Приложение
к приказу ОАО «РусГидро»
от 03.10.2013 № 954



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

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. ПЛАНИРОВАНИЕ ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

СТО РусГидро 06.01.84-2013

Издание официальное

Москва 2013

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом Российской Федерации от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандартов организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1	РАЗРАБОТАН	Некоммерческим партнерством «Гидроэнергетика России», Обществом с ограниченной ответственностью «Современные системы реформирования»
2	ВНЕСЕН	Департаментом технической политики и методологии стандартизации ОАО «РусГидро» в соответствии с рекомендацией Рабочей группы по техническому регулированию ОАО «РусГидро» (протокол от 19.09.2012 № 52)
3	УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом ОАО «РусГидро» от 03.10.2013 № 954.
4	ВВОДИТСЯ	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 …… 3
4 Обозначения ….....…….. 5
5 Общие положения …….. 8
6 Планирование водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в долгосрочной перспективе…… 15
6.1 Общая процедура долгосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС……..... 15
6.2 Формирование прогноза полезного притока к створу гидроузла…….. 16
6.3 Алгоритм расчета водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в долгосрочной перспективе……. 16
6.4 Ограничения, учитываемые при долгосрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС…….. 17
7 Планирование водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в среднесрочной перспективе…… 18
7.1 Общая процедура среднесрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС …… 18
7.2 Формирование прогноза полезного притока воды к створу гидроузла…….. 19
7.3 Алгоритм расчета водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в среднесрочной перспективе…… 22
7.4 Ограничения, учитываемые при среднесрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС. Определение совместимости ограничений…….…… 23
7.5 Оптимизация водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в среднесрочной перспективе…… 25
8 Планирование водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в краткосрочной перспективе …… 28
8.1 Общая процедура краткосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС …… 28
8.2 Формирование прогноза полезного притока воды к створу гидроузла …….. 30
8.3 Алгоритм расчета водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в краткосрочной перспективе……. 31

8.4 Ограничения, учитываемые при краткосрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС. Определение совместимости ограничений ……. 33
8.5 Оптимизация водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в краткосрочной перспективе. Выбор состава генерирующего оборудования…… …… 36
9 Требования к автоматизации …… 38
Приложение А (обязательное) Расчет водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС ……..…….. 41
Приложение Б (обязательное) Алгоритмы выбора оптимального состава генерирующего оборудования …….……..... 48
Библиография …… 52

Введение

Стандарт организации ОАО «РусГидро» «Гидроэлектростанции. Планирование водноэнергетических режимов. Методические указания» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Стандарт является нормативным документом ОАО «РусГидро», устанавливающим основные правила планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС.

Стандарт относится к группе стандартов «Процессы жизненного цикла систем» подгруппе «Эксплуатация».

В Стандарте учтены требования в сфере его применения, изложенные в стандартах организации СТО 17330282.27.140.015-2008 «Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования», СТО 02.01.80-2012 «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Правила эксплуатации. Нормы и требования».

Применение требований и норм Стандарта обеспечивает повышение эффективности планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС с учетом выполнения правил использования водохранилищ и заданных ограничений.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «РусГидро»

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. ПЛАНИРОВАНИЕ ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

Дата введения 09.10.2013

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт организации (далее – Стандарт) является нормативным документом ОАО «РусГидро» (далее – Общество) и устанавливает единые требования к процессу планирования водноэнергетических режимов эксплуатируемых ГЭС и каскадов ГЭС в долгосрочной, среднесрочной и краткосрочной перспективах.

1.2 Стандарт предназначен для обязательного применения в ОАО «РусГидро». Дочерние и зависимые общества ОАО «РусГидро» применяют требования Стандарта после его утверждения в качестве локального нормативного документа дочерних и зависимых обществ ОАО «РусГидро»в установленном порядке.

1.3 Требования Стандарта обязаны выполнять любые сторонние организации, выполняющие работы (оказывающие услуги) в области его применения по договорам с ОАО «РусГидро» и (или) с его филиалами, дочерними и зависимыми организациями, если это обязательство отражено в заключаемых с ними договорах.

1.4 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 и зависимые общества ОАО «РусГидро».

1.5 Применение требований Стандарта для целей зарубежной экономической деятельности определяется соответствующими международными соглашениями.

1.6 При расхождении требований Стандарта с требованиями нормативной технической документации, выпущенной до его утверждения, необходимо руководствоваться требованиями Стандарта.

1.7 При введении в действие уполномоченными федеральными органами исполнительной власти новых нормативных правовых и методических документов, требования которых отличаются от приведенных в Стандарте,

следует пользоваться вновь введенными требованиями до внесения в Стандарт соответствующих изменений.

2 Нормативные ссылки

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

«Водный кодекс Российской Федерации» от 03.06.2006 № 74-ФЗ

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

Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Федеральный закон от 21.07.1997 № 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений»

Постановление Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации»

Постановление Российской Федерации от 16.06.2004 № 282 «Об утверждении положения о Федеральном агентстве водных ресурсов»

ГОСТ 19179-73 Гидрология суши. Термины и определения

ГОСТ 26966-86 Сооружения водозаборные, водосбросные и затворы. Термины и определения

ГОСТ 17.1.1.01-77 Охрана природы. Гидросфера. Использование и охрана вод. Термины и определения

СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 02.01.80-2012 Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Правила эксплуатации. 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 17330282.27.140.007-2008 Технические системы гидроэлектростанций. 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 17330282.27.140.017-2008 Механическое оборудование гидротехнических сооружений ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 17330282.29.240.003-2007 Релейная защита и автоматика, противоаварийная автоматика. Организация взаимодействия служб релейной защиты и автоматики в ЕЭС России

СТО РусГидро 06.01.99-2013 Гидроэлектростанции. Методические указания по учету стока воды.

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

3 Термины и определения

В Стандарте применены понятия по Федеральному закону от 03.06.2006 № 74-ФЗ, Федеральному закону от 21.07.1997 № 116-ФЗ, Федеральному закону от 21.07.1997 № 117-ФЗ, термины – по ГОСТ 19179, ГОСТ 26966, ГОСТ 17.1.1.01, СТО 17330282.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **водноэнергетический режим**: Совокупность параметров, описывающих единый процесс преобразования энергии воды в электрическую энергию с использованием оборудования и сооружений гидроэлектростанции.

3.2 **время добегания**: Время, в течение которого объем воды проходит рассматриваемое расстояние от одного контролируемого створа до другого.

3.3 **выработка электроэнергии ГЭС**: Количество электроэнергии, выработанной ГЭС за рассматриваемый период.

3.4 **гидрологические характеристики:** Количественные оценки элементов гидрологического режима.

3.5 **гидроузел:** Совокупность гидротехнических сооружений на водотоке, объединенных по расположению и условиям их совместной работы.

3.6 **ГЭС деривационного типа**: ГЭС, напор на которой создается за счет использования естественного перепада уровня воды в водотоке посредством деривации.

3.7 **диспетчерский график работы водохранилища**: Рекомендации по режимам расхода воды и уровням водохранилища, представленные в графической, табличной или аналитической форме. Данные рекомендации ставятся в зависимости от информации, полученной в результате наблюдений и измерений в любой рассмотренный момент времени.

3.8 **зеркало водохранилища**: Водная поверхность водохранилища при заданном уровне воды в створе подпорного сооружения.

3.9 **зона нежелательной работы гидроагрегата:** область режимных параметров, в которой не допускается длительная работа гидроагрегата.

3.10 **каскад ГЭС**: Совокупность гидроузлов (ГЭС), расположенных на одном водотоке или в одном бассейне, а также в разных бассейнах, но связанных единством водного режима.

3.11 **контролируемый створ:** Условное поперечное сечение водоема или водотока, в котором производится контроль уровня, расхода и качества воды.

3.12 **пропускная способность гидроузла**: Расход воды, который может быть пропущен через все водопропускные элементы гидроузла (водосбросы, гидроагрегаты, судоходные сооружения) при максимальном подпорном уровне.

3.13 **пиковая мощность:** Рабочая мощность ГЭС в момент прохождения максимума нагрузки в энергосистеме.

3.14 **полезный приток воды**: Приток воды за вычетом потерь воды (на испарение, льдообразование и др.), безвозвратного водопотребления и неучтенных статей водного баланса.

3.15 **приток воды**: Поступление поверхностных и подземных вод в водный объект. При проведении расчетов водноэнергетических режимов для каскадов ГЭС принято выделять также боковой приток, представляющий собой приток с водосборной площади, между смежными створами каскада гидроузлов.

3.16 **расход воды в нижний бьеф**: Расход воды в нижний бьеф гидроузла, включающий расход воды через гидротурбины ГЭС, водосбросные, судо- и рыбопропускные сооружения, фильтрации через тело, основание и береговые примыкания плотины гидроузла, протечки через уплотнения затворов водопропускных сооружений и др.

3.17 **рекреация**: комплекс оздоровительных мероприятий, осуществляемых с целью восстановления энергетического и психоэмоционального ресурса организма человека.

3.18 **эксплуатационная характеристика гидротурбины**: Зависимость КПД, высоты отсасывания, расхода воды (открытия направляющего аппарата) турбины от её мощности и напора с указанием линий ограничения по турбине и генератору и с выделением зон нежелательной и недопустимой работы (если таковые имеются). Характеристика может быть задана в графическом, табличном или аналитическом виде.

3.19 **энергетические характеристики ГЭС**: Зависимость параметров водноэнергетического режима от мощности (например, ГЭС или гидроагрегата).

4 Обозначения

$H^{l}_{a.mj}$ – напор *l*-й зоны работы *m*-го гидроагрегата *j*-й ГЭС;

$H_{\text{ср.}i}$ – средний за расчетный интервал напор ГЭС в *i*-м расчетном

интервале времени;

$Н_{ГЭС\ ij}$ – напор *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

ΔH_{ij} – потери напора *j*-й ГЭС в водоподводящих и водоотводящих сооружениях и сороудерживающих решетках в *i*-м расчетном интервале времени;

$\Delta h_{ij}^{ср}$ – средняя величина потерь напора *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$k_{сут.ij}$ – коэффициент суточного регулирования *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$N_{ГЭС\ ij}$ – мощность *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$N_{ГЭС\ ij}^{Д}$ – допустимая область изменения мощности *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$N_{ГЭС\ ij}^{min}$ – минимальная мощность *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$N_{ГЭС\ ij}^{max}$ – максимальная мощность *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$N_{ГЭС\ пик}^{min}$ – минимальная пиковая мощность ГЭС;

$N_{a.mj}$ – мощность *m*-го гидроагрегата *j*-й ГЭС;

$\Delta N_{a.mj}$ – потери мощности *m*-го гидроагрегата *j*-й ГЭС;

$\Delta N_{ГЭС\ ij}$ – потери мощности *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$q_{a.i}$ – относительный прирост расхода воды гидроагрегатом в *i*-м расчетном интервале времени;

$q_{ГЭС\ i}$ – относительный прирост расхода воды ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{a.mj}$ – расход воды *m*-го гидроагрегата *j*-й ГЭС;

$Q_{a.mj}^{l}$ – расход воды *l*-й зоны работы *m*-го гидроагрегата *j*-й ГЭС (при наличии индивидуальных характеристик гидроагрегатов);

$Q_{бок.ij}$ – боковой приток воды на *j*-м участке в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{в.ij}$ – расход воды водохранилища *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{в.ij}^{Д}$ – допустимая область изменения расхода воды из водохранилища *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{в.ij}^{min}$ – минимальный расход воды из водохранилища *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{в.ij}^{max}$ – максимальный расход воды из водохранилища *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{вп.ij}$ – безвозвратное водопотребление *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{ГЭС\ ij}$ – расход воды *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени[1];

$Q_{исп.ij}$ – потери на испарение *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{лед.ij}$ – потери на ледообразование *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{н.б.ij}$ – расход воды в нижний бьеф *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{н.б.kj}$ – расход воды в нижний бьеф *j*-й ГЭС в *k*-м контролируемом створе;

$Q_{н.б.ij}^{Д}$ – допустимый расход воды в нижний бьеф *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{н.б.ij}^{min}$ – минимальный расход воды в нижний бьеф *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{н.б.ij}^{max}$ – максимальный расход воды в нижний бьеф *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{пр.ij}$ – приток воды во входной створ *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени (если выше по течению в водохранилище впадает два или более притока, имеющие регулирующие сток сооружения, каждый приток учитывается отдельно, например р. Волга и р. Кама при впадении в Жигулевское водохранилище);

$Q_{фильтр.ij}$ – расход воды на фильтрацию через тело плотины *j*-й ГЭС под основанием гидротехнических сооружений и в обход их в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{х.сбр.ij}$ – расход воды на холостые сбросы *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Q_{шлюз.ij}$ – расход воды на шлюзование *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

T – период планирования;

Δt_i – *i*-й расчетный интервал времени;

[1] С учетом ограничений мощности гидроагрегата по турбине (при напоре ниже расчетного) и генератору (при напоре не меньше расчетного).

W_j – полезный объем водохранилища *j*-й ГЭС;

$W_{ij}^{н}$ – полезный объем водохранилища *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени на начало расчетного интервала;

$W_{ij}^{к}$ – полезный объем водохранилища *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени на конец расчетного интервала;

ΔW_{ij} – изменение полезного объема водохранилища *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{в.б.ij}$ – уровень верхнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{в.б.ij}^{Д}$ – множество допустимых значений уровня верхнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{в.б.ij}^{min}$ – минимальный уровень верхнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{в.б.ij}^{max}$ – максимальный уровень верхнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{в.б.ij}^{ср}$ – средний уровень верхнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{в.б.ij}^{н}$ – начальный уровень верхнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{в.б.ij}^{к}$ – конечный уровень верхнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{н.б.ij}$ – уровень нижнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{н.б.ij}^{Д}$ – множество допустимых значений уровня нижнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{в.б.ij}^{min}$ – минимальный уровень нижнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{н.б.ij}^{max}$ – максимальный уровень нижнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{н.б.ij}^{ср}$ – средний уровень нижнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{н.б.ij}^{н}$ – начальный уровень нижнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Z_{н.б.ij}^{к}$ – конечный уровень нижнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

Z_{kj} – уровень воды в *k*-м контролируемом створе *j*-й ГЭС;

$z_{kj}^{Д}$ – множество допустимых значений уровня воды в *k*-м контролируемом створе *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

z_{kij}^{min} – минимальный уровень воды в *k*-м контролируемом створе *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

z_{kij}^{max} – максимальный уровень воды в *k*-м контролируемом створе *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени;

$Э_i$ – выработка электроэнергии в *i*-м расчетном интервале времени;

$\eta_{ГЭС\,ij}$ – КПД *j*-й ГЭС среднее за расчетный интервал времени *i*;

$\eta_{a.mj}^{l}$ – КПД *l*-й зоны *m*-го гидроагрегата *j*-й ГЭС;

λ_i – неопределенный множитель Лагранжа в *i*-м расчетном интервале времени;

$\tau_{доб.(j-1)}$ – время добегания воды к *j*-й ГЭС.

5 Общие положения

5.1 Стандарт устанавливает единые требования к методическим подходам и организации процедур планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС Общества.

5.2 Целями Общества при планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС являются:

– обеспечение безопасности и надежности эксплуатации оборудования ГЭС;

– обеспечение безопасности эксплуатации гидротехнических сооружений;

– обеспечение обоснованности позиции Общества при формировании рекомендаций по использованию водных ресурсов межведомственной оперативной группой, назначаемой уполномоченным органом, устанавливающим режимы сработки и наполнения водохранилищ, для выработки рекомендаций по регулированию работы водохранилища;

– обеспечение максимальной выработки электроэнергии и/или выручки от продажи электроэнергии и мощности за счет выбора оптимальных водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС при выполнении ограничений, задаваемых регулирующими органами.

5.3 Задачами Общества при планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС являются:

– определение объемов полезного притока к створу ГЭС;

– проверка и обеспечение совместимости ограничений на водноэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС;

– определение оптимальных сроков вывода оборудования в ремонт (с точки зрения водноэнергетического режима);

– расчет допустимых водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС;

– оптимизация водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС;

– формирование графиков работы ГЭС, обеспечивающее максимально полное использование водных ресурсов и установленной мощности гидроагрегатов;

– формирование и согласование предложений по водноэнергетическим режимам с уполномоченным органом по диспетчерскому управлению единой энергетической системой и уполномоченным органом по установлению режимов сработки и наполнения водохранилищ.

5.4 В данном Стандарте рассматриваются три горизонта планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС: долгосрочный, среднесрочный и краткосрочный.

5.4.1 Долгосрочный горизонт планирования соответствует периоду от одного года и более. Водноэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС в долгосрочной перспективе рассчитываются по интервалам от месяца до декады[2].

5.4.2 Среднесрочный горизонт планирования соответствует периоду от одной декады до одного квартала. Водноэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС в среднесрочной перспективе рассчитываются по интервалам от декады до суток.

5.4.3 Краткосрочный горизонт планирования соответствует периоду от суток до недели. Водноэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС в краткосрочной перспективе рассчитываются по интервалам от суток до часов (или получасов, в случае наличия требований системного оператора и иных заинтересованных лиц).

5.5 Основными участниками процесса управления водноэнергетическими режимами ГЭС и каскадов ГЭС являются следующие организации:

5.5.1 Уполномоченный орган по диспетчерскому управлению единой энергетической системой (далее – системный оператор) – специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу

[2] При необходимости - посуточно, при условии допущения повышения погрешности такого прогноза.

оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

5.5.2 Уполномоченный орган по установлению режимов сработки и наполнения водохранилищ (далее – орган, устанавливающий режимы сработки и наполнения водохранилищ) – устанавливает режимы пропуска половодий и паводков, специальных попусков, наполнения и сработки водохранилищ. Орган, устанавливающий режимы сработки и наполнения водохранилищ, обеспечивает удовлетворение требований различных групп водопользователей.

5.5.3 Общество – осуществляет долгосрочное, среднесрочное и краткосрочное планирование водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС; в эксплуатирующей организации должна быть выделена функция сводного планирования водноэнергетических режимов каскадов ГЭС.

5.6 Водные ресурсы водохранилищ используются для нужд коммунального, промышленного и сельскохозяйственного водоснабжения, орошения, рыбного хозяйства, водного транспорта, гидроэнергетики и рекреации с учетом выполнения экологических требований.

5.6.1 Системы водоснабжения – заинтересованы в поддержании расхода и уровня воды, при котором в нижнем и верхнем бьефе обеспечивается гарантированный объем водозабора.

5.6.2 Сельское хозяйство – заинтересовано в обеспечении необходимых объемов воды забираемой на орошение и обводнение, а также в специальных весенних попусках через гидроузлы в целях сельского хозяйства.

5.6.3 Рыбное хозяйство – заинтересовано в поддержании уровня воды, скорости сработки и наполнения водохранилища, предотвращающих заморы и гибель рыб, обеспечивающих нерест, возможность уйти из отшнуровывающихся участков, а также в специальных попусках в нижний бьеф для обеспечения нереста рыбы ниже гидроузла.

5.6.4 Водный транспорт – заинтересован в обеспечении гарантированных глубин, а также специальных попусках, необходимых для функционирования судоходных трасс, подходов к портам, судоверфей и судоходных шлюзов. Для водного транспорта неблагоприятны резкие колебания уровней воды в верхних и нижних бьефах ГЭС, нарушающие устойчивость судовых прорезей и ухудшающие условия зимнего отстоя судов.

5.6.5 ГЭС – заинтересованы в надежности и безопасности гидротехнических сооружений и оборудования, рациональном использовании водных ресурсов (повышении выработки электроэнергии) и повышении выручки компании от реализации продукции на рынке электроэнергии и мощности.

5.6.6 Субъекты рекреации – заинтересованы в относительно стабильном уровне воды в водохранилище и уровне воды в нижнем бьефе.

5.6.7 Системный оператор – заинтересован в соблюдении установленных параметров надежности функционирования Единой энергетической системы России и качества электроэнергии.

5.6.8 В процессе планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС задачами Общества являются подготовка предложений по водноэнергетическим режимам, организация их согласования с системным оператором и органом, устанавливающим режимы сработки и наполнения водохранилищ, определение наиболее безопасных и эффективных способов реализации указаний и команд уполномоченных органов в рамках, заданных Правилами использования водохранилищ, нормативной и эксплуатационной документацией.

5.7 Для уменьшения ущербов от наводнений необходима обязательная предполоводная сработка водохранилищ, обеспечивающая аккумуляцию как можно большего объема воды в водохранилище, тем самым уменьшая максимальный расход воды в нижний бьеф и превышение нормального подпорного уровня (НПУ).

5.8 При планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС необходимо учитывать их специфику и особенности ограничений, накладываемых на режим их функционирования.

5.9 Специфика планирования водноэнергетических режимов ГЭС обусловливается следующими параметрами:

– указаниями уполномоченных органов;

– климатическими характеристиками района бассейна водосбора водохранилища и нижнего бьефа;

– геологическими и морфометрическими особенностями зоны водохранилища, створа гидроузла и нижнего бьефа;

– безопасностью гидротехнических сооружений;

– структурой генерирующих мощностей энергосистемы и характером режима электропотребления;

– видом регулирования стока водохранилищами;

– требованиями к водному режиму со стороны водопользователей.

5.10 Для планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС должны быть получены и использованы необходимые исходные данные[3]:

[3] Приведенный в настоящем пункте перечень информации является максимальным. Расчеты могут быть произведены при отсутствии некоторой информации, методы расчетов приведены в соответствующих приложениях.

5.10.1 Расчет водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на всех горизонтах планирования осуществляется на основании следующих входных данных:

– гидрологическая информация;
– морфометрическая информация;
– метеорологическая информация;
– информация о пропускной способности водосбросных сооружений гидроузла водохранилища;
– водохозяйственная информация;
– водноэнергетическая информация;
– утвержденные правила использования водохранилищ (каскада водохранилищ);
– перечень источников, использованных для формирования системы технологических и режимных ограничений. Для технологических ограничений должны быть указаны даты проведения испытаний или внесения изменений в проектную документацию;
– ограничения или требования к водноэнергетическому режиму со стороны энергосистемы и водохозяйственного комплекса;
– ограничения по требованиям безопасности эксплуатации гидротехнических сооружений на среднеинтервальные и/или максимальные и минимальные значения: уровня верхнего бьефа или скорости его изменения.

5.10.2 Гидрологическая информация включает в себя следующие данные:

– приток к створу гидроузла;
– данные о наблюденном притоке к створу гидроузла;
– цикл регулирования речного стока водохранилищем.

5.10.3 Морфометрическая информация включает в себя следующие данные:

– зависимость статических площадей зеркала $F = f(z)$ в зависимости от уровня воды в рассматриваемом водохранилище;
– зависимость статического объема водохранилища от уровня воды в рассматриваемом водохранилище $V = f(z)$;
– поперечный профиль русла и поймы по характерным створам в пределах каждого водохранилища и кривая связи расхода и уровня воды $Q = f(z)$;
– продольный профиль участков реки, где располагается водохранилище, гидроузел и зона нижнего бьефа, где вероятно заметное влияние режимов работы гидроузла на водный режим;

– параметры модели неустановившегося движения воды в нижнем бьефе или в контролируемом створе (при наличии)[4];

– кривая связи расхода и уровня воды $Q = f(z)$ в определенных створах в нижнем бьефе гидроузла;

– кривая модулей пропускной способности участков водохранилища (рек) $K = f(z_{ср})$ в зависимости от средних уровней воды на расчетном участке;

– зависимость динамических объемов по участкам рассматриваемого водохранилища $W = f(Q_{ср}, z_{вх}, z_{вых})$, представляющая собой зависимость объема воды на расчетном участке водохранилища от среднего расхода воды по нему и уровней воды во входном и выходном створах участка.

5.10.4 Метеорологическая информация включает в себя следующие данные:

– об осадках на поверхность водохранилища;

– об испарении с поверхности водохранилища;

– о ветровых явлениях в зоне водохранилища[4];

– о температуре воды в верхнем и нижнем бьефах водохранилища;

– о ледовых явлениях в верхнем и нижнем бьефах гидроузла;

– о запасе воды в снеговом покрове водосбросного бассейна.

5.10.5 Информация о пропускной способности водосбросных сооружений гидроузла водохранилища включает в себя следующие данные:

– количество и тип водопропускных сооружений гидроузла(-ов);

– количество водопропускных отверстий на каждом водопропускном сооружении и их характеристики;

– зависимости расхода воды через каждое водопропускное сооружение или отверстие (при частичном и полном открытии затворов) от уровня воды в верхнем бьефе гидроузла или от напора на гребне водослива;

– рекомендуемые, допустимые и запрещенные схемы маневрирования затворами водопропускных сооружений.

5.10.6 Водохозяйственная информация включает в себя следующие данные:

– проектные характеристики безвозвратного водопотребления выше створа гидроузла;

– характеристики фактического водопотребления и водоотведения;

– допустимый диапазон и динамика колебаний расхода и уровня воды выше и ниже створа гидроузла;

---

[4] Используются только на краткосрочном горизонте планирования

– характеристики неэнергетических затрат и потерь расхода на шлюзование и др.;

– данные о заявках на водные ресурсы всех основных водопользователей и приоритетности их учета в правилах использования водохранилищ;

– экологические и санитарные требования к расходу и уровню воды в нижнем и верхнем бьефах гидроузла водохранилища.

5.10.7 Водноэнергетическая информация включает в себя следующие данные:

– эксплуатационные характеристики гидроагрегатов (зависимость мощности от напора и КПД);

– характеристики потерь напора (суммарные, на сороудерживающих решетках, в напорных водоводах и др.);

– данные о фактическом режиме ГЭС за расчетный интервал времени, полученные на основе отчетных данных за сутки, месяц, квартал, год;

– типовые графики суточной и недельной мощности ГЭС;

– ограничения на выдачу мощности в электрические сети;

– ограничения по безопасным режимам работы оборудования;

– данные о располагаемой мощности, на планируемый период исходя из сроков плановых ремонтов основного оборудования ГЭС и сетевого оборудования, влияющих на водноэнергетический режим ГЭС;

5.10.8 Потери расхода воды на льдообразование, фильтрацию (характеристика сооружений/водохранилища).

5.10.9 Правила использования водохранилища.

5.10.10 Прогноз притока на месяц и/или квартал, предоставленный специализированными организациями.

5.10.11 Прогноз цены электроэнергии и мощности по расчетным интервалам задачи планирования.

5.10.12 Ограничения по скорости сработки-наполнения водохранилища.

5.11 При планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС должны быть определены следующие плановые водохозяйственные и водноэнергетические показатели:

– мощность ГЭС;

– выработка электроэнергии ГЭС;

– уровень верхнего бьефа;

– уровень нижнего бьефа;

– расход воды в нижний бьеф (расход воды на шлюзование, расход воды на фильтрацию через тело плотины, расход воды через сооружения ГЭС, расход через гидроагрегаты и водосбросные сооружения).

6 Планирование водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в долгосрочной перспективе

6.1 Общая процедура долгосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС

6.1.1 В рамках долгосрочного планирования осуществляются сценарные расчеты водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на период от одного года и более на основе статистических данных в условиях отсутствия прогноза притока, с учетом характеристик ГТС и правил использования водохранилищ.

Целью долгосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС является:

– формирование предложений по оптимальным срокам вывода оборудования в ремонт, режимов сработки и наполнения и формирование плана выработки электроэнергии и балансов электроэнергии и мощности на долгосрочный период;

– обеспечение обоснованности позиции Общества при формировании рекомендаций по использованию водных ресурсов межведомственной оперативной группой, назначаемой уполномоченным органом, устанавливающим режимы сработки и наполнения водохранилищ, для выработки рекомендаций по регулированию работы водохранилища;

6.1.2 Основными этапами долгосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС являются:

– формирование оценки полезного притока к створу гидроузла;

– расчет водноэнергетического режима ГЭС и каскадов ГЭС на долгосрочный период;

– формирование бизнес планов Общества.

6.1.3 Процедура долгосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС реализуется в соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ, Федеральным законом от 03.06.2006 № 74-ФЗ, Постановлением Правительства РФ от 16.06.2004 № 282, СТО 17330282.27.140.007-2008, методическими указаниями [1], [2], правилами [3], [4].

6.2 Формирование прогноза полезного притока к створу гидроузла

6.2.1 Полезный приток к створу гидроузла задается на основе гидрологических данных наблюдений. Статистические гидрологические[5] данные представляют собой календарные ряды, составленные на основании наблюдений за стоком в бассейне реки. При недостаточности статистической информации о стоке производится удлинение гидрологических рядов методом Монте-Карло.

6.2.2 Используемая гидрологическая информация зависит от целей планирования и может быть взята в виде:

- многолетнего наблюденного гидрологического ряда;
- расчетного гидрографа, определяемого по заданной обеспеченности планируемого года;
- расчетного гидрографа заданного календарного года-аналога;
- гидрологического ряда заданной длины.

6.3 Алгоритм расчета водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в долгосрочной перспективе

6.3.1 Долгосрочное планирование предполагает проведение водноэнергетических расчетов режимов ГЭС и каскадов ГЭС с использованием правил использования водохранилищ, наблюденных гидрологических рядов притока и/или данных технического проекта гидроузла.

6.3.2 При долгосрочном планировании выработки ГЭС с периодом более одного года используются проектные показатели выработки электроэнергии, подсчитанные с использованием всего наблюденного гидрологического ряда притока и исходной информации, приведенной в п.5.11. Расчет выполняется по уравнению водного баланса, приведенного в приложении А формула А 1.1, и принятого диспетчерского графика работы водохранилища.

6.3.3 Расчетный интервал времени определяется в зависимости от следующих параметров:

- степень неравномерности притока в водохранилище;
- глубина регулирования стока водохранилищем;
- требования водопользователей к водному режиму речного стока или водному режиму изъятия воды из водохранилища (забор воды на орошение, рыбохозяйственные, санитарные и судоходные попуски в нижние бьефы нижних ступеней каскадов ГЭС);
- энергетический режим ГЭС, требования к выработке электроэнергии за расчетный интервал времени (среднеинтервальная мощность).

[5] Повышение надежности гидрологической информации может быть достигнуто за счет ряда факторов, в том числе путем развития измерительной сети ГЭС.

6.3.4 Ввиду неопределенности гидрологической информации на прогнозный период, плановая выработка электроэнергии определяется с заданной величиной вероятности.

6.3.5 Формирование долгосрочных планов водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС осуществляется на основе входных данных, приведенных в 5.10.

6.3.6 Общий подход к формированию долгосрочных планов состоит из следующих шагов в соответствии с методикой [5]:

– задается уровень верхнего бьефа на начало расчета;

– производится водноэнергетический расчет в соответствии с А.1 (приложение А);

– по результатам расчета строятся эмпирические кривые обеспеченности[6] плановых показателей водноэнергетического режима ГЭС и каскадов ГЭС, в соответствии с 5.11.

6.3.7 Результатами расчета долгосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС являются плановые показатели водноэнергетического режима ГЭС и каскадов ГЭС на долгосрочный период планирования, в соответствии с 5.11.

6.4 Ограничения, учитываемые при долгосрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС

6.4.1 При долгосрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС необходимо учитывать ограничения, накладываемые различными участниками водохозяйственного комплекса, энергосистемы и требованиями безопасности эксплуатации ГТС на следующие параметры:

– ограничения по величине объема глубины сработки водохранилища за планируемый период;

– ограничения по максимальным и минимальным значениям:

– уровня воды в верхнем бьефе в характерные периоды года;

– скорости сработки и наполнения водохранилища в каждом расчетном интервале;

– уровня воды в нижнем бьефе по расчетным интервалам на весь период планирования;

– среднеинтервальной мощности ГЭС за весь период планирования;

– расхода воды через турбины ГЭС.

[6] Кривые обеспеченности необходимы для подтверждения удовлетворения всех требований водопользователей к режиму расходов и уровней воды.

– отсутствие детерминированного прогноза объема притока воды в водохранилище на планируемый период;

– отсутствие информации о фактических запасах воды в водохранилищах на начало планируемого периода;

– ограничения на рабочую мощность, связанные с вводом или выводом оборудования (план ремонта основного оборудования ГЭС), отраженные в среднесрочной (пятилетней) и краткосрочной (годовой) Производственных программах Общества;

– ограничения по выдаче мощности ГЭС в электрическую сеть.

6.4.2 Работа с ограничениями на водноэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС, учитываемыми при долгосрочном планировании, реализуется в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 26.07.2007 № 484, СТО 02.01.80-2012, СТО 17330282.27.140.005-2008, СТО 17330282.27.140.006-2008, СТО 17330282.27.140.015-2008, СТО 17330282.27.140.016-2008, СТО 17330282.27.140.017-2008, СТО 17330282.29.240.003-2007, положением [6], правилами [7].

7 Планирование водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в среднесрочной перспективе

7.1 Общая процедура среднесрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС

7.1.1 В рамках среднесрочного планирования осуществляются сценарные расчеты водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на период планирования от одного квартала до декады, учитывающие характеристики сооружений и правила их работы, а также правила использования водохранилищ и водохозяйственных систем, при необходимости осуществляется моделирование движения водных масс в водохранилищах на участках рек или каналов (русловые участки).

7.1.2 Целями среднесрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС являются:

– расчет допустимых водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС;

– обеспечение максимальной выработки электроэнергии и мощности и, при необходимости, выручки от ее продажи;

– обеспечение обоснованности позиции Общества при формировании рекомендаций по использованию водных ресурсов межведомственной оперативной группой, назначаемой органом, устанавливающим режимы сработки

и наполнения водохранилищ, для выработки рекомендаций по регулированию работы водохранилища.

7.1.3 Основными этапами среднесрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС являются:

– формирование прогноза полезного притока к створу гидроузла;

– определение совместимости ограничений на водноэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС и формирование среднесрочных планов;

– оптимизация водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС по критериям максимума выработки электроэнергии или максимизации выручки[7].

7.1.4 Для формирования среднесрочных планов возможно привлечение специализированных организаций по предоставлению прогноза притока или оценки полезного притока к створу гидроузла.

7.1.5 Процедура среднесрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС реализуется в соответствии с федеральными законами от 26.03.2003 № 35-ФЗ, от 03.06.2006 № 74-ФЗ, Постановлением Правительства РФ от 16.06.2004 № 282, СТО 17330282.27.140.007-2008, методическими указаниями [1], [2], правилами [3], [4].

7.2 Формирование прогноза полезного притока воды к створу гидроузла

7.2.1 В рамках данного Стандарта рассматриваются следующие подходы к прогнозированию полезного притока к створу гидроузла:

– прогнозирование притока к створу гидроузла на основе прогнозных данных федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по управлению государственным имуществом и оказанию государственных услуг в области гидрометеорологии и смежных с ней областях (далее – организация по метеорологии и мониторингу окружающей среды) и накопленных архивных данных о притоке к створу гидроузла за предыдущие годы;

– оценка притока к створу гидроузла на основе моделирования водного стока с использованием фактических (архивных) данных о метеорологической обстановке (осадки, температура, водонасыщенность снега, влажность и др.)

7.2.2 Прогнозирование притока к створу гидроузла на основе данных организации по метеорологии и мониторингу окружающей среды и накопленной статистики по развитию притока к створу гидроузла за предыдущие годы осуществляется на основе следующих входных данных:

---

[7] Оптимизация по выручке осуществляется на основе водноэнергетических расчетов, рассматриваемых в рамках настоящего Стандарта, при наличии прогноза цен на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

– статистика по развитию притока к створу гидроузла за период эксплуатации ГЭС (архивные данные о среднесуточном расходе притока);

– прогноз притока на месяц и/или квартал, предоставленный организацией по метеорологии и мониторингу окружающей среды (прогноз притока предоставляется ежеквартально в виде интервала наиболее вероятных значений среднего расхода притока или объема стока за месяц/квартал; по мере развития гидрометеорологической обстановки прогноз может уточняться).

7.2.3 Алгоритм прогнозирования притока к створу гидроузла на основе прогнозных данных организации по метеорологии и мониторингу окружающей среды и накопленных архивных данных о притоке к створу гидроузла за предыдущие годы:

– выбирается из архива информации о притоке воды к водохранилищу несколько лет-аналогов (от трех до пяти). Годы-аналоги выбираются с объемом стока за предыдущие один-два квартала близкими к объему стока текущего года за тот же период. Из выбранных лет выбирается год, форма гидрографа которого за предыдущий месяц наиболее близка к форме гидрографа фактического притока. В качестве дополнительных критериев выбора года-аналога могут использоваться: данные о слое осадков, сумме температур за предыдущий месяц, запасе воды в снеге на начало интервала планирования;

– объем притока, прогнозируемый организацией по метеорологии и мониторингу окружающей среды, распределяется пропорционально гидрографу выбранного года-аналога;

– в зависимости от складывающейся водохозяйственной и гидрометеорологической обстановки может приниматься как средняя величина прогнозного притока, так и его верхняя или нижняя граница. В большинстве случаев рекомендуется брать среднее значение. Выбор величины притока по верхней или нижней границе прогнозного интервала должен быть дополнительно обоснован. Например, при наличии предпосылок прохождения высокого половодья рекомендуется брать верхнюю границу, а в случае затяжной маловодной межени – нижнюю границу и т.д.

7.2.4 Результатом прогнозирования притока к створу гидроузла на основании прогнозных данных организации по метеорологии и мониторингу окружающей среды являются варианты гидрографов притока воды к створу гидроузла.

7.2.5 Оценка притока к створу гидроузла на среднесрочный период планирования на основе моделирования формирования речного стока с использованием фактических данных о метеорологической обстановке осуществляется на основе входных данных, приведенных в 5.10.

7.2.6 Алгоритм оценки притока к створу гидроузла на основе моделирования стока с использованием фактических данных о метеорологической обстановке составляют в определенной последовательности.

Строят модель формирования водного стока с заданными начальными условиями, моделирующая развитие притока к створу гидроузла. Модель должна имитировать процессы гидрологического цикла суши (инфильтрацию, испарение, термический и водный режимы почв, формирование снежного покрова и снеготаяние, формирование поверхностного внутрипочвенного, грунтового и речного стока) и формирования стока. В летний период модель должна учитывать следующие факторы:

– выпадающие в виде дождя осадки частично проникают в почву;

– избыток воды, не поглощенный почвой, после заполнения депрессий на поверхности бассейна перемещается по уклону поверхности в речную сеть;

– часть влаги, впитавшейся в почву, может перемещаться по уклону по временным относительно непроницаемым водоупорам;

– вода, не попавшая в речную сеть, испаряется в воздух или дренирует в более глубокие горизонты почвы.

В холодный период года модель дополняют факторами, учитывающими гидротермические процессы в снежном покрове и почве (формирование снежного покрова и снеготаяние, промерзание и оттаивание почвы, инфильтрация талых вод в мерзлую почву).

Модель должна позволять отображать пространственные неоднородности рельефа, почв, землепользования, а также учитывать пространственные особенности полей внешних гидрометеорологических воздействий.

Проводят гидрологические расчеты с использованием модели.

Для получения начальных условий, соответствующих дате проведения оценки притока к створу гидроузла, производят предварительный расчет, который должен охватывать период не менее одного года. В качестве входной информации используют поля оперативной фактической метеоинформации.

Проводятся сценарные расчеты, начальными условиями являются параметры модели, полученные в результате предварительного расчета.

Расчет ведут по фактическим метеоданным, которые наблюдались в прошлые годы. Результатом являются гидрографы общего или бокового притока в заданных створах, полученные по сценариям прошлых лет[8].

Выбирают наиболее вероятный погодный сценарий[9].

---

[8] Подставляя фактические метеоусловия, например, 2001 года, получаем сценарий притока по метеоусловиям 2001 года и т.д.

[9] Сценарий может быть выбран из условий совпадения характера фактического притока, распределения полей снежного покрова, осадков, значений стока за предыдущие периоды планирования.

7.2.7 Результатом оценки притока к створу гидроузла на основе моделирования водного стока с использованием фактических данных о метеорологической обстановке является прогноз полезного притока к створу гидроузла.

7.3 Алгоритм расчета водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в среднесрочной перспективе

7.3.1 В основе расчета лежит решение уравнения водного баланса в каждый расчетный интервал времени, продолжительность которого определяется требуемой точностью расчетов, интенсивностью изменения притока воды и водопотребления, располагаемой гидрологической, приведенной в строительных нормах [7] и водохозяйственной информацией, характером решаемой задачи и др.

7.3.2 Формирование среднесрочных планов водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС осуществляется на основании входных данных, приведенных в 5.10.

7.3.3 При выполнении вычислений по расчетным интервалам времени принимается, что приток и расход воды из водохранилища в течение каждого расчетного интервала времени постоянны и соответствуют некоторому среднему по времени за этот интервал уровню воды в водохранилище. Поскольку значение среднего уровня воды в водохранилище зависит от его конечного (за интервал) наполнения, расчеты режимов водохранилища проводят методом последовательного приближения, приведенного в методике [5]:

– задают предполагаемое конечное наполнение водохранилища, характеризующееся уровнем верхнего бьефа на конец расчетного интервала регулирования;

– определяют средний за расчетный интервал уровень воды в нем и зависящие от него расходные статьи водного баланса;

– производят водноэнергетический расчет;

– проверяют соотношение между рассчитанным и принятым в соответствии с заданным диспетчерским графиком работы водохранилища на конец расчетного интервала уровнем наполнения водохранилища.

В случае несоответствия друг другу, вносят необходимые коррективы и расчет выполняют заново, другой возможный алгоритм расчета приведен в Приложении А.

7.3.4 Объем производства электрической энергии на вновь вводимых ГЭС определяют с учетом сроков ввода в действие гидроагрегатов, а также графиков начального наполнения водохранилищ.

7.3.5 Результатами среднесрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС являются плановые показатели водноэнергетического режима ГЭС и каскадов ГЭС на среднесрочный период планирования.

7.4 Ограничения, учитываемые при среднесрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС. Определение совместимости ограничений

7.4.1 При среднесрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС необходимо учитывать требования, накладываемые различными участниками водохозяйственного комплекса, энергосистемы и требования безопасности эксплуатации гидротехнических сооружений на следующие параметры:

- расход воды в нижнем бьефе;
- скорость сработки и наполнения водохранилища;
- уровень нижнего бьефа;
- уровень верхнего бьефа;
- уровень воды в контролируемых створах;
- колебание уровня нижнего бьефа;
- мощность ГЭС.

7.4.2 При среднесрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС производится поиск области допустимых значений для каждого из режимных параметров (проверка совместимости) при выполнении заданной системы ограничений и определение планового водноэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС.

7.4.3 Система ограничений на водноэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС определяется на основании следующих групп критериев:

- управления водохозяйственной и энергетической системами;
- безопасности и надежности эксплуатации гидротехнических сооружений и гидроэнергетического оборудования;
- требования по уровням и расходам воды (согласно экологическим условиям).

7.4.4 Определение совместимости системы ограничений, задаваемой критериями управления водохозяйственной и энергетической системами, безопасности и надежности эксплуатации гидротехнических сооружений и гидроэнергетического оборудования, условиями экологии, производится на основании следующих входных данных:

- эксплуатационные характеристики гидроагрегатов ГЭС с актуализированными зонами нежелательной и недопустимой работы;

– гидрологические и морфометрические характеристики водохранилища (по данным последних натурных испытаний или по проектным данным);

– мощность и состав гидроагрегатов, выведенных в ремонт (время начала и окончания, состав гидроагрегатов);

– мощность и номера гидроагрегатов (если заданы), включенных в резерв (оперативный, аварийный);

– требования по расходу отбора и возврата воды водопотребителями, имеющими водозаборы и водосбросы в водохранилище и нижнем бьефе ГЭС;

– требования по максимальному и минимальному уровню воды в водохранилище и нижнем бьефе ГЭС, а также в заданных контролируемых створах, определяемых расположением водозаборов водопотребителей, условиями обеспечения судоходства и условиями безопасной эксплуатации гидротехнических сооружений для каждого расчетного интервала времени;

– требования по значениям максимальной и минимальной рабочей мощности по группам оборудования (работающего на разные секции группы точек поставки (ГТП) для расчетных интервалов времени).

7.4.5 Алгоритм поиска области допустимых значений для каждого из режимных параметров (проверка совместимости) при выполнении заданной системы ограничений и определения планового водноэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС состоит из следующих шагов:

– проведение серии водноэнергетических расчетов для определения системы ограничений на основании групп критериев, описанных в 7.4.3. Алгоритм проведения водноэнергетического расчёта представлен в 7.3;

– определение зоны допустимых водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС при выполнении заданной системы ограничений производится путём определения области допустимых значений режимных параметров, удовлетворяющей всем ограничениям одновременно. В случае отсутствия области допустимого водноэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС осуществляют корректировку системы ограничений.

7.4.6 Результатами поиска области допустимых значений для каждого из режимных параметров (проверка совместимости) при выполнении заданной системы ограничений и определения планового водноэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС является уведомительная информация о наличии или отсутствии допустимых водноэнергетических режимов ГЭС для дальнейшей оптимизации по заданному критерию.

7.4.7 Определение совместимости ограничений на водноэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС в среднесрочной перспективе осуществляется в

соответствии с Постановлением Правительства РФ от 26.07.2007 № 484, СТО 02.01.80-2012, СТО 17330282.27.140.005-2008, СТО 17330282.27.140.006-2008, СТО 17330282.27.140.015-2008, СТО 17330282.27.140.016-2008, СТО 17330282.27.140.017-2008, СТО 17330282.29.240.003-2007, положением [6], типовыми правилами [4].

7.5 Оптимизация водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в среднесрочной перспективе

7.5.1 Задача расчета оптимальных среднесрочных водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС[10] сводится к определению такого режима сработки и наполнения водохранилищ ГЭС или каскадов ГЭС, при котором достигается максимальная выработка или выручка как принятый критерий оптимальности и соблюдаются заданные ограничения.

7.5.2 Способ задания ограничений на водноэнергетические режимы органом, устанавливающим режимы сработки и наполнения водохранилищ, и системным оператором позволяет оптимизировать режимы отдельных ГЭС и каскадов ГЭС по критериям максимума выработки электроэнергии или выручки[11]. Ограничения уполномоченного органа, устанавливающего режимы сработки и наполнения водохранилищ, задаются диапазонами значений параметров, в рамках которых возможно варьировать режимные параметры.

7.5.3 Оптимизация водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в среднесрочной перспективе осуществляется с учетом следующих входных данных:

- прогноз полезного притока к створу гидроузла;
- действующие ограничения на водноэнергетические режимы ГЭС, диспетчерские графики работы водохранилища и ограничения органа, устанавливающего режимы сработки и наполнения водохранилищ;
- эксплуатационные характеристики гидроагрегатов;
- характеристики потерь напора, расходов воды на фильтрацию, расходов воды на шлюзование, потерь воды;
- прогноз цены электроэнергии и мощности по расчетным интервалам задачи планирования;
- ограничения на выдачу мощности в электрические сети;
- фактический уровень воды в бьефах гидроузлов и в характерных створах;

---

[10] Для реализации данной функции необходима соответствующая автоматизация.

[11] Необходимые данные для решения задачи оптимизации по выручке следует принимать по результатам расчетов режимов на среднесрочный период планирования на основе прогноза цен.

– фактический расход притока, сбросы, холостые сбросы;
– фактическая мощность и выработка электроэнергии на ГЭС.

7.5.4 Задача оптимизации водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС по критерию максимума выработки электроэнергии ГЭС за период планирования заключается в максимизации суммарной выработки электроэнергии за все расчетные интервалы времени:

$$f(x) = \sum_{i=1}^{I} \sum_{j=1}^{J} N_{\text{ГЭС}}(x) k_{\text{сут}.ij} \Delta t_i \rightarrow max_x \qquad (7.5.1)$$

при учете заданной системы ограничений:

– по уровням каждого водохранилища:

$$z_{в.б.ij}^{min} \leq z_{в.б.ij}(x) \leq z_{в.б.ij}^{max}, \qquad (7.5.2)$$

– по расходу воды в нижний бьеф каждой ГЭС:

$$Q_{н.б.ij}^{min} \leq Q_{н.б.ij}(x) \leq Q_{н.б.ij}^{max}, \qquad (7.5.3)$$

– по расходу воды из каждого водохранилища:

$$Q_{в.ij}^{min} \leq Q_{в.ij}(x) \leq Q_{в.ij}^{max}, \qquad (7.5.4)$$

– по суммарной мощности всех ГЭС в каждом расчетном интервале:

$$\sum N_{\text{ГЭС}\,i}^{min} \leq \sum N_{ГЭС\,i}(x) \leq \sum N_{\text{ГЭС}\,i}^{max}, \qquad (7.5.5)$$

– по суммарной пиковой мощности всех ГЭС в каждом расчетном интервале:

$$\sum N_{\text{ГЭС}\,пик\,i}^{min} \leq \sum N_{ГЭС\,пик\,i}(x). \qquad (7.5.6)$$

В уравнении (7.5.1) – (7.5.6) $x = \{x_{ij}, i = \overline{1,I},\ j = \overline{1,J}\}$ – вектор независимых переменных, в качестве которых взят расход воды из водохранилища *j*-го гидроузла $Q_{в.ij}$, умноженный на масштабные множители $\Delta t_i H_{ср.i}$; где Δt_i – длительность *i*-го расчетного интервала, ч; $H_{ср.i}$ –средний за расчетный интервал напор ГЭС, на котором используется расход воды в нижний бьеф водохранилища *j*-й ГЭС с учетом прохождения его по нижним ступеням каскада; *min* и *max* – соответственно означают минимально и максимально допустимые значения режимных параметров ГЭС; $k_{сут.ij}$– коэффициент суточного регулирования *j*-й ГЭС (гидроузла) в *i*-м расчетном интервале.

7.5.5 В Стандарте рассмотрены два подхода к решению задачи оптимизации:

– поиск оптимума с помощью методов оптимизации;

– формирование сценариев водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на основе итерационных расчетов и выбор решения, наиболее соответствующего заданному критерию.

7.5.6 Алгоритм поиска оптимума водноэнергетических режимов ГЭС в среднесрочной перспективе с помощью методов оптимизации характеризуются следующим:

7.5.6.1 Данная задача относится к классу задач нелинейного программирования с линейными и нелинейными ограничениями в форме равенств и неравенств. Нелинейными ограничениями относительно переменных являются ограничения по суммарной пиковой мощности ГЭС.

7.5.6.2 Задача оптимизации данной функции решается с помощью одного из методов математического программирования, например, методом проекции градиента. Алгоритм проектирования точки на поверхность ограничений основан на методе наискорейшего спуска.

7.5.6.3 Результатами задачи поиска оптимума будет оптимальный водноэнергетический режим ГЭС и каскадов ГЭС.

7.5.7 Алгоритм формирования сценариев водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на основе последовательного перебора допустимых режимов ГЭС и каскадов ГЭС, т.е. итерационных расчетов и выборе наиболее соответствующего заданному критерию варианта режима, состоит из следующих шагов:

– задают начальные условия, в рамках которых осуществляется оптимизация: уровень воды, объем полезного притока, расходов подачи воды из водохранилища потребителям и др.;

– в рамках заданных условий производят водноэнергетический расчет в соответствии с А.2 (приложение А);

– производят корректировку начальных условий для осуществления оптимизации и осуществляется новый водноэнергетический расчет; для различных начальных условий будут получены разные показатели водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС;

– из множества полученных наборов показателей водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС выбирают набор показателей, который в наибольшей степени соответствует заданному критерию.

7.5.8 При оптимизации водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на среднесрочном горизонте возможно решение ряда частных задач.

Оптимизацию режимов только по главным ограничениям (безопасности гидротехнических сооружений, системным ограничениям) следует осуществлять в следующем порядке:

– исходя из поставленной задачи оптимизации осуществляют максимизацию выработки электроэнергии или максимизацию мощности путем итеративных вычислений (алгоритма по п. 7.5.7), в результате которых рассчитывают оптимальный водноэнергетический режим ГЭС и каскадов ГЭС;

– рассчитывают денежные потери при учете ограничений органа, устанавливающего режимы сработки и наполнения водохранилищ, по сравнению с оптимальным планом ГЭС и каскадов ГЭС.

Специфика каскадов ГЭС обусловливает наличие взаимозависимости их режимов: связь Камской ГЭС (регулятор) – Воткинской ГЭС, связь Рыбинской ГЭС (регулятор) – Нижегородской ГЭС, связь Жигулевская ГЭС (регулятор) – Саратовской ГЭС – Волгоградской ГЭС; для подобных систем водохранилищ возможно проведение компенсированных гидравлических или электрических режимов работы.

7.5.9 Результатами решения задачи оптимизации водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в среднесрочной перспективе являются:

– сценарии водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на среднесрочную перспективу, включающие следующие показатели:

– уровни воды в верхнем бьефе на конец расчетного интервала времени;

– средний за расчетный интервал уровень воды в нижнем бьефе;

– средний за расчетный интервал расход воды в нижний бьеф;

– напор воды за расчетный интервал времени;

– выработка электроэнергии за расчетный интервал времени;

– оптимальный водноэнергетический режим ГЭС по заданному критерию.

8 Планирование водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в краткосрочной перспективе

8.1 Общая процедура краткосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС

8.1.1 В рамках краткосрочного планирования осуществляется расчет водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на период от одних суток до одной недели с расчетным интервалом времени в 1 час (при необходимости в 30 мин), учитывающий текущее состояние оборудования и сооружений ГЭС, неустановившееся движение воды в нижнем бьефе и базирующийся на показателях среднесрочного планирования. При расчете водноэнергетического

режима низконапорных и средненапорных ГЭС должно учитываться неустановившееся движение воды в нижнем бьефе и сгонно-нагонные явления в верхнем бьефе.

8.1.2 Процедура краткосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС реализуется в соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ, Федеральным законом от 03.06.2006 № 74-ФЗ, Постановлением Правительства РФ от 16.06.2004 № 282, СТО 17330282.27.140.007-2008, методическими указаниями [1], [2], правилами [3], [4].

8.1.3 Целями краткосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС являются:

– обеспечение выполнения требований (ограничений) участников водохозяйственной и энергетической систем к режиму ГЭС и каскадов ГЭС;

– обеспечение выполнения требований к водноэнергетическим режимам ГЭС и каскадов ГЭС;

– определение оптимального водноэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС по критерию максимума выработки электроэнергии или максимума выручки от продажи электроэнергии.

8.1.4 Основными этапами краткосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС являются:

– формирование прогноза полезного притока воды к створу ГЭС;

– определение совместимости ограничений на водноэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС и формирование краткосрочных планов;

– оптимизация водноэнергетических режимов ГЭС и выбор состава генерирующего оборудования.

8.1.5 Обозначенные задачи решаются для отдельно взятых ГЭС в том случае, если их каскадная связь по водному режиму имеет временные характеристики, выходящие за пределы периода планирования. В противном случае задачи решаются для каскадов ГЭС.

8.1.6 При проведении расчетов должны учитываться результаты решения задачи среднесрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в части формирования среднесуточного прогноза полезного притока воды к створу ГЭС. При необходимости уточнения прогноза полезного притока воды к створу ГЭС должны быть проведены повторные расчеты на горизонте среднесрочного планирования.

8.1.7 При проведении расчетов должны использоваться актуализированные эксплуатационные характеристики гидроагрегатов. В случае их отсутствия используются данные последних натурных испытаний или характеристики завода-изготовителя.

8.1.8 При проведении расчетов должны использоваться данные о фактическом водноэнергетическом режиме ГЭС за прошедшие сутки.

8.1.9 При определении притока к створу ГЭС должен учитываться расход воды в нижний бьеф вышележащей ГЭС за предыдущие сутки, если время добегания воды между створами ГЭС составляет сутки и более.

8.1.10 При определении в расчетах значений уровня нижнего бьефа планируемой ГЭС должны быть учтены значения среднеинтервального уровня верхнего бьефа нижележащей ГЭС, если водохранилище подпирающей ГЭС является водохранилищем суточного регулирования стока реки, и значения изменяющегося в ходе суточного регулирования уровня верхнего бьефа подпирающей ГЭС, если он влияет на колебания расчетного напора планируемой ГЭС более чем на величину стандартной ошибки измерения уровня воды в нижнем бьефе.

8.1.11 При расчете водноэнергетического режима низконапорных и средненапорных ГЭС должно учитываться неустановившееся движение воды в нижнем бьефе и сгонно-нагонные явления в верхнем бьефе.

~~8.1.12~~ Процедура краткосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС реализуется в соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ, Федеральным законом от 03.06.2006 № 74-ФЗ, Постановлением Правительства РФ от 16.06.2004 № 282, СТО 17330282.27.140.007-2008, методическими указаниями [1], [2], правилами [3], [4].

8.2 Формирование прогноза полезного притока воды к створу гидроузла

8.2.1 Прогнозирование объемов полезного притока к створу ГЭС в краткосрочной перспективе осуществляется на основании данных среднесрочного планирования с учетом расхода воды в нижний бьеф вышележащей ГЭС, с использованием результатов измерений расходов воды на водомерных постах на реках, фактических данных о метеорологической обстановке (осадки, температура, водонасыщенность снега, влажность и др.) и накопленной статистики притока к створу гидроузла. При отсутствии этих данных среднесуточный расход притока за рассматриваемые сутки принимается равный расходу воды, определенному в результате среднесрочного планирования.

8.2.2 Алгоритм формирования прогноза полезного притока воды к створу ГЭС в краткосрочной перспективе состоит из следующих шагов:

– задание расчетных значений полезного притока к створу ГЭС для каждого расчетного интервала времени равными среднесуточному значению полезного притока воды, определенного в рамках среднесрочного планирования водноэнергетического режима;

– определение погрешности среднесрочного планирования полезного притока к створу ГЭС. Погрешность вычисляется как разность расчетной и фактической величин полезного притока к створу ГЭС за прошедшие сутки. Расчетная величина определяется в результате среднесрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС. Фактическая величина определяется путём непосредственного измерения притока (при наличии данных) или по балансу воды в водохранилище;

– корректировка полезного притока к створу ГЭС на планируемые сутки на погрешность среднесрочного планирования полезного притока к створу ГЭС за прошедшие сутки.

8.2.3 Результатом моделирования объемов полезного притока к створу ГЭС в краткосрочной перспективе являются значения полезного притока к створу ГЭС для каждого расчетного интервала времени.

8.3 Алгоритм расчета водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в краткосрочной перспективе

8.3.1 Расчет краткосрочного режима ГЭС проводится на основе часовых (при необходимости – 30 минутных) значений параметров режима и основывается на прогнозных значениях притока воды и граничных условиях сработки или наполнения водохранилища в суточном (недельном) интервале, получаемых в результате среднесрочного планирования режима.

Незначительное изменение притока воды в течение суток для рек со снеговым питанием позволяет считать приток воды в течение суток постоянным, что снижает неопределенность этого параметра. В то же время в течение суток наблюдаются значительные колебания уровня воды в бьефах, особенно в нижнем (для ГЭС с водохранилищами сезонного и более регулирования стока рек). Для определения параметров неустановившегося движения воды в бьефах могут использоваться аналитические методы, такие как расчет движения воды на основе решения уравнения Сен-Венана, приближенные методы расчета, такие как метод экспоненты со скачком, а также методы статистического прогнозирования.

При отсутствии возможности использования моделей неустановившегося движения (отсутствие статистических данных нужной длины выборки, отсутствие достоверных параметров живого сечения потока воды в створе гидроузла, отсутствие актуальных зависимостей расхода и уровня воды в створе, полученных на основе измерений) в расчетах используются статические характеристики верхнего и нижнего бьефа, причем в виде, приведенном в проектной документации ГЭС. Уточнение этих характеристик возможно при проведении регулярных натурных измерений расхода и уровня воды в заданном створе, а

также при получении реальных параметров живого сечения в контролируемом створе.

8.3.2 Расчет параметров режима ГЭС при краткосрочном планировании опирается на уравнения водноэнергетического баланса (баланса расхода и напора в створе).

8.3.3 При отсутствии достоверных характеристик верхнего и нижнего бьефа, а также актуальных характеристик оборудования ГЭС при планировании режима могут быть использованы методы прогнозирования. К ним относят методы регрессионного анализа, методы самоорганизации или методы нейронных сетей. Однако эти методы, как все методы, основанные на принятии статистически достоверных решений, требует наличия представительной выборки параметров режима, удовлетворяющих условиям стационарности и эргодичности. В противном случае ошибка применения прогностических методов может быть неприемлемо велика.

8.3.4 В рамках Стандарта рассматривается два подхода к проведению водноэнергетического расчета:

- расчет по заданным значениям уровня верхнего бьефа;
- расчет по заданным значениям расхода воды в нижний бьеф или мощности.

8.3.5 Алгоритм проведения водноэнергетического расчета по заданным значениям уровня верхнего бьефа, в соответствии с А.2 (приложение А) состоит из следующих шагов в соответствии с методикой [5]:

- по заданным значениям уровня верхнего бьефа с использованием кривой объема водохранилища и зависимости между объёмом и расходом воды из водохранилища определяют значения расхода воды из водохранилища для каждого расчетного интервала времени;
- с использованием уравнения водного баланса определяют значения расхода воды в нижний бьеф для каждого расчетного интервала времени; проверяют принадлежность найденных значений области допустимых значений расхода воды;
- с использованием зависимостей уровней воды в нижнем бьефе и контролируемых створах от расхода воды в нижний бьеф определяют значения уровней воды в нижнем бьефе и контролируемых створах для каждого расчетного интервала времени; проверяют принадлежность найденных значений к области допустимых значений уровня нижнего бьефа;
- с использованием зависимостей от уровней верхнего и нижнего бьефов определяются значения напора ГЭС для каждого расчетного интервала времени;

– в зависимости от расхода воды и напора определяют значения мощности и выработки ГЭС для каждого расчетного интервала времени; проверяют принадлежность найденных значений к области допустимых значений мощности ГЭС;

– в случае отсутствия решения, удовлетворяющего заданным ограничениям, необходимо произвести коррекцию системы ограничений.

8.3.6 В случае проведения водноэнергетического расчета по заданным значениям расхода воды в нижний бьеф или мощности, значения расхода воды через ГЭС и напора вычисляют методом последовательных приближений, так как не могут быть найдены непосредственным расчетом.

8.3.7 Алгоритм проведения водноэнергетического расчета по заданным значениям расхода воды в нижний бьеф или мощности состоит из следующих шагов:

– по заданным значениям расхода воды в нижний бьеф и притока к створу ГЭС определяют значения расхода воды из водохранилища и уровня нижнего бьефа;

– определяют значения изменения объема водохранилища для каждого расчетного интервала времени;

– определяют значения уровня верхнего бьефа на конец каждого из расчетных интервалов;

– если расход воды в нижний бьеф при полученном напоре превышает максимальную пропускную способность турбин ГЭС, вычисляют расход воды на холостой сброс;

– определяют значения мощности ГЭС для каждого расчетного интервала времени;

– в случае если мощность ГЭС не совпадает с расчетным значением мощности, рассчитывают новые значения расхода воды через ГЭС и напора.

8.4 Ограничения, учитываемые при краткосрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС. Определение совместимости ограничений

8.4.1 Цель проверки совместимости ограничений заключается в подтверждении факта существования и оценки зоны допустимых значений параметров водноэнергетического режима ГЭС. При обнаружении несовместимых ограничений, заданных двумя или более участниками энерговодохозяйственного комплекса, устанавливается, какие участники задали несовместные ограничения для проверки ошибочности задания или выявления противоречивых требований, требующих согласования.

8.4.2 При краткосрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС ограничения могут накладываться на следующие режимные параметры:

- расход воды в нижний бьеф;
- скорость сработки и наполнения водохранилища;
- уровень нижнего бьефа;
- уровень верхнего бьефа;
- уровень воды в контролируемых створах;
- колебание уровня воды в нижнем бьефе и контролируемых створах;
- активная мощность ГЭС.

8.4.3 При краткосрочном планировании водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС производится поиск области допустимых значений для каждого из режимных параметров (проверка совместимости) при выполнении заданной системы ограничений и определение планового водноэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС.

8.4.4 Система ограничений на водноэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС определяется на основании результатов среднесрочного планирования и следующих групп критериев:

- управления водохозяйственной и энергетической системами;
- безопасности и надежности эксплуатации ГТС и гидроэнергетического оборудования;
- охраны природы в зоне водохранилища и нижнего бьефа ГЭС.

8.4.5 Входные данные для определения совместимости ограничений:

- эксплуатационные характеристики гидроагрегатов ГЭС с актуализированными зонами нежелательной и недопустимой работы;
- гидрологические и морфометрические характеристики водохранилища (по данным последних натурных исследований или по проектным данным);
- значения максимальной и минимальной допустимой скорости набора и сброса нагрузки гидроагрегата в нормальном режиме;
- мощность и номера гидроагрегатов, выведенных в ремонт;
- мощность и номера гидроагрегатов (если заданы), включенных в резерв (оперативный, аварийный);
- среднесуточный расход притока воды в водохранилище ГЭС с учетом отбора и возврата воды в водохранилище ГЭС;

– требования по максимальному и минимальному среднесуточному объему отбора и возврата воды водопотребителями, имеющими водозаборы и водосбросы в водохранилище и нижнем бьефе ГЭС[12];

– требования по максимальному и минимальному уровню воды в водохранилище и нижнем бьефе ГЭС, а также в заданных контролируемых створах, определяемых расположением водозаборов потребителей, условиями обеспечения судоходства и рыбного хозяйства для каждого расчетного интервала времени;

– требования по значениям максимальной и минимальной рабочей мощности по группам оборудования (работающего на разные группы точек поставки) для расчетных интервалов времени[11];

– разрешенные заявки на вывод оборудования в ремонт (время начала и окончания, номер гидроагрегата)[11];

– ограничения по среднесуточному (мгновенному) расходу воды на холостой сброс по эксплуатационному состоянию водосбросных сооружений, русла реки или иным эксплуатационным условиям[12];

– ограничения по скорости набора и сброса нагрузки гидроагрегата ГЭС (по активной мощности)[12];

– требования по максимальной скорости сработки-наполнения водохранилища для снижения риска переработки берегов[13];

– требования к колебаниям уровня воды в нижнем бьефе ГЭС для снижения риска переформирования берегов[13].

8.4.6 Алгоритм поиска области допустимых значений для каждого из режимных параметров (проверка совместимости) при выполнении заданной системы ограничений и определении планового водноэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС состоит из следующих шагов:

а) проведение серии водноэнергетических расчетов с использованием ограничений, наложенных различными участниками энерговодохозяйственного комплекса в соответствии с критериями, сформулированными в 8.4.4, на основе алгоритма, описанного в А.2 (приложение А);

б) определение зоны допустимых водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС при выполнении заданной системы ограничений и формирование краткосрочных планов производится путём определения области допустимых значений режимных параметров, удовлетворяющих всем ограничениям

[12] Требования должны быть заданы критериями управления водохозяйственной и энергетической системами.

[11] См. ссылку на стр. 24

[13] Требования должны быть заданы критериями охраны природы в зоне водохранилища и нижнего бьефа ГЭС

одновременно. В случае отсутствия области допустимого водноэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС, производится корректировка системы ограничений;

в) проверка соответствия краткосрочных планов результатам среднесрочного планирования. В случае выявления несоответствия, производится корректировка среднесрочных планов;

г) прогноз динамики изменения уровня нижнего бьефа. Прогноз производится методами построения статистических зависимостей с самообучением, например:

- методами регрессионного анализа и самоорганизации;
- методами нейронных сетей.

8.4.7 Результатами поиска области допустимых значений для каждого из режимных параметров (проверка совместимости) при выполнении заданной системы ограничений и определения планового водноэнергетического режима ГЭС и каскада ГЭС являются:

- режим ГЭС по мощности, уровню верхнего бьефа, уровню нижнего бьефа, расходу воды в нижний бьеф, расходу притока к створу ГЭС, расходу воды из водохранилища, распределению рабочей и резервной мощности между гидроагрегатами (включая гидроагрегаты, выведенные в ремонт), значение нарушения ограничений по расходу или уровню воды;
- уведомительная информация о наличии или отсутствии допустимых водноэнергетических режимов ГЭС для дальнейшей оптимизации по заданному критерию.

8.4.8 Определение совместимости ограничений на водноэнергетические режимы ГЭС и каскады ГЭС в краткосрочной перспективе осуществляется в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 26.07.2007 № 484, СТО 02.01.80-2012, СТО 17330282.27.140.005-2008, СТО 17330282.27.140.006-2008, СТО 17330282.27.140.015-2008, СТО 17330282.27.140.016-2008, СТО 17330282.27.140.017-2008, СТО 17330282.29.240.003-2007, положением [6], типовыми правилами [7].

8.5 Оптимизация водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в краткосрочной перспективе. Выбор состава генерирующего оборудования

8.5.1 Оптимизация водноэнергетических режимов ГЭС[14] производится по одному из двух критериев:

- максимум выработки электроэнергии;
- максимум выручки от продажи электроэнергии[15].

[14] Для реализации данной функции необходима соответствующая автоматизация.

8.5.2 Оптимизация водноэнергетических режимов ГЭС и выбор состава генерирующего оборудования производится на основании входных данных приведенных в 5.10.

8.5.3 В качестве ограничений могут учитываться резервы мощности, технологические попуски, также, в том случае, если гидроагрегаты ГЭС участвуют в автоматическом регулировании частоты и перетоков мощности, в ограничениях их работы задается их режим.

8.5.4 Алгоритм оптимизации водноэнергетических режимов ГЭС имеет следующие особенности для разных горизонтов планирования:

а) оптимизация среднесрочного водноэнергетического режима ГЭС при заданных входных данных и ограничениях режима. Задача оптимизации водноэнергетического режима ГЭС решается с помощью следующих методов:

– метод последовательного перебора допустимых водноэнергетических режимов ГЭС, т.е. задавая различные значения входных переменных из множества допустимых, провести серию водноэнергетических расчетов с использованием имитационной модели;

– метод динамического программирования;

– метод математического программирования, если допущения о форме целевой функции позволяют проводить расчет без существенной потери точности;

б) оптимизация краткосрочного водноэнергетического режима ГЭС с учетом выбора состава и распределение мощности между гидроагрегатами ГЭС. Алгоритм выбора состава генерирующего оборудования описан в приложении Б.

8.5.5 Результатами решения задачи оптимизации водноэнергетических режимов ГЭС с учетом состава генерирующего оборудования являются:

– режим ГЭС по мощности, уровню верхнего бьефа, уровню нижнего бьефа, расходу воды в нижний бьеф, расходу притока к створу ГЭС, расходу воды из водохранилища, распределению рабочей и резервной мощности между гидроагрегатами[16] (включая гидроагрегаты, выведенные в ремонт), определенные по критерию максимума выработки электроэнергии;

– режим ГЭС по мощности, уровню верхнего бьефа, уровню нижнего бьефа, расходу воды в нижний бьеф, расходу притока к створу ГЭС, расходу воды из водохранилища, распределению рабочей, резервной мощности между гидроагрегатами (включая гидроагрегаты, выведенные в ремонт), определенные по критерию максимума дохода от реализации энергии на рынке на сутки вперед;

---

[15] Необходимые данные для решения задачи оптимизации по выручке следует принимать по результатам расчетов режимов на краткосрочный период планирования.

[16] Для краткосрочного планирования

– уведомительная информация об условиях получения оптимального водноэнергетического режима ГЭС по заданному критерию.

9 Требования к автоматизации

9.1 Для информационного обеспечения процессов планирования долгосрочных, среднесрочных и краткосрочных водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС должна быть разработана информационная система управления водноэнергетическими режимами ГЭС и каскадов ГЭС (далее – Система), в которой должны быть реализованы методики и алгоритмы, приведенные в настоящем Стандарте.

9.2 Требования к архитектуре Системы предусматривают следующие модули:

– модуль расчета долгосрочных водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС: предназначен для проведения сценарных расчетов водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на один год с дискретностью от декады до месяца (при необходимости сутки);

– модуль расчета среднесрочных водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС: предназначен для проведения сценарных и оптимизационных расчетов водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на период от декады до квартала с минимальным шагом дискретности – один день;

– модуль расчета краткосрочных водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС: предназначен для проведения сценарных и оптимизационных расчетов водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на период от одного дня до одной декады с минимальным шагом дискретности – 1 час (при необходимости – 30 мин);

– модуль прогнозирования полезного притока к створу гидроузла: предназначен для выбора сценариев полезного притока на основании данных организации по метеорологии и мониторингу окружающей среды, статистических данных и математических моделей обработки данных.

9.3 Модуль расчета долгосрочных водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС

9.3.1 Модуль должен позволять формировать сценарии водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС на долгосрочную перспективу. Объектом автоматизации является порядок долгосрочного планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС, описанный в разделе 6.

9.4 Модуль расчета среднесрочных водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС

9.4.1 Модуль расчета среднесрочных водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС включает в себя имитационную модель и модуль оптимизации водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в среднесрочной перспективе.

9.4.2 Имитационная модель водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в среднесрочной перспективе должна быть реализована на основании порядка планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС, описанного в разделе 7.

9.4.3 Имитационная модель водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в среднесрочной перспективе должна позволять проводить в оперативном режиме сценарные расчеты водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС, учитывая характеристики гидросооружений и правила их работы, правила использования водохранилищ и водохозяйственных систем, а также адекватно отражать процессы движения водных масс, как в водохранилищах, так и в русловой сети (расходно-уровневый режим). Имитационная модель должна предусматривать возможность расчета по разным заданным режимным параметрам (уровням, расходам, выработке, напорам, мощности).

9.4.4 Модуль оптимизации водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в среднесрочной перспективе должен быть реализован на основе принципов, приведенных в 7.5.

9.5 Модуль расчета краткосрочных водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС

9.5.1 Модуль расчета краткосрочных водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС включает в себя имитационную модель и модуль оптимизации водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в краткосрочной перспективе.

9.5.2 Имитационная модель водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в краткосрочной перспективе должна позволять проводить в оперативном режиме сценарные расчеты водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС, учитывая характеристики гидросооружений и гидроагрегатов и правила их работы, а также правила использования водохранилищ и водохозяйственных систем. Модель должна быть реализована на основе принципов планирования водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в краткосрочной перспективе, приведенных в разделе 8 настоящего Стандарта.

9.5.3 Модуль оптимизации водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС в краткосрочной перспективе должен быть реализован на основе принципов, приведенных в 8.5.

9.6 Модуль прогнозирования полезного притока к створу гидроузла

9.6.1 Модуль должен быть реализован на основании принципов прогнозирования полезного притока к створу гидроузла, описанных в 7.2 и 8.2.

9.6.2 Модуль должен рассчитывать полезный приток воды к створу гидроузла на установленные периоды планирования и должен быть интегрирован со среднесрочным модулем расчета режимов ГЭС и каскадов ГЭС.

Приложение А

(обязательное)

Расчет водноэнергетических режимов ГЭС и каскадов ГЭС

А.1 Расчет по требованиям правил использования водохранилищ

А.1.1 В основе алгоритма планирования лежит решение уравнения водного баланса, которое для *j*-го расчетного участка в *i*-ый расчетный интервал времени записывается следующим образом:

$$Q_{\text{пр}.ij} - Q_{\text{н.б}.ij} - Q_{\text{исп}.ij} \pm Q_{\text{лед}.ij} \pm \frac{\Delta W_{ij}}{\Delta t_{ij}} + Q_{\text{бок}.ij} - \sum Q_{\text{вп}.ij} = 0 \qquad \text{(А.1.1)}$$

где

$$Q_{н.б.ij} = Q_{ГЭС\,ij} + Q_{шлюз.ij} + Q_{фильтр.ij} + Q_{х.сбр.ij} \qquad \text{(А.1.2)}$$

изменение полезного объема водохранилища j-й ГЭС в i-м расчетном интервале времени, определяется по формуле:

$$\Delta W_{ij} = (W_{ij}(z^{\text{н}}_{\text{в.б}.ij}) - W_{ij}(z^{\text{к}}_{\text{в.б}.ij})) \qquad \text{(А.1.3)}$$

А.1.2 Задается уровень верхнего бьефа на начало расчета $z^{\text{н}}_{\text{в.б}.ij}$, равный фактическому уровню водохранилища, и по данной отметке, пользуясь правилами использования водохранилищ, по диспетчерскому графику задается расход воды в нижний бьеф (или среднеинтервальная мощность ГЭС).

А.1.3 Решается уравнение водного баланса при заданных: среднеинтервальном притоке, начальном уровне воды в водохранилище и расходе воды в нижний бьеф.

А.1.4 Решение уравнения водного баланса позволяет определить конечную отметку воды в водохранилище (для данного расчетного интервала времени: месяц, декада).

А.1.5 Далее сравнивается расход воды, требуемый в конце расчетного интервала в той зоне диспетчерского графика, в которой находится уровень воды в водохранилище с принятым среднеинтервальным расходом воды. Если они совпадают, то можно переходить к расчету работы водохранилища в следующем расчетном интервале времени.

А.1.6 Если принятые в расчете и рекомендованные правилами использования водохранилищ расходы воды не совпадают, то необходимо повторить расчет, скорректировав среднеинтервальный расход воды (уменьшив или увеличив его по сравнению с принятым в первой итерации), таким образом, чтобы конечная отметка воды в водохранилище оказалась на линии, разграничивающей две смежные зоны.

А.1.7 Средние за расчетный интервал мощности ГЭС рассчитываются по формуле (А.1.4):

$$N_{\text{ГЭС}\,ij} = 9{,}81\, Q_{\text{ГЭС}\,ij}\, H_{\text{ГЭС}\,ij}\, \eta_{\text{ГЭС}\,ij}\,, \qquad \text{(А.1.4)}$$

где $\eta_{\text{ГЭС}\,ij}$ – вычисляется по эксплуатационной характеристике на линиях ограничения по напору и мощности;

$$H_{\text{ГЭС } ij} = \left(z^{\text{ср}}_{\text{в.б.}ij} - z^{\text{ср}}_{\text{н.б.}ij}\left(Q_{\text{н.б.}ij}\right)\right) - \Delta H_{ij} \quad \text{(А.1.5)}$$

А.1.8 Для определения выработки электроэнергии за расчетный интервал времени используется формула (А.1.6):

$$Э_i = \sum_{\Delta t=1}^{T} N_{\text{ГЭС } ij}\Delta t_i. \quad \text{(А.1.6)}$$

А.1.9 По результатам расчетов строится эмпирическая кривая обеспеченности выработки электроэнергии ГЭС на период планирования.

Обеспеченность – вероятность того, что рассматриваемое значение величины (выработка электроэнергии ГЭС) может быть превышено среди совокупности всех возможных значений.

В данном случае под расчетной обеспеченностью выработки электроэнергии за плановый период (один год) понимается вероятность того, что выработка электроэнергии будет не меньше некоторого значения, определенного в проекте и принятого в балансах мощности системы Общества.

Кривая представляет собой зависимость выработки электроэнергии за плановый период (один год), с возможностью ее обеспечить, в процентном соотношении, приводится на рисунке А.1.)

Кривая обеспеченности выработки электроэнергии за плановый период (один год) строится следующим образом:

– имеется множество значений n показателя выработки электроэнергии на плановый период (один год);

– каждому значению переменной в ранжированном ряду присваивается определенная вероятность превышения (в процентах) в соответствии с формулой (А.1.7):

$$p = \frac{v}{n+1}100\%, \quad \text{(А.1.7)}$$

где n – число членов ряда;

v – порядковый номер данного члена ряда в убывающем ряду, изменяющегося от 1 до n.

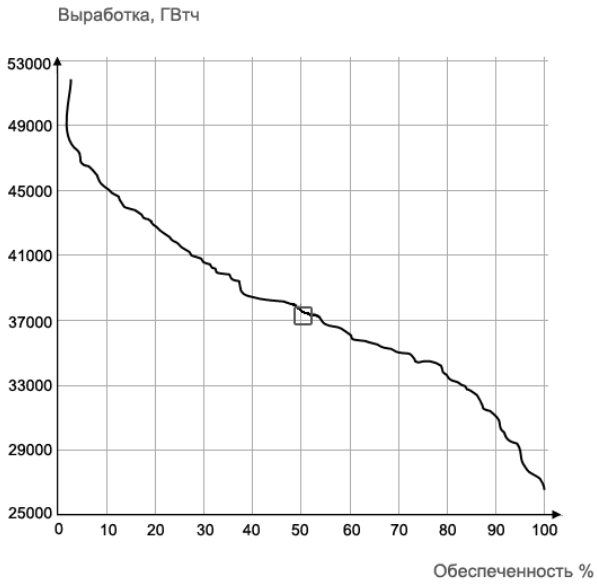


Рисунок А.1 - Кривая обеспеченности выработки электроэнергии

А.1.10 При необходимости на основании кривой обеспеченности для решения задач планирования определяется три сценария – плана годовой выработки электроэнергии:

– пессимистичный – обеспеченная выработка электроэнергии лежит в диапазоне – ниже среднего значения;

– оптимистичный – обеспеченная выработка электроэнергии лежит в диапазоне – выше среднего значения;

– средний – обеспеченная выработка электроэнергии лежит в диапазоне – между верхней границей пессимистического сценария и нижней границей оптимистического сценария.

А.1.11 Сценарий выбирается лицом, принимающим решения, в зависимости от задач, стоящих перед Обществом.

А.1.12 При планировании на период больше одного года следует использовать весь непрерывный гидрологический ряд.

П р и м е ч а н и е – В случае, если расход воды на фильтрацию и иные потери расхода воды не превышают 0,2% расхода воды в нижний бьеф ГЭС, то в соответствии с СТО РусГидро 06.01.99-2013, их можно не учитывать.

А.2 Расчеты по заданным на период планирования значениям уровня воды в водохранилище или мощности ГЭС

А.2.1 Расчет водноэнергетического режима ГЭС осуществляется для отдельно взятых ГЭС в том случае, если их каскадная связь по водному режиму имеет временные характеристики, выходящие за пределы периода планирования. В противном случае, задачи решается для каскадов ГЭС.

А.2.2 Для расчета водноэнергетического режима ГЭС и каскадов ГЭС, используется следующая исходная информация:

А.2.2.1 Характеристики бьефов и створов:

– зависимость уровня верхнего бьефа от объема водохранилища:

$$z_{в.б.j} = z_{в.б.j}(W_j); \quad (А.2.1)$$

– зависимость уровня нижнего бьефа от расхода воды в нижний бьеф:

$$z_{н.б.j} = Q_{н.б.}\left(Q_{н.б.j}(\Delta t_i), z_{в.б.(j+1)}\right); \quad (А.2.2)$$

– зависимость уровня воды в контролируемых створах от расхода воды:

$$z_{kj} = Q_{н.б.}\left(Q_{н.б.kj}(\Delta t_i)\right). \quad (А.2.3)$$

А.2.2.2 К информации о пропускной способности водосбросных сооружений относятся:

– количество и тип водопропускных сооружений гидроузла(-ов);

– количество водопропускных отверстий на каждом водопропускном сооружении;

– кривые зависимости расхода воды через каждое водопропускное сооружение или отверстие (при частичном и полном открытии затворов) от уровня воды в верхнем бьефе гидроузла или от напора на гребне водослива;

– рекомендуемые, допустимые и запрещенные схемы маневрирования затворами водопропускных сооружений.

А.2.2.3 Информация о требованиях водохозяйственной системы:

– ограничения по расходу воды в нижний бьеф:

$$Q_{н.б.ij}^{min} \le Q_{н.б.ij}^{Д} \le Q_{н.б.ij}^{max} \text{ или } Q_{н.б.ij}^{Д} \le Q_{н.б.ij}^{max}; \quad (А.2.4)$$

– ограничения по уровню воды в нижнем бьефе и контролируемых створах:

$$z_{н.б.ij}^{min} \le z_{н.б.ij} \le z_{н.б.ij}^{max} \text{ или } z_{н.б.ij} \in z_{н.б.ij}^{Д}; \quad (А.2.5)$$

$$z_{k\,ij}^{min} \le z_{k\,ij} \le z_{k\,ij}^{max} \text{ или } z_{k\,ij} \in z_{k\,ij}^{Д}; \quad (А.2.6)$$

– ограничения по уровню воды в верхнем бьефе:

$$z_{в.б.ij}^{min} \le z_{в.б.ij} \le z_{в.б.ij}^{max} \text{ или } z_{в.б.ij} \in z_{в.б.ij}^{Д}; \quad (А.2.7)$$

– ограничения по уровню в контролируемом створе;

– график среднеинтервального притока воды к *j*-й ГЭС:

$$Q_{пр.ij} = Q_{пр.ij}(\Delta t_i), T = \sum_{i=1}^{I} \Delta t_i; \quad (А.2.8)$$

I – общее количество расчетных интервалов за период времени планирования *T*;

– ограничения по скорости сработки-наполнения водохранилища:

$$Q_{в.ij}^{min} \le Q_{в.ij} \le Q_{в.ij}^{max} \text{ или } Q_{в.ij} \in Q_{в.ij}^{Д}; \quad (А.2.9)$$

А.2.2.4 Энергетические характеристики и отчетная информация за прошедшие периоды времени:

– эксплуатационные характеристики гидроагрегатов:

$$N_{а.j} = N_{a.mj}\left(Q_{a.mj}^{l};\ H_{a.mj}^{l};\ \eta_{a.mj}^{l}\right); \quad (А.2.10)$$

– характеристики потерь напора (суммарные, на сороудерживающих решетках, в напорных водоводах и др.);

– данные о фактическом водноэнергетическом режиме ГЭС за предыдущий период планирования;

– типовые графики суточного и недельного регулирования мощности ГЭС;

– данные о мощности гидроагрегатов, находящихся в рабочем состоянии на планируемый период (исходя из сроков плановых ремонтов основного оборудования ГЭС и сетевого оборудования, влияющего на режим загрузки ГЭС);

– ограничение по активной мощности (предварительный диспетчерский график режима ГЭС):

$$N_{\text{ГЭС}\,ij}^{min} \leq N_{\text{ГЭС}\,ij} \leq N_{\text{ГЭС}\,ij}^{max} \quad \text{или} \quad N_{\text{ГЭС}\,ij} \in N_{\text{ГЭС}\,ij}^{\text{Д}} \qquad \text{(А.2.11)}$$

А.2.3 Алгоритм проведения водноэнергетического расчёта по заданному значению уровня верхнего бьефа или значению расхода воды из водохранилища состоит из следующих шагов:

А.2.3.1 Задание значений уровня верхнего бьефа $z_{\text{в.б.}j} \in z_{\text{в.б.}ij}^{\text{Д}}$ для $i \in [0; I]$,

где $z_{\text{в.б.}j}(\Delta t_0)$ – плановое или фактическое значение уровня верхнего бьефа на конец предыдущего периода планирования T, т.е. на начало *i*-го расчетного интервала времени;

n – число расчетных интервалов времени Δt_i в периоде планирования T.

А.2.3.2 Определение объема водохранилища по заданным значениям $z_{\text{в.б.}ij}$ с использованием кривой объема водохранилища $z_{\text{в.б.}j} = z_{\text{в.б.}j}(W_j)$ на начало $W_{ij}^{\text{н}}$ и конец $W_{ij}^{\text{к}}$ расчетного интервала изменения объема водохранилища ΔW_{ij} за *i*-й расчетный интервал времени:

$$\Delta W_{ij} = W_{ij}^{\text{к}} - W_{ij}^{\text{н}}. \qquad \text{(А.2.12)}$$

А.2.3.3 Определение расхода воды из водохранилища с использованием зависимости[А.1]:

$$Q_{\text{в}.ij} = \frac{\Delta W_{ij}}{\Delta t_{ij}} \qquad \text{(А.2.13)}$$

А.2.3.4 Определение расходов воды ГЭС.

По условию баланса расхода воды:

$$Q_{\text{пр}.ij} + Q_{\text{в}.ij} + Q_{\text{бок}.ij} - Q_{\text{исп}.ij} \pm Q_{\text{лед}.ij} - \sum Q_{\text{вп}.ij} - Q_{\text{н.б}.ij} = 0 \qquad \text{(А.2.14)}$$

Расход воды в нижний бьеф $Q_{\text{н.б}.ij}$ состоит из:

$$Q_{\text{н.б}.ij} = Q_{\text{а}.mj} + Q_{\text{шлюз}.ij} + Q_{\text{фильтр}.ij} + Q_{x.\text{сбр}.ij}\,, \qquad \text{(А.2.15)}$$

расход воды на холостые сбросы j-й ГЭС в i-м расчетном интервале времени, определяется:

[А.1] Расчет по заданным значениям расхода воды из водохранилища должен быть начат с этой позиции.

$$Q_{х.сбр.ij} = Q_{н.б.ij} - Q_{ГЭС\ ij}\ . \quad (А.2.16)$$

В случае необходимости учета расхода воды добегания от вышележащей ГЭС, при времени добегания $\tau_{доб.(j-1)} \leq T$, приток воды к *j*-й ГЭС $Q_{пр.ij}$ определяется как:

$$Q_{пр.ij} = Q_{н.б.i(j-1)}(\tau_{доб.(j-1)}) + Q_{бок.ij}\ , \quad (А.2.17)$$

где $Q_{н.б.i(j-1)}$ – расход воды в нижний бьеф от вышележащей ГЭС в i-м расчетном интервале времени.

Полученные значения $Q_{н.б.ij}$ проверяются на принадлежность допустимой области значений $Q_{пр.ij} \in Q^{Д}_{н.б.ij}$

Определение уровней нижнего бьефа и уровней воды в контролируемых створах с использованием зависимостей:

$$z_{н.б.ij} = Q_{н.б.}\left(Q_{н.б.ij}, z_{в.б.i(j+1)}\right), \quad (А.2.18)$$

Полученные значения $z_{нб.ij}$ проверяются на принадлежность допустимой области значений $z_{н.б.ij} \in z^{Д}_{н.б.ij}$.

А.2.3.5 Определение значений напора ГЭС с использованием зависимости:

$$H_{ij} = z^{ср}_{в.б.ij} - z^{ср}_{н.б.ij} - \Delta h^{ср}_{ij}\ , \quad (А.2.19)$$

где $z^{ср}_{н.б.ij}$, $z^{ср}_{в.б.ij}$ – средние за *i*-й расчетный интервал времени значения уровней нижнего и верхнего бьефов *j*-й ГЭС;

$\Delta h^{ср}_{ij}$ - средняя величина потерь напора на сороудерживающих сооружениях и в гидроагрегатных блоках[А.2] *j*-й ГЭС в i-м расчетном интервале времени;

$z^{н}_{в.б.ij}$, $z^{к}_{в.б.ij}$ – начальное и конечное значения уровней верхнего бьефа *j*-й ГЭС в *i*-м расчетном интервале времени.

При допущении о линейности изменения уровня верхнего бьефа внутри расчетного интервала времени, $z^{ср}_{в.б.ij}$ определяется как среднеарифметическое значений $z^{н}_{в.б.ij}$ и $z^{к}_{в.б.ij}$.

А.2.3.6 Определение мощности ГЭС с использованием зависимости:

$$N_{ГЭС\ ij} = N_{ij}(Q_{ГЭС\ ij};\ H_{ГЭС\ ij};\ \eta_{ГЭС\ ij}) \quad (А.2.20)$$

Полученные значения N_{ij} проверяются на принадлежность допустимой области значений $N_{ГЭС\ ij} \in N^{Д}_{ij}$.

[А.2] Для расчета суточного водноэнергетического режима ГЭС определяется для каждого гидроагрегата отдельно по заданным гидроагрегатным характеристикам потерь напора от полезной мощности гидроагрегата.

А.2.3.7 Плановая мощность ГЭС N_{ij} распределяется между гидроагрегатами[А.3] с учетом выбора состава оборудования, приведенного в Приложении Б, по следующим критериям:

$$\sum_i \sum_m Q_{a.mj} \Rightarrow min \text{ или } \sum_i \sum_m \Delta N_{a.mj} \Rightarrow min \quad \text{(А.2.21)}$$

$\Delta N_{a.mj}$ – потери мощности в *m*-м гидроагрегате *j*-й ГЭС с учетом нежелательных зон работы гидроагрегата, отмеченных в характеристиках.

А.2.3.8 При краткосрочном планировании по оптимальному распределению мощности между гидроагрегатами ГЭС в течение расчетного интервала времени уточняются режим ГЭС по мощности за сутки по часам $N_j(\Delta t_i)$ и расход воды ГЭС через гидроагрегаты $Q_{\text{ГЭС}j}$:

$$Q_{\text{ГЭС } j} = \sum_{m=1}^{M} Q_{a.mj}\ , m \in \{1, M\} \quad \text{(А.2.22)}$$

где m – количество гидроагрегатов на *j*-й ГЭС.

А.2.4 Алгоритм проведения расчета водноэнергетического режима по заданным значениям расхода воды в нижний бьеф $Q_{\text{н.б.}ij}$ или мощности $N_{\text{ГЭС }ij}$:

Расчет представляет собой модификацию выше приведенного алгоритма с той разницей, что значения расхода воды через гидроагрегаты ГЭС и напора вычисляются методом последовательных приближений, так как они, как зависимые переменные, не могут быть найдены непосредственным расчетом.

А.2.4.1 Задается расход воды в нижний бьеф $Q_{\text{н.б.}ij}$, по которому при известном притоке к ГЭС в соответствующем расчетном интервале времени определяется расход воды из водохранилища $Q_{\text{в.}ij}$, а также значение уровня воды в нижнем бьефе в *i*-м расчетном интервале времени.

А.2.4.2 По расходу воды из водохранилища определяется величина изменения объема водохранилища $\Delta W = Q_{\text{в } j}\, \Delta t_i$ в *i*-м расчетном интервале времени.

А.2.4.3 При известном значении начального значения уровня верхнего бьефа[А.4], вычисляется значения конечного уровня для *i*-го расчетного интервала времени, средний уровень верхнего бьефа, и напор в *i*-м расчетном интервале.

А.2.4.4 Расчет повторяется до тех пор, пока не будет удовлетворено условие достижения заданной точности расчета, например, разница между соседними значениями, отнесенная к большему, не превышает 0,5% (или иной заданной величины, определенной заданной точностью расчета).

При задании в качестве исходного параметра мощности ГЭС, по ней определяются значения расхода воды и напора, при которых эта мощность может быть получена.

[А.3] Для расчета суточного (краткосрочного) водноэнергетического режима ГЭС.

[А.4] Для расчета водноэнергетического режима начальный уровень верхнего бьефа считается заданным, так как он является конечным уровнем предыдущего планового периода

А.2.4.5 Если расход воды через створ гидроузла в нижний бьеф превышает максимальную пропускную способность ГЭС, вычисляется расход воды на холостой сброс в соответствии с формулой (А.2.16).

А.2.4.6 По вычисленному расходу воды в нижний бьеф определяем уровень нижнего бьефа в соответствии с формулой (А.2.18).

А.2.4.7 По известному значению начального уровня верхнего бьефа и уровня нижнего бьефа вычисляем конечный уровень верхнего бьефа в расчетном интервале и средний уровень воды в верхнем бьефе в соответствии с А.2.4.3.

А.2.4.8 По известным значениям уровней верхнего и нижнего бьефов вычисляем напор ГЭС и при заданном расходе воды через ГЭС рассчитываем значение мощности ГЭС в данном расчетном интервале времени в соответствии с формулой (А.1.5).

А.2.4.9 В случае если полученное значение мощности отличается от заданного на величину, большую допустимой погрешности (например, 5%), расчет повторяется до тех пор, пока разница значений мощности не станет меньше допустимой погрешности расчета.

А.2.4.10 Если начальная отметка уровня верхнего бьефа известна, то расчет по заданным значениям расхода воды в нижний бьеф упрощается, так как уравнение водного баланса позволяет определить расход воды из водохранилища, то есть изменение объема водохранилища за расчетный интервал времени, а при известной начальной отметке верхнего бьефа отметка на конец расчетного интервала определяется однозначно.

П р и м е ч а н и е – В случае, если расход воды на фильтрацию и иные потери расхода воды не превышают 0,2% расхода воды в нижний бьеф ГЭС, то в соответствии с СТО РусГидро 06.01.99-2013, их можно не учитывать

Приложение Б

(обязательное)

Алгоритмы выбора оптимального состава генерирующего оборудования

Б.1 Задача оптимального выбора состава работающих гидроагрегатов предназначена для:

– распределения мощности между гидроагрегатами при планировании суточного режима ГЭС;

– уточнения режимных параметров ГЭС при краткосрочном планировании водноэнергетического режима ГЭС;

– проверки выполнения ограничений по безопасности работы гидроагрегата при распределении мощности между гидроагрегатами;

– для коррекции среднеинтервальных характеристик гидроагрегата и гидроагрегатных блоков[Б.1].

Б.2 При водноэнергетическом расчете режима среднеинтервальная (для краткосрочного планирования – среднечасовая или среднеполучасовая) мощность ГЭС определяется с помощью зависимости:

$$N_{\text{ГЭС } ij} = N_j\ (Q_{\text{ГЭС } ij};\ H_{\text{ГЭС } ij};\ \eta_{\text{ГЭС } j}\ ) \qquad \text{(Б.1.1)}$$

$H_{\text{ГЭС } ij}$ – напор на ГЭС, определенный, как разница средних в *i*-м расчетном интервале времени уровней бьефов минус средние потери на сороудерживающих сооружениях и в водопроводящем тракте турбин ГЭС.

Б.2.1 Для долгосрочного и среднесрочного планирования используются среднеинтервальные характеристики ГЭС, отличающиеся от характеристик поставщика оборудования тем, что в них должна быть учтена неравномерность режима гидроагрегатов в течение расчетного интервала времени, связанная с работой ГЭС в переменном графике и распределением мощности между гидроагрегатами.

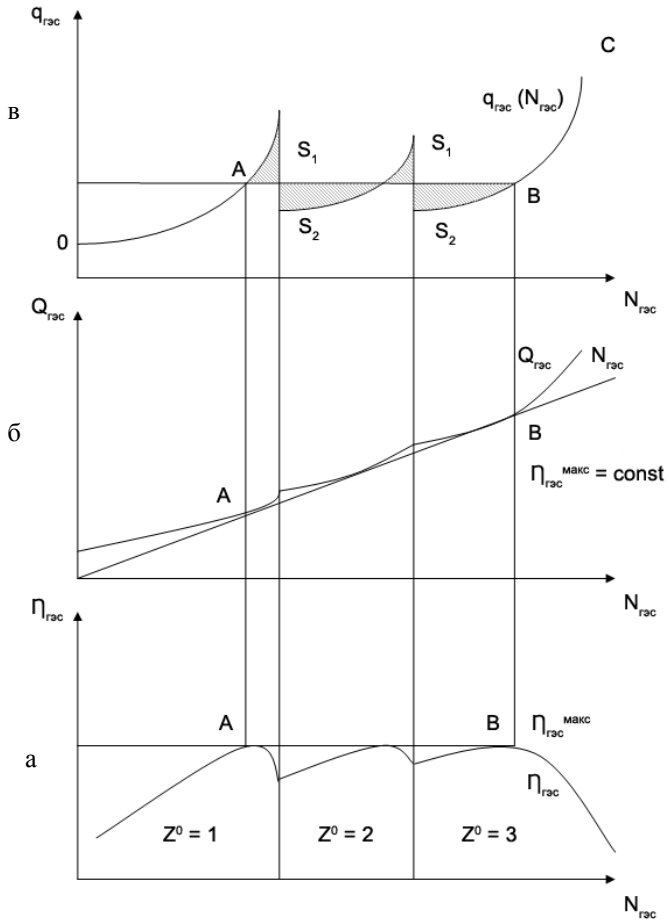
Б.2.2 Для краткосрочного планирования учет распределения мощности между гидроагрегатами должен быть включен непосредственно в процедуру планирования, так как характеристика ГЭС представляется эквивалентной характеристикой *r* работающих гидроагрегатов.

Б.2.3 В том случае, если гидроагрегаты одинаковы и имеют одинаковые энергетические характеристики, характеристика ГЭС будет зависеть от числа включенных гидроагрегатов, а если гидроагрегаты будут иметь различные энергетические характеристики, то характеристика ГЭС будет зависеть от числа работающих гидроагрегатов и их состава (номеров гидроагрегата и порядка их включения).

Б.3 Энергетические характеристики гидроагрегата являются трехмерными функциями и могут быть представлены в виде различных проекций: зависимости КПД от полезной мощности гидроагрегата, зависимости расхода воды гидроагрегатом от полезной мощности гидроагрегата, зависимости потерь мощности от полезной мощности гидроагрегата

[Б.1] Агрегатный блок – оборудование и сооружения вдоль водопроводящего тракта гидроагрегата в пределах здания ГЭС от входа в турбинный водовод сооружений до выходного сечения отсасывающей трубы.

$\Delta N_{a.mij} = N_{a.mij}\left(\frac{1}{\eta} - 1\right)$, зависимости производной расхода по мощности от полезной мощности гидроагрегата (характеристика относительных приростов или дифференциальная характеристика гидроагрегата). Характеристики ГЭС строятся на основе вышеуказанных характеристик гидроагрегата, как показано на рисунке Б.1.



а) рабочая (зависимость КПД от мощности);

б) расходная (зависимость расхода воды гидроагрегатом от мощности);

в) дифференциальная (зависимость производной расхода по мощности от мощности гидроагрегата). Обозначения на рисунке:

- область работы одного гидроагрегата $z^0 = 1$
- область работы двух гидроагрегатов $z^0 = 2$,
- область работы трех гидроагрегатов $z^0 = 3$;

точки А и В характеризуют значение параметров режима от мощности при максимальном КПД соответственно одного и трех работающих гидроагрегатов – равные площади, получающиеся при спрямлении дифференциальной характеристики ГЭС.

Рисунок Б.1 - Характеристики ГЭС в составе трех работающих гидроагрегатов

Б.3.1 На рисунке Б.1 для упрощения показана характеристика ГЭС с тремя одинаковыми гидроагрегатами. Каждая из приведенных характеристик является эквивалентной

характеристикой трех работающих гидроагрегатов при оптимальном распределении мощности между ними.

Б.3.2 Оптимальное распределение мощности между гидроагрегатами возможно при соблюдении различных критериев. Наиболее известными являются критерии минимума расхода воды через ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС } j} = \sum_i \sum_m Q_{a.mij} \rightarrow min \quad \text{(Б.1.2)}$$

где m – номер гидроагрегата

и минимум потерь мощности ГЭС

$$\Delta N_{\text{ГЭС } j} = \sum_i \sum_m \Delta N_{a.mij} \rightarrow min \quad \text{(Б.1.3)}$$

за период оптимизации водноэнергетического режима $i \in [1, I]$. Может также использоваться критерий максимума КПД, но он применяется относительно редко.

Б.3.3 Условием выполнения критерия минимума расхода воды через гидроагрегаты ГЭС является равенство нулю дифференциальных показателей гидроагрегатов:

$$\frac{dQ_{\text{ГЭС } i}}{dN_{\text{ГЭС } i}} = q_{\text{ГЭС } i} = \sum_i \sum_m q_{\text{a.}i} = 0 \quad \text{(Б.1.4)}$$

или с учетом ограничений в форме равенств при постоянном напоре

$q_{a.i} = q_{1i} = q_{2i} = \cdots = \lambda_i$, где λ_i – неопределенный множитель Лагранжа.

Б.3.4 При одинаковых гидроагрегатах с одинаковыми характеристиками оптимальным будет равномерное распределение мощности ГЭС между гидроагрегатами.

Б.3.5 В случае если режимное поле характеристики гидроагрегата имеет внутренние зоны ограничений (недопустимой или нежелательной работы), равномерное распределение мощности между гидроагрегатами будет невозможно. Одним из решений может быть коррекция режима гидроагрегатов, имеющих внутренние ограничения, путем перераспределения мощности между гидроагрегатами за счет увеличения мощности одних и соответствующего уменьшения мощности других при соблюдении баланса мощности ГЭС.

Б.3.6 Другое решение возможно при применении методов оптимизации распределения мощности между гидроагрегатами с учетом зон ограничений (недопустимой или нежелательной работы), заданных в форме равенств и неравенств.

Б.3.7 В качестве методов оптимизации могут быть применены методы нелинейного программирования, динамическое программирование, метод ветвей и границ и др.

Б.3.8 При использовании методов нелинейного программирования характеристики гидроагрегата должны быть аппроксимированы выпуклыми функциями.

Б.3.9 При использовании метода динамического программирования распределение мощности между гидроагрегатами производится отдельно для каждого расчетного интервала времени, в котором напор считается постоянным. Для высоконапорных ГЭС можно принимать напор внутри суток постоянным. Для низконапорных ГЭС необходимо учитывать изменение напора в течение суток.

Б.3.10 Метод динамического программирования может быть применен в том случае, если критерий оптимальности аддитивен и отсутствует последействие. При использовании выше приведенных критериев условие аддитивности удовлетворяется, а для исключения

влияния последействия процедура поиска оптимального распределения мощности между гидроагрегатами начинается с последнего расчетного интервала времени.

Б.3.11 В методе динамического программирования процедура поиска оптимума состоит из двух этапов:

– обратного хода – построения эквивалентной характеристики ГЭС при оптимальном распределении всех допустимых значений мощности между всеми гидроагрегатами по заданному критерию в соответствии с рекуррентным соотношением (для критерия, например, минимума расхода воды через ГЭС)

$$Q_{a.m}^{\text{экв}}(N_{a.r}^{\text{экв}}) = min\{Q_{a.m}(N_{a\,r}) + Q_{a.(r-1)}^{\text{экв}}(N_{a.r}^{\text{экв}} - N_{a.r})\}, \quad \text{(Б.1.5)}$$

где $N_{a\,r}^{\text{экв}} = N_{a\,m} + N_{a\,(r-1)}$, т.е. эквивалентная мощность r работающих гидроагрегатов является суммой мощности эквивалентного гидроагрегата, состоящего из (m–1) гидроагрегатов, и подключаемого к ним гидроагрегата с номером m.

– прямого хода - распределения заданной мощности ГЭС между гидроагрегатами на основе построенной оптимальной эквивалентной характеристики ГЭС.

Б.3.12 Для учета непостоянства напора в течение периода планирования, оптимальные эквивалентные характеристики ГЭС строятся для диапазона возможного изменения напора в рассматриваемом интервале времени, что при этом увеличивает размерность решаемой задачи и зависит от дискретности представления указанного диапазона изменения напора.

Б.3.13 Построенные эквивалентные характеристики ГЭС могут использоваться при планировании водноэнергетических режимов, причем для горизонта планирования, превышающего 1 сутки, характеристики должны осредняться по сезонам года.

Б.3.14 Применение методов оптимизации распределения мощности между гидроагрегатами с выбором их состава возможно только при наличии соответствующего сертифицированного программного обеспечения.

Библиография

[1] Методические указания по разработке правил использования водохранилищ. Утверждены Приказом Минприроды России от 26.01.2011 № 17.

[2] Методические указания по разработке схем комплексного использования и охраны водных объектов. Утверждены приказом МПР РФ от 04.07.2007 № 169.

[3] СО 153-34.20.501-2003 (РД 34.20.501-95) Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. Утверждены Приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229. Зарегистрированы Минюстом РФ 20.06.2003 рег.св. № 4799.

[4] Типовые правила использования водохранилищ. Утверждены Приказом Минприроды России от 24.08.2010 № 330.

[5] Методика расчета водохозяйственных балансов водных объектов. Утверждена Приказом Минприроды России от 30.11.2007 № 314.

[6] Положение о формировании, согласовании, утверждении и внесении изменений в состав производственных программ. Утверждено Приказом Председателя Правления ОАО «РусГидро» от 16.12.2008 № 829.

[7] СНиП 2.01.14-83 Определение расчетных гидрологических характеристик.

*
обозначение стандарта

УДК _____ ОКС_____

* *
код продукции

Ключевые слова: Водноэнергетический режим работы, среднесрочное планирование, краткосрочное планирование, долгосрочное планирование, планирование водноэнергетических режимов, каскад ГЭС, оптимизация водноэнергетических режимов

Руководитель организации-разработчика:
Некоммерческое партнерство
«Гидроэнергетика России»

Исполнительный директор _____ Р.М. Хазиахметов

Руководитель
Разработки
Главный эксперт, к.т.н. _____ В.С. Серков

Соисполнитель:

ООО «Современные системы реформирования»

Генеральный директор _____ С.В. Гумерова

Руководитель разработки,
руководитель проектов _____ И.А. Гоник