Министерство энергетики Российской Федерации
(Минэнерго России)

ПРИКАЗ

16 августа 2019 г. № 857

Москва

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 58155
от "21" апреля 2020 г.

Об утверждении Методических указаний по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций

В соответствии с подпунктом «в» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483, № 51, ст. 8007) и пунктом 1 постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562; 2018, № 34, ст. 5483) п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций.

gost.e-ecolog.ru

2. Настоящий приказ вступает в силу по истечении трех месяцев со дня его официального опубликования.

Врио Министра А.Б. Яновский

Департамент оперативного контроля
и управления в электроэнергетике
Юрлов Евгений Юрьевич
(495) 631-98-61

Приложение
к приказу Минэнерго России
от «16» 08 2019 г. № 857

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций

I. Общие положения

1. Методические указания по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций (далее – Методические указания) устанавливают требования к определению при разработке проектной документации технических и технологических решений, обеспечивающих возможность использования проектируемых гидроэлектростанций (далее – ГЭС) и гидроаккумулирующих электростанций (далее – ГАЭС) по их функциональному назначению и их надежной и безопасной работы в составе энергосистемы, в том числе решений по составу и выбору оборудования, его компоновке, определению электрических схем, оснащению ГЭС, ГАЭС системами и устройствами технологического управления, релейной защиты и автоматики, телемеханики и связи, обеспечению работоспособности, надежности и живучести ГЭС, ГАЭС.

Указанные в абзаце первом требования должны учитываться при планировании развития электрических сетей, технологическом присоединении ГЭС, ГАЭС к электрическим сетям, соблюдаться при определении основных характеристик вновь вводимого (реконструируемого, модернизируемого) оборудования ГЭС, ГАЭС, разработке технических условий, проектной и рабочей документации на строительство (реконструкцию, модернизацию) ГЭС, ГАЭС.

2. Разработка проектной документации на строительство (реконструкцию) ГЭС, ГАЭС должна осуществляться в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 1 (ч. I), ст. 16; 2019, № 31, ст. 4453), Федеральным законом Российской

Федерации от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 1, ст. 5; 2013, № 27, ст. 3477), Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 8, ст. 744; 2019, № 28, ст. 3788), Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФЭС), и настоящими Методическими указаниями.

Требования Методических указаний должны учитываться при разработке разделов проектной документации на строительство, реконструкцию ГЭС, ГАЭС, содержащих функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения.

При проектировании ГЭС, ГАЭС должно быть обеспечено осуществление комплекса специальных мер по безопасному функционированию объекта в соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 30 (ч. I), ст. 4604; 2016, № 28, ст. 4558) и Федерального закона от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» (далее – Закон № 187-ФЗ) (Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 31 (ч. I), ст. 4736).

3. Методические указания подлежат применению при разработке проектной документации на строительство, реконструкцию ГЭС, ГАЭС, которые будут входить в состав Единой энергетической системы России или технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

4. Требования настоящих Методических указаний не распространяются на случаи проектирования строительства, реконструкции ГЭС, ГАЭС:

разработка проектной документации по которым начата до даты принятия настоящих Методических указаний;

по которым до даты вступления в силу настоящих Методических указаний получено положительное заключение государственной экспертизы проектной документации.

5. В настоящих Методических указаниях используются термины и определения в значениях, установленных законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, а также термины и определения, приведенные в приложении № 1 к Методическим указаниям.

6. В Методических указаниях используются сокращения, приведенные в приложении № 1 к Методическим указаниям.

II. Общие требования к проектированию технологического оборудования и систем гидроэлектростанций, гидроаккумулирующих электростанций

7. При проектировании ГЭС, ГАЭС должны быть соблюдены требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, установленные ПТФЭС, а также иными нормативными правовыми актами Министерства энергетики Российской Федерации, принятыми в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» или постановлением Правительства Российской Федерации от 02.03.2017 № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

8. При проектировании технологического оборудования и технологических систем ГЭС, ГАЭС должны учитываться:

характеристика водно-энергетических ресурсов, энергоотдача ГЭС, ГАЭС и намечаемый режим её использования;

состав сооружений гидроузла, природно-климатические условия района их размещения.

9. Системы автоматизированного управления, устройства РЗА, обеспечивающие автоматический перевод оборудования в безопасное состояние, должны сохранять работоспособность на время завершения технологических операций, обеспечивающих безопасный останов основного, вспомогательного оборудования ГЭС, ГАЭС, и не противодействовать работе оборудования и систем, локализующих аварийную ситуацию и предотвращающих ее развитие, в том числе в условиях затопления здания ГЭС, ГАЭС.

10. Системы откачки, отведения воды, обеспечивающие живучесть объекта, должны сохранять работоспособность в условиях затопления здания ГЭС, ГАЭС в результате аварии.

11. Системы управления, связи и защиты должны устанавливаться на безопасных отметках или в помещениях, защищенных от затопления в аварийной ситуации.

Бытовые и производственные помещения с постоянным пребыванием персонала должны находиться вне зоны возможного затопления.

12. При определении характеристики водноэнергетических ресурсов и режима использования энергоотдачи ГЭС, ГАЭС необходимо учитывать:

объем стока, используемого на ГЭС в различные периоды года;

диапазон изменения действующего напора;

полезный оборотный объем воды, используемой на ГАЭС в различные периоды года.

13. При проектировании основные параметры, режим использования электрической энергии и мощности ГЭС, ГАЭС должны определяться на основании водохозяйственных и водноэнергетических расчетов.

14. При проектировании ГЭС, ГАЭС должна определяться гарантированная энергоотдача, выявление которой должно быть обосновано репрезентативным рядом гидрологической характеристики водотока и водохозяйственным режимом гидроузла при его комплексном назначении, схемно-режимными условиями и регулирующими функциями ГЭС в энергосистеме.

Выбор состава и характеристик основного оборудования и главной схемы осуществляется с учетом требований СВМ.

15. К основным параметрам ГЭС относятся:

отметка нормального подпорного уровня водохранилища;

отметка форсированного подпорного уровня водохранилища;

полезный объем или глубина предельно-допустимой сработки водохранилища (отметка уровня мертвого объема);

параметры гидросилового оборудования, в том числе расчетный по мощности напор на ГЭС, диаметр и тип рабочего колеса гидротурбины;

установленная мощность ГЭС, в том числе количество агрегатов и мощность каждого гидроагрегата.

16. К основным параметрам ГАЭС относятся:

отметка нормального подпорного уровня верхнего и нижнего бассейна;

глубина предельно-допустимой сработки верхнего и нижнего бассейна (отметки уровня мертвого объема);

расчетная полезная емкость верхнего и нижнего бассейна;

полный объем верхнего и нижнего бассейна;

параметры гидросилового оборудования, в том числе расчетный по мощности напор на ГАЭС, диаметр и тип рабочего колеса насос-турбины;

установленная мощность ГАЭС, в том числе количество агрегатов и мощность каждого гидроагрегата.

17. При проектировании и строительстве ГЭС установленной мощностью менее 30 МВт в пределах одной электростанции должна быть обеспечена максимальная унификация и типизация технологий строительства, применяемого технологического оборудования, технических решений в части устройств и комплексов РЗА, АСУ ТП, механического оборудования.

18. При формировании требований к выбору состава и компоновки механического, основного гидросилового и вспомогательного оборудования должна предусматриваться возможность работы в условиях принимаемых при проектировании схем пропуска строительных и эксплуатационных расходов воды и

гашения энергии сбросного потока в нижнем бьефе, в том числе в условиях отрицательных температур.

19. Проектная документация должна предусматривать компоновочные технические и технологические решения, обеспечивающие уровень пожарной безопасности и противопожарной защиты технологического оборудования и систем ГЭС, ГАЭС, в соответствии с законодательством о техническом регулировании и законодательством о пожарной безопасности.

20. Электроустановки и оборудование ГЭС, ГАЭС должны быть оборудованы устройствами РЗА.

21. Для ГЭС, ГАЭС, присоединяемых к объектам электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ и выше, проектной документацией должна предусматриваться установка автономных регистраторов аварийных событий, регистрирующих параметры электромагнитных переходных процессов.

22. Проектирование устройств и комплексов РЗА ГЭС, ГАЭС осуществляется в соответствии с:

ПТФЭС;

Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики и принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 101 (зарегистрирован Минюстом России 25.04.2019, регистрационный № 54503) (далее – Требования к оснащению ЛЭП устройствами РЗА);

Требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, Правилами создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утверждаемыми в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Для оборудования главной схемы ГЭС, ГАЭС должны применяться устройства РЗА, обеспечивающие правильную работу при частоте электрического тока в пределах 45 – 55 Гц включительно, а также при повышении частоты сети в режиме сброса нагрузки отключением выключателей блока, соответствующей угонной частоте вращения гидротурбины установленной в соответствии с пунктом 61.

23. В случаях, предусмотренных ПТФЭС, основное гидросиловое оборудование ГЭС, ГАЭС и системы автоматического управления указанным оборудованием, должны быть оснащены устройствами группового регулирования активной мощности и оборудованием, обеспечивающим участие в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

24. Проектирование СОТИАССО осуществляется на основании технических требований по организации систем обмена технологической информацией между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами, устанавливаемых субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Основные требования к АСУ ТП и СОТИАССО приведены в главе XII Методических указаний.

III. Общие требования к составу, характеристикам и компоновке технологического гидросилового оборудования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций

25. Размещение оборудования на сооружениях гидроузла и в здании ГЭС, ГАЭС должно обеспечить:

надежную работу технологического оборудования;

безопасность эксплуатационного обслуживания оборудования и сооружений, зданий и территорий;

механизацию ремонтных работ, удобный доступ к оборудованию для обеспечения его монтажа, демонтажа и транспортировки;

выполнение санитарно-технических требований;

предотвращение недопустимого воздействия на человека и окружающую природную среду;

функционирование объектов транспортной инфраструктуры и технологических коммуникаций;

выполнение требований энергетической и пожарной безопасности;

выполнение требований по обеспечению безопасной эвакуации персонала в аварийных условиях.

26. При проектировании ГЭС, ГАЭС должна быть учтена работа гидротурбины и гидрогенератора (насос-турбины и двигатель-генератора) в составе единого гидроагрегата. При этом должна обеспечиваться эффективная, надежная и безопасная работа гидроагрегата в эксплуатационной зоне напоров и мощности.

27. Гидроагрегаты, устанавливаемые на ГЭС, ГАЭС с установленной генерирующей мощностью более 30 МВт, должны быть оснащены защитой от превышения допустимого уровня вибрации. Допустимые уровни вибрации определяются документацией организации-изготовителя.

Необходимость оснащения защитой от превышения допустимого уровня вибрации гидроагрегатов, устанавливаемых на ГЭС, ГАЭС с установленной генерирующей мощностью 30 МВт или менее, определяется при разработке проектной документации.

28. Для обеспечения надежной безопасной работы энергосистемы, в том числе входящего в ее состав оборудования объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, должно быть обеспечено изменение активной мощности гидроагрегата при изменении частоты электрического тока с любой нагрузкой в пределах регулировочного диапазона активной мощности с динамикой, предусмотренной пунктами 110, 121 ПТФЭС.

29. При выборе гидроагрегата величина его максимальной активной мощности для обеспечения дополнительной выработки электрической энергии при напорах, превышающих расчетный, определяется при проектировании с учетом располагаемых напоров гидроузла.

30. При проектировании ГЭС, ГАЭС, в том числе выборе максимальной и номинальной мощности гидроагрегата, должны быть учтены следующие факторы:

характеристики энергосистемы и требования к режимам работы ГЭС, ГАЭС в составе энергосистемы, в том числе к участию ГЭС, ГАЭС в покрытии пиков графика нагрузки, условиям аварийного отключения гидроагрегата и пропуска санитарного расхода;

требования по режимам уровней воды в нижнем бьефе;

геоморфологические и геологические условия площадки размещения ГЭС, ГАЭС;

технологических возможности изготовления, транспортировки и монтажа оборудования;

тип здания ГЭС, ГАЭС и конструкции водоподводящих устройств;

возможности установки предтурбинных затворов.

31. Компоновка агрегатного блока ГЭС, ГАЭС должна обеспечивать возможность монтажа, демонтажа, ремонтного обслуживания основного гидросилового и вспомогательного оборудования с учетом работы грузоподъемных сооружений и соблюдение действующих норм и правил в области охраны труда.

IV. Требования к проектированию гидротурбинного оборудования

32. Выбор типа, мощности и типоразмера гидротурбины и модификации рабочего колеса осуществляются при разработке проектной документации с учетом мощности гидроагрегата, строительных решений, требований организаций-изготовителей оборудования.

33. Гидротурбина должна обеспечивать работу гидроагрегата в течение нормативного срока службы, определенного организациями-изготовителями.

34. При выбранной номинальной мощности гидроагрегата и заданных характеристиках гидрогенератора при напорах выше расчетного гидротурбина должна развивать мощность, обеспечивающую работу гидрогенератора с активной мощностью, равной его полной номинальной мощности.

35. Величина регулируемого диапазона при расчетном напоре должна быть не менее 40% ее номинальной мощности для радиально-осевых гидротурбин и не менее 60% для поворотно-лопастных и диагональных гидротурбин. Величина регулируемого диапазона других типов турбин определяется организацией-изготовителем.

36. При выборе гидротурбины должны учитываться зоны ограниченной и (или) нерекомендованной работы по эксплуатационной характеристике, а также допустимые диапазоны частоты вращения и время нахождения в них. Размер зоны ограниченной работы, а также ограничения по числу циклов прохождения через зону нерекомендованной работы должны быть минимизированы.

37. Тип гидротурбины (насос-турбины) для конкретной ГЭС, ГАЭС определяется в зависимости от максимального напора, определяемого по таблице 1 приложения № 2 к Методическим указаниям, с учетом заданных режимов работы и диапазона изменения напора.

Отступление от требований настоящего пункта допускается при условиях подтверждения организацией-изготовителем характеристик гидротурбины в результате модельных испытаний.

38. В случае если работа ГЭС, ГАЭС в заданном диапазоне используемых напоров может быть обеспечена несколькими типами гидротурбин, выбор типа гидротурбины должен производиться с учетом требований пункта 37 Методических указаний.

39. Выбор диапазона изменения напоров (Нмин, Нмакс) осуществляется с учетом следующих соотношений:

для турбин капсульных гидроагрегатов $\frac{H_{мин}}{H_{макс}} \geq 0,4$;

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

для радиально-осевых турбин $\frac{H_{мин}}{H_{макс}} \geq 0,6 + 0,65$;

для ковшовых турбин $\frac{H_{мин}}{H_{макс}} \geq 0,9$;

для радиально-осевых насос-турбин $\frac{H_{н\,макс}}{H_{т\,мин}} \geq 0,9 + 0,185\frac{n_{ST}}{100}$;

(для nST =100 + 350 мин$^{-1}$) – коэффициент быстроходности;

$$\frac{H_{н\,макс}}{H_{т\,мин}} \leq 1,2 + 0,2\frac{n_{ST}}{100}$$

для диагональных насос-турбин ;

(для nST =200 + 400 мин$^{-1}$).

где:

Нмин – минимальная величина напора;

Нмакс – максимальная величина напора;

Нн макс – максимальная величина напора в насосном режиме;

Нт мин – минимальная величина напора в турбинном режиме.

При большем диапазоне изменения напоров должно быть рассмотрено применение двухскоростных гидроагрегатов или гидроагрегатов с частотным регулированием.

40. Основными расчетными параметрами гидротурбин при заданном максимальном, расчетном по мощности и средневзвешенным по выработке напоре и мощности должны являться:

номинальный диаметр рабочего колеса (м);

диаметр осей лопаток направляющего аппарата (м) (для гидромашин вертикального исполнения);

номинальная частота вращения;

угонная частота вращения (для поворотно-лопастных гидротурбин с сохранением и без сохранения комбинаторной зависимости);

коэффициент полезного действия максимальный;

коэффициент полезного действия в расчетной точке;

требуемая высота отсасывания;

коэффициент быстроходности гидротурбины.

41. Номинальный диаметр рабочего колеса гидротурбины должен определяться исходя из мощности гидроагрегата, обеспечения требуемых высот отсасывания, при расчетном по мощности напоре и соответствующем ему значении коэффициента полезного действия.

42. Номинальная частота вращения гидроагрегата должна назначаться исходя из критерия максимизации коэффициента полезного действия для выбранного типа турбины при средневзвешенном по выработке напоре.

43. При назначении номинальной частоты вращения должны быть учтены конструктивные особенности гидрогенераторов.

44. Номинальная частота вращения насос-турбин определяется по насосному режиму исходя из условий размещения рабочего диапазона напоров в оптимальной зоне характеристики и заглубления рабочего колеса.

45. Требуемая высота отсасывания определяется в соответствии с характеристиками, определенными в документации организации-изготовителя гидротурбины и отсчитывается в зависимости от ее типа:

для вертикальных поворотно-лопастных и диагональных гидротурбин отсчитывается от точки пересечения оси поворота лопастей с камерой рабочего колеса;

для горизонтальных поворотно-лопастных гидротурбин (капсульных и S образных) отсчитывается от горизонтальной оси вращения гидротурбины;

для вертикальных радиально-осевых гидротурбин отсчитывается от средней линии направляющего аппарата;

для горизонтальных радиально-осевых гидротурбин отсчитывается от горизонтальной оси вращения гидротурбины.

Для насос-турбин отметка рабочего колеса определяется по насосному режиму для наихудшего сочетания напора и уровня нижнего бассейна.

46. Выбор отметки установки реактивных гидротурбин должен производиться по требуемым высотам отсасывания с учетом:

условий неустановившегося режима в нижнем бьефе, характеризующих время наполнения бьефа;

прогнозируемых размывов или подпором в нижнем бьефе;

согласованной организацией-изготовителем оборудования допустимой величины кавитационной эрозии.

47. При необходимости ввода гидроагрегатов на пониженных напорах пусковой напор определяется по согласованию с организациями-изготовителями оборудования.

48. Необходимость применения сменных рабочих колес определяется проектной документацией.

49. Гидротурбина должна иметь систему регулирования, включающую:

автоматический регулятор частоты вращения и активной мощности турбины;

маслонапорную установку или иной аккумулятор энергии;

аппаратуру автоматики;

устройство аварийного закрытия направляющего аппарата и предтурбинного затвора, в том числе устройство противоразгонной защиты;

комплект трубопроводов и кабельных связей.

50. ГЭС, ГАЭС установленной мощностью 5 МВт и ниже и классом напряжения 10 кВ и ниже могут оснащаться устройствами, обеспечивающими функции пуска и останова гидроагрегата, в том числе аварийного.

51. Система регулирования гидротурбины должна обеспечивать управление регулирующими органами гидротурбины (приводами направляющего аппарата и рабочего колеса (для поворотно-лопастных турбин), обеспечивающими устойчивую и безопасную работу гидротурбины во всех эксплуатационных режимах (нахождение в резерве, пуск, холостой ход, работа под нагрузкой, насосный режим (для обратимых гидротурбин), режим синхронного компенсатора, останов), а также переход между режимами с соблюдением гарантий регулирования и ограничений на работу в зонах эксплуатационной характеристики.

52. Функциональные требования к системе регулирования определяются с учетом требований организации-изготовителя гидротурбины и должны содержать сведения о номинальных, предупредительных и аварийных величинах всех контролируемых технологических параметров и требуемых действиях при их достижении, а также требования, обеспечивающие участие гидроагрегатов в регулировании частоты и перетоков активной мощности.

53. Для предотвращения разгона гидротурбины сверх допустимой скорости вращения в системе ее регулирования должны предусматриваться устройства противоразгонной защиты, обеспечивающие перекрытие потока воды путем закрытия направляющего аппарата.

В дополнение к устройствам защиты, воздействующим на закрытие направляющего аппарата, в соответствии с проектной документацией могут быть использованы исполнительные органы противоразгонной защиты:

клапаны срыва вакуума (при сифонном подводе воды);

предтурбинные затворы или аварийно-ремонтные затворы.

54. Селективность действия противоразгонных защит определяется проектной документацией.

55. МНУ должна обеспечивать бесперебойную работу всех устройств технологической защиты и автоматики, необходимую для аварийной остановки гидроагрегата, в том числе при потере электропитания.

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

57. При наличии в гидроагрегате встроенного цилиндрического затвора, включенного оперативно в схему управления гидроагрегатом, МНУ должна обеспечивать также закрытие затвора после остановки агрегата. При этом должен сохраняться запас давления и объем масла, достаточный для аварийной остановки гидроагрегата.

58. Выбор режима регулирования гидротурбины должен производиться на основании расчетов и анализа гидравлических переходных процессов с учетом конкретных условий работы ГЭС, ГАЭС, характеристик ее оборудования и системы водопроводящих сооружений ГЭС, ГАЭС. При этом учету подлежат гидравлические переходные процессы, вызванные как плановыми, так и аварийными изменениями режима работы гидроагрегата.

59. В результате расчетов и анализа гидравлических переходных процессов должны выявляться:

реально возможные, вероятные, наиболее неблагоприятные нагрузки на конструктивные элементы гидросилового оборудования и проточной части, их

сочетание и другие показатели, которые необходимо учитывать при проектировании сооружений и оборудования, а также эксплуатационные характеристики ГЭС, ГАЭС;

возможности улучшения динамических показателей за счет оптимизации режимов регулирования и состава энергетических сооружений и оборудования.

При этом вычисляются:

для станционных напорных водоводов: значения наибольших давлений с учетом гидравлического удара, распределение давлений по длине, значения наименьшего давления, участки возможных повышенных пульсаций давления, в том числе и с учетом сейсмического воздействия;

для гидроагрегатов: увеличение частоты вращения при сбросах нагрузки, изменение направления, частоты вращения для насос-турбин при отключении агрегата от сети в насосном режиме (режим потери привода), изменение моментов и осевых сил, развиваемых гидротурбиной, а также давлений в проточном тракте, особенно за рабочим колесом.

60. Основными показателями, определяющими условия регулирования, являются:

постоянная инерции (времени) напорных водоводов Tw, с:

$Tw=Q0/gH0 * \sum Lk/Fk,$

где Q0 – расход установившегося режима, м3/с;

H0 – напор установившегося режима, м;

g – ускорение свободного падения, м/с2;

Lk – длина участка проточного тракта, м;

Fk– площадь сечения участка проточного тракта, м2;

k – обозначение участков проточного тракта.

При значениях Tw>2с система считается высокоинерционной и проводится детальный анализ и расчеты по выбору мероприятий, обеспечивающих соблюдение гарантий регулирования.

При значениях Tw>3 + 5 с должна быть рассмотрена необходимость применения уравнительных резервуаров на напорной деривации;

постоянная инерции гидроагрегата Та, с:

$T_a=mD_a^2n^2/365N_s$,

где mD_a^2 – маховой момент гидроагрегата, тм^2;

N_s – полная мощность гидротурбины, кВт;

n – номинальная частота вращения гидроагрегата, об/мин.

При значениях T_a менее 5 с агрегат считается «легким» и требуется проведение анализа условий устойчивости системы регулирования;

повышенные пульсации давления в напорных водоводах. Частота жгутовых пульсаций за рабочим колесом не должна совпадать с собственной частотой упругих колебаний напорных водоводов;

обеспечение быстродействия регулирования частоты и мощности технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

61. При расчете переходных процессов принимается максимальное повышение частоты вращения гидротурбин до 160% от номинальной и повышение давления на средней линии входного сечения спиральной камеры до 140 % максимального напора. Проектной документацией могут быть заданы большие значения при условии обеспечения работы устройств РЗА в соответствии с требованиями пункта 22 Методических указаний. Указанные параметры должны быть подтверждены организациями-изготовителями гидротурбины и гидрогенератора.

62. Максимальное давление в спиральной камере при закрытии направляющего аппарата действием регулятора должно быть выбрано с учетом:

обеспечения прочностных характеристик гидротурбины и гидрогенератора;

алгоритма программного управления закрытием направляющего аппарата;

наличия и характеристик холостых выпусков и уравнительных резервуаров.

63. При питании нескольких гидротурбин от одного напорного водовода максимальные значения повышения давления и повышения (заброса) частоты вращения определяются для условия одновременного отключения всех гидроагрегатов.

64. Значения повышения давления в спиральной камере гидротурбины и повышение частоты вращения гидроагрегата (гарантии регулирования) подтверждаются организацией-изготовителем гидротурбины.

65. Предтурбинные затворы должны устанавливаться:

а) на ГЭС:

в случае присоединения двух и более гидроагрегатов к одному напорному водоводу;

для гидротурбин с напором 200 м и более;

б) на ГАЭС:

при напорах более 200 м для предохранения направляющего аппарата от щелевой кавитации и чрезмерных протечек;

в) при открытой деривации из металлических водоводов (трубопроводов) большой длины;

г) при интенсивном режиме участия агрегатов ГЭС, ГАЭС в регулировании мощности.

Другие случаи применения предтурбинных затворов определяются в проектной документации.

66. Предтурбинные затворы должны обеспечивать:

прекращение доступа воды к гидротурбине при нормальных условиях эксплуатации;

возможность проведения ремонтных работ в проточной части гидротурбины под их защитой без опорожнения напорных водоводов;

прекращение доступа воды к гидроагрегату в аварийных ситуациях (при разгоне агрегата, выходе из строя направляющего аппарата, разрыве напорного водовода, неисправности системы регулирования гидротурбины);

защиту направляющего аппарата высоконапорных гидротурбин от щелевой кавитации;

возможность перевода гидроагрегата для работы в режиме синхронного компенсатора или пуска в насосный режим обратимого гидроагрегата с отжимом воды из камеры рабочего колеса сжатым воздухом.

67. Предтурбинные затворы принимаются:

дисковые с плоскоскошенным диском – на статический напор до 115 м;

дисковые с диском типа «биплан» – на статический напор до 230 м;

шаровые – на статический напор до 800 м.

68. Возможность применения кольцевого затвора, встроенного в радиально-осевую гидротурбину, определяется при разработке проектной документации.

69. Предтурбинные затворы должны закрываться при скоростях течения воды, соответствующей предполагаемой аварии (разрыв турбинного водовода, разгон гидроагрегата, иные обстоятельства).

70. Максимальное время аварийного закрытия предтурбинного затвора в оперативном режиме устанавливается в пределах от 30 до 120 с и должно определяться по допустимому значению гидравлического удара в турбинном водоводе.

Время закрытия и открытия предтурбинного затвора, имеющего ремонтное назначение, может задаваться от 120 до 300 с.

71. Предтурбинные затворы любого назначения должны иметь следующее управление:

ручное с местного поста управления;

автоматическое открытие при пуске агрегата по команде от САУ гидроагрегатом и автоматическое закрытие при нормальной и аварийной остановке агрегата, по командам от САУ гидроагрегатом;

автоматическое аварийное закрытие при срабатывании противоразгонной защиты гидроагрегата, срабатывании технологических защит при отказе в работе направляющего аппарата, технологической защиты при разрыве водовода;

дистанционное управление с центрального пульта ГЭС, ГАЭС (выполняется только для аварийно-ремонтного затвора).

72. В качестве источников питания гидропривода предтурбинного затвора используется МНУ гидротурбины либо отдельная МНУ или маслонасосный агрегат.

73. Источник питания привода предтурбинного затвора должен обеспечивать открытие и последующее закрытие затвора при отсутствии питания собственных нужд переменного тока.

74. Использование одной МНУ на гидротурбину и предтурбинный затвор допускается, если затвор имеет грузовой привод на закрытие.

75. Источник питания отдельной группы предтурбинных затворов, выполняющих аварийные функции, должен выбираться из условия обеспечения закрытия всех обслуживаемых затворов и обеспечения цикла «открытие-закрытие» одного из затворов.

76. Для повышения надежности работы предтурбинных затворов предусматривается использование грузового привода на «закрытие» в пределах технически возможных решений или постоянная подача давления от МНУ в полость гидропривода «на закрытие».

77. Предтурбинные затворы должны устанавливаться на турбинном водоводе перед входом в спиральную камеру гидротурбины в специальном помещении, объединенным с машинным залом, или в индивидуальном помещении. Помещение затвора должно обслуживаться либо кранами машинного зала либо индивидуальными грузоподъемными механизмами.

78. Необходимость установки предтурбинных затворов для ГЭС установленной мощностью менее 25 МВт определяется при разработке проектной документации с учетом обеспечения условий безопасной эксплуатации ГЭС.

V. Требования к проектированию механического оборудования

79. Состав, размещение, типы и параметры, технологические функции и режим эксплуатации механического оборудования, включающего затворы любых типов, сороудерживающие решетки и другие устройства, препятствующие попаданию посторонних предметов в проточный тракт гидротурбины, устройства и механизмы, предназначенные для маневрирования затворами и решетками, должны быть определены при разработке проектной документации, исходя из типа сооружений, их состава и компоновки, параметров и количества основного

гидросилового оборудования, режима работы оборудования, природно-климатических условий.

80. Компоновка механического оборудования водосбросных сооружений гидроузлов должна разрабатываться с соблюдением следующих требований:

обеспечение пропуска необходимого расхода воды в заданном проектом режиме, в том числе с регулированием сбрасываемого расхода;

безопасность эксплуатационного обслуживания оборудования, в том числе в зимний период;

предотвращение оледенения элементов затворов, расположенных на поверхностных водосбросных сооружениях, для обеспечения надежной работы механического оборудования в условиях минусовых температур.

81. Конструкция механического оборудования водозаборных сооружений должна обеспечивать бесперебойную подачу воды в водоводы ГЭС, ГАЭС, прекращение поступления воды в водоводы при их плановом осмотре, ремонте и в аварийных ситуациях, защиту водоводов от попадания в них плавающего мусора, топляков, льда, шуги и иных предметов, попадание которых в проточный тракт может оказать негативное влияние на оборудование и сооружения ГЭС, ГАЭС.

82. Состав, параметры, условия и режим эксплуатации механического оборудования должны разрабатываться на период постоянной эксплуатации ГЭС, ГАЭС с учетом этапности возведения отдельных сооружений и временной эксплуатации сооружений ГЭС, ГАЭС, обеспечения надежной работы оборудования в штатных и аварийных условиях эксплуатации, в любых погодных условиях, наблюдаемых в районе гидроузла, в том числе в условиях минусовых температур.

83. При расчете механического оборудования всех типов и их элементов за расчетное сочетание нагрузок и воздействий должно приниматься такое сочетание и при таком положении изделия, которое является наиболее неблагоприятным для рассчитываемого элемента или детали.

84. Помещения обслуживания затворов в районах с холодным климатом должны быть закрытыми. Климатическое условия в помещениях, предназначенных

для установки маслонасосных установок, аппаратуры управления и контроля, должны определяться проектной документацией.

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

86. Размещение механизмов затворов относительно других механизмов и строительных конструкций выбирается исходя из условий их безопасной эксплуатации, ремонта и монтажа.

87. На водоприемных, водосбросных, водовыпускных и водорегулирующих сооружениях должно быть предусмотрено 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.

Необходимость оснащения местами хранения в отношении ГЭС установленной мощностью менее 30 МВт определяется при разработке проектной документации.

88. Водоприемные устройства ГЭС, ГАЭС, сооружаемые на реках, несущих большой объем твердого стока, должны иметь устройства, защищающие водопропускные тракты ГЭС, ГАЭС от попадания в них твердого стока недопустимого размера.

89. На входе в водоприемные отверстия ГЭС, ГАЭС должны устанавливаться сороудерживающие решетки.

90. Сороудерживающие решетки рассчитываются на перепад 2 м водяного столба при заглублении порога решетки до 20 м под уровень бьефа, и на перепад 3 м – при заглублениях более 20 м. При проектном обосновании допускается использование других величин перепада, включая полный напор на решетки в месте их установки.

91. Параметры сороудерживающих решеток определяются с учетом минимизации гидравлических потерь напора исходя из назначения скорости течения воды перед решеткой в пределах от 1,2 до 1,0 м/с с меньшей скоростью течения при

ожидании большего объема потока сора к водоприемникам. При глубинных водоприемниках с затрудненной очисткой решеток и мало засоренных водохранилищах могут применяться не очищаемые решетки с параметрами скорости воды перед решетками не более 0,4 м/с. Скорости могут приниматься и более высокими при наличии обоснования. Площадь решеток определяется по расчетному турбинному расходу и скорости воды перед решетками.

92. Сороудерживающие решетки должны быть съемными.

93. Расстояния между стержнями сороудерживающих решеток определяются с учетом недопущения пропуска через отверстия сороудерживающих решеток сора, попадание которого может привести к нарушениям нормальной работы гидротурбин.

Если иное не установлено документацией завода-изготовителя гидротурбины, расстояния между решетками принимаются равными:

- для радиально-осевых турбин не более наименьшего зазора между лопастями турбины;

- для поворотно-лопастных и пропеллерных турбин – не более 1/20 диаметра рабочего колеса;

- для ковшовых турбин - не более выходного диаметра сопла.

94. Для исключения намерзания льда и шуги на решетках должен быть предусмотрен обогрев её элементов.

95. Для очистки решеток должна предусматриваться решеткоочистная машина либо грейфер, либо очистка может производиться подъемом решетки на поверхность или применяться гидравлическая очистка.

96. 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 должны быть снабжены индивидуальными механизмами, которые должны быть связаны с системой регулирования гидротурбины.

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

98. 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 должны быть снабжены автоматическим, дистанционным и местным управлением.

99. Установка индивидуальных механизмов для маневрирования аварийно-ремонтными затворами не предусматривается для водоводов, проложенных в бетонных или железобетонных сооружениях, для туннельных водоводов и сталежелезобетонных водоводов.

100. В напорных бассейнах и водоприемниках зданий электростанций перед аварийно-ремонтными затворами, а также в отсасывающих трубах должны быть предусмотрены пазы для установки ремонтных затворов. Пазы решеток могут использоваться для установки ремонтных затворов.

101. 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.

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

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

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

105. 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.

106. В качестве ремонтных затворов применяются плоские скользящие затворы, если иное не определено при разработке проектной документации. При проектировании должны быть определены мероприятия, предусматривающие подъем и опускание затворов при выровненных уровнях воды до и после затвора.

107. Маневрирование ремонтными затворами, установленными на глубинах до 50 м от верха затвора до НПУ, осуществляется посредством захватных балок, штанг. Маневрирование ремонтными затворами, установленными на глубинах свыше 50 м, осуществляется посредством штанг.

108. Для отсасывающих труб применяются ремонтные затворы. Расчетная нагрузка на затвор определяется максимальным уровнем нижнего бьефа в период ремонта.

109. Ремонтные затворы водоприемника, применяемые для перекрытия отверстий при отсутствии течения, при ремонте находящихся за ними аварийно-ремонтных затворов, их закладных частей, водоводов и гидроагрегатов, должны обеспечить перекрытие отверстий при любом уровне верхнего бьефа, включая нагонные и волновые явления в водохранилище.

110. Необходимое количество ремонтных затворов, устанавливаемых на водоприемнике, перед турбинами и на отсасывающих трубах, для осушения проточного тракта, определяется в проектной документации, но не менее необходимого для одновременного прекращения доступа воды для гидроагрегатов, вывод которых в плановый ремонт допустим по условиям пропуска расчетного расхода, и одного незадействованного резервного. Перед водосбросными

отверстиями принимается один ремонтный затвор на все сооружение, если иное не установлено проектной документацией.

111. Ремонтные затворы не должны размещаться в пределах диффузора отсасывающей трубы.

112. Аварийно-ремонтные затворы принимаются плоскими. Возможность применения других типов затворов должна быть определена при разработке проектной документации.

113. Для каждого аварийно-ремонтного затвора в проектной документации должны быть определены требования к выполняемым им функциям в аварийных ситуациях, условия и алгоритм функционирования, включая действующий напор, скорость потока (в том числе и при разрыве водовода), время закрытия затвора, источники и последовательность прохождения импульса на закрытие, резервирование источников питания для приводов механизмов маневрирования.

114. Аварийно-ремонтный затвор должен обеспечивать перекрытие отверстия в потоке при расчетном расходе и максимальном напоре.

115. Проектируемая схема управления и система электроснабжения привода аварийных (аварийно-ремонтных) затворов гидротурбин должна обеспечивать их автоматическое закрытие при возникновении нештатных ситуаций. Помимо автоматического закрытия действием противоаварийных защит должна быть предусмотрена возможность дистанционного закрытия затворов с агрегатного щита, центрального пульта управления ГЭС, ГАЭС, со щита управления затвором на гребне плотины и вручную.

116. Аварийно-ремонтные, основные затворы на водопропускных и водосбросных сооружениях должны быть оборудованы датчиками положения.

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

118. В условиях значительных снежных покровов должна быть предусмотрена 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.

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

120. Выбор компоновки затворных камер глубинных водосбросов должен производиться при сопоставлении вариантов:

гидравлических режимов за регулирующими затворами (напорный, безнапорный);

мер по предотвращению негативного влияния наносов в случае прогноза их попадания в глубинный водосброс.

Конструкция элементов механического оборудования сооружений (опорно-ходовых частей затворов; уплотнений затворов; перепускных устройств и систем управления уплотнениями затворов; грузоподъемных механизмов), а также пролетных строений затворов должна учитывать нагруженность затворного оборудования глубинных водосбросов, высоконапорных гидроузлов, имеющих сложный гидравлический режим течения.

121. Для затворных камер глубинных водосбросов гидроузлов должны применяться плоские затворы в качестве ремонтных и аварийно-ремонтных затворов и сегментные в качестве основных, регулирующих затворов с индивидуальным приводом. Применение плоских затворов в качестве ремонтных, аварийно-ремонтных и основных должно быть определено при разработке проектной документации.

122. Подвод воздуха в отводящий тракт глубинного водосброса ниже основного затвора при безнапорном гидравлическом режиме в нем обязателен.

123. При многопролетных затворных камерах основных затворов глубинного водосброса подлежат анализу гидравлический режим и возникающие нагрузки на конструкции камеры при несинхронной работе пролетов камеры.

124. При проектировании должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие выполнение грузоподъемных операций и перемещение грузов внутри машинного зала и монтажной площадки, связанных с обслуживанием основного гидросилового оборудования, а также вспомогательного оборудования, размещенного ниже уровня машинного зала, при ремонтах гидроагрегатов.

125. Количество кранов в машинном зале при постоянной эксплуатации должно определяться в зависимости от числа гидроагрегатов, возможности изготовления кранов требуемой грузоподъемности и компоновки машинного зала (наземный, подземный, совмещенный).

126. Установка грузоподъемных кранов в машинном зале ГЭС, ГАЭС осуществляется с учетом требований законодательства о промышленной безопасности.

VI. Требования к проектированию гидрогенераторного оборудования

127. Гидрогенераторы должны разрабатываться в соответствии с требованиями законодательства о техническом регулировании и стандартизации, при условии учета обязательных требований нормативных правовых актов Российской Федерации, устанавливающих требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок.

128. Системы возбуждения разрабатываются в соответствии с Требованиями к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 98 (зарегистрирован Минюстом России 03.06.2019, регистрационный № 54828).

129. Гидрогенератор, система возбуждения и вспомогательное оборудование должны обеспечивать работу гидроагрегата в соответствии с заданными требованиями во всех режимах без вмешательства дежурного персонала.

130. Конструкции гидрогенератора, систем возбуждения и вспомогательных систем должны обеспечивать условия пуска и останова гидроагрегата при наличии

оперативного постоянного тока для начального возбуждения и отсутствии напряжения на шинах собственных нужд переменного тока (при условии наличия необходимого запаса воды в верхнем бассейне для ГАЭС).

131. Номинальная мощность и конструктивное исполнение гидрогенератора должны приниматься исходя из типа и параметров гидротурбины.

132. При проектировании ГЭС, ГАЭС должны быть определены следующие основные технические данные и параметры электрической машины:

тип и конструктивное исполнение;

номинальные параметры: мощность (номинальная, полная), коэффициент мощности, напряжение, частота вращения, коэффициент полезного действия, маховой момент, в том числе с учетом турбины;

угонная частота вращения;

индуктивные сопротивления и постоянные времени обмоток;

масса.

133. В качестве гидрогенераторов должны применяться синхронные явнополюсные машины с вертикальным или горизонтальным валом. Возможность применения других вариантов электрических машин, позволяющих обеспечить работу гидротурбины с частотой вращения, отличающейся от номинальной (асинхронизированные, многоскоростные с переключением количества полюсов, с преобразователем частоты), определяется в проектной документации.

Для ГЭС, ГАЭС с установленной мощностью менее 5 МВт и единичной мощностью одного агрегата менее 2,5 МВт допускается применение асинхронных генераторов при условии реализации технических мероприятий для компенсации потребляемой ими реактивной мощности.

134. Выбор конструктивного исполнения вертикального синхронного гидрогенератора должен производиться по частоте и мощности гидроагрегата на основании габаритов агрегата, массы, коэффициента полезного действия и стоимости электрической машины.

135. Номинальное напряжение статора синхронного гидрогенератора должно выбираться из ряда стандартизированных значений с учетом возможности

выполнения необходимого числа параллельных ветвей стержневой обмотки статора для заданной скорости вращения и технических показателей всего тракта от электрической машины до трансформатора.

136. Значения номинальных напряжений выбирается из ряда следующих величин: 0,4 кВ, 6,3 кВ, 10,5 кВ, 13,8 кВ, 15,75 кВ, 18 кВ, 20 кВ.

137. Значения номинального коэффициента мощности выбирается из следующих величин:

0,85 – для гидрогенераторов мощностью 125 МВА и ниже;

0,85 – 0,9 – для гидрогенераторов мощностью от 125 до 360 МВА;

0,9 – для гидрогенераторов мощностью более 360 МВА;

0,95 – для капсульных генераторов мощностью 20 МВА и менее;

0,98 – для капсульных генераторов мощностью более 20 МВА.

Номинальный коэффициент мощности генераторов-двигателей в двигательном режиме определяется организацией-изготовителем на обратимые машины конкретного типа. Применение других коэффициентов мощности определяется в проектной документации с учетом документации организации-изготовителя.

138. Повышение частоты вращения синхронного гидрогенератора при сбросе номинальной нагрузки задается на основании расчетов гарантий регулирования гидротурбины.

139. Конструкция гидрогенератора должна обеспечивать возможность регулирования реактивной мощности в режиме выдачи гидрогенератором активной мощности. Требование работы гидрогенератора в режиме синхронного компенсатора определяется при разработке СВМ.

140. Допустимые реактивные мощности гидрогенератора и генератора-двигателя в режимах перевозбуждения и недовозбуждения в зависимости от активной нагрузки и температур охлаждающих сред (диаграммы мощности) должны быть определены на основании документации организации-изготовителя.

141. Работа гидрогенераторов в составе капсульных гидроагрегатов в режиме синхронного компенсатора (при свернутых лопастях рабочего колеса турбины) определяется в проектной документации.

142. Статическая перегружаемость (Wn) гидрогенераторов в номинальном режиме определяется проектной документацией с учетом условий организации-изготовителя, но не ниже 1,5, и рассчитывается по формуле

$$W_{\text{п}} = \frac{i_{f\text{ном}}}{i_{fk} \cdot \cos\varphi_{\text{ном}}} - \left[1 + \frac{1}{6} \cdot \frac{i_{f0}}{i_{f\text{ном}}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + 3/2(i_{f\text{ном}}/i_{f0})^2}}\right],$$

где

ifном – ток возбуждения при номинальной нагрузке, А;

ifk – ток возбуждения при установившемся трехфазном коротком замыкании и номинальном токе статора, А;

if0 – ток возбуждения при холостом ходе и номинальном напряжении, А;

cos jном – номинальный коэффициент мощности.

Статическая перегружаемость капсульных генераторов должна быть не менее:

1,5 – для генераторов мощностью до 20 МВА включительно;

1,35 – для генераторов мощностью свыше 20 МВА.

143. Должна предусматриваться возможность длительной несимметричной нагрузки гидрогенераторов с демпферной системой, если токи в фазах не превышают номинального значения, а ток обратной последовательности (или разность токов фаз) в процентах номинального не превышают соответственно:

при косвенном воздушном охлаждении обмотки статора: 14 (20) % – для мощности 125 МВА и менее; 10 (15) % – для мощности свыше 125 МВА;

при непосредственном водяном охлаждении обмотки статора – 7 (10) %.

144. Гидрогенераторы должны допускать кратковременные перегрузки в аварийных условиях по току статора при кратности тока относительно номинального его значения в соответствии с таблицей 2 приложения № 2 к Методическим указаниям при числе перегрузок предельной длительности не более двух в год.

145. Термическая устойчивость ротора с демпферной системой при кратковременной работе в несимметричных режимах должна соответствовать следующим значениям произведения квадрата тока обратной последовательности в относительных единицах на допустимое время работы в несимметричном режиме, не более:

40 с – при косвенном воздушном охлаждении обмоток;

20 с – при непосредственном водяном или форсированном воздушном охлаждении обмоток или при массивных полюсах ротора.

146. Ротор гидрогенератора должен допускать двукратный номинальный ток возбуждения длительностью не менее 50 с для гидрогенераторов с косвенным воздушным охлаждением и не менее 20 с для гидрогенераторов с форсированным воздушным или непосредственным водяным охлаждением обмотки ротора. Допускается изготовление гидрогенераторов с длительностью двукратного номинального тока возбуждения, отличной от указанной.

147. Конструкция обмотки статора гидрогенератора должна обеспечивать одинаковую электрическую прочность изоляции всех витков обмотки. Схема обмотки статора должна обеспечивать симметрию фазных напряжений относительно земли. Напряжение нейтрали, измеренное по первой гармонике, не должно превышать 0,75 % номинального фазного напряжения.

148. Гидрогенератор должен выдерживать угонную частоту вращения гидротурбины. При этом максимальные расчетные напряжения материалов вращающихся частей гидрогенератора не должны превышать 2/3 предела текучести примененных материалов, а деформация обода ротора должна быть менее размера воздушного зазора. Превышение расчетных напряжений материалов вращающихся частей гидрогенератора допускается по согласованию с организацией-изготовителем гидрогенератора, но не более 95 % предела текучести.

149. Минимально допустимая величина махового момента должна задаваться в соответствии с требованиями, исходящими из условий обеспечения гарантий регулирования гидротурбины (при наличии).

150. При ликвидации аварийных ситуаций должна быть предусмотрена возможность включения гидрогенераторов ГЭС, ГАЭС установленной генерирующей мощностью 5 МВт или более в сеть методом точной синхронизации, с возможностью включения в сеть методом самосинхронизации.

Для гидрогенераторов ГЭС, ГАЭС установленной мощностью менее 5 МВт необходимость включения в сеть методом точной синхронизации устанавливается в технических заданиях или технических условиях на гидрогенераторы конкретных типов.

151. Гидрогенераторы должны иметь продольно-поперечную успокоительную систему. Допускается по условиям организации-изготовителя применение гидрогенераторов мощностью до 4 МВА без успокоительных систем, при этом требования по допустимой длительности несимметричной нагрузки гидрогенераторов должны быть определены проектной документацией.

152. Индуктивные сопротивления и постоянные времени обмоток синхронного гидрогенератора определяются его конструкцией. При наличии специальных требований, исходящих из условий обеспечения устойчивости энергосистемы или исключения процесса самовозбуждения при работе на холостую линию, индуктивные сопротивления и постоянные времени обмоток должны быть заданы на основании расчетов, выполненных при проектировании схемы выдачи мощности ГЭС, ГАЭС.

153. В гидрогенераторах должна применяться система косвенного воздушно-водяного охлаждения с замкнутым циклом охлаждения с самовентиляцией ротором.

154. Система принудительного косвенного или непосредственного охлаждения, система непосредственного водяного охлаждения применяются при условии обоснования при разработке конструкторской и проектной документации.

155. Гидрогенераторы вертикального исполнения должны иметь систему автоматического торможения с возможностью перехода при необходимости на ручное управление. Гидрогенераторы вертикального исполнения мощностью более 50 МВт могут оборудоваться системой электрического торможения, необходимость установки которой определяется при разработке проектной документации.

Торможение генераторов-двигателей, пускаемых с помощью пускового тиристорного устройства (ПТУ), выполняется с использованием рекуперативного торможения.

156. Способы пуска генераторов-двигателей в двигательный режим должны приниматься на основании проектной и конструкторской документации с учетом мощности, конструктивных особенностей и режима работы насос-агрегата в энергосистеме.

VII. Требования к проектированию вспомогательного оборудования

157. При проектировании ГЭС, ГАЭС должно быть рассмотрено следующее вспомогательное гидросиловое оборудование, обеспечивающее функционирование основного гидросилового оборудования:

система технического водоснабжения;

система откачки воды из проточной части гидротурбины, турбинных водоводов и дренажных колодцев;

система масляного хозяйства;

система пневматического хозяйства;

система измерения гидравлических параметров гидроузла.

158. Размещение систем и элементов вспомогательного оборудования должно обеспечивать возможность замены и ремонта отдельных узлов без нарушения работы системы в целом с учетом применения средств малой механизации.

159. Система водяного охлаждения должна обеспечивать надежную подачу очищенной воды к потребителям для поддержания заданного температурного режима и смазки работающего оборудования ГЭС, ГАЭС во всех стационарных и переходных режимах агрегата, включая насосный режим и режим синхронного компенсатора.

160. В зависимости от располагаемых напоров на ГЭС, ГАЭС применяются следующие системы водяного охлаждения:

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

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

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

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

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

161. На ГЭС, ГАЭС с гидрогенераторами, имеющими непосредственное водяное охлаждение обмоток, должно предусматриваться размещение общестанционной установки приготовления и хранения дистиллированной воды.

162. При размещении оборудования системы откачки воды из проточной части гидротурбины и дренажных колодцев должны быть учтены особенности конструкции подводной части здания ГЭС, ГАЭС и количество гидроагрегатов.

163. Насосы системы откачки необходимо применять погружного или сухого исполнения. Насосы сухого исполнения должны обеспечивать необходимую степень защиты от проникновения воды.

164. Насосы системы откачки устанавливаются ниже дна отсасывающей трубы гидротурбины 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.

165. На ГЭС, ГАЭС должна быть предусмотрена возможность использования насосов системы откачки для осушения аварийно затопленных помещений зданий ГЭС, ГАЭС, а также возможность применения погружных насосов для осушения самой насосной станции в случае ее аварийного затопления. В отношении ГЭС установленной мощностью менее 30 МВт необходимость выполнения указанного требования определяется при разработке проектной документации с учетом обеспечения условий безопасной эксплуатации ГЭС.

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

167. Система масляного хозяйства ГЭС, ГАЭС должна обеспечивать выполнение комплекса операций, связанных с приемом, хранением, обработкой, распределением и сбором масел, а также консистентных смазок различных марок для проектируемого маслонаполненного оборудования.

168. Система масляного хозяйства должна состоять из резервуаров маслохранилища, резервуаров аварийного слива масла, аппаратной масляного хозяйства с передвижными и стационарными установками, маслохимической лаборатории, приемных колонок, трубопроводов.

169. При выборе размещения и конструкции маслохранилища и резервуаров аварийного слива масла необходимо учитывать требования пожарной безопасности, температурного режима масла, условия опорожнения маслонаполненного оборудования.

170. Система пневматического хозяйства предназначена для надежного обеспечения сжатым воздухом требуемых параметров (давление, расход, влагосодержание) потребителей и должна включать:

системы низкого давления 0,6 и 0,8 МПа: механического торможения гидроагрегатов; технических нужд; пневматического ремонтного уплотнения вала турбины; пневмогидравлической аппаратуры; создания полыньи перед затворами водосбросов плотины; отжатия воды из камер рабочих колес гидротурбин для работы гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора и в режиме перевода обратимых агрегатов в насосный режим;

системы высокого давления 3,5 и 7,0 МПа: подкачки гидроаккумуляторов МНУ; воздушных выключателей и пневматических приводов маломасляных выключателей, а также разъединителей высокого напряжения с пневматическим приводом; отжатия воды из камер рабочих колес гидротурбин для работы

гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора и в режиме перевода обратимых агрегатов в насосный режим.

171. Система пневматического хозяйства включает компрессорные установки и воздухосборники.

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

173. Размещать компрессорные установки необходимо на незатапливаемых отметках.

174. При проектировании ГЭС установленной мощностью менее 30 МВт необходимость устройства маслохозяйства определяется при разработке проектной документации. В случае отказа от маслохозяйства должно быть обеспечено наличие маслосборных емкостей для приема масла в аварийных ситуациях.

175. Система масляного хозяйства каскада или группы ГЭС, ГАЭС должна проектироваться с учетом оптимизации хранения масла и консистентных смазок различных марок каскада или группы ГЭС, ГАЭС и должна быть рассчитана на полный объем технологических операций, обеспечивающих нормальное функционирование технологического оборудования обслуживаемых ГЭС, ГАЭС.

176. Объем каждого проектируемого резервуара для турбинного и трансформаторного масла должен составлять не менее 110 % объема, заливаемого в гидроагрегат и наиболее крупный трансформатор.

177. Объем проектируемых доливочных резервуаров чистого турбинного масла должен обеспечивать 45-дневный запас турбинного масла на доливку всех гидроагрегатов, объем проектируемых доливочных резервуаров чистого сухого трансформаторного масла должен составлять 10 % от объема самого крупного трансформатора.

178. Система измерений гидравлических параметров гидроузла предназначена для непрерывного измерения уровней, напора и расхода воды на гидроузле и должна обеспечивать:

измерение и регистрацию уровней верхнего и нижнего бьефов;

определение и регистрацию напоров нетто на гидротурбинах;

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

контроль за перепадом давления на сороудерживающих решетках.

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.

179. Выбор состава средств измерений, алгоритма определения расчетных параметров, величины погрешности расчетных и измеряемых параметров, механизма передачи информации в системы автоматизированного управления должны определяться в проектной документации.

VIII. Требования к проектированию главной электрической схемы и электротехнического оборудования

180. Разработка проектной документации в отношении распределительных устройств ГЭС, ГАЭС, в том числе в отношении блочных трансформаторов, в случае, если последние выполняют функцию трансформаторов связи, выбор схем распределительных устройств ГЭС, ГАЭС должны осуществляться в соответствии с требованиями Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ, утверждаемых Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с подпунктом «в» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – Методические указания по технологическому проектированию подстанций).

Для РУ напряжением ниже 35 кВ выбор схемы определяется при разработке проектной документации.

181. Определение технических решений при проектировании главной электрической схемы ГЭС, ГАЭС, определение требований к устанавливаемому электротехническому оборудованию и устройствам (комплексам) РЗА должно осуществляться на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов, устойчивости энергосистемы, токов короткого замыкания.

Требования к объему и составу проводимых расчетов, временному горизонту и детализации проводимых расчетов, характерным режимно-балансовым условиям, для которых выполняются расчеты электроэнергетических режимов, расчетным температурным условиям определены в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем, утверждаемых Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с подпунктом «в» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.

182. Главная электрическая схема, состав и характеристики основного электротехнического оборудования, обеспечивающие выдачу мощности ГЭС, ГАЭС установленной генерирующей мощностью более 5 МВт в энергосистему, должны определяться в утвержденной в установленном порядке СВМ ГЭС, ГАЭС, разработанной и согласованной в соответствии с Правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утверждаемыми Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с подпунктом «г» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – Правила разработки и согласования СВМ).

183. При проектировании главной электрической схемы необходимо учитывать очередность ввода мощностей, а также очередность и объем сетевого строительства.

184. При выборе основного электротехнического оборудования главной схемы ГЭС, ГАЭС необходимо учитывать нормальные эксплуатационные режимы для выдачи полной мощности ГЭС, ГАЭС, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность оборудования.

185. Для основного электротехнического оборудования главной схемы должны быть определены длительно допустимые нагрузки, нагрузки в аварийных, послеаварийных и ремонтных режимах. Автотрансформаторы и маслонаполненные трансформаторы с высшим классом напряжения 110 кВ и выше, электрические шины, ошиновка распределительных устройств, измерительные трансформаторы и

другие электросетевые элементы ГЭС, ГАЭС должны обеспечивать выполнение требований пунктов 125 и 126 ПТФЭС.

186. Для РУ проектной документацией должны предусматриваться технические решения, исключающие появление феррорезонансных перенапряжений.

187. В главных электрических схемах ГЭС, ГАЭС применяются следующие типы электрических блоков:

одиночный блок (генератор-трансформатор);

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

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

188. Тип электрического блока должен выбираться с учетом режимов и надежности работы ГЭС, ГАЭС, величины потерь электрической энергии в повышающих трансформаторах, конструктивно-компоновочных решений.

189. Мощность электрического блока не должна превышать значения мощности, потеря которой допустима по условию сохранения устойчивости энергосистемы для нормальной и основных ремонтных схем в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630 (зарегистрирован Минюстом России 29.08.2018, регистрационный № 52023). Допустимая мощность блока определяется при разработке СВМ ГЭС, ГАЭС.

190. В электрических блоках между генераторами и повышающими трансформаторами должны быть предусмотрены коммутационные аппараты, обеспечивающие отключение оборудования в нормальном и аварийных режимах работы и безопасное производство работ. При наличии проектного обоснования допускается использование коммутационного аппарата со стороны высокого напряжения повышающего трансформатора в качестве генераторного выключателя.

191. В укрупненных электрических блоках при величине тока КЗ на выводах генератора, превышающей номинальный ток отключения доступных к выбору выключателей, допускается выбирать генераторный выключатель с номинальным током отключения, обеспечивающим отключение тока КЗ только от генератора для защиты трансформатора при внутренних повреждениях. При этом термическая и динамическая стойкость такого выключателя должны соответствовать току КЗ от системы и других генераторов укрупненного блока при КЗ на выводах генератора. В таких случаях отключение тока КЗ на выводах генератора должно производиться выключателем (выключателями) высокой стороны блочного трансформатора и генераторными выключателями других генераторов блока с последующим отключением генераторного выключателя поврежденного генератора и восстановлением работы укрупненного блока.

192. Связь между двумя РУ разных напряжений от 110 кВ и выше должна выполняться с помощью автотрансформаторов, а при одном из двух напряжений, равном 35 кВ и ниже, с помощью двухобмоточных или трехобмоточных трансформаторов.

Допускается подключать генераторы к обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов.

193. Для автотрансформаторов, к обмоткам низшего напряжения которых подключаются генераторы, должен проводиться расчет загрузки общей обмотки в нормальном, ремонтном и послеаварийном режиме при номинальной мощности подключенных генераторов.

194. Количество автотрансформаторов (трансформаторов) связи РУ, а также схемы их присоединений к шинам РУ должны определяться при разработке СВМ ГЭС, ГАЭС.

195. Мощность блочных трансформаторов (автотрансформаторов) не должна ограничивать мощность генерирующего оборудования блока ГЭС, ГАЭС.

196. Трансформаторы (автотрансформаторы) следует применять типовой конструкции. Применение нетиповых трансформаторов определяется при разработке проектной документации.

197. Все автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы связи РУ разных напряжений должны иметь устройства регулирования напряжения под нагрузкой на одном напряжении (ВН или СН).

198. Применение линейного вольтодобавочного трансформатора должно быть обосновано в СВМ и определено в проектной документации.

199. В цепях шунтирующих реакторов должны применяться выключатели, снабженные устройствами синхронизированной коммутации.

200. Выбор типа РУ (КРУЭ, ОРУ, ЗРУ) осуществляется при разработке проектной документации с учетом условий эксплуатации, топографических условий, климатических факторов и сейсмичности района.

201. В арктической климатической зоне должны проектироваться распределительные устройства закрытого типа. Применение ОРУ должно быть обосновано в проектной документации с учетом климатических условий в месте размещения РУ.

202. Применение элегазового электротехнического оборудования на ОРУ в арктической климатической зоне должно быть обосновано в проектной документации с учетом надежной работы коммутационных аппаратов в условиях низких температур.

203. При разработке главных электрических схем КРУЭ должны быть учтены вопросы разделения оборудования на газовые отсеки для исключения одновременной потери двух и более присоединений. Присоединение трансформаторов напряжения к шинам КРУЭ должно выполняться через разъединители и дополнительный газовый отсек, присоединение ОПН к шинам КРУЭ должно выполняться через дополнительный газовый отсек.

204. Выключатели, устанавливаемые в РУ среднего и высокого напряжений, в цепях генераторов (генераторов-двигателей) и пусковых тиристорных устройств, должны быть проверены по допустимому восстанавливающему напряжению на контактах выключателей.

205. Выбор ТТ и ТН, определение класса точности их обмоток для целей проведения измерений, функционирования АИИС КУЭ, АСУ ТП, комплексов и

устройств РЗА генераторов, блочных трансформаторов должны осуществляться в соответствии с требованиями к ТТ и ТН Методических указаний по технологическому проектированию подстанций.

206. Обмотки ТТ генераторов мощностью 100 МВт и более, используемые для подключения измерительных преобразователей АСУ ТП, должны иметь класс точности не ниже 0,2. Для РУ напряжением 110 кВ и выше класс точности обмоток ТТ определяется в соответствии с требованиями Методических указаний по технологическому проектированию подстанций.

207. Комплекты основных и резервных устройств РЗА или взаиморезервируемые комплекты устройств РЗА должны подключаться к вторичным обмоткам ТТ, предназначенных для РЗА, с учетом Требований к оснащению ЛЭП устройствами РЗА.

208. Нагрузки вторичных обмоток ТТ, используемых для цепей АИИС КУЭ и АСУ ТП, должны быть рассчитаны, а вторичные обмотки ТТ должны быть выбраны с учетом предполагаемых нагрузок и протяженности кабельных линий.

209. Технические характеристики устанавливаемых (заменяемых) ТТ и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА при коротких замыканиях, в том числе при возникновении апериодической составляющей тока.

210. Выбор типа и количества ТН должен выполняться с учетом следующих условий:

нагрузка обмоток ТН не должна превышать допустимую и должна обеспечить его работу в требуемом классе точности при нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах работы схемы;

ТН, используемые для подключения приборов АИИС КУЭ, должны иметь для этого отдельную вторичную обмотку, класс точности которого определяется в соответствии требованиями к организации учета, установленными в соответствии с законодательством в сфере электроэнергетики, предъявляемыми к субъектам оптового и розничных рынков электрической энергии (мощности);

ТН индуктивного типа должны быть антирезонансными.

211. Количество ТН и их вторичных обмоток должно обеспечивать подключение устройств РЗА отдельно от измерительных преобразователей АИИС КУЭ и АСУ ТП. Допускается подключение цепей учета и измерений к одному измерительному керну ТН.

212. Необходимость установки резервного трехфазного или однофазного трансформатора определяется в ходе разработки проектной документации.

213. Для однофазных автотрансформаторов связи распределительных устройств разных напряжений резервная фаза должна предусматриваться при установке только одной группы автотрансформаторов. Замена поврежденной фазы на резервную должна осуществляться путем перекатки резервной фазы.

214. Проектирование вспомогательных систем, сооружений и оборудования распределительного устройства осуществляется в комплексе для ГЭС, ГАЭС в целом в соответствии с требованиями главы VII.

215. Проектирование собственных нужд и системы оперативного постоянного тока РУ осуществляется в соответствии с требованиями главы IX.

IX. Требования к проектированию собственных нужд и системы оперативного постоянного тока

216. Схемы собственных нужд переменного тока ГЭС, ГАЭС должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

217. При проектировании системы собственных нужд должно предусматриваться резервирование источников питания, систем, обеспечивающих живучесть ГЭС, ГАЭС и безопасность гидротехнических сооружений.

218. Для электроснабжения электроприемников собственных нужд ГЭС, ГАЭС должно быть предусмотрено не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы ГЭС, ГАЭС с учетом обеспечения резервирования источников.

219. В качестве независимых источников питания собственных нужд ГЭС, ГАЭС могут приниматься:

обмотка низшего напряжения, повышающего (блочного) трансформатора при

наличии генераторного выключателя и режима постоянного включения повышающего трансформатора со стороны ВН;

гидрогенератор;

обмотка низшего напряжения автотрансформаторов связи РУ;

шины РУ ГЭС, ГАЭС 35; 110; 220 кВ;

близлежащие подстанции (за исключением тупиковых подстанций, питающихся от ГЭС, ГАЭС);

ДГУ;

иные энергетические установки, гарантированная мощность которых обеспечивает питание собственных нужд в полном объеме.

220. Для электроприемников особой категории и электроприемников систем жизнеобеспечения ГЭС, ГАЭС, работа которых позволяет осуществлять безопасную эксплуатацию гидротехнических сооружений и обеспечивать сохранность оборудования в условиях потери источников электроснабжения систем собственных нужд, должны предусматриваться автономные независимые источники – ДГУ, либо иные энергетические установки, позволяющие обеспечить аналогичную ДГУ надежность электроснабжения.

221. Для оборудования и систем, не допускающих даже кратковременного перерыва питания (АСУ ТП, связи), должно применяться питание от двух независимых источников сети собственных нужд ГЭС с резервным питанием от СОПТ ГЭС.

222. Электропитание технических средств АСУ ТП должно осуществляться от АБП с резервированием от СОПТ, обеспечивающими безаварийную работу при номинальной нагрузке в течение не менее 30 минут с дальнейшим подключением системы электропитания к дизель-генератору.

223. К электроприемникам СН ГЭС, ГАЭС особой группы относятся:

механизмы управления основными и аварийными (аварийно-ремонтными) затворами водоприемника и водосброса;

механизмы управления затворами со стороны нижнего бьефа;

механизмы управления предтурбинными затворами;

электроцилиндры привода направляющих аппаратов и затворов;

шкафы управления оперативным током (ШУОТ) с подзарядными агрегатами для питания цепей управления механизмов основных и аварийных затворов водоприемников и водосбросов. ШУОТ должны устанавливаться в незатапливаемых помещениях на отметке гребня плотины. В аварийных условиях потери основных источников электроснабжения систем СН шкафы ШУОТ должны автоматически переключаться на питание от ДЭС;

эвакуационное освещение.

224. К электроприемникам систем жизнеобеспечения ГЭС, ГАЭС относятся:

аварийное освещение безопасности для продолжения работы;

насосы системы осушения проточной части агрегатов, которые могут использоваться для откачки затопленных помещений;

дренажные насосы, если их останов на расчетное время перерыва питания собственных нужд приводит к подтоплению сооружений и дорогостоящего оборудования;

механизмы маневрирования ремонтными затворами отсасывающих труб;

отопление и вентиляция помещений серверных АСУ ТП;

отопление помещений КРУЭ для станций, располагающихся в районах с умеренным и холодным климатом, для обеспечения допустимых температур в зимний период (при необходимости);

насосы аварийной откачки из затопленных помещений.

зарядные устройства аккумуляторных батарей, включая встраиваемые в источники бесперебойного питания переменным и постоянным током.

225. К электроприемникам СН ГЭС, ГАЭС первой категории относятся:

насосы маслонапорных установок регулирования гидротурбин;

насосы и вентиляторы системы охлаждения трансформаторов;

аварийная вентиляция;

зарядные устройства аккумуляторных батарей;

оборудование связи, телемеханики и АСУТП;

оборудование автоматического пожаротушения и комплексной системы

безопасности;

щиты освещения.

226. К электроприемникам СН ГЭС второй категории относятся:

дренажные насосы;

лекажные насосы;

насосы откачки проточной части турбины;

компрессорное хозяйство, в том числе для отжатия воды из камеры рабочего колеса (для перевода в режим СК);

обогрев силовых шкафов, шкафов управления, приводов, ячеек КРУ наружной установки, воздухосборников;

устройства РПН;

щиты освещения ГЭС установленной мощностью менее 30 МВт.

227. К электроприемникам СН ГЭС, ГАЭС третьей категории относятся:

оборудование санитарно-технических систем (отопление и вентиляция помещений), в том числе приточно-вытяжная вентиляция помещений аккумуляторных батарей;

приводы разъединителей и РПН;

обогрев электродвигательных приводов разъединителей и РПН;

грузоподъемные устройства;

маслохимическая и другие лаборатории;

оборудование для ремонтных работ.

228. Состав электроприемников систем жизнеобеспечения ГЭС, ГАЭС определяется проектной документацией.

229. Для восстановления электроснабжения систем собственных нужд от генераторов ГЭС, ГАЭС должна быть предусмотрена возможность питания от ДГУ либо иных энергетических установок, обеспечивающих пуск одного или нескольких гидроагрегатов.

230. Состав электроприемников, получающих в аварийных условиях питание от ДГУ, либо иных энергетических установок должен уточняться на этапе разработки проектной документации.

231. ДГУ либо иные энергетические установки, обеспечивающие резервирование питания собственных нужд, должны располагаться на незатопляемых отметках вне зоны возможного повреждения в случае чрезвычайной ситуации (аварии) на ГЭС, ГАЭС.

232. Пуск ДГУ либо иных энергетических установок должен быть реализован:

автоматически, при потере всех источников питания собственных нужд;

по команде оператора с ЦПУ;

с местного щита управления ДГУ либо иных энергетических установок.

233. На ГЭС, ГАЭС, где все генераторы включены на шины РУ генераторного напряжения, питание электроприемников собственных нужд должно осуществляться от этих шин.

234. На ГЭС, ГАЭС, где все генераторы включены по схеме блоков генератор-трансформатор, питание электроприемников собственных нужд должно осуществляться путем устройства ответвлений от блока с установкой в цепях этих ответвлений трансформаторов собственных нужд:

при наличии выключателя между генератором и блочным трансформатором ответвление к трансформатору собственных нужд должно выполняться между выключателем и блочным трансформатором;

при отсутствии выключателя в цепи блока генератор-трансформатор допускается ответвление к трансформатору мощностью до 1000 кВА, предназначенного для питания собственных нужд только данного блока.

235. Использование обмоток низшего напряжения автотрансформаторов связи в качестве источников резервного питания собственных нужд осуществляется, если обеспечиваются:

допустимые колебания напряжения на шинах РУ собственных нужд при регулировании напряжения автотрансформатора, в противном случае необходима дополнительная установка регулировочного трансформатора;

допустимое по условию самозапуска электродвигателей суммарное реактивное сопротивление автотрансформатора, трансформатора собственных нужд

и регулировочного трансформатора.

236. Электрическая схема собственных нужд должна выполняться двумя классами напряжений – 0,4 кВ и 6 (10) кВ.

237. Использование одного класса напряжения 0,4 кВ допускается для ГЭС, ГАЭС мощностью менее 5 МВт с количеством гидроагрегатов не более трех и наивысшим напряжением до 35 кВ включительно.

238. Распределительные устройства собственных нужд 6 (10) кВ и 0,4 кВ выполняются с одной системой сборных шин. Сборные шины РУ собственных нужд всех напряжений выполняются двухсекционными. Каждая из секций присоединяется к отдельному источнику питания. На секционном выключателе предусматривается устройство автоматического ввода резерва.

239. Распределение электрической энергии на напряжении 6 (10) кВ выполняется с помощью КРУ. В проектной документации должны быть определены:

распределение электроэнергии от источников питания на напряжении 6 (10) кВ;

способ секционирования и размещения КРУ в зависимости от исполнения КРУ, состава источников питания и электроприемников 6 (10) кВ на ГЭС, ГАЭС.

240. При реконструкции ГЭС, ГАЭС, в случае невозможности вынесения КРУ на незатопляемые отметки или по иным причинам, должно применяться КРУ со степенью защиты не менее IP54.

241. Распределение электрической энергии на напряжении 0,4 кВ организуется с помощью (комплектных трансформаторных подстанций) КТП 6 (10)/0,4 кВ.

242. Понижающие трансформаторы КТП подключаются к различным секциям КРУ 6 (10) кВ или к другим независимым источникам питания. Распределительные устройства 0,4 кВ двухтрансформаторных КТП собственных нужд выполняются секционированными с автоматическим включением резерва.

243. КТП собственных нужд для питания двигателей насосов, использующихся при откачке из затопленных помещений, должны располагаться на

незатапливаемых отметках или в герметичных помещениях, имеющих выход на незатапливаемую отметку.

244. Питание электроприемников 0,4 кВ должно осуществляться от КТП собственных нужд или от вторичных РУ 0,4 кВ в зависимости от мощности электроприемников и требований к надежности их питания.

245. Сеть 0,4 кВ должна выполняться с глухозаземленной нейтралью. Для защиты персонала питание электроприемников должно выполняться от сети 380 В/220 В с системой заземления TN-S или TN-C-S.

246. Наличие напряжения на каждой из секций КРУ 6 (10) кВ, КТП собственных нужд и вторичных РУ должно обеспечиваться независимо от режима работы ГЭС, ГАЭС (выдача или потребление мощности, режим синхронного компенсатора) и состояния отдельных независимых источников («в работе» или «отключено»). При этом автоматическое включение резерва должно вступать в действие только при аварийных отключениях источников питания или при отклонении напряжения в пределах 25 – 40 % номинального.

247. Схема собственных нужд должна обеспечивать самозапуск электродвигателей ответственных механизмов после выхода из работы одного из трансформаторов и работы автоматического включения резерва.

248. Присоединение энергопринимающих установок иных потребителей к шинам распределительных устройств собственных нужд электростанции осуществляется в соответствии с требованиями пунктов 190 и 191 ПТФЭС. Питание судоходных шлюзов, входящих в состав сооружений гидроузла, допускается осуществлять от РУ 6 (10) кВ собственных нужд ГЭС с учетом требований пункта 191 ПТФЭС.

249. При значительных колебаниях напряжения в системе собственных нужд (более 5 %) применяются стабилизаторы напряжения в сетях оперативного переменного тока, а также рабочего и аварийного освещения безопасности.

250. Для электроприводов оборудования с мощностью двигателей более 15 кВт должны применяться устройства плавного пуска.

251. Применение частотно регулируемых приводов электродвигателей должно осуществляться на основании расчета с учетом режима работы двигателей.

252. В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации, РЗА элементов главной электрической схемы электростанции, а также приводов постоянного тока, преобразовательных агрегатов бесперебойного питания, 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 преобразовательных агрегатов бесперебойного питания.

Емкость батареи выбирается исходя из разрядной емкости расчетного режима аварийного разряда при допустимой длительности разряда, равной 0,5 ч (с учетом взаиморезервирования). Выбранная емкость аккумуляторной батареи должна быть проверена по обеспечению минимально допустимого напряжения (0,8 Uном) на удаленных потребителях СОПТ в аварийном режиме.

253. 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 ГЭС, ГАЭС мощностью менее 500 МВт с РУ классом напряжения менее 220 кВ, устанавливается одна аккумуляторная батарея. При больших расстояниях между зданием станции и РУ, когда не обеспечиваются допустимые напряжения на электроприемниках постоянного тока, устанавливаются две аккумуляторные батареи: первая – в здании станции, вторая – в здании РУ без взаимного резервирования;

на ГЭС, ГАЭС мощностью более 500 МВт и РУ классом напряжения 110 – 330 кВ выше независимо от взаимного расположения станции и РУ устанавливается не менее двух аккумуляторных батарей. Место их установки и

целесообразность взаимного резервирования определяется проектной документацией.

на ГЭС, ГАЭС любой мощности с РУ 500 кВ и выше на РУ 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;

на ГЭС установленной мощностью менее 30 МВт должна устанавливаться одна аккумуляторная батарея, установка большего количества аккумуляторных батарей должно быть определено при разработке проектной документации с учетом протяженности цепей постоянного тока, требований к режиму работы в энергосистеме и обеспечения условий безопасной эксплуатации.

254. Каждая батарея должна подключаться к своему ЩПТ. Аккумуляторные батареи не должны иметь между собой гальванических связей.

255. ЩПТ должен состоять из двух секций шин для раздельного питания устройств РЗА и приводов выключателей. Секции разных ЩПТ должны иметь взаиморезервирование, осуществляемое через два коммутационных и защитных аппарата, размещенных в разных шкафах.

256. Для защиты от перенапряжений в ЩПТ должны использоваться силовые диоды класса 10 и выше с номинальным током 200 А и более. Защитный аппарат в цепи защиты от перенапряжений должен иметь номинальный ток не менее 100 А.

257. В качестве зарядно-подзарядных устройств должны приниматься автоматические выпрямительные устройства на базе статических преобразователей трехфазного переменного напряжения в постоянное. Параметры зарядно-подзарядных устройств должны соответствовать типу и параметрам аккумуляторной батареи. Подзарядная установка должна обеспечивать стабилизацию напряжения на шинах постоянного тока с отклонениями, не превышающими 1 % номинального напряжения. Мощность и напряжение выпрямительных устройств должны быть достаточными для заряда аккумуляторной батареи до емкости, равной 90 % номинальной, в течение не более 8 часов (после предшествующего получасового

разряда батареи). Для заряда аккумуляторных батарей должна предусматриваться возможность параллельной работы двух зарядно-подзарядных устройств.

258. Непосредственное питание устройств РЗА должно осуществляться от шкафов распределения постоянного тока, которые должны устанавливаться в непосредственной близости со шкафами РЗА и управления и иметь не менее двух вводов питания от соответствующих секций каждого ЩПТ.

259. Комплекты основных и резервных устройств РЗА или взаиморезервируемые комплекты устройств РЗА должны получать электропитание от разных аккумуляторных батарей или от разных сборок ЩПТ через разные шкафы распределения оперативного тока.

260. Для контроля за состоянием оборудования и цепей оперативного тока СОПТ должен иметь следующие устройства:

устройство мониторинга СОПТ;

систему автоматического или автоматизированного контроля изоляции и поиска мест повреждения изоляции полюсов сети относительно земли (поиск «земли»), а также контроль изоляции полюсов на основе Т-образного моста из резисторов;

устройство регистрации аварийных процессов и событий СОПТ;

средства выдачи сигнала обобщенной неисправности в систему;

устройства сигнализации с возможностью интеграции устройства мониторинга в АСУ ТП.

261. 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.

262. В системах рабочего и аварийного освещения должны применяться технические решения, обеспечивающие неизменность уровня освещенности в течение расчетного срока службы осветительного оборудования.

X. Требования к обеспечению электромагнитной совместимости

263. При проектировании ГЭС, ГАЭС должен быть разработан комплекс мероприятий, обеспечивающих электромагнитную совместимость устройств РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи и других электронных устройств в соответствии с действующими требованиями, установленными законодательством о техническом регулировании и стандартизации.

XI. Требования к проектированию автоматизированных систем управления технологическим процессом

264. При проектировании ГЭС, ГАЭС должно предусматриваться создание АСУ ТП.

При проектировании АСУ ТП должна обеспечиваться автономность выполнения всех функций отдельными локальными системами управления технологическими процессами, информационных функций устройств и комплексов РЗА, подключенных к локальной технологической сети связи, в верхний уровень АСУ ТП объекта электроэнергетики на информационном уровне.

265. Объем измеряемых параметров оборудования должен обеспечивать управление технологическими процессами и контроль технического состояния оборудования в соответствии с принятым в проектной документации уровнем автоматизации.

266. Объем функций автоматизированного мониторинга, диагностики и управления, реализуемый в составе АСУ ТП и САУ, определяется при проектировании.

267. При проектировании ГЭС, ГАЭС должно быть предусмотрено создание автоматизированных систем, обеспечивающих измерение, регистрацию и передачу для последующего анализа контролируемых параметров состояния гидротехнических сооружений.

268. На ЦПУ должны быть предусмотрены средства визуализации информации, необходимой для осуществления функций оперативно-технологического управления, включая схемы (главную схему электрических

соединений и гидравлическую схему) с измеряемыми параметрами электрических и гидравлических величин, сигнализации состояния оборудования, сигнализации аварий и неисправностей оборудования, информации о режиме работы и состоянии элементов схемы и средств управления оперативными элементами схемы. Конструктивное исполнение данных средств определяется в соответствии с проектной документацией.

На ЦПУ ГЭС, ГАЭС должны быть предусмотрены ключи (кнопки) дистанционного аварийного сброса агрегатных затворов и аварийного останова агрегатов, выполненные аналогично местным органам управления, а также дистанционного аварийного сброса АРЗ на водоприёмнике, защищенные от непредумышленного воздействия.

269. Устройства сигнализации должны обеспечивать:

световую сигнализацию эксплуатационного состояния оборудования и положения коммутационного аппарата;

обобщенную световую сигнализацию о неисправности и (или) аварийном состоянии;

сигнализацию, фиксирующую каждую неисправность и (или) повреждение контролируемых устройств и элементов оборудования;

звуковую сигнализацию отдельно для неисправности и аварии;

раздельную предупредительную и аварийную звуковую сигнализацию;

выходную обобщенную сигнализацию для общестанционной сигнализации.

270. Основные технологические помещения ГЭС, ГАЭС (машинный зал, места установки устройств автоматизированной системы управления и защит, площадка трансформаторов, ГРУ, ОРУ, КРУЭ, помещения электротехнического оборудования собственных нужд) должны быть оборудованы системой технологического видеонаблюдения с выводом информации на центральный пульт ЦПУ и с архивированием записей.

271. АСУ ТП ГЭС, ГАЭС должна обеспечивать возможность сбора и передачи технологической информации, используемой субъектом оперативно-диспетчерского управления, в его диспетчерские центры (при наличии объектов

диспетчеризации). Для такой передачи средствами СОТИАССО должна формироваться информация о текущем режиме работы и эксплуатационном состоянии основного электротехнического оборудования и устройств, а также информация об аварийных событиях и процессах. Также должна быть обеспечена передача или прием управляющих воздействий режимной и (или) противоаварийной автоматики, необходимой для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

272. Объем и состав информации, передаваемой посредством СОТИАССО в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с целью обеспечения функций оперативно-диспетчерского управления, технические решения по передаче информации в диспетчерские центры, включая протоколы, методы, режимы передачи данных, схемы резервирования, замещения данных, должны быть согласованы с соответствующим диспетчерским центром.

XII. Требования к системам автоматического управления

273. Автоматизация основного и вспомогательного оборудования ГЭС, ГАЭС должна осуществляться посредством применения режимной и технологической автоматики, интегрированной в АСУ ТП на информационном уровне, позволяющей с заданной дискретностью осуществлять мониторинг и управление эксплуатационным состоянием основного и вспомогательного оборудования и (или) основными параметрами его работы.

274. Основное оборудование, включая гидроагрегаты, силовые трансформаторы, оборудование и аппараты главной электрической схемы должно быть оснащено локальными устройствами автоматического управления или локальными САУ, которые обеспечивают реализацию задач автоматического управления технологическим режимом работы, измерение, регистрацию и осциллографирование текущих параметров режима, технологические защиты, сигнализацию, взаимодействие с устройствами РЗ и ПА, и должны быть интегрированы в АСУ ТП ГЭС, ГАЭС (при наличии) на информационном уровне.

275. Локальные устройства автоматического управления или САУ основного и вспомогательного оборудования, общестанционных технологических систем в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах в энергосистеме и на ГЭС, ГАЭС должны обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию оборудования с выполнением всех требований и ограничений, предусмотренных нормативными правовыми актами и эксплуатационной документацией.

276. Локальные устройства автоматического управления должны обеспечивать функционирование вспомогательного оборудования и технологических систем без вмешательства оперативного персонала, а также интеграцию каждой локальной САУ в АСУ ТП на уровне интерфейса с открытым протоколом обмена данных. Указанные устройства также должны иметь местное управление для проведения наладочных работ и опробования. Пункты местного управления должны располагаться в пределах прямой видимости от обслуживаемых механизмов.

277. Локальные устройства автоматического управления или САУ основного и вспомогательного оборудования, общестанционных технологических систем должны размещаться вблизи управляемого оборудования.

278. САУ гидроагрегатом должна обеспечивать возможность остановки, пуска и повторной остановки гидроагрегата при отсутствии напряжения переменного тока в системе собственных нужд ГЭС, ГАЭС и при нормальном уровне и давлении масла в аккумуляторе МНУ, соответствующих уставке включения рабочего насоса. При наличии предтурбинного затвора, его технологическое управление должно быть реализовано в составе САУ гидроагрегатом.

279. Устройства режимной автоматики ГЭС, ГАЭС установленной мощностью более 100 МВт должны обеспечивать возможность участия электростанции в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности в энергосистеме.

280. Гидроэлектростанции мощностью свыше 30 МВт и с количеством агрегатов более трех должны быть оснащены системами ГРАМ с возможностью

использования их для вторичного автоматического регулирования режима энергосистем по частоте и перетокам мощности.

XIII. Требования к сетям связи ГЭС, ГАЭС

281. Средства связи для ГЭС, ГАЭС должны быть предусмотрены в соответствии с принятой структурой оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления и включать:

средства внешней связи;

средства внутриобъектовой связи.

282. Средства внешней связи ГЭС, ГАЭС должны обеспечивать:

телефонную связь для ведения оперативных переговоров;

передачу в ДЦ технологической информации от АСУ ТП, СОТИАССО, АИИС КУЭ, РЗА и других систем;

телефонную связь по сетям общего пользования.

283. Проектирование внешней связи должно осуществляться на основании технических условий на присоединение к телефонной связи по сетям общего пользования, технических условий на присоединение каналов связи к сети связи субъекта оперативно-диспетчерского управления.

284. При проектировании ГЭС, ГАЭС необходимо предусмотреть организацию цифровых каналов связи для целей передачи требуемых видов и объемов информации, соответствующих Требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 97 (зарегистрирован Минюстом России 08.05.2019, регистрационный № 54595) (далее – Требования к каналам связи РЗА), и ПТФЭС.

285. Для организации цифровых каналов связи должны использоваться собственные или арендованные каналы, организованные по волоконно-оптическим линиям связи, цифровым радиорелейным линиям связи, оцифрованным кабельным линиям связи (кабели с металлическими жилами), собственные каналы

высокочастотной связи по линиям электропередачи с цифровой обработкой сигналов.

286. Ресурсы спутниковых систем связи на базе использования геостационарных космических аппаратов допускается использовать только для организации одного из двух независимых каналов между ГЭС, ГАЭС и узлом доступа ДЦ и при условии выполнения требований, предъявляемых к организации телефонной связи для ведения оперативных переговоров и передачи технологической информации.

287. Организация телефонной связи для ведения оперативных переговоров и передача информации для автоматизированных и автоматических систем управления по сетям сотовой связи или информационно-коммуникационной сети «Интернет» не допускается. Допускается использование информационно-коммуникационной сети «Интернет» для организации передачи данных корпоративной информационной системы управления и регистраторов аварийных событий.

288. Пропускная способность указанных каналов связи должна выбираться по результатам расчета и обеспечивать передачу требуемых видов и объемов информации в ДЦ.

289. В составе телефонной связи для ведения оперативных переговоров должно предусматриваться оборудование для автоматической записи оперативных переговоров, обеспечивающее круглосуточную непрерывную запись со всех систем связи, по которым могут вестись оперативные переговоры, как в нормальном, так и аварийном режиме с глубиной архивирования не менее 3-х месяцев.

290. Проектируемая схема организации каналов связи и передачи информации от ГЭС, ГАЭС в ДЦ должна быть согласована с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. В описании схемы и на самой схеме (по возможности) должны быть даны краткие характеристики основного каналообразующего оборудования, а также оборудования, протоколов и интерфейсов сопряжения каналов с оборудованием ДЦ.

291. Каналы связи, обеспечивающие функционирование противоаварийной автоматики, режимной автоматики и систем мониторинга переходных режимов должны соответствовать Требованиями к каналам связи РЗА.

292. Объем средств внутриобъектовой связи на ГЭС, ГАЭС с постоянным оперативным персоналом должен обеспечивать телефонную связь для ведения оперативных переговоров, телефонную связь по сетям общего пользования, радиотелефонную связь на базе стандарта DECT, оповещение и поиск персонала, селекторную связь, локальную систему оповещения, радиовещание (проводное радиовещание, радиотрансляция), электрочасофикацию, корпоративную ЛВС, комплексную систему безопасности объекта, видеоконференцсвязь и технологическое видеонаблюдение.

293. Центральное оборудование подсистем связи должно иметь встроенные механизмы отказоустойчивости на основе горячего резервирования критических узлов (процессоров, коммутационные поля/матрицы коммутации, вторичные источники питания) с диагностикой и реконфигурацией отказавших ресурсов без нарушения нормального функционирования оборудования и нарушения сервисов связи в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией.

Приложение № 1
к Методическим указаниям по
технологическому проектированию
гидроэлектростанций и
гидроаккумулирующих электростанций

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ, используемые в Методических указаниях по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций

Автоматизированная система управления технологическими процессами ГЭС, ГАЭС – совокупность взаимосвязанных технических и программных средств, включающая подсистемы сбора и передачи информации о параметрах работы оборудования и устройств ГЭС, ГАЭС, диагностики и мониторинга технологического оборудования и устройств, инженерных систем, управления оборудованием и устройствами с целью реализации задач управления технологическими процессами объекта электроэнергетики;

высота отсасывания – разность отметки установки гидравлической турбины (насос-турбины) и отметки нижнего бьефа;

гидроагрегат – агрегат, состоящий из гидравлической турбины (насос-турбины) и электрического гидрогенератора (двигатель-генератора);

гарантированная энергоотдача ГЭС, ГАЭС – количество электрической энергии, мощности, вырабатываемой ГЭС, ГАЭС, выдаваемое в электрическую сеть при расходе воды и напоре обеспеченностью 90 %;

гидравлический удар – повышение или понижение гидродинамического давления в проточной части гидроагрегата, напорном водоводе, вызванное резким изменением скорости движения жидкости;

диаграмма мощности – область допустимых нагрузок генератора по активной и реактивной мощности с учетом ограничений по максимальному току статорной цепи, по минимальному и максимальной току в обмотке возбуждения, ограничений по мощности турбины;

здание ГЭС, ГАЭС – отдельное сооружение, подземная выработка или помещение в плотине, в которых устанавливается основное гидросиловое, электротехническое и вспомогательное оборудование ГЭС, ГАЭС;

зона нерекомендованной (ограниченной) работы гидроагрегата – диапазон мощностей гидроагрегата, учитывающий влияние величины напора и допустимых нагрузок генератора, работа в котором допускается ограниченный период времени, либо на период прохождения в зоны допустимых нагрузок при наборе и снижении мощности, а также в случае возникновения системных аварий на период их ликвидации, но не более чем на время, определенное организацией-изготовителем;

коэффициент мощности – отношение активной мощности к полной мощности;

напор – давление воды, выражаемое высотой водного столба в метрах над рассматриваемым уровнем;

напор расчетный – наименьший напор гидравлической турбины (насос-турбины), при котором она развивает номинальную мощность;

номинальная частота вращения – частота вращения, обеспечивающая заданную переменную частоту тока в сети;

объем стока – количество воды, протекающее через рассматриваемый створ водотока за определенный период времени;

основное гидросиловое оборудование – основное оборудование, предназначенное для выработки электроэнергии: гидротурбина, гидрогенератор;

расчетный расход воды – расход воды заданной вероятности превышения, принимаемый в качестве исходного значения для определения размеров проектируемого сооружения;

система автоматического управления гидроагрегатом – автоматизированная система управления агрегатного уровня, выполненная на базе программно-технических средств, объектом управления которой является гидроагрегат, обеспечивающая в полном объеме функции контроля, управления, технологической автоматики гидроагрегата, автоматического регулирования

частоты и активной мощности, автоматического управления вспомогательным оборудованием, действия технологических защит;

технологическое проектирование ГЭС, ГАЭС – процесс разработки функционально-технологических, инженерно-технических решений и (или) мероприятий, включаемых в проектную документацию на строительство (реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение) ГЭС, ГАЭС, обеспечивающих возможность использования проектируемых ГЭС, ГАЭС по их функциональному назначению и их надежной и безопасной работы в составе электроэнергетической системы, в том числе решений по составу и выбору оборудования, его компоновке, определению электрических схем, оснащению объекта системами и устройствами технологического управления, релейной защиты и автоматики, телемеханики и связи, обеспечению работоспособности, надежности и живучести объекта электроэнергетики;

трансформатор (автотрансформатор) блочный – трансформатор (автотрансформатор), предназначенный для связи генерирующего оборудования с распределительным устройством;

трансформатор (автотрансформатор) связи – трансформатор (автотрансформатор), предназначенный для связи распределительных устройств различного класса напряжения;

технологическое оборудование ГЭС, ГАЭС – оборудование, участвующее в производстве и выдаче (потреблении на гидроаккумулирующих электростанциях) электрической энергии и обеспечивающее нормальный (штатный) режим эксплуатации гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций;

эксплуатационная характеристика (гидротурбины) – графическое, аналитическое или табличное отображение связи основных параметров гидротурбины: мощности, расхода, коэффициента полезного действия, напора, определяемые организацией-изготовителем, при необходимости подтверждаемые (уточняемые) в результате натурных испытаний;

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

АТ (Т) – автотрансформатор (трансформатор);

ГРАМ – система группового регулирования активной мощности;

ДГУ – дизель-генераторные установки;

ДЦ – диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

МНУ – маслонапорная установка;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПА – противоаварийная автоматика;

РЗ – релейная защита;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РПН – устройство регулирования трансформатора под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

САУ – система автоматического управления оборудованием;

СВМ – схема выдачи мощности;

СОПТ – система оперативного постоянного тока;

СОТИАССО – система связи для обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора или субъекта оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе;

СДТУ – средства диспетчерского и технологического управления;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЦПУ – центральный пункт управления ГЭС, ГАЭС;

ЩПТ – щит постоянного тока.

Приложение № 2
к Методическим указаниям по
технологическому проектированию
гидроэлектростанций и
гидроаккумулирующих электростанций

Таблица 1. Тип гидротурбины или насос-турбины для конкретной ГЭС, ГАЭС, определяемый в зависимости от максимального напора с учетом заданных режимов работы и диапазона изменения напора

Напор максимальный, м	Тип гидротурбины или насос-турбины	Вариант исполнения
Гидротурбины:		
1. до 25	Осевая	Поворотно-лопастная и пропеллерная в вертикальном и горизонтальном исполнении, в том числе капсульная и прямоточная
2. от 25 до 45	Радиально-осевая	В вертикальном и горизонтальном исполнении.
	Осевая	Поворотно-лопастная и пропеллерная в вертикальном исполнении.
3. от 45 до 80	Радиально-осевая	В вертикальном исполнении.
	Осевая и диагональная	Поворотно-лопастная и пропеллерная в вертикальном исполнении.
4. от 80 до 170	Радиально-осевая	В вертикальном исполнении.
	Диагональная	Поворотно-лопастная в вертикальном исполнении.
5. от 150 до 600	Радиально-осевая	В вертикальном исполнении.
	Ковшовая	В вертикальном и горизонтальном исполнении.
6. свыше 100	Ковшовая	В вертикальном и горизонтальном исполнении.
Насос-турбины:		
1. до 25	Диагональная	Поворотно-лопастная в вертикальном и горизонтальном исполнении; Пропеллерная в вертикальном и горизонтальном исполнении.
	Радиально-осевая	Радиально-осевая в вертикальном и горизонтальном исполнении.
2. до 30	Диагональная	Поворотно-лопастная в вертикальном и горизонтальном исполнении; Пропеллерная в вертикальном и горизонтальном исполнении.
	Радиально-осевая	Радиально-осевая в вертикальном и горизонтальном исполнении.

Напор максимальный, м	Тип гидротурбины или насос-турбины	Вариант исполнения
3. от 30 до 80	Диагональная	Поворотно-лопастная в вертикальном исполнении.
	Радиально-осевая	В вертикальном исполнении.
4. от 80 до 600	Радиально-осевая одноступенчатая	В вертикальном и горизонтальном исполнении.
5. свыше 500	Радиально-осевая многоступенчатая	В вертикальном и горизонтальном исполнении.
6. свыше 1200	Трехмашинный агрегат, включающий насос и ковшовую турбину	В вертикальном и горизонтальном исполнении.

Примечание: Под термином напор в данном параграфе понимается напор гидротурбины (насос-турбины) нетто.

Таблица 2. Продолжительность перегрузки в аварийных условиях по току статора при кратности тока относительно номинального

Кратность перегрузки	Продолжительность перегрузки, мин	
	при косвенном воздушном охлаждении обмотки статора	при непосредственном водяном охлаждении обмотки статора
1,1	60	60
1,15	15	15
1,2	6	6
1,25	5	5
1,3	4	4
1,4	3	2
1,5	2	1
2,0	1	-

gost.e-ecolog.ru