Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП «ИНВЭЛ»

СТО 70238424.27.140.030-2011

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ УСЛОВИЯ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ (УСЛУГ) НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2011-01-31

Издание официальное

Москва – 2011

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р.1.4-2004 «Стандартизации в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 **РАЗРАБОТАН** Некоммерческим Партнерством «Гидроэнергетика России»

2 **ВНЕСЕН** Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 **УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ** Приказом НП «ИНВЭЛ» от 21.01.2011 № 03

4 **ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ**

© НП «ИНВЭЛ», 2011

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ».

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 3
3 Термины и определения 5
4 Обозначения и сокращения 8
5 Условия поставки электроэнергии и мощности 9
6 Технические требования к оборудованию гидроэлектростанций – участников оптового рынка 19
7 Условия предоставления услуг по обеспечению системной надежности 28
8 Условия предоставления услуг по регулированию водохозяйственных режимов водных объектов 30
9 Организация коммерческого учета электрической энергии 33
10Требования к информационному обмену технологической информацией 36
11Оценка и подтверждение соответствия 41
Библиография 42

Введение

Настоящий стандарт организации электроэнергетики «Гидроэлектростанции. Условия предоставления продукции (услуг). Нормы и требования» (далее – настоящий стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Создание в соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» рынков электроэнергии и мощности привело к необходимости формализации основных требований к условиям и правилам предоставления гидроэлектростанциями своей продукции и услуг, что, в свою очередь, потребовало четкой регламентации работ по обеспечению надежности оборудования и систем управления, контроля и учета, непосредственно связанных с выполнением требований рынков. Требования настоящего стандарта соответствуют нормам, установленным в этой области действующим законодательством и нормативными правовыми актами федеральных органов исполнительной власти Российской Федерации.

В настоящем стандарте учтены требования Правил отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 117.

Настоящий стандарт содержит технические требования и нормы, предъявляемые к оборудованию и техническим системам гидроэлектростанций, участвующих в поставке продукции на рынки электроэнергии и мощности.

В период разработки Стандарта не в полном объеме запущен рынок услуг по обеспечению системной надежности и не запущен рынок услуг по регулированию водохозяйственных режимов водных объектов. Технические требования к оборудованию, обеспечивающему предоставление услуг по обеспечению системной надежности, сформулированы на основании нормативных документов, действующих в среде функционирования оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности, в сфере управления режимами электроэнергетических систем и обеспечения безопасности электроснабжения потребителей, правил технической эксплуатации, а также стандартов в области эксплуатации гидроэлектростанций и электроэнергетических систем.

Требования к техническим характеристикам оборудования гидротехнических сооружений, используемого при предоставлении услуг по регулированию водохозяйственных режимов водных объектов, разработаны впервые на основе водного законодательства, нормативных документов и стандартов, действующих в сфере эксплуатации водного хозяйства гидроэлектростанций.

Настоящий стандарт относится к группе стандартов организации «Гидроэлектростанции». Требования настоящего стандарта дополняют в сфере его применения требования стандартов СТО 70238424.27.140.015-2008 «Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования», СТО 70238424.27.140.005-2008 «Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования», СТО 70238424.27.140.006-2008 «Гидрогенераторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования», СТО 70238424.27.140.007-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и

технического обслуживания. Нормы и требования», СТО 70238424.27.140.009-2008 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования», СТО 70238424.27.140.017-2008 «Механическое оборудование гидротехнических сооружений ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования», СТО 70238424.27.140.003-2008 «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования».

Гидроэлектростанции
Условия предоставления продукции
Нормы и требования

Дата введения – 2011-01-31

1 Область применения

1.1 Требования настоящего стандарта распространяются на оборудование, технические системы и гидротехнические сооружения, технические характеристики которых определяют условия предоставления гидроэлектростанциями своей продукции и услуг. Настоящий стандарт регулирует отношения, возникающие при реализации технических требований к оборудованию и техническим системам, необходимых для исполнения ими задаваемых режимов при выдаче электроэнергии и мощности, при оказании услуг по обеспечению системной надежности (далее – системные услуги) и услуг по регулированию водохозяйственных режимов водных объектов (далее – водохозяйственные услуги) в интересах деятельности неэнергетических объектов водохозяйственного комплекса (водоснабжение, транспорт, ирригация, рыбное хозяйство и другие) и в целях предотвращения ущербов при пропуске высоких половодий и паводков.

1.2 Требования настоящего стандарта должны применяться в процессе проектирования вновь строящихся и реконструируемых гидроэлектростанций и поставки для них оборудования, технических средств и технических систем, в которых должны быть предусмотрены технические характеристики, обеспечивающие перспективные режимы предоставления продукции, оказания системных и водохозяйственных услуг. Требования настоящего стандарта должны также применяться в процессах технического перевооружения, связанных с расширением сферы оказываемых действующими гидроэлектростанциями системных и водохозяйственных услуг, при заказах на поставку обновляемого оборудования.

1.3 Требования настоящего стандарта не распространяются на правила ведения коммерческой деятельности на рынке электроэнергии, мощности и в других сферах. Требования, регулирующие организацию рынков и взаимоотношения их участников, приведены исключительно в той части, в которой они затрагивают техническое обеспечение предоставления продукции и услуг.

1.4 Настоящий стандарт предназначен для применения гидрогенерирующими компаниями (эксплуатирующими организациями), независимо от их организационно-правовой формы, владеющими на праве собственности, аренды или на ином законном основании имущественными комплексами гидроэлектростанций, их оборудованием и (или) гидротехническими сооружениями и осуществляющими их эксплуатацию и техническое обслуживание, а также проектными, научно-исследовательскими, промышленными и иными организациями, в любой форме привлекаемыми для выполнения работ (услуг) в сфере применения настоящего стандарта, потребителями продукции и услуг гидроэлектростанций, органами управления водохозяйственными системами, субъектами водопользования.

1.5 Нормы и требования настоящего стандарта обязательны для применения организациями, в установленном порядке на добровольной основе присоединившимися к Стандарту; в иных случаях соблюдение норм и требований настоящего стандарта должно быть обеспечено путем их включения гидрогенерирующими компаниями (эксплуатирующими организациями) в документы (договоры, соглашения и иные), регулирующие отношения заказчика с подрядными организациями.

1.6 В Стандарте установлены нормы и требования, относящиеся к:

- качеству продукции (электроэнергии, мощности) и видов услуг, предоставляемых гидроэлектростанциями, в том числе привлекаемыми к регулированию частоты в электроэнергетических системах;
- режиму предоставления продукции и услуг;
- обеспечению безопасности предоставления продукции и услуг;
- техническим характеристикам систем контроля и управления режимом предоставления и качеством продукции и услуг;
- техническим характеристикам систем связи и управления, обеспечивающим функционирование режима предоставления продукции и услуг;
- режиму контроля и подтверждения соответствия.

Примечание – При пользовании приведенными в Стандарте нормами и требованиями, введенными в действие указанными в Стандарте документами Системного оператора и Администратора торговой системы, целесообразно проверять их действие на основании аналогичных документов, имеющих более позднюю дату ввода в действие по базам данных названных организаций.

1.7 Настоящий стандарт устанавливает общие требования и нормы в сфере своего применения. Настоящий стандарт не учитывает все возможные особенности исполнения его требований на отдельных гидроэлектростанциях. В развитие настоящего стандарта для применения на каждой гидроэлектростанции гидрогенерирующей компанией (эксплуатирующей организацией) может быть в установленном порядке разработан и утвержден индивидуальный стандарт организации, учитывающий ее особенности и не противоречащий и не снижающий уровень требований действующих правовых и нормативных документов, правил технической эксплуатации электрических станций и сетей и настоящего стандарта.

1.8 Требования и нормы настоящего стандарта распространяются на гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) и малые ГЭС при условии соблюдения ими условий доступа к услугам инфраструктуры рынка и правил присоединения к электрическим сетям, установленным в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 и с регламентом [10].

1.9 Настоящий стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых технических регламентов, сводов правил и национальных стандартов, содержащих не учтенные в Стандарте требования, а также при необходимости введения новых требований и норм, обусловленных расширением рынков продукции и услуг гидроэлектростанций и условиями повышения безопасности предоставления продукции и услуг.

2 Нормативные ссылки

В Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие законодательные акты и стандарты:

Федеральный закон РФ от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

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

Федеральный закон от 26.03.2003 № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»

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

Водный кодекс Российской Федерации. Федеральный закон РФ от 03.06.2006 № 74-ФЗ

Федеральный закон от 21.07.97 № 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений»

Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»

Федеральный закон от 04.11.2007 № 250-ФЗ «О внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России»

Постановление Правительства Российской Федерации от 11.07.2001 № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации»

Постановление Правительства Российской Федерации от 24.10.2003 № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода»

Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (в ред. постановлений Правительства РФ от 06.05.2006 № 273, от 31.08.2006 № 530, от 16.02.2008 № 86)

Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям»

Постановление Правительства Российской Федерации от 31.08.2006 № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)»

Постановление Правительства Российской Федерации от 31.08.2006 № 530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики»

Постановление Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 117

«О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности»

ГОСТ Р 8.563-96 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений

ГОСТ Р 22.1.11-2002 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг состояния водоподпорных гидротехнических сооружений (плотин) и прогнозирование возможных последствий гидродинамических аварий на них. Общие требования;

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 26.205-88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия

ГОСТ 27002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

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

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей

СТО 70238424.27.140.001–2008 Гидроэлектростанции. Методики оценки технического состояния основного оборудования

СТО 70238424.27.140.003-2008 Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.005-2008 Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.006-2008 Гидрогенераторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.007-2008 Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.009-2008 Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.010-2008 Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.013-2008 Механическое оборудование гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.015–2008 Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.017-2008 Механическое оборудование гидротехнических сооружений ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.018-2008 Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.019-2008 Гидрогенераторы. Условия поставки. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО без номера Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам (Утв. Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.08.2007 № 535)

СТО 17330282.29.240.004-2008 Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем

СТО 17230282.27.010.002-2008 Оценка соответствия в электроэнергетике

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 70238424.27.140.024-2011 Гидроэлектростанции. Мониторинг состояния окружающей среды в процессе эксплуатации. Нормы и требования

СТО 590122820.29.240.008-2008 Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования

СТО 59012820.29.240.001-2010 Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)

СТО 59012820.29.240.002-2010 Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования

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

3 Термины и определения

В Стандарте применены термины по ГОСТ 27002, СТО 70238424.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **гидрогенерирующее оборудование:** Оборудование гидроэлектростанций, предназначенное для производства электрической энергии.

3.2 **готовность генерирующего оборудования участников оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) к выработке электрической энергии:** Соответствие генерирующего оборудования участников оптового рынка электроэнергии

(мощности) комплексу требований в части определения готовности к несению нагрузки:

- способность к выработке электроэнергии в соответствии с заданным Системным оператором режимом работы и участию в регулировании активной мощности;
- предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;
- участие гидроэлектростанций во вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности;
- г) участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока.

3.3 **группа точек поставки генерации (ГТПГ):** Группа точек поставки, для которой сальдо перетоков может быть только отрицательным (генерирующим) за любой период времени.

3.4 **групповой объект управления (ГОУ):** Совокупность одной или нескольких групп точек поставки, в отношении которой Системным оператором отдаются и фиксируются команды на изменение режима работы.

3.5 **диапазон вторичного регулирования гидроагрегата:** Часть регулировочного диапазона гидроагрегата, используемая для АВРЧМ.

3.6 **диапазон вторичного регулирования ГЭС:** Арифметическая сумма текущих величин резервов вторичного регулирования на загрузку и разгрузку Арифметическая сумма частей регулировочных диапазонов гидроагрегатов, используемых для АВРЧМ.

3.7 **зона ограниченной работы гидроагрегата:** Диапазон (диапазоны) нагрузок гидроагрегата при текущих значениях напора, в котором (которых) работа гидроагрегата ограничена требованиями эксплуатационной документации по продолжительности или по количеству раз прохождения (входа в зону).

3.8 **зона недопустимой работы гидроагрегата:** Диапазон (диапазоны) нагрузок гидроагрегата при текущих значениях напора, в котором (которых) работа гидроагрегата в соответствии с требованиями эксплуатационной документации не допускается.

3.9 **зона разрешенной работы гидроагрегата (регулировочный диапазон):** Непрерывный диапазон нагрузок гидроагрегата при текущих значениях напора, в котором работа гидроагрегата не ограничена требованиями эксплуатационной документации.

3.10 **инфраструктурные организации:** Субъекты оптового рынка, обеспечивающие функционирование его технологической инфраструктуры (организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, СО) и коммерческой инфраструктуры.

3.11 **мощность максимальная (технический максимум):** Наибольшая активная электрическая мощность, с которой оборудование может длительно работать по технологическим условиям работы.

3.12 **мощность минимальная (технический минимум):** Минимально-необходимая активная электрическая мощность, обеспечивающая безопасное для оборудования (турбина; генератор), потребителя, персонала состояние работы без останова технологического процесса.

3.13 **мощность максимальная плановая:** Плановая величина максимальной мощности генерирующего оборудования, ГТПГ и электростанции в целом, готовой к несению нагрузки, определяется как значение располагаемой мощности, уменьшенной на величину ремонтного снижения мощности.

3.14 **плотина водосбросная:** Плотина или ее часть, выполняющая функции водосбросного сооружения.

3.15 **порядок установления соответствия:** Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям, утвержденный СО.

3.16 **регламенты оптового рынка:** Неотъемлемые приложения к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, определяющие правила и процедуры взаимодействия субъектов оптового рынка, разрабатываемые и утверждаемые Наблюдательным советом НП «АТС» (НП «Совет рынка»)

3.17 **регулировочный диапазон ГЭС:** Арифметическая сумма регулировочных диапазонов включенных в сеть гидроагрегатов с учетом их индивидуальных ограничений и фактического напора.

3.18 **реестр субъектов оптового рынка (Реестр):** Совокупность данных о субъектах оптового рынка, зафиксированных в единой базе данных на бумажном и (или) электронном носителе;

3.19 **риск аварий на гидротехническом сооружении:** Комбинация вероятностей возникновения аварий на гидротехническом сооружении и их ожидаемых последствий для жизни и здоровья людей, собственности и окружающей среды.

3.20 **сутки X:** Операционные сутки, обозначение суток реализации сделок, заключенных по результатам конкурентного отбора на сутки вперед.

3.21 **технические требования:** Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка, утвержденные СО.

3.22 **технологические ограничения регулировочного диапазона гидроагрегата:** Ограничения нагрузок в пределах регулировочного диапазона гидроагрегата, возникшие вследствие действия природных факторов (например, снижение напора) или ухудшения технического состояния оборудования, подтвержденного в установленном порядке.

3.23 **уровень безопасности гидротехнического сооружения:** Степень соответствия состояний гидротехнического сооружения и окружающей среды установленным критериям безопасности, принятым с соблюдением действующих норм проектирования, а квалификации эксплуатационного персонала и действий собственника (эксплуатирующей организации) – требованиям правил технической эксплуатации и действующего законодательства по безопасности гидротехнических сооружений.

3.24 **условно-постоянные параметры расчетной модели:** Данные, введенные в расчетную модель, состав и значение которых изменяется относительно редко и не подлежит ежедневной актуализации.

3.25 **условно-переменные (актуализируемые) параметры расчетной модели:** Данные, введенные в расчетную модель, состав и значения которых могут изменяться в суточном и почасовом разрезе и поэтому подлежат ежедневной актуализации СО.

3.26 **услуги по регулированию водохозяйственных режимов водных объектов, услуги водохозяйственные:** В целях настоящего Стандарта услуги, оказываемые гидроэлектростанцией как субъектом водопользования данного водного объекта его владельцу для обеспечения задаваемых этим владельцем параметров режима водного объекта, обеспечивающих безопасность функционирования водохозяйственной системы, а также безопасность населения, хозяйственных объектов, окружающей среды на территории, связанной с данным водным объектом.

3.27 **уточненный диспетчерский график (УДГ):** Диспетчерский график нагрузки активной мощности генерации или потребления (потребителей с регулируемой нагрузкой), определяемый оперативным диспетчерским персоналом на этапе управления режимами на внутрисуточных интервалах времени.

4 Обозначения и сокращения

АИИС - автоматизированная информационно-измерительная система;

АВРЧМ - автоматическое вторичное регулирование частоты тока и перетоков активной электрической мощности;

АРЧМ - автоматическое регулирование частоты тока и перетоков активной электрической мощности;

АТС - Администратор торговой системы;

ГА - гидроагрегат;

ГАЭС - гидроаккумулирующая электростанция;

ГРАМ - групповой регулятор активной мощности;

ГЭС - гидроэлектрическая станция (гидравлическая электростанция);

ГО - генерирующее оборудование;

ГОУ - групповой объект управления;

ГТП - группа точек поставки;

ГТПГ - группа точек поставки генерации;

ГТЧ - генератор технической частоты;

ЗВН (ЗВМ) - задатчик внеплановой нагрузки (внеплановой мощности);

КПД - коэффициент полезного действия;

МИМ - механизм изменения мощности;

МИЧ - механизм изменения частоты;

МИЧО - механизм изменения частоты вращения;

НА - направляющий аппарат гидротурбины;

НПРЧ - нормированное первичное регулирование частоты;

НПУ - нормальный подпорный уровень;

ОИК - оперативно-информационный комплекс;

ОПРЧ - общее первичное регулирование частоты;

ОРЭ - оптовый рынок электроэнергии;

ПТЭ - Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;

ПУ - подпорный уровень;

РЧВ - регулятор частоты вращения;

СО - Системный оператор;

СПР - система первичного регулирования;

УДГ - уточненный диспетчерский график;

ФСК - Федеральная сетевая компания;

ФПУ - форсированный подпорный уровень;

ЦЗАН - центральный задатчик активной мощности;

ЦР - центральный регулятор.

5 Условия поставки электроэнергии и мощности

5.1 Общие условия

5.1.1 Условия поставки электрической энергии и мощности, в том числе вырабатываемых гидроэлектростанциями, регулируются законодательством в области электроэнергетики (федеральные законы от 26.03.2003 № 35-ФЗ, от 26.03.2003 № 36-ФЗ, от 04.11.2007 № 250-ФЗ), постановлениями Правительства Российской Федерации от 11.07.2001 № 526, от 24.10.2003 № 643, от 27.12.2004 № 861, от 31.08.2006 № 529 и № 530 и документами инфраструктурных организаций, уполномоченных осуществлять услуги по оперативно-диспетчерскому управлению электроэнергетическими системами (Постановление Правительства РФ от 37.12.2004 № 854) и регулированию рынков электроэнергии и мощности, принимаемыми в соответствии с указанными законами и постановлениями Правительства РФ.

Для допуска к поставкам электрической энергии (мощности) на оптовый рынок владелец ГЭС должен заключить договор о присоединении к торговой системе оптового рынка и выполнить требования, в том числе требования к оборудованию и техническим и автоматизированным системам, предусмотренные порядком получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка [1,2].

5.1.2 Гидроэлектростанции осуществляют поставку на оптовый рынок двух видов товарной продукции – электроэнергии и мощности.

В соответствии с Правилами оптового рынка мощность является особым товаром, приобретение которого предоставляет участнику оптового рынка право требования обеспечения готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии установленного качества в количестве, необходимом для удовлетворения потребности в электрической энергии данного участника. Показатели качества электроэнергии должны соответствовать требованиям ГОСТ 13109-97.

5.1.3 В соответствии с регламентом [5] генерирующее оборудование признается готовым к выработке электрической энергии при условии выполнения следующих требований:

- обеспечена возможность использования этого генерирующего оборудования при общем первичном регулировании частоты электрического тока;

- обеспечена возможность использования этого генерирующего оборудования при регулировании реактивной электрической мощности в представленном диапазоне;

- обеспечена возможность участия ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности;

- участником оптового рынка обеспечена работа генерирующего оборудования в соответствии с заданным системным оператором режимом, включая соблюдение минимального и максимального почасовых значений мощности.

5.1.4 На гидроэлектростанциях с установленной мощностью более 100 МВт в соответствии с техническими требованиями [3] должна быть обеспечена возможность автоматического вторичного регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности (АВРЧМ).

Примечание – требования об участии во вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности не предъявляются к работающим в каскаде с крупными гидроэлектростанциями контррегулирующим ГЭС, функцией которых является выравнивание водного режима нижерасположенного участка реки и обеспечение тем самым неограниченное участие крупных ГЭС во вторичном регулировании.

5.1.5 Требования к использованию генерирующего оборудования при общем первичном регулировании частоты и регулировании реактивной электрической мощности, вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности определяются системным оператором в соответствии с нормативными актами, устанавливающими правила технической эксплуатации электрических станций [12], техническими регламентами и стандартами, в том числе СТО 70238424.27.140.005-2008, СТО 70238424.27.140.006-2008, СТО 70238424.27.140.007-2008, СТО 70238424.27.140.009-2008, СТО 17330282.29.240.004-2008, СТО 590122820.29.240.008-2008, СТО 590122820.29.240.001-2010, СТО 59012820.29.240.002-2010.

5.1.6 Организация процесса определения готовности генерирующего оборудования участников ОРЭ к выработке электрической энергии регулируется Правилами оптового рынка переходного периода (постановление Правительства РФ от 24.10.2003 № 643), Договором о присоединении к торговой системе [2] и прилагаемыми к нему регламентами оптового рынка, в частности Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии [5], а также Техническими требованиями к генерирующему оборудованию участников ОРЭ [3] и Порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников ОРЭ техническим требованиям [4], утвержденными Системным оператором.

5.1.7 Требование, установленное Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода и регламентом [6] по обеспечению участником оптового рынка работы генерирующего оборудования в соответствии с заданным системным оператором режимом исполняется, если каждый час выполняются следующие условия:

- соблюден суммарный объем ремонтов, согласованных в установленном порядке с системным оператором;

- мощность генерирующего оборудования, указываемая в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, соответствует аттестованно-

му объему мощности генерирующего оборудования участника оптового рынка, уменьшенному на объем мощности, выведенной в ремонт, согласованный в установленном порядке с системным оператором, с учетом величины технологических ограничений на производство или подачу в сеть электрической энергии (мощности);

- значения параметров генерирующего оборудования, указываемые в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, соответствуют значениям параметров, установленных системным оператором, в том числе при аттестации по параметрам, с учетом оборудования, выведенного в согласованный в установленном порядке с системным оператором ремонт;

- объем электрической энергии, предлагаемый в ценовой заявке на продажу электрической энергии, поданной участником оптового рынка для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед в отношении каждого часа суток, соответствует объему электрической энергии, вырабатываемому с соблюдением максимального значения мощности генерирующего оборудования, определенного системным оператором;

- максимальное значение мощности генерирующего оборудования не уменьшалось по сравнению с величиной, указываемой в подаваемых системному оператору уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования или согласованной в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка с системным оператором;

- участником оптового рынка соблюден действующий (актуальный) для данного часа состав выбранного системным оператором генерирующего оборудования, что подтверждается системным оператором;

- участником оптового рынка соблюдены состав и параметры выбранного системным оператором генерирующего оборудования, что подтверждается отсутствием допущенных этим участником по собственной инициативе отклонений объемов фактического производства электрической энергии от плановых в соответствующей группе точек поставки на величину более чем 15 МВт·ч и величину, соответствующую выработке электрической энергии с использованием 5 процентов установленной мощности соответствующего генерирующего оборудования;

- участником оптового рынка соблюдены требования к режиму выработки электрической энергии в ЕЭС России, что подтверждается отсутствием зарегистрированных системным оператором и подтвержденных в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка случаев систематического неисполнения диспетчерских команд соответствующего диспетчерского центра.

Системный оператор контролирует следующие показатели (критерии) поддержания готовности оборудования к несению нагрузки [5]:

- минимальную мощность включенного генерирующего оборудования;
- время включения в сеть генерирующего оборудования;
- скорость набора/сброса нагрузки при участии в суточном регулировании;
- максимальную и минимальную мощности, заявленные участником.

В случае невыполнения участником оптового рынка своих обязательств по поддержанию генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электрической энергии стоимость мощности генерирующего оборудования данного участника за расчетный период уменьшается в порядке, установленном фе-

деральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

5.1.8 Для поставщиков – субъектов оптового рынка в соответствии с Федеральным законом РФ от 26.03.2003 № 35-ФЗ надлежащее исполнение всех принятых ими на себя в соответствии с Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка [2] обязательств в отношении готовности генерирующего оборудования к выработке и качества поставляемой электрической энергии является обязательным.

5.1.9 Услуги по обеспечению системной надежности рассматриваются как действия по поддержанию необходимых для Единой энергосистемы, но не являющихся обязательными, свойств и параметров генерирующих установок, сетевых объектов и энергопринимающих установок потребителей.

Порядок отбора субъектов электроэнергетики и правила оказания услуг по обеспечению системной надежности установлены Постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 117.

5.2 Требования к качеству поставляемой продукции (электроэнергии и мощности)

5.2.1 Качество электрической энергии поставляемой на оптовый и розничный рынки ГЭС обеспечивается совместными действиями всех субъектов электроэнергетики, обеспечивающих снабжение электрической энергией потребителей, в том числе сетевых организаций, системного оператора и иных субъектов оперативно-диспетчерского управления, во исполнение своих обязательств по договорам на оптовом и розничных рынках электрической энергии. Указанные субъекты отвечают перед потребителями за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по соответствующим договорам, в том числе за надежность снабжения их электрической энергией и ее качество в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями.

5.2.2 В договорах оказания услуг по передаче электрической энергии и энергоснабжения определяется категория надежности снабжения потребителя электрической энергией (далее – категория надежности), обусловливающая содержание обязательств по обеспечению надежности снабжения электрической энергией соответствующего потребителя.

5.2.3 Отпускаемые электроэнергия и мощность ГЭС характеризуются технологическими и экономическими показателями.

Технологические показатели отпускаемых ГЭС электрической энергии и мощности оцениваются системным оператором на основании информации о соблюдении заданного диспетчерского графика поставок активной мощности в рамках минимального и максимального почасовых значений мощности, участием в поддержании частоты электрического тока в нормированных пределах в соответствии с установленным для данной электростанции участием в соответствующих видах регулирования частоты и перетоков активной мощности, выполнению требований системного оператора по диапазону регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования ГЭС.

Экономическими показателями отпуска электрической энергии являются себестоимость отпускаемой электроэнергии, расход электроэнергии на собственные нужды, средневзвешенный КПД ГЭС.

5.2.4 Для соблюдения диспетчерского графика нагрузки должно быть обеспечено исполнение диспетчерских команд по изменению нагрузки гидроагрегатов ГЭС в пределах рабочей мощности, пуску и останову гидроагрегатов.

Основное оборудование ГЭС по экономичности и маневренности должно соответствовать требованиям и нормам, установленных Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей [12] и стандартов организации СТО 70238424.27.140.015-2008, СТО 70238424.27.140.018-2008, СТО 70238424.27.140.019-2008, СТО 70238424.27.140.005-2008, СТО 70238424.27.140.006-2008, СТО 17330282.29.240.004-2008, СТО 590122820.29.240.008-2008, СТО 59012820.29.240.001-2010, СТО 59012820.29.240.002-2010. Оценка показателей эксплуатационного состояния основного оборудования должна осуществляться в соответствии с СТО 70238424.27.140.001-2008.

5.2.5 Гидроэлектростанции мощностью свыше 30 МВт и с количеством гидроагрегатов более трех должны быть оснащены системами группового регулирования активной мощности (ГРАМ) с возможностью использования их для вторичного автоматического регулирования режима энергосистем по частоте и перетокам мощности (АРЧМ). Отключение системы ГРАМ допускается с разрешения диспетчерских служб соответствующих энергосистем в тех случаях, когда групповое регулирование агрегатов невозможно по техническому состоянию или режимным условиям работы оборудования гидроэлектростанции.

5.2.6 Участие гидроагрегатов ГЭС в регулировании частоты и перетоков мощности, в регулировании реактивной электрической мощности определяются правилами, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854. Участие гидроагрегатов ГЭС в соответствующем виде регулирования должно быть отражено в договорах и соглашениях, заключаемых участниками оптового рынка.

5.2.7 Для регулирования технологического режима работы энергосистемы каждая ГЭС должна обеспечивать участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока и мощности, специально выделенные системным оператором ГЭС (регулирующие ГЭС) – в нормированном первичном и вторичном регулировании частоты электрического тока и мощности в соответствии с требованиями стандартов СТО 590122820.29.240.008-2008, СТО 59012820.29.240.001-2010, СТО 59012820.29.240.002-2010.

Значение частоты электрического тока при нормальных режимах должна составлять 50 Гц с отклонениями в каждую сторону не более 0,05 Гц, с кратковременными отклонениями не более 0,2 Гц при регулировании средствами вторичного регулирования совместно с нормированным первичным регулированием частоты.

5.2.8 Общее первичное регулирование частоты осуществляется путем изменения мощности под воздействием автоматических регуляторов частоты вращения гидроагрегатов. При этом степень неравномерности регулирования частоты вращения ротора гидротурбины при номинальных параметрах должна составлять от 4 до 5 %, а зона (степень) нечувствительности по частоте вращения – задаваемая соответствующим диспетчерским центром, но не более 0,3 %, и должны обеспечиваться совокупностью всего энергетического оборудования и систем ре-

гулирования гидроагрегатов и группового регулирования активной мощности ГЭС.

5.2.9 Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности представляет собой изменение мощности путем подачи соответствующих диспетчерских команд либо автоматически (с использованием систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности). Вторичное регулирование осуществляется с учетом зависимости электроэнергетического режима энергосистемы от изменения частоты электрического тока (с частотной коррекцией).

5.2.10 Для регулирования технологического режима работы энергосистем по частоте электрического тока и мощности на регулирующих гидроэлектростанциях должны поддерживаться резервы мощности, достаточные для компенсации возникших отклонениях в балансах мощности при аварийных отключениях частей энергосистемы, а также при отклонении объема производства и потребления электрической энергии от диспетчерских графиков. Величину и места размещения резервов мощности для первичного и вторичного регулирования определяют диспетчерские центры в пределах своих операционных зон.

ГЭС должны обеспечивать выполнение заданных резервов мощности.

5.2.11 ГЭС – участники оптового рынка должны участвовать в регулировании напряжения в энергосистеме. Автоматическое поддержание напряжения на шинах ГЭС или регулирования реактивной мощности с соблюдением заданного распределения реактивной мощности между гидроагрегатами с учетом технологических ограничений режимных параметров гидрогенераторов осуществляют с использованием системы группового регулирования напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ). Проектирование и эксплуатацию системы осуществляют в соответствии с СТО 70238424.27.140.009-2008 и СТО 70238424.27.140.010-2008.

5.2.12 Система ГРНРМ предназначена для повышения статической и динамической устойчивости электрической системы и демпфирования колебаний в переходных режимах и решает задачи:

- автоматического регулирования напряжения на шинах ОРУ;
- автоматического поддержания напряжения на шинах ОРУ по заданным характеристикам и по командам диспетчерского центра;
- автоматического распределения реактивных нагрузок между генераторами с точностью 1 % номинальной и с возможностью увеличения суммарной реактивной мощности при наличии запаса по току ротора;
- перевода каждого гидроагрегата из режима индивидуального в режим группового регулирования и обратно;
- автоматического поддержания заданного напряжения независимо от изменения числа работающих генераторов и при переводе регулирования с группового и обратно.

При отключении действием защит гидроагрегата от сети ГРНРМ восстанавливает заданную реактивную мощность группы за счет резервной реактивной мощности генераторов управляемой группы.

5.2.13 При регулирования напряжения в энергосистемах должно быть обеспечено соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования гидроэлектростанций (в соответствии с эксплуатационными характеристиками, установленными заводами-изготовителями).

Во всех режимах производят расчет запасов реактивной мощности ГЭС, как

в сторону выдачи, так и в сторону потребления.

5.2.14 Задание по напряжению или по реактивной мощности должно вводиться либо в виде планового графика как функция времени, либо поступать с вышестоящего уровня, либо оперативным персоналом вручную с возможностью блокирования планового задания.

Входной информацией для ГРНРМ должны быть:

- дискретные сигналы о состоянии схемы электрических соединений;
- напряжение шин;
- режимные параметры генераторов и трансформаторов;
- режимные параметры РПН-трансформаторов;
- признаки готовности системных регуляторов;
- управляющие воздействия от системных регуляторов и от оперативного персонала.

5.2.15 Длительность рабочего цикла регулирования должна быть не более 2 с; цикл опроса аналоговых параметров должен быть не более 0,2 с; защитное ограничение длительности импульса должно регулироваться в пределах от 0,2 до 0,5 с.

5.2.16 Объекты, в том числе гидроэлектростанции, которые могут оказывать влияние на устойчивость электроэнергетического режима энергосистемы, включаются в контрольные пункты, напряжение в которых контролируется диспетчерским центром в пределах своей операционной зоны.

5.2.17 Регулирование напряжения в сетях номинального класса напряжения 110 кВ и выше должно осуществляться в контрольных пунктах в соответствии с графиками напряжения в функции времени или характеристиками зависимости напряжения от параметров электроэнергетического режима с учетом состава работающего оборудования объектов электроэнергетики, в том числе гидроэлектростанций. Графики напряжения и характеристики его регулирования в контрольных пунктах составляются диспетчерскими центрами, в операционной зоне которых они расположены.

5.2.18 Для контрольных пунктов электростанций, в том числе гидроэлектростанций, оснащенных устройствами регулирования реактивной мощности, соответствующий диспетчерский центр, исходя из условий устойчивости электроэнергетического режима энергосистемы, устанавливает аварийные пределы снижения напряжения.

В случае, если напряжение в этих пунктах снижается до аварийного предела, персонал ГЭС должен обеспечивать поддержание напряжения путем использования допустимых технологических режимов работы оборудования и устройств регулирования реактивной мощности (в том числе автоматических и группового регулирования), а диспетчерские центры должны использовать резервы средств по поддержанию мощности в прилегающих районах.

5.3 Требования к надежности поставки электроэнергии (мощности)

5.3.1 Надежность поставки электрической энергии (мощности) от ГЭС определяется надежным состоянием ее оборудования и технических систем.

Основное оборудование и технические системы ГЭС (гидротурбины, гидрогенераторы, трансформаторы, системы регулирования и управления, оборудование распределительных устройств и иные технические системы) по надежности

должны соответствовать требованиям соответствующих стандартов и технических условий.

При эксплуатации оборудования и систем должны выполняться требования технических регламентов, Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей [12] и стандартов, применяемых в области организации эксплуатации и технического обслуживания, в том числе в части соблюдения диспетчерского режима управления в нормальных и аварийных режимах работы.

5.3.2 Требования к надежности в договорах могут быть установлены в виде допускаемого числа и продолжительности перерывов в поставке электрической энергии из-за отказов оборудования ГЭС или в виде комплексного показателя надежности в соответствии с ГОСТ 27.002 - коэффициента готовности $K_г$.

Коэффициент готовности поставки электрической энергии в течение года должен быть не менее $K_г$=0,98.

5.3.3 Гидроагрегаты гидроэлектростанций должны устойчиво работать в режимах:

- генераторном;
- синхронного компенсатора;
- насосном (обратимые гидроагрегаты ГАЭС).

При эксплуатации гидроагрегатов в генераторном режиме должна быть обеспечена их бесперебойная работа с максимально возможным для заданной нагрузки и действующего напора гидротурбин коэффициентом полезного действия (КПД).

Оборудование гидроэлектростанций должно быть в постоянной готовности к несению максимальной располагаемой нагрузки, а оборудования гидроаккумулирующих станций – также к работе в насосном режиме.

Системы управления гидроагрегатами (в том числе системы группового управления) должны обеспечивать безопасность оборудования и строительных конструкций ГЭС (ГАЭС) при переходных процессах: пуске гидроагрегатов во всех режимах, изменении нагрузки, остановке гидроагрегатов из всех режимов, переводе из одного режима в другой, аварийном сбросе нагрузки с отключением от сети, включая остановку из разгона.

5.3.4 Находящиеся в эксплуатации гидроагрегаты и вспомогательное оборудование должны быть полностью автоматизированы. Пуск гидроагрегата в генераторный режим и в режим синхронного компенсатора, останов из генераторного режима и из режима синхронного компенсатора, перевод из генераторного режима в режим синхронного компенсатора и обратно должны осуществляться от одного командного импульса; для обратимых гидроагрегатов этот принцип должен осуществляться также для насосных режимов и для перевода из насосного в генераторный режим.

5.3.5 Гидроагрегаты, находящиеся в резерве, должны быть в состоянии готовности к немедленному автоматическому пуску. Гидротурбины (насосстурбины) с закрытым направляющим аппаратом должны находиться под напором при полностью открытых затворах на водоприемнике и в отсасывающей трубе. На высоконапорных гидроэлектростанциях с напором 300 м и более, а также с напором от 200 до 300 м при числе использования менее 3000 часов предтурбинные и встроенные кольцевые затворы на резервных гидроагрегатах должны быть закрыты. На гидроэлектростанциях с напором ниже 200 м предтурбинный затвор на ре-

зервном агрегате не должен закрываться, если он не выполняет оперативные функции.

5.3.6 Гидроагрегаты, работающие в режиме синхронного компенсатора, должны быть готовы к немедленному автоматическому переводу в генераторный режим.

5.3.7 Гидроагрегаты должны работать в режиме автоматического регулирования частоты вращения с заданным статизмом. Перевод регулятора гидротурбин в режим работы на ограничителе открытия или на ручное управление допускается в исключительных случаях с разрешения технического руководителя гидроэлектростанции с уведомлением диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

5.3.8 При эксплуатации автоматического регулирования гидроагрегата должны быть обеспечены:

- автоматический и ручной пуск и останов гидроагрегата;
- устойчивая работа гидроагрегата на всех режимах;
- участие в регулировании частоты в энергосистеме с параметрами настройки статизма в пределах от 4,5 до 6,0 % и мертвой зоны по частоте, задаваемой соответствующим диспетчерским центром;
- плавное (без толчков и гидроударов в маслопроводах) перемещение регулирующих органов при изменении мощности гидроагрегата;
- выполнение гарантий регулирования;
- автоматическое изменение ограничения максимального открытия направляющего аппарата по мощности при изменении напора;
- автоматическое и ручное изменение комбинаторной зависимости по напору (для поворотно-лопастных гидротурбин);
- автоматический перевод гидроагрегата в режим синхронного компенсатора и обратно.

5.3.9 Условия, разрешающие пуск гидроагрегата, его нормальный и аварийный останов и внеплановое изменение нагрузки, должны быть изложены в местных инструкциях, утвержденных техническим руководителем гидроэлектростанции и находящихся на рабочих местах оперативного персонала.

Значения всех параметров, определяющих условия пуска гидроагрегата и режим его работы, должны быть установлены на основании данных заводов-изготовителей и специальных натурных испытаний.

5.3.10 Для каждого гидроагрегата должно быть определено и периодически в установленные местными инструкциями сроки проконтролировано минимальное время следующих процессов:

- закрытия направляющего аппарата гидротурбины до зоны демпфирования при сбросе нагрузки;
- открытия направляющего аппарата гидротурбины при наборе нагрузки с максимальной скоростью;
- разворота и свертывания лопастей рабочего колеса поворотно-лопастных и диагональных гидротурбин;
- закрытия направляющего аппарата при срабатывании золотника аварийного закрытия;
- закрытия и открытия предтурбинных затворов, а также аварийно-ремонтных затворов на водоприемнике;

- закрытия холостого выпуска гидротурбины.

Кроме того, периодически в соответствии с местной инструкцией должны проверяться гарантии регулирования.

5.3.11 Гидрогенераторы в нормальных условиях работы должны включаться в сеть способом точной синхронизации (автоматической или полуавтоматической).

При использовании точной синхронизации должна быть введена блокировка от несинхронного включения.

При включении в сеть способом точной синхронизации с включенным автоматическим регулятором возбуждения (АРВ), снабженным устройством атематической подгонки напряжений, разница напряжений сети и генератора не должна превышать 1 %.

Во всех случаях включения способом точной синхронизации следует стремиться к тому, чтобы угол между напряжениями сети и гидрогенератора в момент включения не превышал 10°.

Допускается использование при включении в сеть способа самосинхронизации, если это предусмотрено техническими условиями на поставку или специально согласовано с заводом-изготовителем.

При ликвидации аварий в энергосистеме гидрогенераторы разрешается включать на параллельную работу способом самосинхронизации.

5.3.12 Гидрогенераторы в случае сброса нагрузки и отключения, не сопровождающегося повреждением гидроагрегата или неисправной работой системы регулирования гидротурбины, разрешается включать в сеть без осмотра и ревизии.

5.3.13 Скорость повышения напряжения на генераторах не ограничивается.

Скорость набора и изменения активной нагрузки для всех гидрогенераторов определяется условиями работы гидротурбины.

Скорость изменения реактивной нагрузки гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток не ограничивается.

5.3.14 Номинальная мощность гидрогенераторов при номинальном коэффициенте мощности, а также длительная максимальная мощность при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения должны сохраняться при одновременных отклонениях напряжения до ±5 % и частоты до ±2 % номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 5 %, если в стандартах на отдельные типы машин не оговорены иные условия по отклонению напряжения и частоты.

5.3.15 Наибольший ток ротора, полученный при работе с номинальной мощностью и при отклонениях напряжения в пределах ±5 %, длительно допустим при работе с номинальными параметрами охлаждающих сред.

В случае работы с длительной максимальной мощностью наибольший ток ротора при отклонении напряжения до ±5 % длительно допустим только при соответствующих параметрах охлаждения.

Для всех гидрогенераторов наибольшее рабочее напряжение должно быть не выше 110 % номинального. При напряжении выше 105 % допустимая полная мощность гидрогенератора должна быть установлена в соответствии с указаниями

инструкций завода-изготовителя или по результатам испытаний.

При напряжении на гидрогенераторе ниже 95 % номинального ток статора должен быть не выше 105 % длительно допустимого.

5.3.16 Длительная перегрузка гидрогенераторов по току сверх значения, допустимого при данных температуре и давлении охлаждающей среды, не допускается.

В аварийных условиях гидрогенераторы разрешается кратковременно перегружать по токам статора и ротора согласно инструкциям завода-изготовителя, техническим условиям, техническим регламентам и стандартам. Если в них соответствующие указания отсутствуют, при авариях в энергосистемах допускаются кратковременные перегрузки гидрогенераторов по току статора при соблюдении допустимой стандартами кратности тока, отнесенной к номинальному значению.

6 Технические требования к оборудованию гидроэлектростанций – участников оптового рынка

6.1 Общие требования

6.1.1 Технические требования к оборудованию гидроэлектростанций - участников оптового рынка электроэнергии (мощности) изложены в [3]. Требования соответствуют Правилам оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода и устанавливают обязательные технические требования, предъявляемые к генерирующему оборудованию участников оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭ) в целях обеспечения готовности генерирующего оборудования к выработке на конкурентных условиях электрической энергии установленного качества в количестве, необходимом для удовлетворения потребности в электрической энергии в ЕЭС России.

Положения, изложенные в [3], распространяются на всех участников ОРЭ, владеющих на праве собственности или ином законном основании генерирующим оборудованием, и обязательны для выполнения всеми участниками ОРЭ независимо от территориального расположения по ценовым и/или неценовым зонам.

Технические требования к генерирующему оборудованию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций должны соответствовать требованиям технических регламентов, Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [12], стандартов организаций, перечисленных в 5.2.4.

Проверка соответствия генерирующего оборудования участников ОРЭ техническим требованиям осуществляется в соответствии с [4].

6.1.2 Участники ОРЭ обязаны представлять системному оператору актуальные (условно постоянные) данные по генерирующему оборудованию в соответствии [5].

Системный оператор на основании предоставленных данных определяет допустимые диапазоны регулирования активной и реактивной электрической мощности, установленную, располагаемую и максимальную мощности генерирующего оборудования, а также иные параметры, необходимые для определения готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии.

Данные по генерирующему оборудованию должны включать:

а) в части общих сведений о генерирующем оборудовании:

- паспортные данные по каждой единице генерирующего оборудования;
- номинальную мощность каждой единицы генерирующего оборудования;
- допустимые технический минимум и максимум нагрузки каждой единицы генерирующего оборудования по активной мощности (регулировочный диапазон в процентах от номинальной мощности);
- допустимый диапазон работы генерирующего оборудования по реактивной мощности;

б) в части оценки участия в общем первичном регулировании частоты:

- тип гидротурбин (марка);
- статизм и зону нечувствительности по частоте регуляторов частоты вращения гидротурбин;
- статизм и зону нечувствительности частотных корректоров регуляторов мощности (при наличии);
- информацию о готовности либо неготовности, либо отсутствии технической возможности к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты в соответствии с [5];

в) в части оценки предоставления диапазона регулирования реактивной мощности:

- результаты последних тепловых испытаний генерирующего оборудования в графической или табличной форме;
- настройку ограничителя минимального возбуждения с приведением технических обоснований принятой настройки;
- настройку защиты ротора при перегрузке ротора током возбуждения с приведением технических обоснований принятой настройки;
- иные данные, корректирующие допустимый диапазон работы оборудования по реактивной мощности;

г) в части оценки участия ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков мощности:

- данные последних испытаний гидроагрегатов ГЭС по допустимым скоростям набора/ сброса нагрузки;
- данные, корректирующие допустимый диапазон работы каждого гидроагрегата и всей гидроэлектростанции по активной мощности;
- информацию о наличии группового регулятора активной мощности (далее ГРАМ, возможное наименование: центральный задатчик активной нагрузки – ЦЗАН), количестве подключаемого к нему генерирующего оборудования, статических и динамических настройках ГРАМ, ЦЗАН;
- информацию о возможности участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты электрического тока (наличии задатчика внеплановой нагрузки (мощности) (далее ЗВН (ЗВМ), обеспечивающего прием по каналам телемеханики управляющих воздействий от верхнего уровня и формирование задания для ГРАМ, наличии необходимых каналов связи и аппаратуры телемеханики);

д) в части оценки готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки:

- акты о вводе, выводе, демонтаже, перемаркировке и присоединении генерирующего оборудования;

- данные о наличии ограничений установленной мощности.

6.2 Требования к участию ГЭС в общем первичном регулировании частоты

6.2.1 В ОПРЧ должны участвовать гидроагрегаты (ГА) всех ГЭС, включая участвующие в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ).

Все вынужденные временные отступления от режима участия в ОПРЧ должны быть оформлены заявками на вывод генерирующего оборудования ГЭС из ОПРЧ в СО и в соответствующих территориальных подразделениях СО с указанием причины и сроков вывода-ввода.

6.2.2 Система первичного регулирования (СПР) генерирующего оборудования должна обеспечивать устойчивую выдачу требуемой первичной мощности с момента возникновения отклонения частоты и до возврата частоты к нормальному уровню (до возврата частоты в заданную зону нечувствительности первичных регуляторов) и не допускать нарушения технологической устойчивости оборудования при аварийных отклонениях частоты (других ограничений в тракте СПР не допускается).

6.2.3 СПР генерирующего оборудования должна отслеживать текущие отклонения частоты с учетом возможного изменения не только величины, но и знака отклонения, своими действиями способствуя нормализации частоты, т.е. работать в следящем за отклонением частоты режиме. Должен быть обеспечен апериодический характер процесса изменения выдачи первичной мощности, без существенного перерегулирования.

6.2.4 Генерирующее оборудование, участвующее в НПРЧ с заданным резервом первичного регулирования, в режимах энергосистемы, когда величина требуемой первичной мощности превышает заданный первичный резерв, должно обеспечивать выдачу первичной мощности во всем диапазоне регулирования, ограниченном только допустимостью режимов работы оборудования. Дополнительная (сверх заданного первичного резерва) первичная мощность выдается в рамках требований к ОПРЧ.

6.2.5 ОПРЧ на ГЭС должно обеспечиваться действием регуляторов частоты вращения (РЧВ) и приводов системы регулирования ГА как при групповом, так и при индивидуальном регулировании гидроагрегатов, с максимальным быстродействием.

6.2.6 ГРАМ не должен препятствовать действию РЧВ по отклонению частоты; работа гидроагрегатов на групповом регулировании без частотного корректора (ЧК) не допускается.

6.2.7 С целью сохранения эффективности ОПРЧ, при наличии на ГЭС ГРАМ, должен быть предусмотрен быстродействующий автоматический перевод гидроагрегатов на индивидуальное регулирование для случаев разделения ГЭС на части, выделения одного или нескольких гидроагрегатов на изолированную нагрузку, при неисправностях ГРАМ (например, при фиксации резкого расхождения заданий гидроагрегатам от РЧВ и от ГРАМ).

6.2.8 Технические параметры ГЭС, участвующей в ОПРЧ:

- зона нечувствительности не более 0,15 Гц (при одновременном участии в НПРЧ нечувствительность определяется системными требованиями по НПРЧ; при неучастии в НПРЧ допускается «мертвая» полоса до ±0,075 Гц при фиксированной уставке по частоте РЧВ всех гидроагрегатов и частотных корректоров

ГРАМ);

- статизм регулирования частоты по мощности в пределах 4,5 – 6 %;
- точность измерения частоты не хуже 0,01 Гц;
- точность отработки заданий по мощности не хуже ±1 % от $P_{ном}$;
- при скачкообразном отклонении частоты на величину, превышающую более чем в два раза зону нечувствительности, за первые 15 секунд должно быть выдано не менее 70 % первичной мощности с последующей выдачей всей требуемой первичной мощности за 1 минуту;
- время непрерывной выдачи требуемой первичной мощности как при неизменном отклонении частоты, так и в следящем за частотой режиме не должно ограничиваться.

6.2.9 При отклонениях частоты, превышающих зону нечувствительности, ГЭС должна выдавать требуемую первичную мощность в пределах имеющегося на данный момент времени диапазона автоматического регулирования.

6.2.10 При участии ГЭС в НПРЧ часть первичной мощности, превышающая заданный резерв НПРЧ, должна выдаваться в соответствии с требованиями к ОПРЧ.

6.2.11 Участие в ОПРЧ предполагает приоритет РЧВ каждого гидроагрегата перед заданием от ГРАМ, что необходимо для эффективности ОПРЧ при любой возможной схеме разделения ГЭС.

6.2.12 Проверка готовности генерирующего оборудования ГЭС к участию в ОПРЧ должна осуществляться в соответствии с методическими рекомендациями по проверке готовности ГЭС к первичному регулированию частоты, приведенными в технических требованиях [3, приложение 3] и методическими указаниями по испытаниям системы регулирования гидротурбин (СТО 70238424.27.140.001–2008, Приложение Ж).

6.3 Требования к генерирующему оборудованию ГЭС – участников оптового рынка в части предоставления диапазона регулирования реактивной мощности

6.3.1 Диапазон регулирования реактивной мощности каждого генерирующего оборудования устанавливается СО в виде графических зависимостей допустимой реактивной мощности генерирующего оборудования от активной мощности, соответствующих табличных форм или расчетных выражений (аналитических зависимостей) на основании данных, представленных участниками ОРЭ, в соответствии со Стандартом.

6.3.2 Диапазон регулирования реактивной мощности каждого генерирующего оборудования при фиксированной величине активной мощности ограничен допустимыми минимальным и максимальным значениями реактивной мощности в соответствии со всеми представленными и скорректированными эксплуатирующими организациями – участниками ОРЭ данными.

6.3.3 Диапазон регулирования реактивной мощности группы точек поставки генерации (ГТПГ) определяется суммой диапазонов регулирования реактивной мощности находящегося в работе генерирующего оборудования, входящего в ГТПГ. Генерирующее оборудование участника ОРЭ должно находиться в постоянной готовности предоставления полного диапазона регулирования реактивной мощности в соответствии с представленными данными.

6.4 Требования к участию ГЭС во вторичном регулировании частоты и мощности

6.4.1 В соответствии с Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электрической энергии [5] участники ОРЭ, имеющие в собственности генерирующее оборудование ГЭС, обязаны предоставить указанное оборудование для участия во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности (далее вторичное регулирование), а ГЭС с установленной мощностью 100 МВт и более, кроме того, должны иметь возможность участия в автоматическом вторичном регулировании.

6.4.2 Требования к участию в автоматическом вторичном регулировании распространяются на ГЭС, оснащенные системами ГРАМ с частотным корректором, привлекаемые к автоматическому либо оперативному вторичному регулированию.

6.4.3 Участвующая во вторичном регулировании ГЭС не освобождается от участия в ОПРЧ и должна удовлетворять условиям раздела 6.2 настоящего стандарта. При одновременном привлечении ГЭС к НПРЧ она должна удовлетворять требованиям системного оператора по участию электростанций в НПРЧ, имеющим наиболее высокий приоритет.

6.4.4 В соответствии с Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России [6] заданная диспетчерским графиком мощность ГЭС должна допускать размещение заданного вторичного резерва, а при одновременном использовании ГЭС для НПРЧ – совместное размещение заданных вторичных и первичных резервов. При этом должна быть предусмотрена блокировка от превышения заданного вторичного резерва в процессе вторичного регулирования по команде от систем автоматического вторичного регулирования режима энергосистем по частоте и перетокам мощности (АРЧМ), необходимая для исключения возможности уменьшения заданных первичных резервов.

6.4.5 При неучастии ГЭС в НПРЧ весь диапазон регулирования может быть использован для размещения вторичного резерва. При этом величина заданных вторичных резервов на загрузку и разгрузку не должна превышать диапазон автоматического регулирования ГЭС, а сам диапазон вторичного регулирования должен размещаться относительно заданной графиком мощности таким образом, чтобы обеспечивалась возможность реализации в полностью автоматическом режиме каждого из вторичных резервов.

6.4.6 При изменении заданной диспетчерским графиком мощности или изменении состава работающего генерирующего оборудования ГЭС должна сохраняться возможность автоматической реализации заданных вторичных резервов.

6.4.7 Быстродействие реализации команд вторичного регулирования должно быть максимально допустимым для данного энергетического оборудования ГЭС либо определено диспетчерской командой. Задержка в начале отработки задания от систем АРЧМ не должна превышать 5 секунд (для ГЭС, временно имеющих ограничения по скорости открытия направляющих аппаратов, допускается задержка в начале отработки задания до 10 секунд).

6.4.8 Динамическая погрешность в отработке заданной вторичной мощности не должна превышать 1 % суммарной номинальной мощности подключенных к ГРАМ гидроагрегатов.

6.4.9 Отработка задания должна осуществляться в темпе, задаваемом системой АРЧМ.

Время реализации всего автоматического вторичного резерва не должно превышать 5 минут в нормальных режимах и в пределах от 1,5 до 2 минут в аварийных режимах для целей предотвращения перегрузки транзитных связей и сечений.

6.4.10 Оперативное вторичное регулирование осуществляется по командам диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

Допустимыми отклонениями при исполнении команд оперативного вторичного регулирования являются:

- время начала исполнения команды, от момента получения ее оперативным персоналом ГЭС либо от времени, установленного диспетчерской командой:

а) не более 1 минуты на работающем оборудовании;

б) не более 3 минут на оборудовании, находящемся в резерве.

- отклонение от заданной скорости изменения активной мощности не должно быть более 10 %;

- точность поддержания заданной величины активной мощности должна быть в пределах ± 2 % от текущего задания.

В период работы оборудования ГАЭС в насосном режиме регистрируется исполнение команд на включение в сеть / отключения от сети гидроагрегатов. Для данных команд время включения в сеть / отключения от сети гидроагрегатов не должно превышать заданное диспетчером время окончания исполнения команды.

Невыполнением диспетчерской команды считается отклонение хотя бы одного из критериев за допустимые пределы.

6.4.11 При участии ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности величина диапазона, предоставляемая для регулирования, должна определяться исходя из фактического состояния оборудования. При наличии ограничений по продолжительности работы гидроагрегатов в зонах ограниченной работы по напору и мощности на ГЭС должен быть организован учет продолжительности работы каждого гидроагрегата в этих зонах с выводом его из режима АВРЧ в случае превышения допускаемой продолжительности.

6.4.12 Безопасность эксплуатации гидроагрегатов при их участии в АВРЧМ обеспечивается:

- работой в регулировочном диапазоне (зоне разрешенной работы), установленном инструкциями по эксплуатации оборудования на основе указаний завода-изготовителя на период установленного срока эксплуатации или по результатам технического освидетельствования при продления срока эксплуатации;

- настройкой системы ГРАМ ГЭС, обеспечивающей изменение мощности гидроагрегатов в пределах их регулировочного диапазона (зоны разрешенной работы) с допустимыми параметрами регулирования, с запретом автоматического перехода гидроагрегата через зоны ограниченной и недопустимой работы при отработке вторичного задания от ЦС (ЦКС) АРЧМ;

- блокировкой управления активной мощностью гидроагрегата от системы ГРАМ путём его автоматического отключения от управления ГРАМ при срабаты-

вании технологических защит, при выходе параметров эксплуатации (в том числе вибрационных, тепловых и пр.) за допустимые пределы.

6.5 Требования к участию ГЭС в третичном регулировании

6.5.1 Для поддержания заданных величин первичных и вторичных резервов и их восстановления в случае использования в процессе регулирования частоты, эксплуатирующие организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании гидрогенерирующим оборудованием и осуществляющие его техническую эксплуатацию и обслуживание, могут на возмездной основе оказывать субъектам ОРЭ услуги по третичному регулированию и размещению третичного резерва (на разгрузку и загрузку).

6.5.2 Для третичного регулирования в качестве быстродействующего третичного («минутного») резерва для восстановления регулировочных возможностей первичного и вторичного регулирования может использоваться пуск – останов гидроагрегатов ГЭС и ГАЭС, а также перевод агрегатов ГАЭС в насосный или генераторный режим.

6.5.3 Третичное регулирование для восстановления резерва вторичного регулирования может выполняться вручную или автоматически в рамках систем АРЧМ и должно начинаться с временным упреждением, чтобы восстановление вторичного диапазона началось раньше его исчерпания.

Величина третичного резерва и его размещение устанавливаются по согласованию с СО; третичный резерв должен быть достаточным для обеспечения эффективного функционирования первичного и вторичного регулирования в заданном объеме и при требуемом качестве регулирования.

6.6 Технические требования к определению готовности гидрогенерирующего оборудования

К основным показателям, характеризующим условия предоставления продукции, относятся показатели готовности гидрогенерирующего оборудования, включающие согласованные СО величины установленной, располагаемой и максимальной мощности, готовой к несению нагрузки.

6.6.1 Требования к определению установленной мощности

Установленная электрическая мощность (установленная мощность) генерирующего оборудования, ГТПГ и электростанции в целом, используемая для расчетов, определяется на основании данных участников ОРЭ, представленных в СО в соответствии с Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электрической энергии [5] и Техническими требованиями к генерирующему оборудованию участников оптового рынка [3].

Допускаются изменения показателей установленной мощности в течение года. Для изменения показателя в течение года необходимо предоставить системному оператору обосновывающие документы в соответствии с [3]. Величина установленной мощности изменяется с первого числа месяца, следующего за месяцем согласования СО соответствующих документов.

6.6.2 Требования к определению располагаемой мощности

6.6.2.1 Располагаемая мощность генерирующего оборудования, ГТПГ и электростанции в целом определяется как установленная мощность за вычетом

согласованных СО ограничений по мощности, устанавливаемых в соответствии с СТО 70238424.27.140.015–2008.

Расчеты ожидаемых ограничений мощности с разбивкой по генерирующему оборудованию, ГТПГ и электростанции в целом на предстоящий год выполняются электростанциями, которые имели ограничения мощности в период до 01 января года, предшествовавшего отчетному (текущему), и по которым ожидаются ограничения мощности в отчетном году.

6.6.2.2 Ожидаемые ограничения мощности согласовываются СО по каждому месяцу до 01 ноября года, предшествующего планируемому, на основании документов, представленных в соответствии с [3], и могут быть скорректированы и согласованы по каждым суткам до начала месяца, в котором эти изменения актуальны.

Корректировка ограничений установленной мощности должна быть представлена в СО, как правило, не позднее 5 рабочих дней до начала отчетного месяца по генерирующему оборудованию, ГТПГ и электростанции в целом.

6.6.2.3 Корректировка ограничений внутри месяца допускается по согласованию с СО заявки не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X минус 2 (суток, предшествующих торговым), а для второй неценовой зоны до 10 часов местного времени суток X минус 1 (суток, предшествующих операционным) в следующих случаях:

- в случае представления подтверждающих ввод ограничений документов, выданных в пределах своей компетенции федеральными органами исполнительной власти Российской Федерации или органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, уполномоченным водным или иным законодательством Российской Федерации регулировать водные режимы соответствующих водных объектов;
- в случае представления документов, подтверждающих изменение не менее чем на 40 % водности/приточности поверхностных водных объектов, выданных в пределах своей компетенции организациями, находящимися в ведении Федеральной службы России по гидрометеологии и мониторингу окружающей среды;
- для ГЭС с недостроенными гидротехническими сооружениями – при недостатке расчетного напора при наличии обосновывающих таковые ограничения документов, согласованных СО.

6.6.2.4 СО не позднее трех рабочих дней до начала отчетного месяца (или внутри месяца) согласовывает указанные ограничения или представляет обоснованный отказ.

6.6.2.5 Согласование величин ограничений активной мощности по генерирующему оборудованию, ГТПГ и электростанции в целом осуществляется СО с учетом имеющейся статистической информации и на основании представленных участником ОРЭ обосновывающих документов. В случае необходимости СО имеет право запросить у участника ОРЭ следующие данные:

- сведения о фактических изменениях установленной электрической мощности в предшествующем и предстоящем году с указанием причин, значений и прогнозируемых дат изменений мощности, типов вводимых, реконструируемых или перемаркируемых агрегатов;
- показатели, характеризующие ожидаемые условия и режимы эксплуатации, влияющие на значения ограничений мощности;

- обосновывающие расчеты ограничений мощности по генерирующему оборудованию, ГТПГ и электростанции в целом для каждой из причин их вызывающих;

- перечень мероприятий по сокращению ограничений мощности в отчетном году с указанием среднемесячных значений сокращения ограничений при выполнении каждого из мероприятий;

- анализ проведенных мероприятий по сокращению величины ограничений мощности с указанием их эффективности.

6.6.2.6 В случае полного либо частичного непредставления запрашиваемых материалов СО может не принимать к рассмотрению документы на согласование величин ограничений активной мощности.

6.6.3 Требования к определению плановой максимальной мощности

Плановая величина максимальной мощности ГЭС, отнесенной к ГТПГ, готовой к несению нагрузки, определяется как значение располагаемой мощности, уменьшенной на величину ремонтного снижения мощности.

ГЭС – участник ОРЭ в установленный срок до начала отчетного периода, согласовывает с СО плановую продолжительность ремонтов с указанием периода и объема ремонтов.

Согласование величины ремонтного снижения мощности по каждым суткам отчетного периода осуществляется СО по каждой ГТПГ на основании следующих данных:

- согласованных СО годовых графиков ремонтов основного и вспомогательного оборудования с указанием вида ремонта и его плановой продолжительности;

- согласованных СО оперативных заявок на вывод в ремонт основного и вспомогательного оборудования;

- величин ремонтного снижения мощности, рассчитанных с учетом возможности наложения по времени графиков ремонтов основного и вспомогательного оборудования и сниженных на величину ограничений, приходящихся на выводимое в ремонт оборудование.

Кроме того, ГЭС – участник ОРЭ должна уведомить СО в соответствии с [7] о составе и параметрах генерирующего оборудования не позднее 16 часов 30 минут местного времени в сутки, предшествующие торговым суткам. Порядок подачи уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования установлен в [8].

На основании этих данных, с учетом согласованных ограничений, СО определяет почасовые значения плановой величины максимальной мощности по каждой ГТПГ и ремонтное снижение мощности по ГТПГ – величину мощности согласованных ремонтов.

6.6.4 Требования к определению максимальной мощности, готовой к несению нагрузки

6.6.4.1 Уточненная величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, согласованная СО не позднее, чем за четыре часа до часа фактической поставки, определяется в соответствии с [3], и соответствует составу оборудования, ожидаемому на час фактической поставки. Основанием для уточнения величины максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, является оперативная заявка на изменение состояния оборудования, поданная СО не позднее, чем за 4 часа до часа фактической поставки (или оперативное уведомление, направлен-

ное участником ОРЭ в соответствии с Регламентом подачи участниками оптового рынка электроэнергии ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед и балансирования системы [9] не позднее, чем за четыре часа до часа фактической поставки).

6.6.4.2 Величина мощности оборудования, не соответствующая составу, заданному СО на час фактической поставки, определяется на каждый час суток и соответствует сумме установленных мощностей оборудования, включенного и отключенного без согласования с СО.

6.6.4.3 Фактическая величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, определяется за каждый час суток и соответствует сумме включенной мощности ГТПГ и мощности генерирующего оборудования ГТПГ, находящегося в холодном резерве, определенной с учетом фактических ограничений мощности.

7 Условия предоставления услуг по обеспечению системной надежности

7.1 Предоставление услуг по обеспечению системной надежности – деятельность гидроэлектростанций, связанная с обеспечением надежности работы электроэнергетической системы и электроснабжения потребителей, в том числе по регулированию частоты и перетоков активной мощности, регулированию реактивной мощности, по предотвращения возникновения аварий, а также по обеспечению восстановления нормального режима энергосистемы после аварий в соответствии с нормами, установленными техническими регламентами и стандартами. Получение услуг по обеспечению системной надежности предоставляет всем субъектам энергетического рынка возможность полного использования экономических преимуществ работы в энергосистемах.

7.2 В соответствии с постановлением правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 117 под услугами по обеспечению системной надежности, предоставляемым электростанциями на платной основе для обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России, понимается комплекс действий по:

7.2.1 нормированному первичному регулированию частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций;

7.2.2 автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций (за исключением гидроэлектростанций установленной мощностью более 100 МВт);

7.2.3 регулированию реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором в течение периода оказания соответствующих услуг не производится электрическая энергия;

7.2.4 развитию систем противоаварийного управления (включая установку (модернизацию) соответствующих устройств) в Единой энергетической системе России.

В соответствии с названным постановлением для гидроэлектростанций в настоящее время не являются платными услугами по обеспечению системной надежности: общее первичное регулирование частоты, автоматическое вторичное

регулирование частоты и перетоков активной мощности крупными гидроагрегатами, регулирование реактивной мощности гидроагрегатами, одновременно вырабатывающими электроэнергию, поддержание и предоставление аварийных резервов мощности.

Примечание – Порядок отбора электростанций, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и правила оказания таких услуг установлены постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 117; порядок реализации всех предоставляемых услуг, включая не относящиеся к платным, и технические требования к условиям их предоставления определяются Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка [2].

7.3 Задача оказания услуг по обеспечению системной надежности с использованием генерирующего оборудования гидроэлектростанций в электроэнергетических системах решается в условиях несовпадения технологических и экономических интересов её объектов; в целях содействия реализации запуска рынка полного объема системных услуг и его последовательной либерализации генерирующие компании (эксплуатирующие организации) должны организовать работу по детальной оценке затрат и упущенных выгод, возникающих на гидроэлектростанциях при оказании системных услуг, в первую очередь – при участии в нормированном первичном регулировании частоты, автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности, регулировании реактивной мощности.

7.4 При определении затрат и упущенных выгод, которые могут быть учтены при оказании услуг по обеспечению системной надежности, следует рассматривать:

- инвестиционные затраты на модернизацию (замену, установку нового) оборудования;
- эксплуатационные затраты на содержание специального оборудования и систем управления;
- снижение экономичности в результате переменных режимов работы гидроагрегатов;
- упущенную выгоду от неполной загрузки гидроагрегатов;
- затраты, связанных с работой гидроагрегатов в режиме синхронного компенсатора (для гидроэлектростанций);
- прочие затраты, в том числе на подготовку персонала.

7.5 Требования к оборудованию гидроэлектростанций, участвующих в общем первичном регулировании частоты и во вторичном регулировании частоты и перетоков мощности изложены в разделе 6 Стандарта, а требования по обеспечению надежности оборудования при поставке электроэнергии изложены в подразделе 5.3 Стандарта.

7.6 Гидрогенерирующие компании (эксплуатирующие организации) на основании технических требований системного оператора к оборудованию и системам автоматического управления гидроагрегатов и в развитие согласованных с ним решений по привлечению каждой ГЭС к участию в предоставлении услуг по обеспечению системной надежности должны разрабатывать инвестиционные программы технического развития и перевооружения ГЭС для расширения сферы оказания этих услуг. При разработке проектов технического перевооружения основного оборудования ГЭС должны быть учтены требования

СТО 70238424.27.140.018-2008, СТО 70238424.27.140.019-2008,
СТО 70238424.27.140.010-2008, СТО 70238424.27.140.020-2008,
СТО 590122820.29.240.008-2008, СТО 59012820.29.240.002-2010.

8 Условия предоставления услуг по регулированию водохозяйственных режимов водных объектов

8.1 Гидроэлектростанции осуществляют деятельность по предоставлению государственным органам, уполномоченным в сфере водохозяйственного регулирования, водохозяйственных услуг, в том числе по:

- регулированию уровней и расходов в бьефах гидроэлектростанций в нормальных (предусмотренных проектом) условиях;
- регулированию расходов водохозяйственных попусков воды в нижний бьеф в интересах неэнергетических водопользователей;
- регулированию расходов воды во время пропуска паводков и половодий редкой повторяемости, включая предупреждение затоплений территорий (защита от наводнений).

8.2 Для водохранилищ, регулирующих сток воды, должны быть составлены и утверждены в установленном порядке правила использования водохранилища, включающие в себя правила использования водных ресурсов водохранилища и правила эксплуатации и благоустройства водохранилища.

Правила использования водных ресурсов водохранилища определяют требования к режимным условиям водопользования, в том числе к режимам наполнения и срабатывания водохранилища. Правила технической эксплуатации и благоустройства водохранилища определяют порядок использования его дна и берегов. Установление режимов пропуска паводков, специальных попусков, наполнения и срабатывания водохранилищ осуществляет уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти в соответствии с нормами Водного кодекса Российской Федерации.

8.3 Расчеты регулирования уровней и расходов воды для оперативного управления режимом водных объектов в предполоводный (предпаводочный) период и в ходе половодья паводка) осуществляют уполномоченные федеральные органы исполнительной власти.

8.4 Гидрогенерирующие компании (эксплуатирующие организации) обязаны обеспечивать требования по регулированию режимов водных объектов с использованием в этих целях водопропускных регулирующих гидротехнических сооружений с установленным на них механическим оборудованием (затворами, подъемными механизмами) и гидротурбин. Эти требования изложены в Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [12], СТО 70238424.27.140.015-2008, СТО 70238424.27.140.003-2008.

8.5 Деятельность гидроэлектростанций в сфере регулирования водных режимов требует:

- наличия достоверных характеристик пропускной способности водопропускных сооружений;

- обслуживания и поддержания в работоспособном состоянии водопропускных гидротехнических сооружений и их механического оборудования;
- специальной подготовки персонала, занятого управлением и обслуживанием гидротехнических сооружений и механического оборудования;
- мониторинга состояния дна и береговой зоны водных объектов в верхнем и нижнем бьефах, крепления отводящего русла ниже водопропускных гидротехнических сооружений;
- обеспечения постоянной готовности к работе информационных систем и систем аварийного оповещения;
- обеспечения постоянной готовности к работе системы электроснабжения электрических приводов механического оборудования.

8.6 Характеристики пропускной способности гидротехнических сооружений, первоначально представленные в составе проектной документации, должны в процессе эксплуатации контролироваться и уточняться на основании водобалансовых расчетов и путем проведения натурных (модельных) исследований с учетом состояния подводящего и отводящего водных трактов. Ограничения пропускной способности отдельных сооружений должны заблаговременно согласовываться с уполномоченными органами с целью учета этих ограничений при долгосрочном и оперативном планировании водных режимов.

8.7 Механическое оборудование водопропускных гидротехнических сооружений должно находиться в готовности к работе с учетом вероятности изменения водного режима водного объекта. В периоды половодья и дождевых паводков должна быть обеспечена постоянная готовность оборудования к вводу в работу. Для первоочередного ввода в работу в случае необходимости должно быть предусмотрено управление регулирующими затворами с применением стационарных приводных механизмов (электролебедок, гидроподъемников).

8.8 Включение в работу водопропускных сооружений должно осуществляться в порядке и в режимах, соответствующих требованиям Правил технической эксплуатации, изложенным в СТО 70238424.27.140.015-2008, СТО 70238424.27.140.013-2008, СТО 70238424.27.140.017-2008, СТО 70238424.27.140.003-2008, уточненных местными эксплуатационными документами.

8.9 Должна быть обеспечена передача данных о водном режиме гидроэлектростанции в соответствующее бассейновое управление по согласованному перечню показателей, периодичности и используемым средствам связи. Сведения об уровнях воды в бьефах ГЭС и о расходах воды через гидротурбины и через водопропускные сооружения передаются в соответствующий диспетчерский центр электроэнергетической системы в порядке, устанавливаемым системным оператором.

8.10 На гидроэлектростанциях, режим работы которых оказывает влияние на условия жизнедеятельности населения и на деятельность хозяйств, расположенных в нижнем бьефе, должна быть установлена и введена в действие система оповещения об изменениях расходов воды через створ гидроэлектростанции в соответствии с СТО 70238424.27.140.015-2008, СТО 70238424.27.140.003-2008. Порядок и условия оповещения должны быть согласованы с местными подразделени-

ями федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных в сфере предупреждения чрезвычайных ситуаций.

8.11 На гидроэлектростанциях в зоне их ответственности должен быть организован мониторинг состояния берегов водных объектов в верхнем и нижнем бьефах в соответствии с СТО 70238424.27.140.024-2011. Результаты мониторинга должны учитываться при регулировании расходов воды через водопропускные сооружения.

8.12 На гидроэлектростанциях должны быть обеспечены установленные Федеральным законом от 21.07.97 № 117-ФЗ технический контроль и надзор за безопасностью гидротехнических сооружений, исключающий возникновение аварийных ситуаций в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.140.015-2008, СТО 70238424.27.140.003-2008, СТО 70238424.27.140.017-2008. Должны быть выполнены требования ГОСТ Р 22.1.11.

8.13 Гидроэлектростанции обязаны выполнять согласованные требования уполномоченных государственных органов по осуществлению и регулированию неэнергетических водохозяйственных попусков в нижний бьеф, а также временных попусков для предотвращения и ликвидации последствий аварийных ситуаций, не связанных с деятельностью гидроэлектростанций. Режимы таких попусков в случаях вынужденных ограничений гидроэлектростанции по выдаче электроэнергии (мощности) и по предоставлению системных услуг должны быть согласованы с системным оператором.

8.14 В случаях, когда необходимость предоставления гидроэлектростанциями водохозяйственных услуг имеет следствием нарушение ее экономических интересов, генерирующие компании (эксплуатирующие организации) должны организовать работу по детальной оценке возникающих дополнительных затрат и упущенных выгод. Эти данные должны представляться в государственные органы, уполномоченные в сфере водохозяйственного регулирования, и системному оператору в целях защиты интересов электроэнергетики при водохозяйственном планировании и при вводе в действие правил использования водных ресурсов и правил эксплуатации водохранилищ.

8.15 Гидрогенерирующие компании (эксплуатирующие организации) на основании требований по регулированию гидроэлектростанциями режимов водных объектов должны разрабатывать инвестиционные программы технического развития и перевооружения ГЭС для обеспечения необходимого качества и надежности оказания водохозяйственных услуг. Инвестиционные программы следует представлять в государственные органы, уполномоченные в сфере водохозяйственного регулирования, для принятия решений по их финансированию. Проекты технического перевооружения ГЭС должны учитывать требования СТО 70238424.27.140.010-2008, СТО 70238424.27.140.013-2008, СТО 70238424.27.140.020-2008.

8.16 Эксплуатирующие организации обязаны информировать уполномоченные исполнительные органы государственной власти, органы местного самоуправления, системный оператор об авариях и иных чрезвычайных ситуациях на эксплуатируемых гидротехнических сооружениях.

8.17 Гидрогенерирующие компании (эксплуатирующие организации) при участии системного оператора в соответствии с Водным кодексом Российской Федерации должны согласовывать с государственными органами, уполномоченными в сфере водохозяйственного регулирования, временные ограничения по предоставлению водохозяйственных услуг в случаях привлечения гидроэлектростанций к участию в мерах, проводимых системным оператором по предупреждению и ликвидации последствий аварий (аварийных ситуаций) в электроэнергетической системе.

9 Организация коммерческого учета электрической энергии

9.1 Технические требования к системам коммерческого учета произведенной (потребленной) на оптовом рынке электрической энергии и мощности, организация коммерческого учета на ОРЭ переходного периода устанавливаются нормативными правовыми актами Российской Федерации, Правилами оптового рынка переходного периода, Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка [1], Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка [2] и прилагаемыми к нему Регламентами оптового рынка, а также Соглашениями об информационном обмене, порядке расчета и согласования почасовых значений сальдо перетоков по точкам поставки по границам балансовой принадлежности, заключаемыми между Участниками оптового рынка, а также между Участниками оптового рынка и сетевыми компаниями.

9.2 Положения и требования, относящиеся к сфере применения автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на ОРЭ (в том числе технические требования к ним, процедуры установления соответствия техническим требованиям, порядок модернизации, проведения испытаний, проверок, эксплуатации) устанавливаются Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка [1].

9.3 Взаимодействие эксплуатирующих компаний–участников оптового рынка с ФСК, СО и АТС при сборе, обработке и передаче данных коммерческого учета для проведения расчетов на ОРЭ в период до момента приведения всех систем учета в соответствие с техническими требованиями к коммерческому учету ОРЭ, утверждаемыми АТС, регулируется Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности.

Организация коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках регулируется утверждаемыми Правительством Российской Федерации Правилами функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики (Постановление Правительства РФ от 31.08.2006 № 530).

9.4 Контроль и учет электрической энергии и мощности должен обеспечивать получение достоверной информации для оперативно-технологического и коммерческого управления режимами работы ГЭС, проведения финансовых расчетов между субъектами рынков, определения всех составляющих баланса элек-

троэнергии ГЭС (выработка, отпуск с шин, потери и иные), себестоимости и экономичности производства электроэнергии [11].

Коммерческий учет должен обеспечивать получение для каждой ГЭС данных по выработке, отпуску, потреблению на собственные, производственные и хозяйственные нужды электроэнергии и сальдо перетоков смежных субъектов рынка в зависимости от классов напряжения:

- высокое (ВН) -110 кВ и выше;
- среднее (СН) – от 1 до 35 кВ;
- низкое (НН) - 0,4 кВ и ниже.

Расход электроэнергии на собственные нужды ГЭС – потребление электроэнергии, обеспечивающее необходимые условия функционирования электростанций. В расходе на собственные нужды учитываются потери электроэнергии в станционной электросети в границах балансовой принадлежности электростанции.

Расход электроэнергии на хозяйственные нужды ГЭС – потребление электроэнергии вспомогательными и непромышленными участками (объектами), находящимися на балансе электростанции, необходимое для обслуживания основного производства, но непосредственно не связанное с технологическими процессами производства электрической энергии.

Данные учета используются также контролирующими органами для подтверждения соответствия фактических показателей по отпуску электроэнергии требованиям соответствующих нормативных документов.

9.5 Для обеспечения коммерческого учета на оптовом рынке все смежные субъекты (участники оптового рынка, сетевые компании) заключают «Соглашения об информационном обмене, порядке расчета и согласовании почасовых значений сальдо перетоков по точкам поставки по границам балансовой принадлежности» [2].

9.6 В целях обеспечения эффективности технологического и коммерческого учета электроэнергии должны применяться автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии.

9.7 Для учета электроэнергии должны использоваться средства измерений, типы которых утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии и внесены в государственный реестр средств измерений [11]. При производстве измерений должны выполняться требования ГОСТ Р 8.563.

9.8 Государственный метрологический контроль и надзор за средствами измерений, применяемыми при проведении учета электроэнергии, осуществляется Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии и аккредитованными им метрологическими службами на основе действующей нормативной документации.

9.9 Выбор средств измерений, используемых в целях коммерческого учета в каждой точке учета по границам балансовой принадлежности, и алгоритма приведения результатов измерений к значению количества поставленной (потребленной) электроэнергии в точке поставки осуществляется смежными субъектами по

взаимному согласованию. Согласованные смежными субъектами перечень средств измерений и алгоритм приведения подлежат согласованию с системным оператором.

9.10 Выбор средств измерений, используемых в целях коммерческого учета, произведенной электроэнергии и алгоритмов приведения результатов измерений к значению физической величины объема электроэнергии по точкам поставки генерации на каждой электростанции осуществляется энергоснабжающими организациями, а также иными участниками оптового рынка, выступающими в качестве поставщиков, по согласованию с системным оператором.

9.11 Участники оптового рынка электроэнергии и сетевые компании формируют в соответствии с Соглашениями акты учета взаимных перетоков электрической энергии (мощности), в которых отражаются почасовые сальдо-перетоки электрической энергии для всех точек поставки по границам балансовой принадлежности смежных субъектов оптового рынка.

9.12 Основой для расчетов стоимости электроэнергии на оптовом рынке являются акты учета (оборота), в которых отражаются почасовые суммарные величины произведенной электроэнергии по всем группам точек поставки генерации и почасовые величины потребленной электроэнергии оптового рынка.

9.13 Участники оптового рынка электроэнергии составляют акты учета (оборота), приложением к которым являются акты учета перетоков, составленные по точкам поставки на границах балансовой принадлежности со смежными субъектами

9.14 Участники оптового рынка электроэнергии, выступающие в качестве поставщиков, обязаны согласовывать акты оборота в отношении групп точек поставки генерации с системным оператором. Указанные акты оборота являются основанием для определения почасовых величин произведенной электрической энергии федеральных электростанций и иных участников оптового рынка электроэнергии, выступающих в качестве поставщиков.

9.15 Почасовое потребление участников оптового рынка электроэнергии, выступающих в качестве поставщиков, определяется как сумма почасовых перетоков по группам точек поставки потребления и величины почасовых объемов произведенной электроэнергии.

9.16 Для контроля достоверности учета электроэнергии на электростанции назначается комиссия, которая ежемесячно составляет баланс и оформляет акт выработки и отпуска электроэнергии по показаниям счетчиков на 24-00 ч местного времени последних суток отчетного месяца, снятым персоналом электростанции.

Состав комиссии утверждается приказом. Порядок ее назначения определяется местной инструкцией.

В баланс должны включаться следующие сведения:

- выработка электроэнергии генераторами;
- поступление электроэнергии от других собственников;
- расход электроэнергии на собственные нужды;
- расход электроэнергии на хозяйственные нужды;

- расход электроэнергии на производственные нужды;
- отпуск электроэнергии с шин электростанции потребителю по классам напряжений;
- отпуск электроэнергии с шин электростанции в сети других собственников;
- потери электроэнергии и станционной электросети.

Все составляющие баланса электроэнергии, за исключением потерь электроэнергии в станционной электросети, следует принимать на основании измерений с помощью счетчиков коммерческого и технического учета.

10 Требования к информационному обмену технологической информацией

Требования к технологической информации, предоставляемой участником оптового рынка электроэнергии (мощности) изложены в Регламенте допуска к торговой системе оптового рынка [10].

10.1 Состав технологической информации, необходимой для оперативно-диспетчерского управления с использованием автоматизированной системы СО

В процессе функционирования автоматизированной системы СО должен происходить обмен следующими видами информации:
- телеинформация;
- информация об аварийных событиях с объектов и комплексов противоаварийной автоматики;
- информации регистраторов измерений и записи доаварийных, аварийных и послеаварийных величин;
- информация систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами;
- данные суточной диспетчерской ведомости;
- оперативно-технологическая информация и технологическая информация отчетного характера;
- голосовая информация.

10.2 Требования к обмену телеинформацией автоматизированной системы диспетчерского управления

10.2.1 Телеинформация передается между устройствами телемеханики, установленными на энергообъектах (электростанциях, подстанциях), в том числе с использованием средств АСУТП, и ОИК диспетчерских пунктов, а также между ОИК диспетчерских пунктов смежных уровней управления. В ее состав входят:
- телеизмерения параметров режима электрической сети и генерирующих источников;
- положения коммутационных аппаратов, включая разъединители, главной электрической схемы энергообъекта, сигналы от устройств фиксации коммутационного состояния элементов сети, состояние элементов вторичной коммутации на энергообъектах;
- команды телеуправления.

10.2.2 Объем телеинформации должен обеспечивать адекватность (наблюдаемость) модели реального времени расчетной электрической схемы схеме контролируемой электрической сети и оперативный контроль и регистрацию качества электрической энергии.

По каждому присоединению в обязательном порядке должны передаваться телеизмерения действующих значений следующих величин:

- напряжения (фазное и линейное), для каждой фазы и среднее;
- тока, для каждой фазы и средний;
- активной мощности, для каждой фазы и суммарная;
- реактивной мощности, для каждой фазы и суммарная;
- полной мощности, для каждой фазы и суммарная;
- частоты.

В отдельных случаях дополнительно могут передаваться величина тока и значения некоторых неэлектрических параметров (уровни бьефа ГЭС, температура внешней среды, внешняя освещенность, толщина стенок гололеда, весовые и ветровые нагрузки на провода и др.).

Телеизмерения и телесигнализация должны содержать метки единого астрономического времени.

Цикл передачи основных телеизмерений от 1 до 5 секунд в зависимости от уровня диспетчерского управления и принадлежности к той или иной подсистеме автоматизированной системы диспетчерского управления.

Время исполнения команды телеуправления от момента ее выдачи до завершения исполнения не должно превышать 10 секунд.

Время передачи телесигнализации не должно превышать 5 секунд.

Вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205.

Протокол передачи телеинформации должен соответствовать требованиям ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104).

Аналоговые системы телеинформации подлежат сертификации и лицензированию СО.

10.3 Требования к обмену информацией об аварийных событиях

Информация об аварийных событиях должна содержать следующие данные:

- изменение значений токов и напряжений присоединений главной электрической схемы (в режиме непрерывной записи);
- параметры высокочастотных постов быстродействующих защит высоковольтных линий (в режиме непрерывной записи);
- факты изменения (регистрация) состояния выключателей главной электрической схемы;
- факты срабатывания (регистрация) устройств релейной защиты присоединений, дифференциальной защиты шин и устройств резервирования при отказе выключателей;
- параметры срабатывания (регистрация) отдельных ступеней резервных защит (срабатывание дистанционных и токовых органов до элементов выдержки времени);
- параметры срабатывания (регистрация) устройств электроавтоматики, в том числе противоаварийной (специальной автоматики отключения нагрузки, ав-

томатического повторного включения, автоматического включения резерва, автоматического регулятора напряжения, автоматики ликвидации асинхронного режима и др.);

- параметры работы (регистрация) аппаратуры передачи команд телеотключения;

- параметры срабатывания (регистрация) устройств противоаварийной автоматики и объемы управляющих воздействий;

- показания приборов (регистрация) определения места повреждения на высоковольтной линии.

10.4 Требования по видам и объемам записи и передаче информации регистраторов измерений доаварийных, аварийных и послеаварийных величин

10.4.1 Регистраторы должны обеспечивать:

10.4.1.1 Запись истории изменения величин:

- должна обеспечиваться запись любого набора измерений через запланированные временные интервалы или по уставкам, в результате возникновения логических условий;

- две одновременные записи данных для регистрации до 32 параметров по выбору (по умолчанию, все основные параметры мощности, полные гармонические искажения каждые 15 минут).

10.4.1.2 Регистрацию минимумов/максимумов:

- запись минимальных и максимальных значений для любого параметра в течение нескольких заданных интервалов времени, таких как час, сутки, месяц. По умолчанию, записываются минимальные и максимальные значения для всех основных параметров: напряжение (фазное и линейное) для каждой фазы, ток для каждой фазы, активная, реактивная и полная мощность, коэффициент мощности, частота и потребление на интервале для активной, реактивной и полной мощности.

- запись новых значений названный выше параметров, совпадающих с новыми минимумом и максимумом.

10.4.1.3 запись событий и аварийной сигнализации:

- иметь конфигурируемые уровни приоритетов событий, позволяющие определять аварийные условия;

- временные метки последовательности событий должны устанавливаться с точностью до ±10 миллисекунд и разрешением в 1 миллисекунду;

- запись временных меток для всех изменений конфигурации, уставок и минимальных/максимальных значений;

- регистрацию переходных процессов.

Погрешность записи параметров не должна превышать 0,5 %.

Используемые регистраторы должны быть аттестованы как средство измерения и подключены в соответствии с техническими требованиями на подключение по видам защит и напряжений.

Все регистраторы в пределах энергообъекта должны обеспечивать сохранение полезной информации в интервалах между обращениями к данным по удаленной связи.

Передача информации регистраторов аварийных событий должна осуществляться в соответствии с требованиями к каналам передачи технологической ин-

формации.

Регистраторы должны быть масштабируемыми по видам интерфейсов для сопряжения с каналами передачи данных.

10.4.2 Информация регистраторов об аварийных событиях должна содержать запись данных:

- предшествующих аварийному событию;
- в процессе этого события;
- после его ликвидации.

Диапазоны записи максимально-возможного значения тока должен быть равен не менее тридцати-сорока значениям номинального тока, а максимально-возможного напряжения не менее трех значений номинального напряжения.

10.5 Требования к обмену информацией систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами

10.5.1 Должна быть обеспечена передача следующих видов информации доаварийного состояния и настройки систем автоматического управления:

- положение коммутационных аппаратов, включая разъединители, главной электрической схемы энергообъекта и устройств фиксации коммутационного состояния элементов сети;
- перетоки активной и реактивной мощностей системообразующей сети;
- нагрузки присоединений, подключенных к системам автоматического отключения нагрузки и автоматической частотной разгрузки;
- сигнализация о неисправности устройств передачи информации и устройств передачи аварийных сигналов и команд;
- значения частоты и напряжения в контрольных точках;
- положение устройств регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой;
- регистрация общего сигнала неисправности на подстанции;
- регистрация положения наиболее ответственных оперативных ключей и накладок, которыми часто оперируют;
- информация о текущей настройке систем автоматики, рабочем диапазоне регулирования и сигнализация при его исчерпании.

10.5.2 Должны быть выполнены требования к передаче управляющей информации от систем автоматического регулирования:

- передача команд на реализацию управляющих воздействий от устройств автоматики должна осуществляться по выделенным каналам и в соответствии с требованиями к каналам связи по передаче технологической информации;
- специализированная аппаратура должна дублироваться.

10.5.3 Должен быть обеспечен надежный прием команд и следующих видов управляющих воздействий:

- изменение генерирующей мощности электростанций, участвующих во вторичном и третичном регулировании частоты;
- изменение положений устройств регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой для регулирования напряжения и потребления;
- цикл передачи команды телерегулирования не более 1 секунды.

10.5.4 Передача управляющей информации от централизованных систем противоаварийной автоматики должна обеспечивать:

- надежный прием/передача команд пусковых органов и управляющих воздействий;
- ступенчатое отключение нагрузки потребителей;
- ступенчатое отключение или ограничение генерирующей мощности электростанций;
- цикл передачи команды телерегулирования не выше 1 секунды.

В системе передачи должна быть применена специализированная аппаратура, обеспечиваться дублирование аппаратуры и каналов связи.

10.6 Требования к обмену оперативно-технологической информацией и технологической информацией отчетного характера

Оперативно-технологическая (суточная) информация подразделяется на:
- регламентируемую по времени представления;
- передаваемую спорадически.

Технологическая информация отчетного характера передается в виде регламентированных потоков информации различной периодичности (еженедельно, ежемесячно, ежеквартально, ежегодно).

Должны соблюдаться следующие требования к передаче оперативно-технологической информации и технологической информация отчетного характера:
- система передачи должна обеспечивать информационную безопасность и авторизацию отправителя;
- время доставки регламентной информации не должно превышать 10 минут по отношению к установленному регламенту;
- время задержки доставки спорадической информации не должно превышать 30 минут;
- время доставки информация отчетного характера не должно превышать для еженедельной периодичности - 2 часа, ежемесячной, ежеквартальной и ежегодной - 24 часа.

10.7 Требования к обмену голосовой информацией

Голосовая информация порождается диспетчерскими телефонными переговорами, телефонными переговорами технологического персонала, а также переговорами вспомогательных служб оперативно-технологического управления. При ее передаче должны соблюдаться следующие требования:
- должна осуществляться непрерывная запись переговоров оперативно-диспетчерского персонала;
- диспетчеру должно быть предоставлено в работу не менее двух каналов на каждый объект управления;
- в случае потери диспетчерских каналов диспетчерский персонал должен обладать преимущественным правом захвата резервных каналов или каналов для технологической связи по сравнению с технологическим персоналом и персоналом вспомогательных служб;
- оконечным оборудованием диспетчерского персонала должны быть диспетчерские коммутаторы, обеспечивающие связь между диспетчерами разных уровней без набора номера (прямые соединительные линии);
- остальные виды персонала должны связываться через АТС диспетчерского

пункта набором номера.

10.8 Требования к каналам связи обмена технологической информацией

Тип каналов - цифровые, с резервированием по разным трассам.

Скорость передачи должна быть не менее 9,6 Кбит/с.

Время передачи информвции не должно превышать 1 секунды.

Время постоянного запаздывания не должно превышать 0,1 секунды.

Протокол передачи данных - TCP/IP.

Коэффициент готовности не ниже 99,9 %, время восстановления не более 5 минут.

Аналоговые каналы подлежат сертификации и лицензированию СО.

11 Оценка и подтверждение соответствия

Оценка и подтверждение соответствия настоящему стандарту владельцы гидроэлектростанции осуществляют в форме добровольной сертификации в соответствии с действующим законодательством и СТО 17230282.27.010.002-2008.

Подтверждением соответствия является сертификат, который подтверждает, что оснащенность и техническое состояние оборудования, нормативно-техническая документация, параметры настройки автоматических устройств, местные правила и инструкции, укомплектованность, квалификация, тренированность персонала и его аттестация удовлетворяют требованиям настоящего стандарта.

Библиография

[1] Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка. Утверждено 14.07.2006 (протокол № 96 заседания наблюдательного совета НП «АТС»)

[2] Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка. Утвержден: НП «АТС» (Протокол заседания Наблюдательного совета НП «АТС» № 36 от 31 октября 2003 г.); ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» (приказ № 262 от 31 октября 2003 г.); ОАО «ФСК ЕЭС» (приказ № 212 от 30 октября 2003 г.); ЗАО «ЦДР ФОРЭМ» (приказ № 144 от «30» октября 2003 г.). В редакции 2008 г. с изменениями от 7 июня 2008 г., утверждёнными решением Наблюдательного совета НП «Совет рынка» (Протокол заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка» № 14/2008 от 7 июня 2008 г.), с изменениями от 27 июня 2008 г., утверждёнными решением Наблюдательного совета НП «АТС» (Протокол заседания Наблюдательного совета НП «АТС» № 7/2009 от 27 марта 2009 г.)

[3] Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка. Утверждены Первым заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» 22.04.2009

[4] Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям. Утверждены заместителем Председателя Правления ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» 30.08.2006

[5] Регламент определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). Утвержден Протоколом заседания Наблюдательного совета НП «АТС» № 96 от 14.07.2006 г с изменениями от 11 августа 2006 года (Протокол № 97 заседания Наблюдательного совета НП «АТС»).

[6] Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России. Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Утверждено протоколом Наблюдательного совета НП «АТС»№ 96 от 14.07.2006. (В редакции с изменениями, утвержденными Наблюдательным советом, по состоянию на 26.12.2008 г.).

[7] Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка. Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Утверждено Протоколом Наблюдательным совета НП «АТС» № 96 от 14.07.2006 г. (с изменениями на 29.02.2008). Протокол заседания Наблюдательного совета НП «АТС» № 7/2008.

[8] Регламент актуализации расчетной модели. Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Утверждено Протоколом Наблюдательным совета НП «АТС»№ 96 от 14.07.2006. С изменениями на 07.06.2008 (Протокол заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка» № 14/2008)

[9] Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка. Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Утверждено Протоколом Наблюдательным совета НП «АТС» № 96 от 14.07.2006. С изменениями на 07.06.2008 (Протокол заседания Наблюдательного совета НП

«Совет рынка» № 14/2008)

[10] Регламент допуска к торговой системе оптового рынка. Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Утверждено Протоколом Наблюдательным совета НП «АТС»№ 96 от 14.07.2006. В ред. на 27.03.2009 (Протокол заседания Наблюдательного совета НП «АТС» № 7/2009)

[11] Правила учета электрической энергии. Утверждены Минтопэнерго России 12.09.96, Минстроем России 26.09.96, Госстандартом России 26.09.96. Зарегистрированы в Минюсте РФ 24.10.96 № 1182

[12] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (утверждены Минэнерго России, приказ от 19.06.2003 № 229; зарегистрированы Минюстом РФ 20.06.2003 № 4799)

(обозначение стандарта)

УДК _____ ОКС _____ ОКП _____

Ключевые слова: гидроэлектростанция, оборудование, гидротехнические сооружения, электроэнергия, мощность, системные услуги, водохозяйственные услуги, технические требования, надежность, рынок электроэнергии (мощности)

Руководитель организации-разработчика
стандартов организации группы «Гидроэлектростанции»
Некоммерческое партнерство «Гидроэнергетика России»

Исполнительный директор Р.М. Хазиахметов

Руководитель разработки
стандартов организации группы «Гидроэлектростанции»

Главный эксперт, к.т.н. В.С. Серков

Исполнитель
Некоммерческое партнерство «Гидроэнергетика России»

Исполнители:

Главный эксперт, к.т.н. В.С. Серков

Ведущий эксперт Т.П. Усталова

gost.e-ecolog.ru