

Приложение
к приказу ОАО «РусГидро»
от 19.09.2011 №1001



РусГидро

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ ГИДРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ-РУСГИДРО»
(ОАО «РУСГИДРО»)

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ**

СТО РусГидро 04.02.75-2011

Издание официальное

Москва 2011

Предисловие

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

Сведения о стандарте

- 1 РАЗРАБОТАН Некоммерческим партнерством «Гидроэнергетика России», Ассоциацией «Гидропроект».

- 2 ВНЕСЕН Департаментом стандартизации и ресурсного нормирования ОАО «РусГидро» в соответствии с рекомендацией Рабочей группы по техническому регулированию ОАО «РусГидро» (протокол от 28.06.2011г. № 40)

- 3 УТВЕРЖДЕН Приказом ОАО «РусГидро» от 19.09.2011 № 1001.
И ВВЕДЕН В
ДЕЙСТВИЕ

- 4 ВВЕДЕН
ВПЕРВЫЕ

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

Содержание

1 Область применения.....	1
2 Нормативные ссылки.....	2
3 Термины и определения	4
4 Сокращения.....	7
5 Основные положения.....	7
6 Требования к энергосбережению и повышению энерго- эффективности при разработке схем территориального планирования.....	14
7 Требования к энергосбережению и повышению энерго- эффективности при разработке обоснования инвестиций	18
8 Требования к энергосбережению и повышению энерго- эффективности при разработке проектной документации	20
9 Требования к энергосбережению и повышению энергоэффективности на стадии строительства	24
10 Требования к энергосбережению и повышению энергоэффективности на стадии эксплуатации.....	27
11 Требования к энергосбережению на стадии ликвидации	33
Приложение А (обязательное) Типовая программа энергетических обследований	35
Приложение Б (обязательное). Состав показателей энергетической эффективности ГЭС, разрабатываемых в составе раздела «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов».....	46
Приложение В (обязательное) Положение о нормативных энергетических характеристиках гидроагрегатов и гидроэлектростанций	49
Библиография.....	63

Введение

Стандарт организации «Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Стандарт является нормативным техническим документом, устанавливающим на основании Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергоэффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» основные правила, нормы и требования, относящиеся к процессам энергосбережения и повышения энергоэффективности гидроэнергетических объектов.

Стандарт входит в группу стандартов «Нормы и требования к техническим характеристикам систем и процессов» по классификации ОАО «РусГидро» и регулирует названные выше процессы и процедуры, дополняя в этой области общие требования, изложенные в стандартах организации СТО 17330282.27.140.011-2008 «Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования», СТО 17330282.27.140.015-2008 «Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования», СТО 70238424.27.140.027-2009 «Гидроэлектростанции. Правила разработки схем территориального планирования и проектной документации»; СТО 70238424.27.140.028-2009 «Гидроэлектростанции. Организация строительного производства. Нормы и требования».

Требования Стандарта направлены на обеспечение энергосбережения и повышение энергетической эффективности гидроэлектростанций на стадиях проектирования, строительства, эксплуатации и ликвидации.

Стандарт организации ОАО «РусГидро»

Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования

Дата введения 2011-09-24

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт организации (далее – Стандарт) является нормативным техническим документом ОАО «РусГидро» и устанавливает единые общие требования к обеспечению энергосбережения и энергоэффективности в процессах проектирования, строительства, эксплуатации и ликвидации объектов гидроэнергетики ОАО «РусГидро».

1.2 Стандарт распространяется на все виды оборудования, зданий, сооружений и технологических процессов гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций (далее – ГЭС) на всех этапах их жизненного цикла.

1.3 Стандарт предназначен для применения всеми структурными подразделениями, в том числе филиалами ОАО «РусГидро».

Дочерние зависимые общества ОАО «РусГидро» применяют требования Стандарта после присоединения к нему в установленном порядке.

1.4 Требования Стандарта обязаны выполнять любые сторонние организации, выполняющие работы (оказывающие услуги) в области его применения по договорам с ОАО «РусГидро», если эти организации в установленном порядке присоединились к Стандарту, или если обязательство исполнения требований Стандарта включено в заключаемый между сторонами хозяйственный договор.

1.5 Обязательность применения требований и норм Стандарта для всех поименованных выше субъектов ограничена их деятельностью на объектах, расположенных в Российской Федерации, владельцами или инвесторами (застройщиками) которых являются ОАО «РусГидро» и (или) дочерние зависимые общества ОАО «РусГидро».

1.6 Применение требований Стандарта для целей зарубежной экономической деятельности определяется соответствующим международным соглашением.

1.7 Стандарт не учитывает все возможные особенности исполнения его требований на разнотипных объектах. В развитие Стандарта для каждой гидроэлектростанции при эксплуатации должны быть в установленном порядке разработаны, утверждены и применяться стандарты организации (местные производственные инструкции), содержащие требования к обеспечению энергоэффективности и энергосбережения с учетом ее особенностей, не противоречащие Стандарту и не снижающие уровень его требований.

1.8 Настоящий Стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых технических регламентов и стандартов, содержащих не примененные в настоящем Стандарте требования, а также при необходимости введения новых требований и рекомендаций, обусловленных накоплением новых знаний по контролю технического состояния оборудования.

2 Нормативные ссылки

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

Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ.

Федеральный Закон Российской Федерации «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 № 261-ФЗ.

Постановление Правительства Российской Федерации от 19.01.2006 № 20 «Об инженерных изысканиях для подготовки проектной документации, строительства, реконструкции объектов капитального строительства».

Постановление Правительства Российской Федерации от 13.11.2006 № 680 «О составе схем территориального планирования Российской Федерации».

Постановление Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 № 145 «О порядке организации и проведения экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий».

Постановление Правительства Российской Федерации от 23.03.2008 № 198 «О порядке подготовки и согласования проекта схемы территориального планирования Российской Федерации».

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008

№ 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

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

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

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

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике – основные понятия. Термины и определения.

ГОСТ Р 51380-99 Энергосбережение. Методы подтверждения соответствия показателей энергетической эффективности энергопотребляющей продукции их нормативным значениям. Общие требования.

ГОСТ Р 51387-99 Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения.

СТО 17330282.27.140.001-2006 Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций.

СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения.

СТО 17330282.27.140.003-2008 Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 17330282.27.140.005-2008 Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 17330282.27.140.006-2008 Гидрогенераторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 17330282.27.140.011-2008 Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования.

СТО 17330282.27.140.013-2008 Механическое оборудование гидротехнических сооружений ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 17330282.27.140.015-2008 Гидроэлектростанции. Организация

эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования.

СТО 70238424.27.140.027-2009 Гидроэлектростанции. Правила разработки схем территориального планирования и проектной документации.

СТО 70238424.27.140.028-2009 Гидроэлектростанции. Организация строительного производства. Нормы и требования.

П р и м е ч а н и е – При пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования, а национальных стандартов - на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты» и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании 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 понятия по федеральным законам от 27.12.2002 № 184–ФЗ, от 11.11.2009 № 261-ФЗ и термины по ГОСТ 15467, ГОСТ 16504, ГОСТ 18322, ГОСТ 27.002, ГОСТ Р 51387, СТО 17330282.27.010.001–2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 коэффициент полезного действия гидроагрегата (КПД_{ГА}): Отношение мощности на шинах гидрогенератора к подведенной к гидротурбине мощности водного потока.

3.2 коэффициент полезного действия гидротурбины (КПД_{ГТ}): Отношение механической мощности гидротурбины к подведенной к ней гидравлической мощности потока.

3.3 коэффициент полезного действия гидроэлектростанции (КПД_{ГЭС}): Отношение суммарной величины электрической мощности на шинах всех гидрогенераторов к величине подведенной к ГЭС гидравлической мощности потока (п. 3.9).

3.4 ликвидация гидротехнического сооружения: Комплекс мероприятий по демонтажу, сносу и перепрофилированию гидротехнического сооружения, приведению занимавшейся им территории, включая соответствующую часть водного объекта, в состояние безопасное

для людей и окружающей среды.

3.5 мощность гидротурбины: Механическая мощность на валу гидротурбины.

3.6 напор гидроагрегатного блока (напор блока): Разность удельных энергий воды на входе в турбинный водовод и на выходе из отсасывающей трубы.

3.7 напор гидроустановки (напор-брутто): Разность уровней воды в верхнем и нижнем бьефах гидроустановки.

3.8 номинальный расход гидротурбины: Расход воды при расчетном напоре гидротурбины и номинальных значениях мощности и частоты вращения

3.9 подведенная мощность: Мощность водного потока, подведенного к гидротурбинам, определяемая произведением расхода воды на напор без учета потерь водной энергии при ее преобразовании в электрическую.

3.10 потери напора: Потери полного напора между двумя сечениями гидротурбины.

3.11 показатель энергосбережения: Качественная и (или) количественная характеристика проектируемых или реализуемых мер по энергосбережению.

3.12 показатель энергетической эффективности: Абсолютная, удельная или относительная величина потребления или потерь энергетических ресурсов для технологического процесса.

3.13 расход гидротурбины: Объем воды в м³, проходящий за 1 с через входное сечение спиральной камеры гидротурбины.

3.14 расход электроэнергии на производственные нужды: Потребление электроэнергии на перекачку воды гидроаккумулирующими электростанциями и перекачивающими насосными установками теплосети; электростанциями, находящимися в консервации или резерве (при одновременном отсутствии выработки электроэнергии и отпуска тепла).

3.15 расход электроэнергии на собственные нужды: Потребление электроэнергии приемниками, обеспечивающими необходимые условия функционирования электростанций в технологическом процессе выработки электроэнергии.

3.16 расход электроэнергии на хозяйственные нужды: Потребление электроэнергии вспомогательными и непромышленными подразделениями, находящимися на балансе электростанций, необходимое для обслуживания основного производства, но непосредственно не связанное с технологическими процессами производства электроэнергии.

3.17 расчетный напор гидротурбины: Наименьший напор

гидротурбины, при котором она развивает номинальную мощность.

3.18 расчетный напор гидроустановки (гидроэлектростанции): Наименьший напор гидроустановки, при котором она развивает номинальную мощность.

3.19 удельный расход гидротурбины: Расход гидротурбины, отнесенный к 1 кВт·ч выработанной гидрогенератором электроэнергии.

3.20 топливно-энергетический баланс: Система показателей, отражающая полное количественное соответствие между приходом и расходом (включая потери и остаток) топливно-энергетических ресурсов в хозяйстве в целом или на отдельных его участках (отрасль, регион, предприятие, цех, процесс, установка) за выбранный интервал времени.

3.21 энергоаудитор: Юридическое лицо, организация, осуществляющее энергетические обследования потребителей топливно-энергетических ресурсов и являющееся членом саморегулируемой организации в области энергетического обследования.

3.22 энергетический паспорт: Нормативный документ, отражающий баланс потребления и показатели эффективности использования ТЭР в процессе хозяйственной деятельности объектом производственного назначения и могущий содержать энергосберегающие мероприятия.

3.23 энергетическое обследование: Сбор и обработка информации об использовании энергетических ресурсов в целях получения достоверной информации об объеме используемых энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности, выявления возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте.

3.24 энергосбережение: Реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное (рациональное) использование энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии.

3.25 эксплуатирующие организации ОАО «РусГидро»: Генерирующие филиалы, дочерние и зависимые общества ОАО «РусГидро» (в том числе дочерние и зависимые по отношению к ДЗО общества), имеющие в собственности, хозяйственном ведении и оперативном управлении имущество гидроэлектростанции, осуществляющие в отношении этого имущества права и несущие обязанности, необходимые для ведения деятельности по безопасному производству электроэнергии в соответствии с действующими нормами и правилами.

3.26 энергетическая эффективность (энергоэффективность):

Характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

4 Сокращения

НПУ – нормальный подпорный уровень водохранилища;
 ЧДД – чистый дисконтированный доход;
 ИД – индекс доходности;
 БСР – бассейн суточного регулирования ГЭС;
 ФПУ – форсированный подпорный уровень водохранилища;
 ГРАМ – система группового регулирования активной мощности;
 ТЭР – топливно-энергетические ресурсы;
 ОРЭМ – оптовый рынок электроэнергии и мощности;
 СРО – саморегулируемая организация.

5 Основные положения

5.1 Требования к энергосбережению и повышению энергетической эффективности должны быть реализованы на всех стадиях жизненного цикла гидроэлектростанций:

- при разработке предложений для схем территориального планирования и формирования на их основе федеральных и региональных программ развития гидроэнергетических объектов;
- при обосновании целесообразности и экономической эффективности строительства гидроэнергетических объектов на стадии обоснования инвестиций и формирования программ по энергосбережению и энергетической эффективности гидрогенерирующих компаний;
- при разработке проектов конкретных гидроэнергетических объектов;
- при строительстве гидроэнергетических объектов;
- при эксплуатации гидроэнергетических объектов;
- при ликвидации гидроэнергетических объектов.

Требования к энергосбережению и повышению энергетической эффективности должны быть отражены в программах по энергосбережению и энергетической эффективности.

5.2 Задача обеспечения эффективного использования гидроэнергетических ресурсов должна решаться:

- при проектировании – путем оптимизации параметров гидроузла и

гидроэлектростанций с учетом требований водохозяйственного комплекса, намечаемого режима использования гидроэлектростанций в энергосистеме, обеспечения надежности энергоснабжения, минимизации воздействия объекта на окружающую среду и безопасности его эксплуатации, а также при разработке компоновочных и конструктивных решений, выборе технологического оборудования и систем управления, организационных и технологических решений;

- при строительстве – путем контроля режима энергосбережения строительного производства и обеспечения технологических требований к строительству гидроэлектростанций;

- при эксплуатации объекта – внедрением системы требований к энергосбережению и энергетической эффективности объекта с целью оптимизации режима использования гидроэнергетических ресурсов с учетом требований участников водохозяйственного комплекса и системного оператора и оценки состояния оборудования гидроэлектростанций с целью непрерывного улучшения энергетических параметров и энергетической эффективности гидроэлектростанций;

- при ликвидации гидроэлектростанций – путем контроля за энергосбережением в период ликвидации гидроэлектростанций.

5.3 ОАО «РусГидро» разрабатывает программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 15.05.2010 № 340 и методическими рекомендациями [1,2].

5.4 Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «РусГидро» должна включать:

- целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых обеспечивается в результате реализации данной программы;

- перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, в том числе мероприятий по оптимизации экологической обстановки, с указанием ожидаемых результатов в натуральном или стоимостном выражении;

- сроки проведения этих мероприятий;

- показатели энергоэффективности на период реализации мероприятий по программе с разбивкой по годам (с учетом эффекта от реализации мероприятий), включающие производство электроэнергии и энергопотребление на собственные, производственные и хозяйственные нужды;

- источники финансирования мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- информационное обеспечение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- принципы экономического стимулирования персонала за достижения в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

5.5 Для разработки программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности может привлекаться сертифицированный персонал других обществ и исполнительного аппарата (на возмездной основе) в объеме, оговоренном программой проведения энергоаудита. При подготовке программ повышения энергоэффективности следует руководствоваться методическими рекомендациями [2].

5.6 Значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности задаются документами стратегического планирования ОАО «РусГидро» и должны отражать:

- фактическую экономию водноэнергетических ресурсов;
- повышение эффективности использования водных ресурсов;
- повышение уровня оснащенности приборами учета используемых энергетических ресурсов;
- сокращение удельных расходов энергетических ресурсов на собственные, производственные и хозяйственные нужды.

5.7 Состав мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности ОАО «РусГидро» группируется по следующим направлениям:

- проектирование и строительство новых и техническое перевооружение, реконструкция и модернизация действующих гидроэлектростанций;
- повышение эффективности использования водных ресурсов, включая водноэнергетические режимы и потери воды;
- повышение эффективности работы основного и вспомогательного оборудования ГЭС, отдельных технологических систем или технологических процессов, улучшение состояния зданий, строений и сооружений;
- оптимизация (сокращение) собственного потребления электроэнергии;
- развитие систем технического и коммерческого учета ресурсов;
- обучение персонала в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- обеспечение мотивации экономического и организационного стимулирования энергосбережения и повышения энергетической

эффективности;

- мониторинг и анализ результативности мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- разработка организационных мероприятий и составление регламентов действий обслуживающего и оперативного персонала.

5.8 Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, разрабатываемые в составе программы, в зависимости от типа предлагаемых мероприятий включаются для действующих объектов в состав Производственной программы ОАО «РусГидро» (программу НИР, ремонта, технического обслуживания, и в программу ТПиР), для проектируемых и вновь строящихся объектов – в состав инвестиционных программ.

5.9 Контроль за осуществлением программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности возлагается на технического руководителя ОАО «РусГидро»; контроль за осуществлением программы в области энергосбережения и повышения энергоэффективности эксплуатирующих организаций возлагается на их технических руководителей.

5.10 В соответствии с СТО 70238424.27.140.027-2009 разработка мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности гидроэлектростанций проводится как на предпроектных (схема территориального планирования развития гидроэнергетики, обоснование инвестиций), так и на стадиях проектного обоснования объекта (проектная документация). На каждой стадии уточняются технико-экономические показатели гидроэлектростанции и разрабатываются мероприятия, позволяющие обеспечить энергосбережение и энергетическую эффективность гидроэлектростанции в процессе ее строительства и эксплуатации.

5.11 На стадии строительства, эксплуатации и ликвидации гидроэлектростанции эксплуатирующие организации ОАО «РусГидро» должны соблюдать режим энергосбережения и повышения энергоэффективности путем систематического контроля показателей работы оборудования, основанного на показаниях контрольно-измерительных приборов и информационно-измерительных систем, анализа технико-экономических показателей отдельных агрегатов и гидроэлектростанции в целом с целью определения причин отклонения фактических значений параметров и показателей от нормативных значений, определенных в проектной документации, путем разработки и выполнения мероприятий по повышению надежности и экономичности работы оборудования и снижения

нерациональных расходов воды.

5.12 Эксплуатирующие организации ОАО «РусГидро» обязаны проводить энергетические обследования с целью обеспечения энергосбережения и повышения энергетической эффективности в процессе проектирования, строительства, эксплуатации и ликвидации объекта (Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ).

5.12.1 Проведение энергетического обследования должно быть поручено организации (энергоаудитору), являющейся членом саморегулируемой организации СРО, которая выступает гарантом оказания качественных услуг организацией (энергоаудитором) (Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ).

5.12.2 Организация (энергоаудитор), проводящая энергетическое обследование, должна обладать правами юридического лица, иметь подготовленных специалистов, имеющих квалификацию и опыт работы в гидроэнергетике, а также опыт проведения энергетических обследований, иметь необходимое техническое и методологическое обеспечение.

Порядок проведения энергетических обследований гидроэлектростанций ОАО «РусГидро» и разработку программ повышения энергетической эффективности рекомендуется осуществлять в соответствии с Методическими рекомендациями [2]. Типовая программа энергетических обследований приведена в приложении А.

5.12.3 Целями энергетического обследования должны быть оценка эффективности использования энергетических ресурсов и выработка предложений, направленных на повышение энергетической эффективности по направлениям:

- повышение эффективности работы основного и вспомогательного оборудования;
- повышение эффективности использования водных ресурсов;
- оптимизация собственного потребления электроэнергии;
- развитие системы технического и коммерческого учета.

5.12.4 Задачей энергетических обследований является выявление непроизводительных и нерациональных расходов энергоресурсов, определение фактических показателей энергоэффективности гидроэлектростанций, сравнение их с нормативными значениями, выявление и анализ причин их несоответствия и разработка мероприятий для повышения энергетической эффективности объектов.

5.12.5 На гидроэлектростанциях проводится несколько видов энергетических обследований:

- первичное;
- периодическое (повторное);
- экспресс-обследование.

Первичное энергетическое обследование выполняется на вновь вводимых в эксплуатацию, а также находящихся в эксплуатации ГЭС, не прошедших энергетическое обследование, в соответствии с Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ. Оно имеет своей целью составление энергетического паспорта ГЭС, энергетического баланса, а также анализ составляющих затрат энергии на гидроэлектростанциях и разработку предложений по их снижению. Первичное энергетическое обследование должны пройти все эксплуатирующие организации ОАО «РусГидро» до 31.12.2012 г.

Периодическое обследование проводится для оценки динамики эффективности использования стока воды на ГЭС. При этом используются материалы ранее выполненных обследований, проверяется объем и полнота ранее разработанных рекомендаций, направленных на повышение энергетической эффективности работы ГЭС. По результатам обследований производится уточнение энергетического баланса и энергетического паспорта. Периодические обследования должны проводиться не реже, чем 1 раз в пять лет.

Экспресс-обследование проводится по сокращенной программе, как правило, с минимальным использованием или без использования приборного оборудования и носит ограниченный по объему и времени проведения характер. При этом может производиться оценка эффективности использования всех или одного из видов ТЭР (электрическая и тепловая энергии; твердое, жидкое или газообразное топливо), функционирования отдельной группы оборудования (отдельного агрегата), либо отдельных показателей энергоэффективности.

5.12.6 В результате энергетических обследований должны быть:

- определены фактические значения показателей энергетической эффективности, сравнение их с нормативными значениями, определенными в проектной документации;
- составлен энергетический баланс;
- выявлены причины нерационального и неэффективного расходования водных ресурсов;
- определен потенциал снижения потребления электроэнергии на собственные, хозяйственные, производственные нужды, потери;
- разработаны требования к организации технического учета и контроля расхода электроэнергии на собственные, хозяйственные,

производственные нужды, потери;

- разработаны программы повышения энергетической эффективности гидроэлектростанций, включая разработку мероприятий по повышению эффективности использования водных ресурсов, снижению собственного потребления электроэнергии и рекомендаций по организации коммерческого учета;

- составлен энергетический паспорт.

5.12.7 Энергетическое обследование проводится в соответствии с рабочей программой, разработанной на основе действующей типовой программы (приложение А) с учетом конкретных условий обследуемого объекта и утвержденной заказчиком энергоаудита. Рабочая программа должна содержать:

- календарный план оказываемых услуг;
- состав персонала заказчика, привлекаемого к обследованию;
- перечень документации, которая должна быть представлена энергоаудитору во время энергетического обследования;
- формат работы заказчика и энергоаудитора;
- опросные листы (заборные формы), составленные в соответствии с методическими указаниями [2], с учетом специфики обследуемой гидроэлектростанции.

5.12.8 Предлагаемые мероприятия должны иметь оценку энергетического и экономического эффекта.

Энергетический эффект от мероприятий должен содержать оценку изменения выработки электроэнергии и мощности ГЭС или их полезного отпуска, полученных в результате реализации мероприятий.

Экономический эффект мероприятий определяется в соответствии с методическими рекомендациями [3].

5.12.9 Организация (энергоаудитор), проводившая энергетическое обследование, должна передать эксплуатирующей организации отчет о проведении энергетического обследования с расчетными материалами и энергетическим балансом, включая энергетический паспорт и перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

5.12.10 Форма отчета о проведении энергетического обследования приведена в Приложении А.

5.12.11 Форма энергетического паспорта, составленного по результатам энергетического обследования, должна соответствовать форме, установленной Минэнерго России [4].

5.13 Энергетические обследования должны проводиться в сроки,

установленные графиком проведения энергетических обследований, являющихся составной частью программ по энергосбережению и повышению энергоэффективности ОАО «РусГидро».

Ответственность за нарушение установленной периодичности проведения энергетических обследований, а также за недостоверность сведений, предоставляемых организации, проводившей энергетическое обследование, возлагается на руководителя эксплуатирующей организации ОАО «РусГидро», в ведении которой находится гидроэлектростанция, подлежащая энергетическому обследованию.

5.13 Ответственность за нарушение установленного порядка проведения энергетического обследования, а также за недостоверность результатов энергетического обследования, возлагается на организацию (энергоаудитора), проводившую энергетическое обследование, и СРО в области энергетических обследований, членом которой является организация (энергоаудитор).

5.14 Технические руководители эксплуатирующих организаций ОАО «РусГидро» и организаций, проводящих энергетические обследования, должны обеспечить:

- согласование отчетов об энергетических обследованиях;
- представление в ОАО «РусГидро» копий отчетов об энергетических обследованиях с приложениями (в электронном виде и на бумажном носителе) в течение 10 рабочих дней после утверждения отчетов.

5.15 С целью осуществления мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности эксплуатирующая организация ОАО «РусГидро» вправе привлекать энергосервисные компании (Федеральный закон от 23.11.09 № 261-ФЗ).

5.16 Энергосервисная компания должна иметь опыт работы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности; иметь разрешительные документы на выполнение следующих видов работ: проектирование, монтаж и наладка систем учета и автоматизированных систем сбора данных, обслуживание и ремонт средств измерений, энергетическое обследование объектов.

6 Требования к энергосбережению и повышению энергоэффективности при разработке схем территориального планирования

6.1 ОАО «РусГидро» в соответствии с Федеральным законом от 29.12.2004 № 190-ФЗ и Постановлением Правительства РФ от 13.11.2006 № 680 участвует в разработке схем территориального планирования в части подготовки предложений по размещению объектов гидроэнергетики и

формировании на их основе региональных и федеральных программ энергосбережения и энергоэффективности.

6.2 Схема территориального планирования развития гидроэнергетики и проектная документация гидроэнергетического объекта, включая разделы по оптимизации параметров гидроузла и гидроэлектростанций, а также по разработке мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов, подвергается внутренней экспертизе ОАО «РусГидро» и организацией, имеющей право проведения государственной экспертизы.

6.3 Цель экспертизы проектной документации в части энергосбережения и энергоэффективности - проверка качества представленных материалов разделов по оптимизации параметров гидроузла и гидроэлектростанций, разработки компоновочных и конструктивных решений, в части снижения удельных расходов энергоресурсов на выработку электроэнергии, собственное энергопотребление, а также обоснование последовательности организационных, технических и других мер, обеспечивающих экономически обоснованное повышение эффективности использования водных ресурсов, топлива и энергии в процессе строительства и эксплуатации гидроэлектростанций.

6.4 Требования по энергосбережению и энергоэффективности при разработке предложений для схем территориального планирования гидроэнергетики в соответствии с Постановлениями Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 и от 13.04.2010 № 235, должны быть реализованы путем обоснования:

- возможностей рационального гидроэнергетического использования речного стока и размещения гидроэнергетических объектов;
- очередности строительства гидроэнергетических объектов и предварительного назначения параметров объектов, обеспечивающих максимально возможное и экономически обоснованное вытеснение из топливно-энергетического баланса региона влияния гидроэлектростанции органического топлива;
- разработки предварительных требований к зданиям, строениям и сооружениям, обеспечивающих энергетическую эффективность их эксплуатации, и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов;
- определения потребности в энергоресурсах при ведении инженерно-геологических и строительных работ.

При обосновании мер по энергосбережению и повышению

энергоэффективности при разработке схем территориального планирования в соответствии с СТО 17330282.27.140.011-2008 должны быть проанализированы три основные группы факторов:

- данные по инженерным изысканиям, включая топогеодезические, гидрологические и геологические условия по створам и отдельным гидроузлам. Эти данные должны отвечать требованиям Постановления Правительства РФ от 19.01.2006 № 20 и СТО 70238424.27.140.027-2009 для проведения гидротехнического проектирования по отдельным створам и гидроузлам;

- данные предварительных водохозяйственных и водноэнергетических расчетов по намеченным участкам створов и отдельным гидроузлам;

- энергоэкономические данные, необходимые для проведения технико-экономических расчетов по выбору участков створов гидроузлов и параметров гидроузла и гидроэлектростанции (энергетические показатели гидроэлектростанции, стоимостные данные по сравниваемым вариантам створов и гидроузлов, показатели альтернативных вариантов энергоснабжения).

6.5 Выбор схемы использования реки и первоочередного объекта строительства производится на основе технико-экономических расчетов по сравниваемым вариантам в объеме, предусмотренном в СТО 702.38424.27.140.027-2009.

Результатом технико-экономических расчетов является принятие обоснованного решения по месту расположения гидроузла и участка створа водоподпорных сооружений, отвечающего Постановлению Правительства РФ от 23.03.2008 № 198.

6.6 Для выбранного створа гидроузла осуществляется обоснование основных параметров гидроэнергетического объекта – отметки нормального подпорного уровня водохранилища (НПУ), энергетических параметров гидроэлектростанции, принципиальной схемы размещения и компоновки основных сооружений.

Основные параметры гидроузлов и гидроэлектростанций определяются на основании технико-экономических расчетов. Подробная методика экономического выбора параметров и оценки эффективности гидроэлектростанций приведена в СТО 17330282.27.140.011-2008.

6.7 Показатели энергетической эффективности гидроэлектростанций на данной стадии (удельные расходы воды, КПД гидроагрегатов и ГЭС, годовая экономия органического топлива (в натуральных или условных единицах), выраженная в абсолютных или удельных единицах), определяются ориентировочно и подлежат уточнению на последующих стадиях

проектирования.

6.8 На стадии разработки схемы территориального планирования объектов гидроэнергетики могут быть разработаны предварительные требования к зданиям, строениям и сооружениям, обеспечивающие энергетическую эффективность их эксплуатации, и требования оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов.

Показатели энергетической эффективности зданий, строений и сооружений гидроэлектростанций принимаются на основании использования имеющегося опыта нормирования показателей энергоэффективности и обоснования принимаемых значений соответствующими расчетами, экспериментами, испытаниями в соответствии с ГОСТ Р 51380, ГОСТ Р 51387 и подлежат уточнению на последующих стадиях проектирования.

Показатели экономичности энергопотребления зданий, строений и сооружений могут быть выражены в абсолютной или удельной форме.

6.9 При определении потребности в энергоресурсах для проведения инженерно-изыскательских и строительно-монтажных работ допускается применение полученных из опыта проектирования укрупненных показателей стоимости, привязанных к региону строительства гидроэнергетического объекта.

6.10 Результатом разработки схем территориального планирования, с точки зрения энергосбережения и энергоэффективности, должны быть выводы об экономической эффективности объекта в сравнении с альтернативными источниками энергии в зоне энергетического влияния ГЭС с учетом возможных рисков. Критерием энергоэффективности в данном случае является $ЧДД_{гэс} > ЧДД_{альт.}$ (при $ЧДД_{гэс} > 0$), $ИД_{гэс} > ИД_{альт.}$ (при $ИД_{гэс} > 1$).

6.11 При выполнении приведенных выше соотношений проекты нового строительства или технического перевооружения гидроэлектростанций, получившие положительные заключения экспертных организаций о целесообразности их осуществления и утвержденные ОАО «РусГидро», включаются в программы по энергосбережению и энергоэффективности ОАО «РусГидро», в федеральные и региональные схемы территориального планирования и федеральные и региональные программы по энергосбережению и энергоэффективности.

6.12 В результате экспертизы (аудита) проектной документации в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 05.03.2007 № 145 должно быть выдано заключение о степени эффективности использования водноэнергетических ресурсов, направленное на получение максимального

энергетического и экономического эффекта.

7 Требования к энергосбережению и повышению энергоэффективности при разработке обоснования инвестиций

7.1 Обоснование инвестиций для гидроэлектростанций в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 не является обязательной стадией проектирования.

Обоснование инвестиций в соответствии с СТО 70238424.27.140.027-2009 разрабатывается проектной организацией по решению ОАО «РусГидро» для уточнения отдельных технико-экономических показателей объекта, размещаемого на выделенном в схеме территориального планирования земельном участке, в том числе, для уточнения и конкретизации данных о гидроэнергетическом объекте, сметной стоимости строительства объекта и его экономической эффективности и формирования программ по энергосбережению и энергоэффективности ОАО «РусГидро».

7.2 Требования к энергосбережению и повышению энергоэффективности при разработке обоснования инвестиций включают:

- уточнение технико-экономических расчетов по выбору площадки размещения основных сооружений (участка створа гидроузла), проведенных на стадии схемы территориального планирования;

- уточнение энергетических параметров объекта (НПУ, мощность с учетом работы в энергосистеме, предварительные параметры водохранилища, БСР);

- разработку предварительного перечня мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к зданиям, строениям и сооружениям;

- уточнение потребности в энергоресурсах на проведение инженерно-геологических изысканий и строительно-монтажных работ.

7.3 Показатели энергетической эффективности гидроэлектростанций на данной стадии проектирования определяются следующим образом:

- КПД гидроагрегата и ГЭС в целом определяется ориентировочно по данным объектов-аналогов с близкими значениями напоров и мощности или по данным заводов-изготовителей оборудования;

- экономия органического топлива в соответствии с методикой [5] определяется произведением удельного расхода топлива на альтернативном источнике электроэнергии на среднесуточную выработку электроэнергии на гидроэлектростанции;

- потребность в энергоресурсах для проведения инженерно-изыскательских и строительно-монтажных работ определяется

ориентировочно в стоимостном выражении с применением нормативных материалов в зависимости от мощности и (или) производительности машин и механизмов на основании данных их технических паспортов в расчете на 1 машино-час эксплуатации машин и механизмов в соответствии с методическими рекомендациями [6];

- расход энергоресурсов на собственные нужды определяется в соответствии с СТО17330282.27.140.020-2008.

Показатели энергетической эффективности гидроэлектростанций подлежат уточнению на последующей стадии проектирования.

7.4 На данной стадии должен быть разработан предварительный перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к зданиям, строениям и сооружениям и схема расположения приборов учета используемых энергетических ресурсов.

Требования к архитектурным, функционально-технологическим, конструктивным и инженерно-техническим решениям, влияющим на энергетическую эффективность зданий, строений и сооружений, схемы расположения приборов учета используемых энергетических ресурсов разрабатываются предварительно на основе ГОСТ Р 51380, ГОСТ Р 51387, а также объектов-аналогов.

Показатели энергетической эффективности зданий, строений и сооружений приведены в Приложении Б.

7.5 Для проверки полноты выполнения технического задания на проектирование в части обоснования разделов по энергосбережению и повышению энергоэффективности ОАО «РусГидро» проводит экспертизу материалов по обоснованию инвестиций с привлечением экспертов, обладающих компетенцией в области энергоэкономического обоснования параметров гидроэлектростанций, разработки проектных и технических решений по энергосбережению и повышению энергоэффективности в зданиях, строениях и сооружениях, экономического обоснования инвестиций.

7.6 После получения положительного заключения экспертизы по всем разделам, включая разделы по энергосбережению и энергоэффективности, «Обоснование инвестиций» утверждается руководством ОАО «РусГидро» и включается в программу энергосбережения и повышения энергоэффективности ОАО «РусГидро» и федеральные и региональные программы по энергосбережению и энергоэффективности.

8 Требования к энергосбережению и повышению

энергоэффективности при разработке проектной документации

8.1 На стадии разработки проектной документации требования к энергосбережению и энергоэффективности должны быть реализованы:

- при обосновании выбора места расположения гидроузла и участка створа гидроузла;

- при обосновании основных параметров гидроузла и гидроэлектростанции и определении показателей энергетической эффективности использования гидроэнергетических ресурсов – коэффициента полезного действия гидроэлектростанции (КПДгэс) и удельного расхода воды на произведенный или отпущенный кВт·ч электроэнергии;

- при разработке раздела «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов»;

- при определении потребности в энергоресурсах для проведения инженерно-изыскательских работ;

- при разработке проекта организации строительства с обоснованием потребности в энергоресурсах в период строительства;

- при разработке правил эксплуатации водных ресурсов, оборудования и зданий, строений и сооружений гидроэлектростанции.

8.2 Обоснование выбора места расположения гидроузла и участка створа водоподпорных сооружений производится на основании технико-экономических расчетов на базе выполненных в полном объеме данных топографических, геодезических и геологических изысканий, подробных водохозяйственных и водноэнергетических расчетов, детально-разработанных стоимостных данных по сравниваемым вариантам створов в районах их расположения в соответствии со схемой использования реки.

8.3 Подробная методика обоснования основных параметров гидроузла и гидроэлектростанции – отметка НПУ водохранилища, глубина сработки (объем аккумулирующих бассейнов для ГАЭС), ФПУ, расчетный напор, установленная мощность электростанции (типоразмер, число и единичная мощность агрегата) – приведена в СТО 17330282.27.140.011-2008.

8.3.1 Проектируемое технологическое оборудование гидроэлектростанции, с точки зрения энергосбережения и энергоэффективности, должно в полной мере соответствовать:

- экономически эффективному режиму использования водных ресурсов конкретного гидроузла;

- требованиям по энергоэффективности и энергосбережению согласно СТО 17330282.27.140.015-2008.

8.3.2 Показателями энергетической эффективности использования гидроэнергетических ресурсов являются коэффициент полезного действия гидроэлектростанции (КПД_{ГЭС}), определяемый отношением величины электрической мощности на шинах всех гидрогенераторов к величине подведенной к ГЭС гидравлической мощности потока и удельный расход воды на произведенный или отпущенный 1 кВт·ч электроэнергии.

8.3.3 Для определения максимальной мощности гидроагрегатов, максимального расхода воды, пропускаемого турбинами и коэффициента полезного действия гидроагрегатов в каждый расчетный момент времени используются эксплуатационные и рабочие характеристики гидроагрегатов на линиях ограничения по максимальным значениям мощности гидроэлектростанции и расходу воды через турбины, которые представляют собой зависимости вида:

$$\eta_a = f(H, N)$$

$$\eta_a = f(H, Q)$$

$$N_r = f(Q, H)$$

$$Q_r = f(N, H)$$

где:

$\eta_a = \eta_r * \eta_g$ - коэффициент полезного действия гидроагрегата;

η_r - коэффициент полезного действия турбины;

η_g - коэффициент полезного действия генератора;

H – напор нетто;

Q_r – расход воды через турбину;

N_r – мощность гидроагрегата.

Процесс построения рабочей и эксплуатационной характеристик гидроагрегатов, определения КПД гидроагрегатов и гидроэлектростанции и удельных расходов воды приведен в Приложении В.

8.3.4 Внесение изменений в конструкцию основного и вспомогательного оборудования допускается только при согласовании с проектировщиком, заводом-изготовителем и поставщиком оборудования.

Внесение изменений в проектные режимы работы гидроагрегатов допускаются только при согласовании с проектировщиком, заводом-изготовителем и поставщиком оборудования.

8.3.5 Расходы на собственные, производственные и хозяйственные нужды определяются исходя из технических характеристик (КПД и удельных расходов энергоресурсов) оборудования собственных, хозяйственных и производственных нужд на основании данных технических паспортов

оборудования или заводов-изготовителей.

8.3.6 Показатели энергетической эффективности, определенные в проектной документации и согласованные с заводами-изготовителями, вносятся в технический паспорт гидроэлектростанции, являются нормативными и используются для сравнения с фактическими, получаемыми в результате энергетических обследований.

8.4 В разделе проектной документации «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов» в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.04.2010 № 235 должны быть разработаны:

- показатели, характеризующие удельную величину расхода энергетических ресурсов в здании, строении и сооружении;
- требования к архитектурным, функционально-технологическим, конструктивным и инженерно-техническим решениям, влияющим на энергетическую эффективность зданий, строений и сооружений;
- требования к отдельным элементам, конструкциям зданий, строений и сооружений и их свойствам, к используемым в зданиях, строениях и сооружениях устройствам и технологиям;
- обоснование выбора оптимальных архитектурных, функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений и их надлежащей реализации при осуществлении строительства с целью обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов;
- перечень требований энергетической эффективности, которым здание, строение и сооружение должны соответствовать при вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации, и сроки, в течение которых в процессе эксплуатации должно быть обеспечено выполнение указанных требований энергетической эффективности.

Показатели энергетической эффективности зданий, строений и сооружений приведены в Приложении Б.

8.5 В составе проектной документации должен быть разработан проект организации строительства, в котором должны быть определены и обоснованы потребности строительного производства в топливе, горюче-смазочных материалах, электроэнергии, паре, воде. Потребность строительного производства в энергоресурсах определяется в стоимостной форме с применением нормативных материалов [6] в зависимости от мощности/производительности машин и механизмов на основании их

технических паспортов, с учетом технологических схем процесса строительно-монтажных работ в расчете на 1 машино-час эксплуатации машин и механизмов.

8.6 Проектная документация должна содержать правила эксплуатации гидроузла и гидроэлектростанции, обеспечивающие режим энергосбережения и энергоэффективности, включая:

- краткую гидрологическую характеристику используемых водных ресурсов (водотока) и водохозяйственную схему ГЭС;
- бытовые среднегодовые даты (половодья - начало, пик и окончание; появления шуги; замерзания бьефа);
- значения характерных бытовых расходов воды при весеннем половодье в створе ГЭС (среднегодовой из максимальных наблюдаемых, среднемесячные расходы воды, максимальный и минимальный из наблюдаемых расходов);
- значения максимальных расходов воды, трансформированных водохранилищем, обеспеченность которых по действующим нормативам является расчетной для сооружений данной ГЭС;
- значения максимальных расходов, пропускаемых через каждое сооружение, включая турбины ГЭС и шлюзы, при нормальном и форсированном подпорных уровнях;
- отметки предельных и рабочих уровней верхнего и нижнего бьефов ГЭС;
- зависимости объемов и площадей зеркала водохранилища от уровня верхнего бьефа с указанием полезного объема водохранилища при нормальном подпорном уровне;
- зависимости уровня нижнего бьефа от расходов в летнее и зимнее время с отметкой наименьшего судоходного уровня;
- характеристики (графики или таблицы) водопропускных отверстий;
- эксплуатационные характеристики гидротурбин и гидроэлектростанции;
- правила использования водных ресурсов водохранилища и правила эксплуатации водохранилища, согласованные с заинтересованными организациями и утвержденные в установленном порядке;
- технические паспорта гидротехнических сооружений;
- состав и объем эксплуатационного контроля за состоянием и работой гидротехнических сооружений;
- ведомость и исполнительные схемы размещения всей контрольно-измерительной аппаратуры (КИА) для наблюдения за состоянием гидротехнических сооружений и контроля за режимом водотока;

- состав и энергетические характеристики потребителей энергоресурсов на собственные и хозяйственные нужды.

8.7 В составе проектной документации Заказчику должен быть передан технический и энергетический паспорт гидроэлектростанции, составленный в соответствии с установленной формой [4].

9 Требования к энергосбережению и повышению энергоэффективности на стадии строительства

9.1 Для обеспечения режима энергосбережения и энергоэффективности при строительстве новых и реконструкции объектов действующих гидроэлектростанций руководителем ОАО «РусГидро» или соответствующей эксплуатирующей организации ОАО «РусГидро» должно быть назначено лицо, ответственное за обеспечение энергосбережения и повышение энергоэффективности, которое осуществляет периодический контроль за исполнением строительной организацией программ и мероприятий в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.

9.2 Для строительства новых и реконструкции объектов действующих гидроэлектростанций должны привлекаться строительные организации обладающие правами юридического лица, являющиеся членами СРО в области строительства гидротехнических сооружений, СРО других направлений (осуществляющих поставку, монтаж и наладку различных видов и типов оборудования, автоматизацию производственных процессов и пр.), имеющие программы в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, обладающие необходимым опытом работы, располагающие квалифицированными кадрами, а также достаточными материально-техническими ресурсами для осуществления мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности гидроэлектростанций и их оборудования.

9.3 Заказчик при заключении договора на строительство, реконструкцию и техническое перевооружение гидроэлектростанции должен передать строительной организации утвержденную в установленном порядке проектную документацию, в составе которой должны быть проект организации строительства и раздел «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета».

В проекте организации строительства в соответствии с СТО 70238424.27.140.028-2009 должны быть разработаны нормы и требования к энергосбережению и энергоэффективности строительного производства, включающие определенные в стоимостном выражении:

- расчетные удельные расходы энергоресурсов на функционирование систем жизнеобеспечения строительной инфраструктуры (инженерных сетей, мест подключения временных инженерных коммуникаций (сетей) к действующим сетям с указанием источников обеспечения стройплощадки электроэнергией, водой, теплом, паром), а также в том случае, если организационными и техническими решениями охватывается территория за пределами площадки строительства, требования к системам жизнеобеспечения строительной инфраструктуры за пределами площадки строительства;

- расчетные удельные расходы тепла на отопление и горячее водоснабжение, пароснабжение объектов строительной площадки и технологические нужды строительства.

9.4 Строительная организация должна предоставить заказчику строительства (реконструкции) разработанный ею перечень мероприятий, позволяющий обеспечить режим использования топливно-энергетических ресурсов в пределах сметного лимита, определенного в проектной документации, или обеспечивающий экономию ресурсов, против предусмотренного в проектной документации.

9.5 Строительная организация принимает на себя всю ответственность за энергосбережение и повышение энергетической эффективности в процессе строительства, реконструкции и технического перевооружения гидроэлектростанции.

9.6 В разделе «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета» в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.04.2010 № 235 должны быть разработаны нормативные показатели энергетической эффективности зданий, строений и сооружений, включая схемы оснащенности их приборами учета.

9.7 Отклонение параметров капстроительства, включая требования по энергосбережению и энергоэффективности, предъявляемые к строениям, зданиям и сооружениям и требования оснащенности их приборами учета, от проектной документации, необходимость которого выявилась в процессе строительства объекта, допускается только на основании вновь утвержденной подрядчиком или заказчиком проектной документации после внесения в нее соответствующих изменений в порядке, установленном Градостроительным кодексом Российской Федерации (Федеральный закон Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ).

9.8 ОАО «РусГидро» (эксплуатирующая организация ОАО «РусГидро») обязано осуществить приемку в эксплуатацию законченного

строительством или реконструкцией объекта и провести предпусковое (предэксплуатационное) энергетическое обследование.

Цель предпускового (предэксплуатационного) энергетического обследования состоит в определении показателей энергоэффективности вновь вводимых оборудования и энергообъектов до начала эксплуатации, выявлении нарушений требований нормативно-технической и проектной документации при выполнении строительно-монтажных и пусконаладочных работ, приводящих к ухудшению показателей энергоэффективности гидроэлектростанции в период последующей эксплуатации, разработке обоснованных мер по устранению выявленных нарушений.

Предпусковое (предэксплуатационное) энергетическое обследование проводится организацией (энергоаудитором).

Предпусковое (предэксплуатационное) энергетическое обследование должно входить в состав работ по приемке законченных строительством объектов и оформляться отчетом и соответствующей записью в акте приемочной комиссии.

9.9 Определенные в результате предпускового (предэксплуатационного) энергетического обследования фактические показатели энергоэффективности подлежат сопоставлению с показателями, указанными в заводских паспортах на оборудование и в проектной документации, нормативными значениями или результатами энергетической экспертизы проекта.

При выявлении показателей энергоэффективности, ухудшенных по сравнению с паспортными (проектными) нормативными значениями, устанавливаются причины ухудшения показателей, и принимается экономически обоснованное решение о проведении необходимых доработок.

9.10 На основании предпускового (предэксплуатационного) энергетического обследования гидроэлектростанции составляются отчет о проведенном энергетическом обследовании, энергетический паспорт, в который заносятся выявленные фактические показатели энергоэффективности, а также их нормативные (паспортные или проектные) значения, составляется топливно-энергетический баланс, указываются причины выявленного несоответствия фактических и нормативных значений, перечень необходимых доработок по устранению выявленных нарушений, решение приемочной комиссии.

9.11 По результатам предпускового (предэксплуатационного) энергетического обследования вновь вводимого оборудования на действующем энергообъекте не позднее одного месяца после принятия комиссией решения о приемке и вводе в эксплуатацию корректируется

энергетический паспорт и топливно-энергетический баланс данного энергообъекта.

Результаты предпускового (предэксплуатационного) энергетического обследования учитываются при проведении других видов энергетических обследований.

10 Требования к энергосбережению и повышению энергоэффективности на стадии эксплуатации

10.1 Ответственность за соблюдение режима энергосбережения и повышение энергоэффективности должна быть возложена на технического руководителя эксплуатирующей организации.

10.2 Технический руководитель эксплуатирующей организации несет ответственность за действия эксплуатационного персонала в области энергосбережения и повышения энергоэффективности. В эксплуатирующей организации должно быть организовано обучение всего персонала по тематике энергосбережения и повышения энергоэффективности, обеспечено стимулирование персонала за достижение положительных результатов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

10.3 Режимы энергосбережения и повышения энергоэффективности при эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций должны быть организованы в соответствии с Правилами технической эксплуатации [7] и стандартами организации СТО 17330282.27.140.003-2008, СТО 17330282.27.140.005-2008, СТО 17330282.27.140.006-2008, СТО 17330282.27.140.011-2008, СТО 17330282.27.140.013-2008, СТО 17330282.27.140.015-2008, СТО 17330282.27.140.016-2008.

10.4 С целью обеспечения энергосбережения и энергоэффективности использования водных ресурсов на гидроэлектростанциях должны осуществляться:

- соблюдение требуемой точности измерений расходов воды через гидротурбины и водосбросы и технологических параметров гидроагрегатов;
- внедрение автоматизированных систем управления режимом работы агрегатов и ГЭС в целом (ГРАМ), учитывающих индивидуальные и общестанционные характеристики по КПД;
- автоматизированный контроль уровней бьефов;
- расчеты плановых режимов с целью сокращения объема холостых сбросов;
- учет (сменный, суточный, месячный, годовой) по установленным формам показателей работы оборудования и гидроэлектростанции в целом,

основанный на показаниях контрольно-измерительных приборов и информационно-измерительных систем;

- анализ технико-экономических показателей для оценки состояния оборудования, режимов его работы, резервов экономии воды, эффективности проводимых организационно-технических мероприятий;

- рассмотрение (не реже 1 раза в месяц) с персоналом результатов работы гидроэлектростанций и дежурных смен в целях определения причин отклонения фактических значений параметров и показателей от определенных по энергетическим характеристикам, выявления недостатков в работе и их устранения, ознакомление с опытом работы лучших смен и отдельных оперативных работников;

- разработка и выполнение мероприятий по повышению надежности и экономичности работы оборудования, снижению нерациональных расходов воды;

- разработка и ввод в действие технико-экономических нормативов в области энергосбережения и энергоэффективности.

10.5 Основой для установления нормативов энергоэффективности для гидроэлектростанций, вновь вводимых в эксплуатацию, являются нормативные энергетические характеристики гидроагрегатов и гидроэлектростанции в целом, разрабатываемые с использованием проектных материалов по потерям напора в водоподводящих и отводящих сооружениях, кривой связи уровней и расходов в нижнем бьефе, заводских характеристик генератора и гидротурбины, а также результатов натурных испытаний.

Положение о нормативных энергетических характеристиках ГЭС и гидроагрегатов приведено в приложении В.

10.6 Нормативные энергетические характеристики для действующих ГЭС, ранее их не имевших, составляются на основе проектных материалов и результатов последних перед составлением характеристик натурных испытаний с учетом фактического состояния оборудования.

10.7 В состав нормативных энергетических характеристик включаются следующие:

- эксплуатационные (эксплуатационно-мощностные) характеристики гидроагрегата и гидроэлектростанции, которые предназначены для представления величины КПД гидроагрегата (или гидроэлектростанции) в рабочем диапазоне изменения нагрузок и напоров при соблюдении заданных ограничений по высотам отсасывания;

- расходно-мощностная (расходная) характеристика гидроагрегата, предназначенная для определения расхода воды через гидротурбину в

зависимости от нагрузки агрегата и действующего напора;

- характеристики удельных расходов воды, предназначенные для определения эффективности использования энергоносителя (воды) в зависимости от нагрузки гидроэлектростанции при заданных горизонтах воды в верхнем бьефе гидроэлектростанции.

Нормативные энергетические характеристики представляются в графической или табличной форме.

10.8 Пересмотр нормативных энергетических характеристик должен производиться один раз в 10 лет, а также в тех случаях, когда в результате модернизации или, наоборот, старения оборудования происходит изменение КПД более, чем на 2%. Значение изменения КПД устанавливается по результатам натурных испытаний, которые в этом случае могут выполняться индексным методом.

10.9 Разработку и пересмотр нормативных энергетических характеристик должен осуществлять эксплуатационный персонал гидроэлектростанции с привлечением при необходимости специализированных организаций.

Нормативные характеристики должны быть утверждены техническим руководителем эксплуатирующей организации.

10.10 Определение фактических показателей энергетической эффективности производится в ходе энергетических обследований (п. 5.12) путем анализа:

- состояния оборудования и сооружений, включая оборудование и сооружения собственных, хозяйственных и производственных нужд; эффективности использования водных ресурсов, включая водно-энергетические режимы и потери воды;
- анализа режимов работы оборудования и технологических систем объекта;
- потребления энергоресурсов при проведении ремонтов и ТПиР;
- состояния систем технического и коммерческого учета;
- энергетического баланса.

10.11 Анализ состояния оборудования и сооружений гидроэлектростанции, а также оборудования и сооружений собственных, хозяйственных и производственных нужд должен включать изучение общих сведений по составу и техническому состоянию оборудования, внешний осмотр оборудования, анализ собранной информации и разработку мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

В результате проведенного анализа состояния оборудования и сооружений должна быть дана оценка и характеристика энергетических

потерь с указанием причин их возникновения, определено оборудование, на котором имеет место неэффективное использование энергетических ресурсов с описанием и характеристикой процесса, разработаны мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности, с оценкой экономического обоснования реализации предложенных мероприятий.

10.12 Анализ эффективности использования водных ресурсов, включая водно-энергетические режимы и потери воды, выполняется на основе изучения водно-энергетических режимов и балансов, характеристик оборудования, сезонных, недельных, суточных колебаний уровней верхнего и нижнего бьефов, напоров гидроэлектростанции, изучения и анализа суточных графиков нагрузки и распределения нагрузки по агрегатам.

В результате проведенного анализа должна быть дана оценка и характеристика потерь водных ресурсов с указанием причин их возникновения по обследуемым объектам, составление водного баланса гидроэлектростанции с выделением объемов, характеризующих распределение водных ресурсов на производство электроэнергии, холостые сбросы, фильтрацию, неэнергетические расходы, разработаны мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности, с оценкой экономического обоснования реализации предложенных мероприятий.

10.13 При проведении анализа режимов работы отдельных единиц оборудования и технологических систем определяют соответствие фактического режима паспортным характеристикам, собирают статистические данные по объемам потребления ТЭР, проводят инструментальные измерения, определяют характерные режимы работы. По результатам подготавливают формы с обработанными данными по потреблению ТЭР, делают выводы и формулируют предложения по повышению энергетической эффективности без влияния на надежность работы оборудования и ГЭС в целом с обоснованием экономической эффективности мероприятий.

10.14 При проведении анализа потребления энергоресурсов на ремонты и ТПиР должно быть определено соответствие фактического потребления энергоресурсов запланированным показателям. В ходе обследования должны быть выявлены факты перерасхода энергоресурсов и разработаны предложения по обеспечению режима энергосбережения и повышению энергоэффективности с оценкой экономического обоснования реализации предложенных мероприятий.

10.15 Оценка состояния систем технического и коммерческого учета должна включать описание парка приборов и системы учета в целом, проверку соответствия действующей на гидроэлектростанции системы учета

электроэнергии требованиям нормативно-технических документов и регламентам ОРЭМ, описание информационных ресурсов по данным производственной деятельности и потреблению энергоресурсов, проверку наличия и обоснованности норм потребления воды и электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды, потери, анализ системы учета стока воды на гидроэлектростанции. Необходимо наличие метрологической аттестации приборов прямого учета воды.

В результате проведенного анализа должна быть дана оценка соответствия действующей на гидроэлектростанции системы учета электроэнергии требованиям нормативно-технических документов и регламентам ОРЭМ и достаточности ее для целей учета расхода энергетических ресурсов и воды. Должны быть разработаны мероприятия по совершенствованию системы учета, с оценкой экономического обоснования реализации предложенных мероприятий.

10.16 Цель составления энергетического баланса гидроэлектростанции – оценка величины и характеристика энергетических потерь с указанием причин их возникновения по обследуемому оборудованию и объектам с выделением объемов, характеризующих потребление по направлениям, разработка мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности, с оценкой экономического обоснования реализации предложенных мероприятий.

10.17 Все составляющие баланса электроэнергии, за исключением потерь электроэнергии в станционной электросети, как правило, следует принимать на основании их измерения с помощью расчетных счетчиков и счетчиков технического учета. Общие технические требования к системе учета электроэнергии и мощности изложены в типовой инструкции [8].

Система учета производства и потребления электроэнергии на гидроэлектростанции должна обеспечивать отдельный учет электроэнергии выработанной гидрогенераторами, потребленной на производственные, собственные и хозяйственные нужды, отпущенной в сети других собственников.

При подготовке к производству измерений должны быть намечены характерные дни недели, продолжительность и цикличность измерений энергетических параметров, подготовлены и подключены необходимые измерительные и регистрирующие приборы, намечены посты наблюдений и назначены лица, ответственные за измерения.

10.18 Для определения энергетической эффективности фактические значения КПД гидроэлектростанции в целом и гидроагрегатов, полученные в результате энергетического обследования, сравниваются с нормативными

значениями.

10.19 Сопоставление фактических и нормативных значений показателей энергетической эффективности должно производиться для показателей, вычисленных для равных периодов времени и для одинаковых режимов работы гидроэлектростанции. При наличии каких-либо различий в режимах работы гидроэлектростанции, влияющих на ее эффективность, следует скорректировать значения нормативных показателей введением поправочных коэффициентов. Результатом сопоставления должно быть вычисление отклонения (+) величины фактического КПД гидроэлектростанции в целом и КПД каждого из гидроагрегатов от нормативной величины.

10.20 По результатам энергетического обследования должен быть составлен план мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности гидроэлектростанции, включающий:

- повышение эффективности работы основного и вспомогательного оборудования гидроэлектростанции;
- отдельных технологических систем или технологических процессов;
- повышение эффективности использования водных ресурсов;
- оптимизация (сокращение) собственного потребления электроэнергии;
- развитие систем технического и коммерческого учета ресурсов.

10.21 Энергетический эффект от мероприятий по энергосбережению определяется дополнительной выработкой энергии и мощности, в результате повышения КПД оборудования, снижения потерь и потребления на производственные, хозяйственные и собственные нужды гидроэлектростанции.

Экономический эффект указанных мероприятий определяется путем расчета показателей экономической эффективности (с учетом схем финансирования) в соответствии методическими рекомендациями [3].

10.22 В соответствии с выводами по результатам энергетического обследования формируется программа энергосбережения и повышения энергоэффективности, которая является составной частью отчета о проведении энергетического обследования. Сводные показатели ожидаемых результатов реализации комплекса мероприятий, включенных в программу энергосбережения и повышения энергоэффективности, доводятся до технического руководителя ОАО «РусГидро», с целью проведения дальнейшего мониторинга деятельности гидроэлектростанции в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.

10.23 Приемка содержания работ заказчиком завершается

согласованием результатов проведенной работы и утверждением отчета техническим руководителем эксплуатирующей организации ОАО «РусГидро».

10.24 Ответственность за согласование отчетов об энергетических обследованиях на объектах ОАО «РусГидро» возлагается на технического руководителя ОАО «РусГидро».

10.25 В соответствии с приказом Минэнерго России от 07.08.2008 № 20 [9] ОАО «РусГидро» обязано представлять информацию о показателях выполнения программы энергосбережения и о проведении обязательных энергетических обследований по формам и в порядке, установленном этим приказом.

11 Требования к энергосбережению на стадии ликвидации

11.1 Процедура проектного обоснования, порядка прохождения экспертизы и утверждения проекта ликвидации гидроэлектростанции приведены в СТО 70238424.27.140.027-2009 и включает разработку следующей документации:

- схемы территориального планирования ликвидации гидроэнергетического объекта;
- проектной документации на ликвидацию объекта;
- рабочей документации на ликвидацию сооружений гидроэнергетического объекта.

11.2 Схема территориального планирования ликвидации объекта и проектная документация подлежат экспертизе и утверждению органом управления, выдавшим разрешение на ликвидацию объекта.

11.3 При ликвидации гидроэнергетического объекта должны быть выполнены все нормы и требования по промышленной, экологической и санитарной безопасности, а также требования по энергосбережению, действующие в период ликвидации объекта.

11.4 Строительная организация, осуществляющая ликвидацию гидроэнергетического объекта, принимает на себя всю ответственность за энергосбережение и повышение энергетической эффективности в процессе ликвидации гидроэлектростанции. При этом она должна руководствоваться нормами и требованиями к энергосбережению и энергоэффективности, разработанными в проектной документации.

11.5 Периодический контроль за исполнением строительной организацией программ и мероприятий в области энергосбережения и энергоэффективности в процессе ликвидации гидроэлектростанции

осуществляет лицо, ответственное за обеспечение энергосбережения при ликвидации гидроэлектростанции.

11.6 По результатам ликвидации объекта разрабатывают исполнительную документацию на освобожденные территории – землеустроительный план (планы), с нанесением топографической, гидрологической, инженерно-геологической, экологической, инженерной и иной информации, потребной для последующего использования освобожденной территории.

Приложение А (обязательное)

Типовая программа энергетических обследований ГЭС

А.1 Организация и подготовка энергетического обследования

А.1.1 Перед началом энергетического обследования распорядительным документом по эксплуатирующей организации ОАО «РусГидро», на которой проводится обследование, назначается лицо, ответственное за общую организацию проведения работ. В приказе (распоряжении) указывают:

- номер и дату распоряжения (приказа) о проведении энергоаудита;
- основания для проведения энергоаудита ;
- обязательность соблюдения при обследовании установленных Стандартом требований;
- вид проводимого энергетического обследования;
- планируемые сроки энергетического обследования;
- перечень лиц, участвующих в энергетическом обследовании со стороны заказчика и иных привлекаемых организаций.

К приказу прилагают утвержденную техническим руководителем эксплуатирующей организации программу проведения обследований.

А.1.2 На подготовительном этапе осуществляют:

- направление на обследуемое предприятие опросных листов и заборных форм;
- разработку и согласование программы проведения обследования;
- изучение проектно-технической документации, схем электроснабжения (тепло- и водоснабжения).

А.1.3 Документальное обследование должно быть обеспечено:

А.1.3.1 Статистической информацией включающей:

- водно-энергетические режимы, статистические данные о сезонных, недельных и суточных колебаниях уровней верхнего и нижнего бьефов, напорах ГЭС за период не менее 4-х лет (суточные ведомости за период не менее чем за 4 года);
- почасовые данные учета электроэнергии за период не менее 4-х лет (в объеме реализованного коммерческого и технического учета);
- характерные суточные графики нагрузки ГЭС для различных сезонов года;
- существующие режимы регулирования активной и реактивной мощности, в том числе, наличие и данные о продолжительности работы гидрогенераторов в режиме синхронного компенсатора (далее – СК);
- акты учета оборота электроэнергии за период не менее, чем за 4 года.

А.1.3.2 Документальной информацией, включающей:

- нормальную электрическую схему объекта;
- генеральный план объекта;
- схему водоподводящих и отводящих сооружений;
- общие сведения, об организационной структуре предприятия и его подразделений;
- генеральный план, местоположение зданий, сооружений, цехов, линий;
- описание систем учета энергоресурсов (коммерческих, технических и иных);
- планы развития предприятия (в случае наличия);
- паспорта основного оборудования, установок и агрегатов;
- номинальные параметры вспомогательного оборудования;
- номенклатуру потребителей по видам энергоресурсов;
- состав потребителей электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды, схемы их электропитания;
- состав потребляемых энергоресурсов и системы управления энергоресурсами предприятия и его отдельных технологических устройств (систем);
- действующие цены (тарифы) на энергоресурсы;
- бухгалтерскую и техническую документацию по энергетическим показателям;
- документацию по ремонтным, наладочным, испытательным и энергосберегающим мероприятиям (отчеты, акты и другую документацию);
- состав основных внешних водопотребителей в верхнем и нижнем бьефах, а также места и показатели забора воды для производственно-бытовых нужд ГЭС;
- программы и проектную документацию на технологические или организационные усовершенствования (проведенные или планируемые к реализации);
- паспорта систем учета энергоресурсов, акты соответствия;
- однолинейную схему электрических соединений с нанесением установленных приборов коммерческого и технического учета электроэнергии.

А.2 Определение фактических показателей энергетической эффективности ГЭС

А.2.1 Показателем энергетической эффективности использования потока воды в каждый текущий момент времени является коэффициент полезного действия гидроэлектростанции ($KПД_{ГЭС}$), определяемый отношением величины электрической мощности на шинах всех гидрогенераторов к величине подведенной к ГЭС гидравлической мощности потока.

При переменном суточном графике нагрузки ГЭС в качестве среднеинтервального за промежутки времени T (например, среднесуточного) значения показателя энергетической эффективности может быть принято

среднеинтервальное значение КПД ГЭС - $\bar{\eta}$:

$$\bar{\eta} = \frac{\mathcal{E}}{9,81 \sum_{i=1}^n Q_i H_i \Delta t}, \quad (1),$$

где: \mathcal{E} - выработка электроэнергии за период времени T ;

Q_i, H_i - средние значения расхода воды и напора ГЭС за учитываемый при оперативных измерениях отрезок времени Δt (например, 1 час), $\Delta t = T / n$.

Энергоэффективность производства электроэнергии для внешнего потребления также определяется по зависимости (1), в которой значение \mathcal{E} определяется как количество электроэнергии, отпущенной с шин ГЭС в энергосистему за расчетный промежуток времени T .

Для определения показателя энергетической эффективности гидроэлектростанции необходимо сравнивать фактическое значение КПД с его нормативным значением.

Нормативные среднеинтервальные значения КПД определяются по нормативным энергетическим характеристикам, разработка которых для каждой ГЭС регламентирована ПТЭ [7] и СТО 17330282.27.140.015-2008; а методика разработки приведена в Приложении В.

Среднее за расчетный период (смена, сутки, неделя и т.д.) значение нормативного КПД ГЭС - $\bar{\eta}_n$ определяется выражением

$$\bar{\eta}_n = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{\sum_{i=1}^n \eta_i} \quad (2),$$

где: P_i и η_i - значения мощности и КПД на нормативных энергетических характеристиках.

Значения мощности P_i определяются по графику нагрузки, разбитому на n равных промежутков времени.

В качестве показателя энергетической эффективности принимается величина:

$$\Delta\eta^* = \frac{\bar{\eta} - \bar{\eta}_n}{\bar{\eta}_n} \cdot 100\% \quad (3).$$

А.2.2 Определение фактических показателей энергетической эффективности производится в ходе энергетических обследований путем анализа:

- состояния оборудования и сооружений, включая оборудование и сооружения собственных, хозяйственных и производственных нужд и анализа режимов работы оборудования и технологических систем объекта;
- эффективности использования водных ресурсов, включая водно-

энергетические режимы и потери воды;

- потребления энергоресурсов при проведении ремонтов и ТПиР;
- состояния систем технического и коммерческого учета;
- энергетического баланса.

А.2.2.1 Анализ состояния оборудования и сооружений гидроэлектростанции включает изучение общих сведений по составу и техническому состоянию оборудования, внешний осмотр оборудования, анализ собранной информации и разработку мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

По составу оборудования должны быть собраны следующие сведения:

- основные технические данные по основному силовому оборудованию (гидротурбины, гидрогенераторы, силовые трансформаторы);
- схема водоподводящих и отводящих сооружений;
- состав основных внешних водопотребителей в верхнем и нижнем бьефах, а также для производственно-бытовых нужд ГЭС;
- состав потребителей электроэнергии на собственные, хозяйственные и производственные нужды и схема их электропитания;
- схема первичных соединений.

Оценка состояния оборудования и сооружений гидроэлектростанции должна включать:

- анализ технического состояния водоподводящих сооружений, гидротурбинных водоводов и отводящих сооружений в отношении минимизации потерь напора;
- сведения о периодичности капитальных ремонтов гидроагрегатов, наличии инструментальных оценок качества его производства;
- оценку состояния проточной части гидротурбин;
- наличие контроля комбинаторной зависимости поворотно-лопастных гидротурбин и техническое состояние схемы регулирования комбинаторной связи по напору;
- наличие ограничений минимальной и максимальной мощности гидроагрегатов и техническое состояние устройств ограничения мощности;
- техническое состояние вспомогательного оборудования.

Анализу подлежат факторы, оказывающие влияние на техническое состояние оборудования:

- характерные суточные графики нагрузки ГЭС для различных сезонов года;
- существующие режимы регулирования активной и реактивной мощности;
- наличие и продолжительность работы генераторов в режиме СК;
- размещение на ГЭС вращающегося резерва и его величина;
- наличие и техническое состояние устройств автоматического регулирования активной и реактивной мощности;
- участие ГЭС (и отдельных гидроагрегатов) в регулировании частоты и перетоков мощности в энергосистеме;

- среднесуточное число пускоостановочных операций;
- водно-энергетические режимы, статистические данные о сезонных, недельных и суточных колебаниях уровней верхнего и нижнего бьефов и напорах за период не менее 4-х лет (суточные ведомости за период не менее, чем за 4 года);
- почасовые данные учета электроэнергии за период не менее 4-х лет (в объеме реализованного коммерческого и технического учета);
- диспетчерские графики нагрузки оборудования за период не менее 4-х лет.

В результате проведенного анализа состояния оборудования и сооружений гидроэлектростанции должна быть дана оценка и характеристика энергетических потерь с указанием причин их возникновения, определено оборудование, на котором имеет место неэффективное использование гидроэнергоресурсов.

А.2.2.2 Анализ эффективности использования водных ресурсов, включая водно-энергетические режимы и потери воды, выполняется на основе изучения:

- водно-энергетических режимов и характеристик оборудования;
- сезонных, недельных и суточных колебаний уровней верхнего и нижнего бьефов;
- напоров ГЭС;
- расходов воды;
- суточных графиков нагрузки ГЭС для различных сезонов года;
- распределения нагрузки между агрегатами.

В результате проведенного анализа должна быть дана оценка и характеристика потерь водных ресурсов с указанием причин их возникновения по обследуемым объектам, составлен водный баланс гидроэлектростанции с выделением объемов, характеризующих распределение водных ресурсов на турбинные расходы, холостые сбросы, фильтрацию, неэнергетические расходы.

Фактические значения показателей эффективности использования стока воды на ГЭС определяются по результатам измерений. При подготовке к производству измерений должны быть намечены характерные дни недели, продолжительность и цикличность измерений энергетических параметров, подготовлены и подключены необходимые измерительные и регистрирующие приборы, намечены посты наблюдений и назначены лица, ответственные за измерения.

Цикличность производства измерений зависит от режима работы ГЭС.

При работе ГЭС в базисе или в полупиковой части графика нагрузки, но без возложения на ГЭС функций регулирующей электростанции цикличность измерений может составлять 20-30 мин. При этом рекомендуется дополнительно регистрировать моменты изменения нагрузки ГЭС и мощность генераторов до и после изменения.

На регулирующих ГЭС измерения следует производить с цикличностью не более 5-10 мин. В связи с большим объемом измерений следует применять преимущественно автоматическую регистрацию параметров.

Для вычислений фактических среднеинтервальных значений КПД

используется выражение (1). При этом должен быть определен КПД как для каждого гидроагрегата, так и для ГЭС в целом для произведенной и отпущенной электроэнергии. Расход воды Q , при отсутствии расходомеров вычисляется по расходно-мощностной характеристике по измеренным значениям P_i и H_i . При вычислении КПД ГЭС по производству электроэнергии в расчете принимается значение электроэнергии, равное сумме измеренных значений на шинах всех гидрогенераторов, а при вычислении КПД ГЭС по отпуску электроэнергии - значение электроэнергии, измеренной на шинах ГЭС.

Для вычислений нормативных значений КПД используется выражение (2), в котором в качестве η_i принимается значение КПД по нормативным энергетическим характеристикам. При равномерном распределении нагрузки между агрегатами допустимо использовать средние для агрегатов значения мощности P_i .

Сопоставление фактических и нормативных значений показателей энергетической эффективности должно производиться для показателей, вычисленных для равных периодов времени и для одинаковых режимов работы ГЭС. При наличии каких-либо различий в режимах работы ГЭС, влияющих на ее эффективность, следует скорректировать значения нормативных показателей введением поправочных коэффициентов аналогично тому, как это предусмотрено для удельных расходов воды. Результатом сопоставления должно быть вычисление величины $\Delta\eta$ в соответствии с выражением (3).

А.2.2.3 Анализ потребления энергоресурсов на ремонты и ТПиР

При проведении анализа потребления энергоресурсов на ремонты и ТПиР должно определяться соответствие фактического потребления энергоресурсов запланированным показателям. В ходе обследования должны быть проанализированы фактические расходы энергоресурсов, установлены причины их отклонения от запланированных и даны предложения по обеспечению режима энергосбережения и повышению энергоэффективности, с оценкой инвестиционной привлекательности реализации предложенных мероприятий.

А.2.2.4 Оценка состояния систем технического и коммерческого учета

Оценка состояния систем технического и коммерческого учета должна включать:

- описание парка приборов и системы учета в целом;
- проверку соответствия действующей на гидроэлектростанции системы учета электроэнергии требованиям нормативно-технических документов и регламентам ОРЭМ;
- описание информационных ресурсов по данным производственной деятельности и потреблению энергоресурсов;
- проверку наличия и обоснованности норм потребления воды и электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды, потери;
- анализ системы учета стока воды на гидроэлектростанции. Наличие метрологической аттестации приборов прямого учета воды.

В результате проведенного анализа должна быть дана оценка соответствия

действующей на гидроэлектростанции системы учета электроэнергии требованиям нормативно-технических документов и регламентам ОРЭМ и достаточности ее для целей учета расхода энергетических ресурсов и воды.

А.2.2.5 Составление энергетического баланса

Цель составления энергетического баланса гидроэлектростанции - оценка и характеристика величин энергетических потерь с указанием причин их возникновения по обследуемому оборудованию и объектам с выделением объемов характеризующих потребление по направлениям (определенная продукция, технологический процесс, участок, цех).

В приходной части энергетического баланса гидроэлектростанции отражается потенциальная выработка электроэнергии, определяемая при полном расходе воды перед водоприемником ГЭС.

В расходной части баланса должны быть учтены:

- потери в водоподводящих сооружениях (деривационные каналы и трубопроводы, турбинные водоводы, сороудерживающие решетки),
- потери в гидроагрегате при оптимальном режиме,
- режимные потери, вызванные отклонением фактического режима от оптимального,
- потери энергии, связанные с работой агрегатов в режиме СК,
- потери в трансформаторах,
- потребление на собственные, хозяйственные и производственные нужды,
- потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета.

Численные значения энергии должны быть указаны в абсолютных (кВт·ч) и относительных единицах.

Сведения по балансу электрической энергии гидроэлектростанции составляются по состоянию на базовый год в сравнении с 4-мя предшествующими годами.

А.3 Разработка мероприятий по энергосбережению

А.3.1 Положительное значение величины $\Delta\eta$ свидетельствует о том, что фактическая эффективность работы ГЭС выше нормативного значения и, следовательно, мероприятия по энергосбережению могут быть разработаны исключительно с целью реализации дополнительных возможностей оборудования.

А.3.2 При отрицательном значении величины $\Delta\eta$ следует выявить причины снижения эффективности по сравнению с нормативной. Среди возможных причин могут быть следующие:

- снижение КПД гидротурбины в результате износа проточной части
- отклонение фактической комбинаторной зависимости поворотно-лопастной гидротурбины от оптимальной;
- повышенные потери напора на сороудерживающих решетках или в водоподводящем тракте;
- повышенный подпор в нижнем бьефе;

- повышенное потребление электроэнергии при работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора;
- снижение средней нагрузки гидроагрегатов в результате размещения на ГЭС вращающегося резерва, превышающего принятое при расчете значение нормативов;
- нерациональное распределение нагрузки между гидроагрегатами;
- повышенное потребление электроэнергии на собственные нужды.

Для подтверждения некоторых из указанных причин необходимо выполнить специальные испытания, что должно быть отмечено в заключении.

А.3.3 При снижении эффективности работы ГЭС из-за невыгодного для нее режима работы необходимо оценить возникающие при этом потери, а также проанализировать возможности совершенствования ее режима работы в пределах предъявляемых энергосистемой требований.

А.3.4 В результате энергетического обследования должен быть сформирован перечень мероприятий, направленный на оптимизацию использования имеющихся ресурсов энергопотребления за счет изменения структуры потребляемых энергоресурсов, графика производства и других мероприятий по четырем направлениям: баланс электроэнергии, водно-энергетический режим, системы учета и состояние оборудования, зданий и сооружений.

А.3.4.1 Баланс электроэнергии: необходимо проработать следующие организационные и технические мероприятия, ведущие к снижению потребления электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды:

- работа с персоналом: как материальная, так и нематериальная мотивация персонала по энергосбережению в системах освещения, отопления и использования энергопотребляющих приборов;
- пересмотр и оптимизация схем питания собственных нужд;
- определение и фиксирование в инструкциях по эксплуатации оптимального графика использования энергопотребляющих систем и механизмов.

А.3.4.2 Водно-энергетический режим: возможно рассмотреть следующие организационные мероприятия, ведущие к оптимальному использованию стока воды, работы гидроагрегатов, использованию систем и механизмов:

- определение взаимоотношений с Системным оператором в части использования ГЭС в оптимальном для нее режиме, в том числе по условиям регулирования частоты, перетоков мощности, напряжения;
- выбор оптимального состава и загрузки гидроагрегатов в зависимости от режима работы ГЭС;
- автоматизация расчета водноэнергетических показателей работы ГЭС (удельные расходы, КПД гидроагрегатов и ГЭС), построение графиков притока, отметок верхнего бьефа, выработки, суточной ведомости;
- автоматизация управления основным оборудованием.

А.3.4.3 Системы учета: возможно рассмотреть следующие организационно-технические мероприятия:

- пересмотр границ балансовой принадлежности потребителей с целью исключения немотивированной оплаты потерь в линиях;
- выделение всех сторонних (непрофильных) потребителей из собственных и хозяйственных нужд станции, путем заключения договора на электроснабжение потребителя с энергосбытовыми компаниями на розничном рынке электроэнергии, и последующей регистрацией новых точек учета на оптовом рынке электроэнергии и мощности;
- перенос всех точек учета электроэнергии сторонних потребителей на границу балансовой принадлежности;
- выделение расхода электроэнергии на возбуждение из собственного потребления ГЭС с отнесением данного объема электроэнергии к выработке.

А.3.4.4 Состояние оборудования, зданий и сооружений: возможно рассмотреть следующие организационно-технические мероприятия:

- пересмотреть схемы технического водоснабжения в части их нормального состояния с учетом экономичного режима расхода воды;
- провести анализ состояния систем дренажей;
- провести ревизию протечек на механическом, гидротурбинном оборудовании и в иных технологических системах;
- провести анализ видов работ, проводимых на оборудовании с избыточной или недостаточной периодичностью.

А.3.5 В результате энергетического обследования должны быть выработаны технические и организационные энергосберегающие решения с указанием прогнозируемой экономии в натуральном и стоимостном выражении и оценкой стоимости их реализации. При этом:

- энергетический эффект от мероприятия должен содержать оценку дополнительной выработки электроэнергии и мощности или их полезного отпуска, полученной в результате реализации мероприятий.
- экономический эффект должен быть определен в соответствии с требованиями методических рекомендаций [3].

А.3.6 Рекомендации по энергосбережению и эффективному использованию водных ресурсов не могут снижать экологические характеристики оборудования и технологических процессов, уровень надежности и безопасности работы оборудования и объекта в целом, комфорта и безопасности персонала, качество продукции.

А.3.7 В ходе энергетического обследования ГЭС, для которых установлен порядок регулирования потребления или потерь, проверяется соответствие регулируемого показателя фактическим потребностям и обоснованность этих величин.

А.4 Оформление результатов энергетического обследования

А.4.1 По завершении энергетического обследования организация - энергоаудитор оформляет следующую документацию:

- отчет о проведении энергетического обследования;
- утвержденную программу обследования объекта;
- энергетический паспорт объекта.

А.4.2 Отчет о проведении энергетического обследования должен содержать:

- цели, задачи и вид энергетического обследования;
- утвержденную программу проведения энергетического обследования;
- краткую характеристику основного и вспомогательного оборудования, описание режимов работы ГЭС;
- описание структуры потребления энергоресурсов на объекте, диаграммы потребления за период лет с разбивкой по направлению электропотребления (собственные, хозяйственные, производственные нужды, потери);
- группирование потребителей энергоресурсов по потребляемым ресурсам и технологическим процессам (возбуждение, освещение, режим синхронного компенсатора, отопление и т.д.);
- определение фактических удельных норм энергопотребления и сравнение их с паспортными (проектными) значениями;
- оценку и характеристику величин энергетических потерь с указанием причин их возникновения по обследуемому оборудованию и объектам;
- оценку и характеристику величин потерь водных ресурсов с указанием причин их возникновения по обследуемому оборудованию и объектам;
- формирование перечня оборудования, на котором выявлено неэффективное использование гидроресурсов с описанием и характеристикой процесса;
- энергетический баланс объекта с выделением объемов характеризующих потребление по направлениям;
- водный баланс объекта с выделением объемов характеризующих распределение по видам (турбинный расход, холостые сбросы, фильтрация и т.п.);
- разработку мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности, с оценкой инвестиционной привлекательности реализации мероприятий:
- рекомендации и мероприятия по рациональному использованию водного стока;
- рекомендации и мероприятия по экономии воды, тепла и электроэнергии;
- рекомендации и мероприятия по оптимизации систем учета электроэнергии и иных энергоресурсов;
- рекомендации и мероприятия по снижению потерь водных ресурсов и электроэнергии;
- энергетический паспорт ГЭС, составленный в соответствии с [4];
- энергетический баланс объекта;
- программу повышения энергоэффективности – перечень мероприятий рекомендуемых по итогам проведения энергетического обследования на среднесрочную перспективу (5 лет).

А.4.3 Энергетический баланс составляется по результатам каждого обследования.

А.4.4 Энергетический паспорт составляется при первичном энергетическом обследовании и уточняется при других видах обследований.

Приложение Б (обязательное)

Состав показателей энергетической эффективности ГЭС, разрабатываемых в составе раздела проектной документации «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов»

наименование объекта (здания, строения, сооружения), адрес

Таблица Б.1

Параметры	Единица измерения	Значение параметра
1	2	3
1. Нормативные параметры теплозащиты здания, строения, сооружения		
1.1. Требуемое сопротивление теплопередаче:		
наружных стен	кв.м град.С/Вт	
окон и балконных дверей	кв.м град.С/Вт	
покрытий, чердачных перекрытий	кв.м град. С/Вт	
перекрытий над проездами	кв.м град.С/Вт	
перекрытий над неотапливаемыми подвалами и подпольями	кв.м град.С/Вт	
1.2. Требуемый приведенный коэффициент теплопередачи здания, строения, сооружения	Вт/(кв.м град.С)	
1.3. Требуемая воздухопроницаемость:		
ограждающих конструкций	кг/(кв.м ч)	
наружных стен (в т.ч. стыки)	кг/(кв.м ч)	
окон и балконных дверей (при разности давлений 10 Па)	кг/(кв.м ч)	
покрытий и перекрытий первого этажа	кг/(кв.м ч)	
входных дверей в помещения	кг/(кв.м ч)	
1.4. Нормативная обобщенная воздухопроницаемость здания, строения, сооружения при разности давлений 10 Па	кг/(кв.м ч)	
2. Расчетные показатели и характеристики здания, строения, сооружения		
2.1. Объемно-планировочные и заселения		
2.1.1. Строительный объем всего, в том числе:	куб.м	
отапливаемой части	куб.м	
2.1.2. Количество помещений	шт.	
2.1.3. Расчетное количество работников	чел.	
2.1.4. Площадь помещений (без летних помещений)		
2.1.5. Высота этажа (от пола до пола)	м	
2.1.6. Общая площадь наружных ограждающих конструкций отапливаемой части здания всего, в том числе:	кв м	
стен, включая окна, балконные и входные двери в здание	кв м	
окон и балконных дверей	кв м	
покрытий, чердачных перекрытий	кв м	

Продолжение Таблицы Б.1

Параметры	Единица измерения	Значение параметра
перекрытий над неотапливаемыми подвалами и подпольями, проездами и под эркерами, полов по грунту	кв м	
2.1.7. Отношение площади наружных ограждающих конструкций отапливаемой части здания к площади помещений	кв м	
2.1.8. Отношение площади окон и балконных дверей к площади стен, включая окна и балконные двери		
2.2. Уровень теплозащиты наружных ограждающих конструкций		
2.2.1. Приведенное сопротивление теплопередаче:		
окон и балконных дверей	кв.м Град.С/Вт.	
покрытий, чердачных перекрытия	кв.м Град.С/Вт.	
перекрытия над подвалами и подпольями	кв.м Град.С/Вт.	
перекрытия над проездами и под эркерами	кв.м Град.С/Вт.	
2.2.2. Приведенный коэффициент теплопередачи здания	Вт/(кв.м Град.С)	
2.2.3. Сопротивление воздухопроницанию наружных ограждающих конструкций при разности давлений 10 Па		
стен (в т.ч. стыки)	кв.м ч/кг,	
окон и балконных дверей	кв.м ч/кг,	
перекрытия над техподпольем, подвалом	кв.м ч/кг,	
входных дверей	кв.м ч/кг,	
стыков элементов стен	кв.м ч/кг,	
2.2.4. Приведенная воздухопроницаемость ограждающих конструкций здания при разности давлений 10 Па	кг/(кв.м ч)	
2.3. Энергетические нагрузки здания		
2.3.1. Потребляемая мощность систем инженерного оборудования:		
отопления	кВт	
горячего водоснабжения	кВт	
электроснабжения	кВт	
других систем (каждой отдельно)	кВт	
2.3.2. Средние суточные расходы:		
природного газа	куб.м/сут	
холодной воды	куб.м/сут	
горячей воды	куб.м/сут	
2.3.3. Удельный максимальный часовой расход тепловой энергии на кв.м площади помещений:		
на отопление здания	куб.м/сут	
в том числе на вентиляцию	куб.м/сут	
2.3.4. Удельная тепловая характеристика	Вт/(куб.м Град. С)	
2.4. Показатели эксплуатационной энергоемкости здания, строения, сооружения		
2.4.1. Годовые расходы конечных видов энергоносителей на здание (жилую часть здания), строение, сооружение:		
тепловой энергии на отопление в холодный и переходный периоды года	Мдж/год	
тепловой энергии на горячее водоснабжение	Мдж/год	
тепловой энергии других систем (раздельно)	Мдж/год	
электрической энергии всего, в том числе:	МВт ч/год	
на общедомовое освещение	МВт ч/год	
в помещениях	МВт ч/год	
на силовое оборудование	МВт ч/год	

Окончание Таблицы Б.1

Параметры	Единица измерения	Значение параметра
на водоснабжение и канализацию	МВт ч/год	
природного газа	тыс.куб.м/год	
2.4.2. Удельные годовые расходы конечных видов энергоносителей в расчете на 1 кв.м площади помещений:	МВт ч/год	
тепловой энергии на отопление в холодный и переходный периоды года	МДж/кв.м год	
1	2	3
тепловой энергии на горячее водоснабжение	Мдж/кв.м год	
тепловой энергии других систем (раздельно)	Мдж/кв.м год	
электрической энергии	кВт ч/кв.м год	
природного газа	куб.м/кв.м год	
2.4.3. Удельная эксплуатационная энергоемкость здания (обобщенный показатель годового расхода топливно-энергетических ресурсов в расчете на 1 кв. м площади, помещений)	кг у.т./ кв.м	
3. Сведения об оснащении приборами учета		
3.1. Количество точек ввода со стороны энергоресурсов и воды, оборудованных приборами учета, при централизованном снабжении		
электрической энергии	шт.	
тепловой энергии	шт.	
газа	шт.	
воды	шт.	
3.2. Количество точек ввода со стороны энергоресурсов и воды, не оборудованных приборами учета, при централизованном снабжении электрической энергии		
электрической энергии	шт.	
тепловой энергии	шт.	
газа	шт.	
воды	шт.	
3.3. Количество точек ввода электрической энергии, тепловой энергии, газа, воды, не оборудованных приборами учета, при децентрализованном снабжении этими ресурсами		
электрической энергии	шт.	
тепловой энергии	шт.	
газа	шт.	
воды	шт.	
3.4. Оснащенность помещений приборами учета потребляемых:		
электрической энергии	%	
тепловой энергии	%	
газа	%	
воды	%	

4. Характеристики наружных ограждающих конструкций (краткое описание)

4.1. Стены _____

4.2. Окна и балконные двери _____

4.3. Перекрытие над техническим подпольем, подвалом _____

4.4. Перекрытие над последним жилым этажом либо над "теплым" чердаком _____

Приложение В

(обязательное)

Положение о нормативных энергетических характеристиках гидроагрегатов и гидроэлектростанций

Положение регламентирует объем и форму представления энергетических характеристик, а также определяет методическую основу для их разработки.

Положение распространяется на все гидроэлектростанции мощностью 30 МВт и выше.

Введение

Положение составлено на основании требований ПТЭ [7] и СТО 17330282.27.140.015-2008.

Энергетические характеристики гидроагрегата зависят от ряда факторов, связанных с состоянием проточной части гидротурбины, а также водоподводящего и водоотводящего трактов, а для поворотно-лопастных гидротурбин — также и с состоянием комбинаторной связи. В силу изменчивости во времени этих факторов энергетические характеристики могут изменяться в период эксплуатации. Поэтому вводится понятие о нормативных энергетических характеристиках, которые соответствуют нормальному состоянию проточной части гидротурбины при отсутствии разрушений лопастной системы и камеры рабочего колеса, отсутствии разрушений и посторонних предметов (мусора) в водоподводящем и водоотводящем трактах и оптимальной комбинаторной зависимости поворотно-лопастных гидротурбин, а также установившемуся режиму работы гидроэлектростанции.

Наличие тех или иных отклонений от нормальных условий может быть учтено в виде поправочных коэффициентов, снижающих коэффициент полезного действия (КПД) гидроагрегата по сравнению с нормативным значением. Для учета различных эксплуатационных факторов вводится понятие расчетного значения удельного расхода воды, который может быть использован для оценки экономичности работы ГЭС.

Приведенная в Положении методика расчета и построения энергетических характеристик базируется на графоаналитических методах расчета. Однако применяемый при этом алгоритм расчета может быть использован для автоматизации расчетов с использованием компьютерной техники.

В.1 Состав и назначение нормативных характеристик

В.1.1 В состав нормативных энергетических характеристик включаются следующие:

- эксплуатационные характеристики гидроагрегата и ГЭС;
- расходно-мощностная характеристика гидроагрегата;
- характеристики удельных расходов воды.

В.1.2 Эксплуатационная характеристика предназначена для представления величины КПД гидроагрегата (или ГЭС) в рабочем диапазоне изменения нагрузок и напоров при соблюдении заданных ограничений по высотам отсасывания.

В.1.3 Расходно-мощностная характеристика гидроагрегата предназначена для определения расхода воды через гидротурбину в зависимости от нагрузки агрегата и действующего напора.

В.1.4 Характеристика удельных расходов воды предназначена для определения эффективности использования энергоносителя (воды) в зависимости от нагрузки ГЭС при заданных горизонтах воды в верхнем бьефе ГЭС.

В.2 Расчет и построение эксплуатационных и расходных характеристик гидроагрегата

В.2.1. Эксплуатационная характеристика гидроагрегата представляет собой совокупность изолиний, определяющих зависимость КПД и расхода гидротурбины от напора ГЭС и мощности гидроагрегата при допустимой высоте отсасывания.

В.2.2. Основными исходными материалами для составления нормативной эксплуатационной характеристики гидроагрегата являются:

- заводская эксплуатационная характеристика гидротурбины, рассчитанная на основании результатов модельных испытаний данного типа гидротурбины;
 - заводская рабочая характеристика генератора;
 - зависимость потерь напора в водоподводящих и водоотводящих сооружениях от расхода воды (для чистых сороудерживающих решеток);
- результаты натуральных энергетических испытаний гидроагрегатов.

В.2.3. До проведения натуральных энергетических испытаний используются лишь заводские и проектные материалы, а нормативная эксплуатационная характеристика принимается единой для всех однотипных гидроагрегатов.

В.2.4. При наличии на ГЭС результатов натуральных энергетических испытаний, представленных в виде рабочих и расходно-мощностных характеристик гидроагрегатов, построение эксплуатационной характеристики гидроагрегата производится в соответствии с п. В.2.6.

В.2.5. Необходимость построения эксплуатационной характеристики гидроагрегата в координатах "напор ГЭС — мощность гидроагрегата" определяется тем, что напор гидротурбины и мощность гидротурбины в эксплуатационных условиях непосредственно не измеряются и поэтому не могут быть использованы при определении основных энергетических показателей работы гидроагрегата.

Измерения напора ГЭС как разности верхнего и нижнего бьефов ГЭС производятся на всех ГЭС. Они могут быть использованы непосредственно на всех типах ГЭС, кроме деривационных с общим для нескольких гидроагрегатов

водоводом, где вместо напора ГЭС следует использовать напор гидроагрегатного блока ($H_{бл}$), представляющий собой разность удельных энергий на входе в турбинный водовод и выходе из отсасывающей трубы, т.е. напор ГЭС за вычетом потерь в деривационном водоводе.

В.2.6. Построение эксплуатационной характеристики гидроагрегата осуществляется следующим образом.

На эксплуатационную характеристику гидротурбины следует нанести (в случае их отсутствия) линии равных расходов воды (изолинии расходов). Для получения достаточной точности последующих расчетов количество изолиний должно быть не менее 10. Расчет производится в следующей последовательности:

для нескольких (не менее трех) выбранных значений напора гидротурбины ($H_T = \text{const}$) задаются рядом значений КПД гидротурбины (η_T) по числу нанесенных на заводской эксплуатационной характеристике гидротурбины изолиний КПД (рисунок В.1) и определяют соответствующие им значения мощности гидротурбины; затем для этих точек определяется расход Q_T .

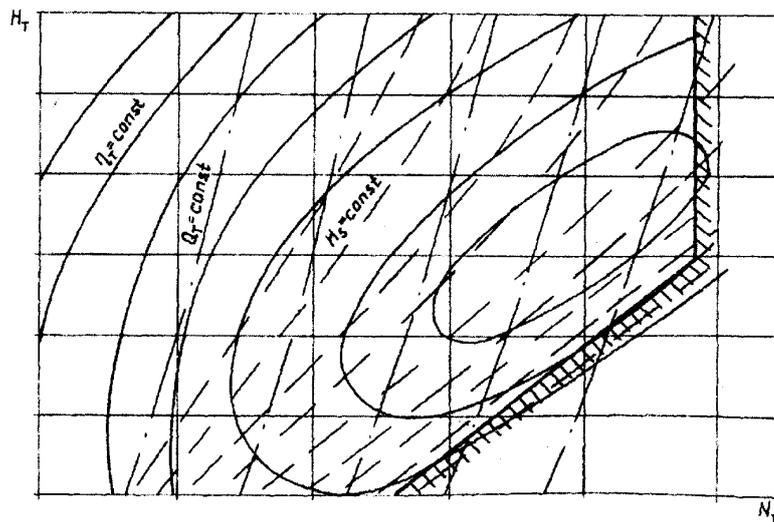


Рисунок В.1 Эксплуатационная характеристика гидротурбины

$$Q_T = \frac{102 \cdot N_T}{\eta_T \cdot H_T} \quad (1)$$

для тех же значений напора гидротурбины строятся расходно-мощностные характеристики гидротурбины $Q_T = f(N_T)$, т.е. зависимости расхода гидротурбины от ее мощности;

проводя линии $Q_T = \text{const}$ на расходно-мощностных характеристиках, определяют координаты N_T и H_T изолиний расходов и наносят их на эксплуатационную характеристику.

Пересчет координат эксплуатационной характеристики гидротурбины в координаты эксплуатационной характеристики гидроагрегата производят для нескольких (не менее трех) постоянных значений напора ГЭС в пределах от $H_{\text{мин}}$ до $H_{\text{макс}}$ в следующей последовательности:

для каждого значения расхода воды Q_{Ti} , соответствующего изолинии расхода, по кривым потерь определяют суммарные потери напора в водоподводящем и водоотводящем трактах ΣH_w ;

величина потерь напора откладывается вниз от линии $H_{ГЭС} = \text{const}$ до ее пересечения с изолинией расхода Q_{Ti} и определяются координаты i -й точки: N_{Ti} и H_{Ti} ; по ряду точек наносится линия потерь напора (рисунок В.2);

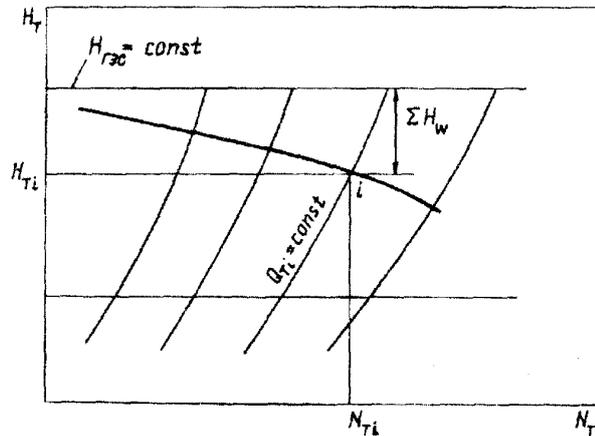


Рисунок В.2 Построение линии потерь напора

заводская рабочая характеристика генератора для номинального значения $\cos \varphi$ перестраивается в координатах "КПД генератора — мощность гидротурбины", где мощность гидротурбины определяется выражением:

$$N_T = P / \eta_G \quad (2)$$

по пересчитанной рабочей характеристике генератора для мощности гидротурбины N_{Ti} определяется КПД генератора в i -й точке и соответствующая электрическая мощность гидроагрегата P_i :

$$P = N_T \cdot \eta_G \quad (3)$$

КПД гидроагрегата для каждой i -й точки подсчитывается по формуле:

$$\eta_a = \frac{102 \cdot P}{Q_T \cdot H_{ГЭС}} \quad (4)$$

где:

$$H_{ГЭС} = H_T + \Sigma H_w \quad (5)$$

Вычисления производятся для различных точек эксплуатационной характеристики гидротурбины; все результаты сводятся в таблицу следующего вида:

Таблица В.1

$H_{ГЭС} = \text{const}$	Q_T	ΣN_w	N_T	H_T	η_r	P	η_a
м	м ³ /с	м	МВт	м	отн. ед.	МВт	отн. ед.

По результатам расчетов, проведенных для ряда значений напора, строятся рабочие характеристики гидроагрегата $\eta_a = f(P)$ (рисунок В.3). Проводя горизонтальные линии, соответствующие целым значениям КПД, по точкам пересечения их с рабочими характеристиками определяют координаты изолиний КПД и наносят их в поле координат $H_{ГЭС} — P$. Точки, соответствующие равным значениям КПД, соединяют плавными линиями. Координаты изолиний расходов определяют из вышеприведенной таблицы.

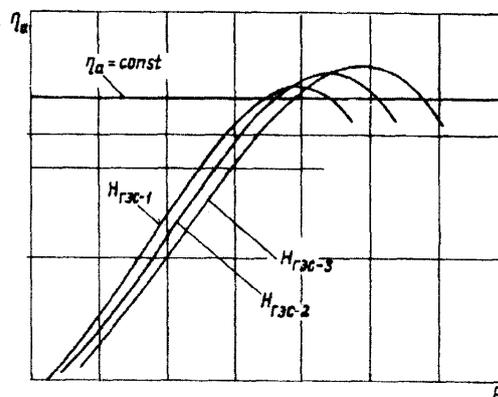


Рисунок В.3 Рабочие характеристики гидроагрегата

Для нанесения на эксплуатационную характеристику гидроагрегата (рисунок В.4) линий допустимых высот отсасывания H_s координаты (H_T, N) точек их пересечения с изолиниями расходов или изолиниями КПД пересчитываются в координаты $H_{ГЭС}, P$ по формулам (1), (3) и (5) и наносятся на эксплуатационную характеристику гидроагрегата. Аналогично производится пересчет координат линий ограничения мощности.

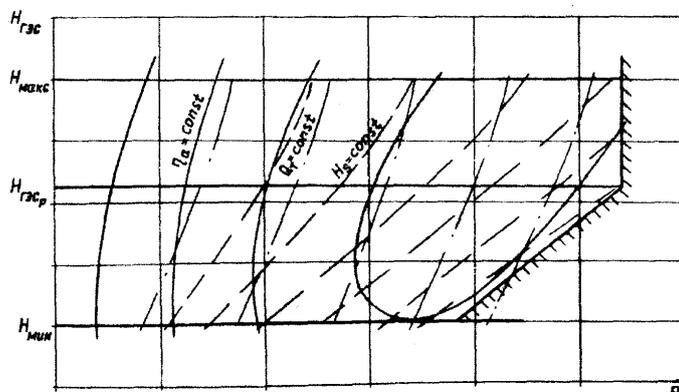


Рисунок В.4 Эксплуатационная характеристика гидроагрегата

В.2.7 Нормативные расходно-мощностные характеристики гидроагрегата $Q_T = f(P)$ представляются в графической (рисунок В.5) или табличной форме.

Построение характеристик производится для ряда постоянных (удобных для эксплуатации) значений напора ГЭС. Эти значения напоров либо сразу используются при расчете эксплуатационной характеристики гидроагрегата, либо величина расхода для этих напоров находится по изолиниям расходов, нанесенным на эксплуатационной характеристике. Изолинии расходов используются также при расчете расходных характеристик в табличной форме, для которой значения напоров и мощности задаются с постоянным шагом.

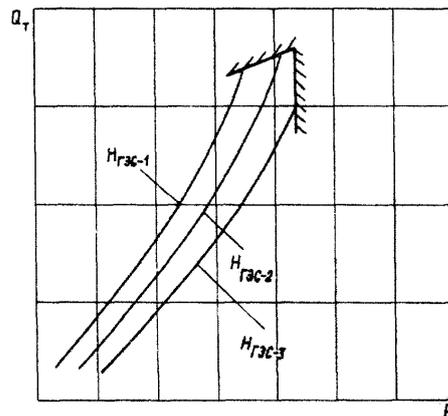


Рисунок В.5 Расходно-мощностные характеристики гидроагрегата

В.3 Расчет и построение эксплуатационных характеристик ГЭС

В.3.1 Эксплуатационная характеристика ГЭС (рисунок В.6) представляет собой совокупность изолиний, определяющих зависимость коэффициента полезного действия и расхода ГЭС от напора и электрической нагрузки ГЭС при условии равного распределения нагрузки между гидроагрегатами.

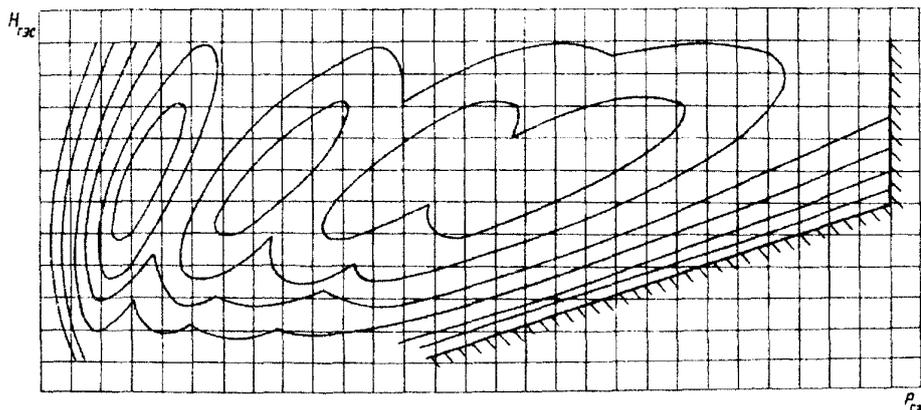


Рисунок В.6 Эксплуатационная характеристика гидроэлектростанции

В.3.2 Для построения эксплуатационной характеристики ГЭС вначале определяются линии пуска каждого из последующих гидроагрегатов:

строятся рабочие характеристики гидроагрегата для трех-четырёх значений напора ГЭС;

учитывая равное распределение нагрузки между гидроагрегатами, по

указанным характеристикам производится построение рабочих характеристик ГЭС для всего возможного количества работающих гидроагрегатов. Координаты характеристик определяются для различных значений КПД умножением мощности на соответствующую величину n (n — количество работающих гидроагрегатов). Точки пересечения характеристик соответствуют моменту пуска последующего гидроагрегата (P_n^2, P_n^3, P_n^4 на рисунке В.7);

найденные в результате этих построений точки наносят в поле координат $H_{ГЭС} — P_{ГЭС}$. Соединяя между собой точки равного количества работающих гидроагрегатов, определяют линии пуска.

В.3.3 При построении эксплуатационной характеристики ГЭС нахождение координат изолиний КПД и расходов для n гидроагрегатов производится умножением значений мощности на эксплуатационной характеристике гидроагрегата на величину n .

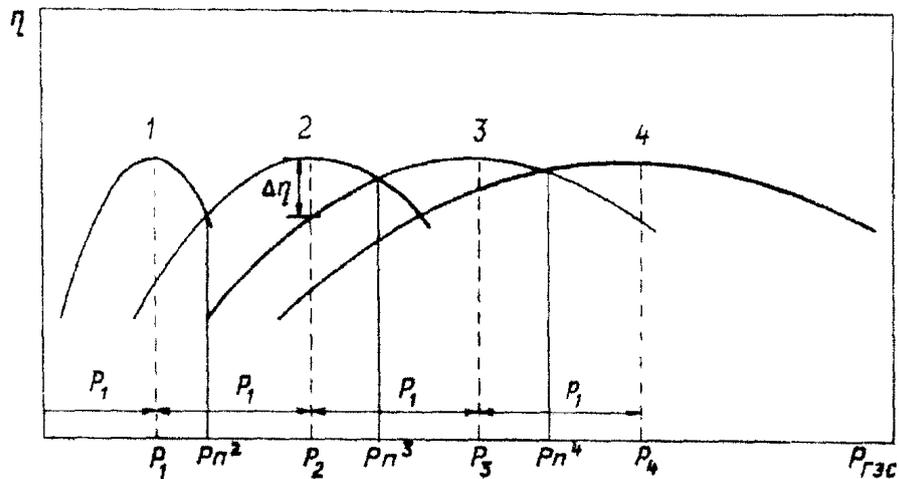


Рисунок В.7 Рабочая характеристика ГЭС при $H_{ГЭС} = \text{const}$:
1-4 - количество работающих агрегатов.

В.4 Построение нормативных характеристик удельных расходов воды гидроагрегатов и ГЭС

В.4.1 Удельный расход воды q определяет количество (объем) воды, необходимой для выработки одного киловатт-часа электроэнергии. Его значение вычисляется по одному из следующих выражений:

$$q = \frac{W}{\Xi} = \frac{Q \cdot 3600}{P} \quad (6),$$

или после преобразований:

$$q = \frac{367,2}{H_{\text{ГЭС}} \cdot \eta_a} \quad (7),$$

где:

- W - сток воды (м³) через гидротурбины ГЭС за заданный интервал времени;
- Э - выработка электроэнергии (кВт·ч) за тот же интервал времени;
- Q, η_a - расход воды и КПД гидроагрегата при выдаваемой мощности P и напоре ГЭС $H_{\text{ГЭС}}$.

В.4.2 Характеристика удельного расхода воды гидроагрегата представляет зависимость удельного расхода от нагрузки гидроагрегата для постоянного напора ГЭС. Для рабочего диапазона изменения напора производится построение серии характеристик (рисунок В.8), расчет которых выполняется в соответствии с вышеприведенными формулами (6) и (7) на основе нормативной эксплуатационной характеристики гидроагрегата.

В.4.3 Нормативная характеристика удельных расходов воды гидроэлектростанции (рисунок В.9) представляет зависимость удельного расхода воды ГЭС от ее нагрузки для постоянного значения уровня воды в верхнем бьефе (УВБ), в качестве которого удобно принимать тот бьеф, уровень в котором не зависит от нагрузки. Для приплотинных и русловых ГЭС — это уровень в водохранилище, для деривационных ГЭС с несаморегулирующимся деривационным каналом — уровень в напорном бассейне, а для деривационных ГЭС с саморегулирующимся каналом — уровень воды в водохранилище головного узла.

В.4.4 Расчет координат характеристики удельных расходов воды рекомендуется производить в следующей последовательности:

разбить весь диапазон изменения уровня воды на несколько интервалов;

для выбранного уровня воды задать ряд последовательных значений расходов воды через ГЭС в соответствии с нанесенными на эксплуатационной характеристике ГЭС (гидроагрегата) изолиниями расходов;

для каждого заданного значения расхода воды по кривой связи нижнего бьефа (для летних условий в установившемся режиме) определить отметку уровня нижнего бьефа (УНБ), а для ГЭС с саморегулирующейся деривацией — также и уровень воды в конце канала и затем напор ГЭС;

по эксплуатационной характеристике ГЭС по найденному значению напора и заданному значению расхода воды определить нагрузку P ГЭС и затем вычислить значение удельного расхода воды по формуле (6);

по результатам расчетов построить зависимость $q_{\text{ГЭС}} = f(P_{\text{ГЭС}})$.

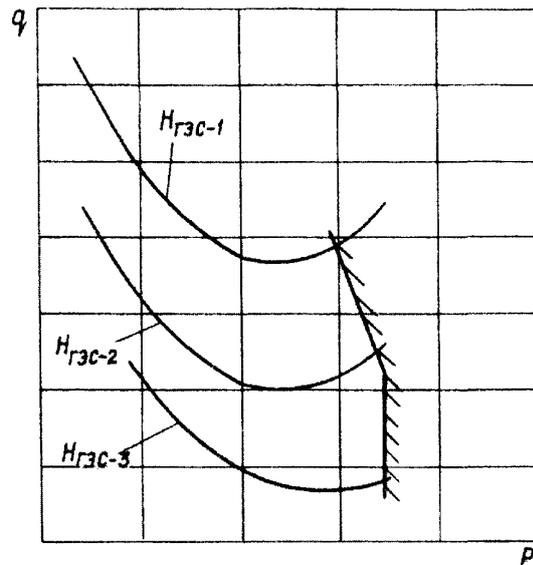
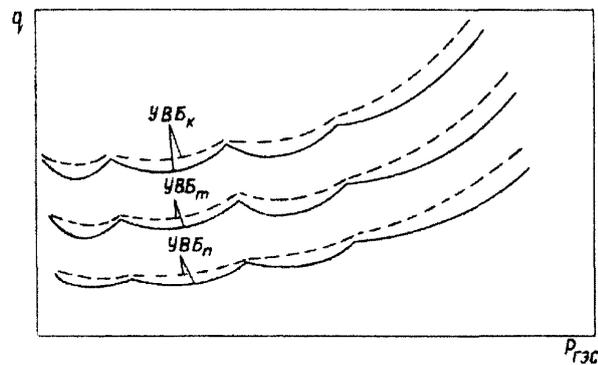


Рисунок В.8 Характеристики удельных расходов воды гидроагрегата

Рисунок В.9 Характеристики удельных расходов воды:
 ————— норматив - - - - - расчетная;

$$УВБ_{к} < УВБ_{м} < УВБ_{н}$$

В.5 Определение расчетных значений удельных расходов воды

В.5.1 Расчетные значения удельного расхода определяют реально достижимое значение его с учетом всех эксплуатационных условий, препятствующих работе ГЭС в наиболее экономичном режиме с нормативными значениями КПД, и потерь напора в водопроводящем тракте.

К подобным условиям относятся следующие;

эксплуатационное снижение КПД гидротурбин в результате кавитационного или абразивного износа за время межремонтного периода;

допустимое эксплуатационное засорение сороудерживающих решеток, увеличение гидравлического коэффициента сопротивления водоподводящих сооружений в результате зарастания и заиливания каналов, коррозии трубопроводов, обмерзания каналов и трубопроводов, образования ледового покрова в нижнем бьефе;

размещение на ГЭС вращающегося резерва и вынужденные отклонения от оптимального количества работающих гидроагрегатов на регулирующих гидроэлектростанциях.

В.5.2 Снижение КПД ($\Delta\eta_{\text{рем}}$) за межремонтный период определяется в результате энергетических испытаний индексным методом, выполняемых на гидроагрегате до и после капитального ремонта. Его значение зависит от степени разрушения проточной части гидротурбины. В качестве $\Delta\eta_{\text{рем}}$ принимается среднее из значений, определенных для нескольких гидроагрегатов. При равномерном распределении во времени ремонтов гидроагрегатов и износа проточной части средневзвешенное снижение КПД за межремонтный период будет равно $0,5 \Delta\eta_{\text{рем}}$.

Поправочный коэффициент $K_{\text{рем}}$ с достаточной степенью точности определяется выражением:

$$K_{\text{рем}} = 1 + 0,5 \frac{\Delta\eta_{\text{рем}}}{\eta_{\text{а макс}}} \quad (8)$$

В.5.3 Увеличение потерь в водоподводящих сооружениях должно учитываться на ГЭС с саморегулирующимся деривационным каналом, особенно необлицованным, поскольку это связано со снижением напора ГЭС. Поправочный коэффициент на увеличение потерь в деривации вычисляется для различных нагрузок ГЭС по формуле:

$$K_{\text{пот}} = 1 + \frac{\Delta h_{\text{д}}}{H_{\text{ГЭС}}}, \quad (9)$$

где: $\Delta h_{\text{д}}$ — дополнительное снижение уровня в напорном бассейне.

В.5.4 Дополнительный подъем уровня нижнего бьефа зимой из-за ледовых явлений, а также из-за подпора от нижерасположенной ГЭС должен учитываться поправочным коэффициентом, вычисляемым аналогично выражению (9).

В.5.5 При увеличении потерь на сороудерживающих решетках на величину $\Delta h_{\text{р}}$ та же режимная точка (т.е. $Q_{\text{т}}$ и N) на характеристике гидротурбины, а также значение удельного расхода (согласно выражению (6)) будут соответствовать повышенному на ту же величину напору ГЭС или уровню верхнего бьефа.

Следовательно, повышение удельного расхода (Δq) при исходном уровне верхнего бьефа можно найти линейной интерполяцией между двумя нормативными характеристиками удельных расходов ГЭС (см. рисунок В.9).

$$\Delta q = \frac{q_m - q_n}{УВБ_n - УНБ_m} \cdot \Delta h_{\text{р}}, \quad (10)$$

где:

- q_m - удельный расход при исходном уровне УВБ_n;
- q_n - удельный расход при уровне УВБ_m < УВБ_n.

поправочный коэффициент определяется выражением:

$$K_p = 1 + \frac{\Delta q}{q_n}. \quad (11)$$

За Δh_p следует принимать среднеэксплуатационное значение потерь напора на решетках.

Аналогичным образом можно учесть увеличение других составляющих потерь в водоподводящем тракте.

В.5.6 Размещение на ГЭС вращающегося резерва связано большей частью с увеличением количества работающих гидроагрегатов по сравнению с оптимальным. Это приводит к снижению КПД ГЭС по сравнению с наивысшим возможным значением для данной нагрузки ГЭС. Значение снижения КПД определяется по рабочей характеристике ГЭС.

Например, при мощности ГЭС P_2 оптимальное число гидроагрегатов равно двум (см. рисунок В.7). Если в качестве вращающегося резерва будет включен третий гидроагрегат, то КПД ГЭС снизится на величину $\Delta \eta$. Поскольку вращающийся резерв в течение года может задаваться различным и при различной нагрузке ГЭС, то за $\Delta \eta$ следует принимать некоторое среднестатистическое значение. Оно может быть определено только путем статистической обработки данных по нагрузкам и числу гидроагрегатов.

Поправочный коэффициент вычисляется из выражения

$$K_{рез} = 1 + \frac{\Delta \eta}{\eta} \quad (12)$$

Для снижения данного вида потерь следует стремиться к созданию вращающегося резерва путем недогрузки работающих агрегатов, число которых соответствует оптимальному.

В.5.7 Привлечение ГЭС к системному регулированию может вызывать ухудшение экономичности ее работы вследствие периодических изменений нагрузки, из-за чего часть времени гидроагрегаты работают при пониженных значениях КПД. Колебания носят нерегулярный характер, не подчиняются какому-либо определенному закону. Поэтому приближенно можно считать, что при средней нагрузке $P_{ср}$, средневзвешенное значение КПД при изменении нагрузки от P_1 до P_2 (рисунок В.10) равно среднеарифметическому значению КПД для этих значений нагрузок, т.е.

$$\eta_{ср} = 0,5 (\eta_1 + \eta_2).$$

Коэффициент, учитывающий потери на регулирование, определяется отношением:

$$K_{рег} = \eta / \eta_{ср}, \quad (13)$$

где: η — КПД гидроагрегата (ГЭС) при нагрузке $P_{ср}$.

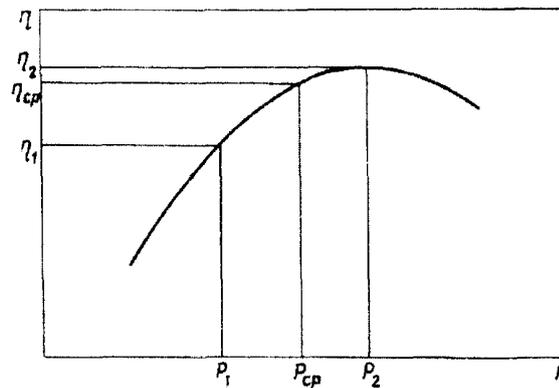


Рисунок В.10 Определение средневзвешенного значения КПД

В.5.8 Расчетное значение удельного расхода воды q_p определяется как произведение нормативного значения q_n на поправочный коэффициент:

$$q_p = q_n \cdot K_i$$

Для построения графиков расчетных значений удельных расходов воды для ряда значений мощности определяются значения поправочных коэффициентов и затем значение q_p , которое представляется в зависимости от мощности ГЭС (см. рисунок В.9).

В.6 Порядок составления и пересмотра нормативных характеристик

В.6.1 На всех ГЭС, вновь вводимых в эксплуатацию, должны быть разработаны нормативные энергетические характеристики. Основой для разработки являются проектные материалы по потерям напора в водоподводящих и отводящих сооружениях, кривой связи уровней и расходов в нижнем бьефе, заводские характеристики генератора и гидротурбины, а также результаты натурных испытаний по методике, изложенной в СТО 17330282.27.140.001-2006.

В.6.2 При получении натурных энергетических характеристик испытанных гидроагрегатов, не различающихся между собой более чем на зону погрешности и подтверждающих выполнение заводских гарантий по КПД, характеристика принимается единой для всех гидроагрегатов в виде среднеарифметической по натурным энергетическим характеристикам.

В.6.3 При различии между энергетическими характеристиками, превышающем зону погрешности, и особенно при невыполнении заводских гарантий по КПД испытаниям должны быть подвергнуты все остальные гидроагрегаты. В этом случае, для каждого гидроагрегата составляются индивидуальные характеристики. Составление нормативных характеристик для ГЭС в целом производится по осредненной характеристике, в которой КПД в каждой точке определяется как среднеарифметическое значение КПД отдельных гидроагрегатов.

В.6.4 При отсутствии на ГЭС расходомерного створа, обеспечивающего возможность измерения расхода воды с достаточной точностью (при погрешности

не более 2,0 %), натурные испытания производятся индексным методом, позволяющим определить лишь форму рабочей характеристики. При этом максимальное значение КПД гидроагрегата рассчитывается в соответствии с данными завода-изготовителя.

В.6.5 На ГЭС, находящихся в эксплуатации, но не имеющих нормативных энергетических характеристик, они составляются на основе проектных материалов и результатов последних натуральных испытаний с учетом фактического состояния оборудования.

При наличии на ГЭС расходомерного створа фактические характеристики гидроагрегатов определяются по результатам натуральных испытаний. Испытаниям должно быть подвергнуто несколько гидроагрегатов (в зависимости от их общего количества на ГЭС, но не менее двух), в число которых должны быть включены гидроагрегаты, наиболее отличающиеся друг от друга по данным эксплуатации и расположенные в разных местах по фронту (у берегов и в центре).

На ГЭС, не имеющих расходомерного створа, испытания могут быть выполнены индексным методом. Вопрос о максимальном значении КПД гидротурбины, подвергшейся в результате длительной эксплуатации существенным изменениям проточной части и никогда ранее не подвергавшейся натурным испытаниям абсолютным методом, не может быть решен достаточно строго и однозначно. Решение этого вопроса следует поручать специализированной организации, которая в результате исследований может сделать экспертное заключение о наиболее вероятном значении КПД гидротурбины. Это значение КПД должно быть положено в основу определения всех необходимых нормативных характеристик.

В.6.6 Пересмотр нормативных энергетических характеристик производится один раз в 10 лет, а также в тех случаях, когда в результате модернизации или наоборот старения оборудования происходит изменение КПД более чем на 2 %.

Значение изменения КПД устанавливается по результатам натуральных испытаний, которые в этом случае могут выполняться индексным методом.

В.6.7 Разработку и пересмотр нормативных энергетических характеристик должен осуществлять эксплуатационный персонал ГЭС с привлечением при необходимости специализированных организаций.

Нормативные характеристики должны быть согласованы с исполнительным аппаратом ОАО «РусГидро» и утверждены техническим руководителем ГЭС.

Библиография

[1] Методические рекомендации по разработке Программ энергосбережения хозяйствующих субъектов с долей государственной собственности. Утверждены Минэнерго РФ 02.10.2008.

[2] Методические указания по разработке программ повышения энергоэффективности и порядок проведения энергетических обследований ГЭС/ГАЭС. Утверждены Приказом ОАО «РусГидро» от 29.09.2009 № 597.

[3] Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Утверждены Приказом ОАО «РусГидро» от 30.11.2010 № 1059/1п-144.

[4] Форма энергетического паспорта, составленная по результатам обязательного энергетического обследования, и энергетического паспорта, составленного на основании проектной документации, и правил направления копии энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования. Утверждена Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19.04.2010 № 182.

[5] Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий. СО 34.09.321-2002 (РД 153-34.1-09.321-2002).

[6] Методические указания по разработке сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин и автотранспортных средств. Утверждены Постановлением Госстроя России от 17.12.99 № 81.

[7] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. СО 153- 34.20.501-95 (РД 34.20.501-95).

[8] Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. СО 153-34.09.101-94 (РД 34.09.101-94).

[9] Перечень предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, формы и порядок ее предоставления. Утв. Приказом Минэнерго России от 07.08.2008 № 20.

УДК _____ ОКС _____

Код продукции

Ключевые слова: энергосбережение, энергетическая эффективность,
энергетическое обследование, энергетический паспорт.

Руководитель организации-разработчика
Некоммерческое партнерство
«Гидроэнергетика России»

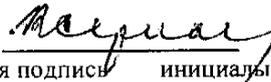
наименование организации

Исполнительный директор

должность


личная подпись
Р.М.Хазиахметов
инициалы, фамилия

Руководитель
разработки

Главный эксперт
должность

личная подпись
В.С.Серков.....
инициалы, фамилия

СОИСПОЛНИТЕЛЬ

Руководитель организации-соисполнителя

Ассоциация «Гидропроект»

Наименование организации

Президент

должность


личная подпись
В.Я.Шайтанов
инициалы, фамилия

Ответственный
исполнитель

Ведущий эксперт ...

Должность


личная подпись
Л.А.Николаева
инициалы, фамилия