпуском отстоенных (осветленных) сточных вод на фильтры.

Таблица 17.1

Возможные источники воздействия технологического оборудования гидроузла на окружающую среду

Источники загрязнений	Продукты загрязнений и аварийных выбросов	Объект загрязнения	Требования к технологическим системам по защите и ограничению уровня влияния на окружающую среду. Способ сбора, хранения, утилизации загрязнений
1. Технологические системы основного энергетического оборудования			
1.1. Системы и оборудование, оказывающие прямое воздействие на водный бассейн (непосредственные утечки и выбросы)			
1.1.1. Система регулирования гидр – турбины. Рабочее колесо поворотно-лопастной (ПЛ) турбины	Турбинное масло	Река. Утечки масла в водопропускной тракт с возможным аварийным выбросом	Применение конструкций уплотнений или рабочего колеса, исключающих протечки
1.1.2. Гидроподъемники, грейферы, захватные балки	Турбинное, трансформаторное, веретенное масло	См. п. 1.1.1	См. п. 1.1.1 для гидроподъемников, сервомоторов
1.1.3. Подъемные механизмы, тросы, узлы захватных балок, грейферов, подшипники колес затворов	Консистентные смазки	То же, без аварийных сбросов	Применение узлов механизмов, не требующих смазки
1.1.4. Система масляноводяного охлаждения силовых трансформаторов с применением прямоточного технического водоснабжения из водного бассейна	Трансформаторное масло	Река. Аварийные утечки масла	Разработка в проектах системы эффективного контроля за утечкой масла в систему техводоснабжения
1.1.5. Трубопроводы с маслом для обогрева пазов затворов		Загрязнение водного бассейна при нарушении плотности маслопроводов	Применение обогрева пазов без использования масла

1.2. Системы и оборудование с устройствами приема, очистки и утилизации загрязнений			
1.2.1. Система регулирования гидротурбины и управления предтурбинного затвора (МНУ, сервомоторы). Фланцевые соединения, сальники запорной арматуры, уплотнения сервомоторов	Турбинное масло	Места установки оборудования, трасса трубопроводов, поддоны сервомоторов и регулировочного кольца, крышка турбины	Организованный сбор протечек в дренажную систему замасленных стоков
1.2.2. Система смазки узлов турбины и генератора (подпятник, подшипники). Фланцевые соединения, сальники запорной арматуры, уплотнения ванн подпятника и подшипников	Турбинное масло с водой	Шахты генератора, турбины, крышка турбины. Возможно река (через уплотнение вала турбины и клапан срыва вакуума)	Организованный сбор смеси масла с водой с крышки турбины в отстойник. Масло отводится в сливной бак грязного масла и утилизируется, загрязненная маслом вода очищается до уровня допустимых концентраций
1.2.3. Системы охлаждения агрегата. Теплообменники в ваннах подпятника, подшипника	Турбинное масло с водой	Шахты генератора, турбины, крышка турбины	См. п.1.2.2
1.2.4. Маслонаполненные кабели низкого и высокого давления	Изоляционное масло. Замасленный сток при автоматическом водяном пожаротушении	Кабельные сооружения (туннели, галереи)	Организованный прием стока через трапную систему с отстаиванием и очисткой замасленного стока
1.2.5. Маслоподпитывающие устройства маслонаполненных кабелей	Изоляционное масло	Помещения с насосами, баками с маслом, трубопроводами	См. п. 1.2.4
1.2.6. Контрольные и силовые кабели	Вода, загрязненная продуктами горения кабелей при автоматическом пожаротушении	Проходные кабельные сооружения (туннели, галереи, этажи, шахты)	См. п. 1.2.4

Продолжение табл. 17.1

Источники загрязнений	Продукты загрязнений и аварийных выбросов	Объект загрязнения	Требования к технологическим системам по защите и ограничению уровня влияния на окружающую среду. Способ сбора, хранения, утилизации загрязнений
1.2.7. Гидрогенераторы	Вода, загрязненная продуктами горения изоляции и масла при автоматическом пожаротушении гидрогенератора	Шахта гидрогенератора, крышка гидротурбины	Организованный отвод стока из шахты гидрогенератора на крышку турбины, организованный прием стока на очистные сооружения
1.2.8. Силовые трансформаторы	Трансформаторное масло с водой и продуктами горения при автоматическом водяном пожаротушении с возможными залповыми сбросами масла	Место установки трансформаторов (помещения, территория ОРУ)	Организованный прием стока (масла, воды) через маслоприемник с огнепреградителем с последующим разделением сред в отстойнике, улавливание залповых сбросов масла при разрыве бака трансформатора. Масло собирается в емкость и утилизируется, замасленная вода проходит очистку
1.2.9. Система маслянo-водяного охлаждения силовых трансформаторов	Трансформаторное масло	Помещение (место) установки теплообменников, насосов, трубопроводов и арматуры	Сбор протечек масла (поддоны, бортовые ограждения, сливной бак)

1.2.10. Компрессоры, воздухосборники, теплообменные аппараты и др.	Компрессорное масло	Загрязнение места установки компессорного оборудования	Сбор протечек масла и конденсата (поддоны, бортовые ограждения)
1.2.11. Станочное оборудование в механических мастерских	Индустриальное масло	Помещение механической мастерской	Сбор протечек (поддоны, бортовые ограждения, сливной бак)
1.2.12. Масляное хозяйство баки, насосы, фланцевые соединения, запорная арматура, колонка приема-выдачи масла и т. п.	Турбинное, трансформаторное, веретенное компрессорное масло	Места установки оборудования масляного хозяйства и передвижной маслоочистительной аппаратуры	Организованный сбор масла в дренажную систему масла и в бак грязного масла
1.2.13. Трансформаторы, масляные выключатели, фланцевые соединения, запорная арматура, маслоочистительная аппаратура, колонка приема-выдачи масла	Трансформаторное масло	Места установки маслонаполненного оборудования	См. п. 1.2.12
1.2.14. Аппаратура КРУЭ, склад элегаза. Поврежденная аппаратура при аварии	Элегаз тяжелее воздуха, нетоксичен, физиологически безвреден. Продукты разложения элегаза опасны для здоровья человека	Помещение КРУЭ, мастерская, помещения, расположенные под КРУЭ, куда может проникнуть тяжелый газ	Организация изолированной приточно-вытяжной вентиляции. Герметизация пола и стен КРУЭ. Контроль за содержанием элегаза в воздухе и своевременная сигнализация. Нейтрализация и хранение продуктов разложения элегаза, утилизация
1.2.15. Аккумуляторы, тара с серной кислотой и электролитом	Электролит, серная кислота	Помещение аккумуляторной, кладовка. вентиляционная	Кислотостойкие поддоны, емкость сбора, удаление на заводы

Окончание табл. 1.1

Источники загрязнений	Продукты загрязнений и аварийных выбросов	Объект загрязнения	Требования к технологическим системам по защите и ограничению уровня влияния на окружающую среду. Способ сбора, хранения, утилизации загрязнений
1.3. Шум, вибрация, электрические поля			
1.3.1. Агрегаты, клапаны срыва вакуума, аэрационные трубы, воздушные выключатели, эжекторы, система подачи воздуха под рабочее колесо, компрессоры, насосы и т. п.	Шум	Помещения установки оборудования	Звукоизоляция, установка звукозащитных стенок, применение более современного оборудования
1.3.2 Высоковольтное оборудование и ошиновка ОРУ напряжением 330 кВ и выше	Электрические поля	Открытые распределительные устройства 330 кВ и выше	Применение экранирующих устройств
2. Вспомогательные производства			
2.1. Устройства очистки и покраски	Продукты механической и химической обработки поверхностей затворов и трубопроводов. Лакокрасочные покрытия	Площадка или помещение покраски оборудования	Обработка затворов только на специальных площадках или в закрытых помещениях. Механизированная уборка помещений и удаление на переработку или захоронение
2.2. Станочное оборудование механической мастерской	Отходы металлообработки, эмульсия металлообрабатывающих станков	Механическая мастерская. Склад отходов металлообработки	Специальный склад и сдача металлолома, утилизация эмульсии

2.3. Оборудование колерной на хоздворе	Краски, лаки, растворители и тара из-под них	Помещение колерной, склад красок, лаков, растворителей	Поддоны, сливной бак, удаление на переработку или захоронение
2.4. Станки столярной мастерской	Древесная стружка, опилки, кора	Помещение столярной мастерской. Площадка хранения отходов	Сбор, утилизация согласно типовым проектным решениям
2.5. Тара из-под горючесмазочных материалов	Горючесмазочные материалы	Помещение горючесмазочных материалов	Сбор и утилизация тары
2.6. Установка отжига селикагеля	Продукты отжига селикагеля	Воздух	Применение фильтров или отжиг на специализированных предприятиях
2.7. Ионообменные фильтры системы непосредственного водяного охлаждения генератора, тиристорных преобразователей	Кислоты, щелочи, продукты отмыва катионитов	Помещение по приготовлению дистиллированной воды	Организационные мероприятия (поддоны, бортовые ограждения)
2.8. Пост мойки автотранспорта	Вода с моторным маслом и бензином	Площадка (помещение мойки)	Организованный сбор загрязненного стока воды с последующей очисткой
2.9. Редукторы грузоподъемных механизмов	Редукторные масла	Пути движения кранов, места установки лебедок	Конструкция уплотнений, исключающая протечки масла. Устройство поддонов, сбор масла

Фильтры применяются заводского изготовления двух ступеней (грубой и тонкой очистки) с доведением конечного содержания нефтепродуктов в очищенной воде до 0,05 мг/л согласно требованиям санитарных норм для выпуска в водоем рыбохозяйственного значения.

17.7. Очистные сооружения замасленных стоков в зависимости от компоновки технологического оборудования могут размещаться в бетонных сооружениях здания электростанций или на прилегающей территории.

Сооружения очистки рекомендуется компоновать в одном помещении (блоке) для всего гидроузла на отметках, позволяющих принимать стоки самотеком.

Очистные сооружения оснащаются необходимыми средствами измерения и химического контроля, обеспечивающими измерение объемов сточных вод и их качества по контролируемым показателям.

17.8. Локальная организация мероприятий по сбору и удалению масла предусматривается в местах установки маслонаполненного оборудования и на площадках его ремонта путем устройства бортов, поддонов и сливных баков.

17.9. Производственные сточные воды, образующиеся на территории открытого маслосклада от мойки полов, которые могут быть загрязнены маслопродуктами, а также от вспомогательных производств, обеспечивающих эксплуатацию и ремонт основного оборудования, могут приниматься в систему канализации с сооружениями для биологической очистки с выполнением требований допустимых концентраций по нефтепродуктам.

18. Технологическое оборудование в сейсмических районах

18.1. Основные положения.

18.1.1. Для оборудования технологических систем ГЭС приняты:

два уровня расчетного землетрясения: проектное землетрясение (ПЗ) со средним периодом повторяемости $T^{пз}_{пов}$ = 100–500 лет и максимальное расчетное землетрясение (МРЗ) со средним периодом повторяемости $T^{мрз}_{пов}$ = 5 000–10 000 лет;

учет сейсмических воздействий при расчетной сейсмичности площадки строительства $J^{рас}$ 7 баллов и более.

18.1.2. Расчетным землетрясением для технологического оборудования, установленного на гидротехнических сооружениях, является ПЗ. Технологическое оборудование, установленное на гидротехнических сооружениях I, II классов напорного фронта, рассчитывается на МРЗ.

18.1.3. При расчетном сейсмическом воздействии на оборудование технологических систем обеспечивается отсутствие:

ситуаций, угрожающих безопасности персонала;

взрыво-пожароопасной обстановки;

затопления помещений;

вредных воздействий на окружающую среду и водные бассейны верхнего и нижнего бьефов.

18.1.4. Сейсмическое воздействие на оборудование и изделие определяется максимальным пиковым ускорением $a_п$ при соответствующей частоте колебаний основания, на котором установлено оборудование.

18.2. Выбор среднего периода повторяемости для расчетного землетрясения.

18.2.1. Для гидротехнических сооружений значения среднего периода повторяемости $T^{нз}_{пов}$ и $T^{мрз}_{пов}$ определяются техническим заданием на проектирование гидроэлектростанции.

Для технологических систем и оборудования с учетом срока службы изделий принимаются следующие средние периоды повторяемости расчетного землетрясения:

$T^{нз}_{пов}$ не менее принятого для гидротехнических сооружений в расчетах технологических систем производства и выдачи электроэнергии;

$T^{нз}_{пов}$ = 100 лет для технологических систем, не влияющих на производство и выдачу электроэнергии;

$T^{нз}_{пов}$ = 500 лет для изделий, которые могут вызвать последствия по п. 18.1.3 настоящих Рекомендаций, а также изделий, предусмотренных в системе противоаварийных мероприятий.

Для технологических систем и изделий, обеспечивающих целостность напорного фронта гидротехнических сооружений I, II классов, $T^{мрз}_{пов}$ принимается в соответствии с требованиями к гидротехническим сооружениям.

18.3. Требования к сейсмостойкости технологической части.

18.3.1. Требования к сейсмостойкости оборудования технологических систем гидроэлектростанции предъявляются раздельно для каждой системы с учетом ее функционального назначения:

производство и выдача электроэнергии;

регулирование водотока;

противоаварийные мероприятия;

обеспечение нормальных условий эксплуатации;

проведение профилактических и ремонтных работ.

18.3.2. Технологическая система производства и выдачи электроэнергии.

В зависимости от характеристики гидроэлектростанции (назначение, роль в энергосистеме и (или) для местного района, мощность и др.) система выполняет требования по одному из двух сценариев:

Сценарий а – производство и выдача электроэнергии, как правило, обеспечиваются во время и после проектного землетрясения. Допускается прерывание производства и выдачи электроэнергии во время землетрясения; после землетрясения изделия системы обеспечивают возможность возобновления производства и выдачи электроэнергии.

Сценарий **а** принимается для гидроэлектростанций: мощностью 1,5 млн кВт и выше, мощностью менее 1,5 млн кВт, участвующих в регулировании частоты и мощности, а также изолированных от энергосистемы;

Сценарий б – производство и выдача электроэнергии при проектном землетрясении могут прекращаться и восстанавливаться после выявления и устранения причин, вызвавших прекращение производства и выдачи электроэнергии, включая проведение ремонтных и наладочных работ.

Сценарий **б** принимается для гидроэлектростанций мощностью менее 1,5 млн кВт, работающих в энергосистемах.

Для действующих гидроэлектростанций в случае повышения расчетной сейсмичности допускается, при соответствующем обосновании, принимать сценарий **б** независимо от мощности.

18.3.3. Технологическая система регулирования водотока.

Система сохраняет свою работоспособность после землетрясения. Восстановление работоспособности системы в случае ее потери во время землетрясения предусматривается путем проведения ремонтных и наладочных работ. Возможный объем и время ремонтных и наладочных работ определяются в проекте.

18.3.4. Технологическая система противоаварийных мероприятий.

Система сохраняет свою работоспособность во **время и после** землетрясения.

18.3.5. Технологическая система обеспечения нормальных условий эксплуатации.

Работоспособность системы может восстанавливаться после землетрясения как путем проведения ремонтных, ремонтно-восстановительных работ, так и путем замены поврежденных изделий новыми.

18.3.6. Технологическая система обеспечения профилактических и ремонтных работ.

Работоспособность оборудования и изделий, обеспечивающих ремонтные работы, безопасность людей и сооружения во время ремонтных работ сохраняется во время и после землетрясения. Работоспособность изделий, не угрожающих безопасности людей, может восстанавливаться после землетрясения с проведением соответствующих мероприятий.

18.3.7. Сейсмостойкость технологических систем обеспечивается соответствующей сейсмостойкостью изделий.

Приняты две группы сейсмостойкости изделий:

1-я – сейсмостойкое изделие, которое сохраняет работоспособное состояние во время и после расчетного землетрясения;

2-я – сейсмопрочное изделие, которое во время расчетного землетрясения может иметь сбой в работе; после землетрясения работоспособность изделия восстанавливается самостоятельно или незначительным вмешательством персонала.

Несейсмостойкие изделия – изделия, которые при землетрясении с расчетной интенсивностью или теряют работоспособность, которая может быть восстановлена после землетрясения путем ремонта, или разрушаются и подлежат замене.

18.4. Состав оборудования и изделий технологических систем с указанием групп сейсмостойкости, рекомендуемые расчетные землетрясения, принимаемые в особых сочетаниях нагрузок, а также пример определения максимального пикового ускорения на предпроектных стадиях проектирования принимаются на основании рекомендаций по проектированию технологической части ГЭС и ГАЭС в сейсмических районах.

Нормативные документы

ГОСТ 12.1.003-83*. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-90. Вибрация. Общие требования безопасности.

ГОСТ 5616-89. Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические требования, изменение № 1, дата введения 01.01.2003.

ГОСТ 17516.1-90*. Изделия электрические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам.

ГОСТ 22373-82*. Затворы дисковые и шаровые для гидравлических турбин. Общие технические условия.

СНиП 2.04.1-85*. Внутренний водопровод и канализация зданий.

СНиП 2.04.2-84*. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.

СНиП 33-01-03. Гидротехнические сооружения. Основные положения.

НБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

НБ 10-382-00. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

ПУЭ. Правила устройства электроустановок, изд. 7.

НПБ 88-2001 Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования. – М.: ВНИИПО МВД России, 2001.

НПБ 105-95. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: ГУ ГПС МВД России, 2001.

НПБ 110-99*. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией. – М.: ГУ ГПС МВД России, 2001.

РД 34.15.109-91. Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов. Утверждены Минэнерго в 1991 г.

РД 34.20.162-89. Рекомендации по проектированию организации эксплуатации ГЭС и ГАЭС. *СПО «Союзтехэнерго». Утверждены Минэнерго* 27.06.89.

П-33-01-2000/Гидропроект. Рекомендации по проектированию технологической части ГЭС и ГАЭС в сейсмических районах.

gost.e-ecolog.ru