

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко
«15» июня 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**ВЫПОЛНЕНИЕ КОМПЛЕКСА ОБОСНОВАНИЙ РАСЧЕТНЫХ РАБОТ
ПО УВЕЛИЧЕНИЮ МОЩНОСТИ ГИДРОАГРЕГАТОВ ЗЕЙСКОЙ ГЭС**

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
13.03.02.06 Гидроэлектростанции

Научный руководитель

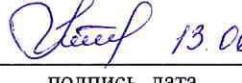
 13.06.18
подпись, дата

Доцент кафедры
ГГЭС
должность

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник

 13.06.18
подпись, дата

М.И. Алексеева
инициалы, фамилия

Рецензент

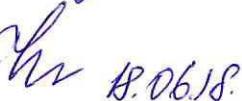
 14.06.18
подпись, дата

Главный инженер
АО «Гидроремонт
-ВКК»
должность

Е.В. Кондратцев

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

 18.06.18
подпись, дата

А. А. Чабанова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Техническое состояние гидросилового оборудования	8
1.1 Гидротурбина и гидротурбинное оборудование	8
1.2 Гидрогенератор	12
2 Комплексные показатели надежности гидроагрегата	14
2.1 Комплексные показатели надежности ГА	14
2.2 Определение комплексных показателей надежности гидроагрегата	15
3 Выбор вариантов увеличения мощности турбины	19
3.1 Вариант 1.....	20
3.2 Вариант 2.....	21
3.3 Вариант 3.....	21
3.4 Вариант 4.....	22
3.4 Сравнение вариантов	23
4 Выбор вариантов увеличения мощности турбины	27
4.1 Модернизация гидрогенераторного оборудования с увеличением мощности всех агрегатов	27
4.2 Реконструкция агрегата с заменой генератора(варианты2,3)	29
4.3 Модернизация гидрогенераторного оборудования с увеличением мощности Г3, Г6.....	31
5 Электротехническое оборудование.....	33
5.1 Поузловая реконструкция ГА с увеличением мощности до 240МВт	33
5.2 Поузловая реконструкция ГА с увеличением мощности до 245МВт	33
5.3 Полная замена ГА с увеличением мощности до 225МВт.....	33
5.4 Реконструкция поузловая всех 6 агрегатов	40
6 Стоимость реконструкции оборудования.....	41
7 Режимы работы ГЭС	42
7.1 Расчеты средней многолетней выработки электроэнергии по вариантам увеличения установленной мощности	42
8 Технико-экономическое обоснование	53
8.1 Исходные данные	53
8.2. Результаты расчетов	55
Заключение	57
Список использованных источников	58
Приложение А Анализ гидрологических данных.....	59
Приложение Б Зависимость уровней НБ от расходов воды р. Зея	63
Приложение В Зависимость площадей зеркала и объемов воды от уровней Зейской ГЭС	64

ВВЕДЕНИЕ

После раз渲ала СССР в результате экономического кризиса потребность в электроэнергии в России упала на 22%, однако сейчас наблюдается рост промышленного производства и необходимость в существенном развитии гидроэнергетики. В нашей стране в ближайшие годы не ожидается существенного увеличения строительства новых ГЭС, поэтому на ближайшую перспективу основные усилия будут направлены на продление срока службы ныне работающих гидростанций. Для крупных ГЭС более эффективным является модернизация и реконструкция существующего оборудования ГЭС, которая по техническому эффекту может сравняться с вводом новой электростанции. Из сказанного следует большая актуальность задачи реконструкции и модернизации гидротурбинного оборудования существующих ГЭС.

Задача реконструкции не только обновить гидротурбины, но и повысить их мощность, КПД, надежность. Эти улучшения технических характеристик гидротурбин достигается практически только за счет применения более совершенного рабочего колеса при сохранении неизменными остальных элементов проточной части гидротурбин (спиральная камера, статор, отсасывающая труба, а во многих случаях и направляющий аппарат), отметки средней линии направляющего аппарата (оси разворота лопастей для ПЛ турбин), располагаемых высот отсасывания и синхронной частоты вращения.

Зейская ГЭС расположена в юго-западной части Дальнего Востока на реке Зея, левом притоке реки Амур. ГЭС предназначена для выработки электроэнергии и выполнения защитных функций от затопления нижележащих населенных пунктов в период паводка. Зейское водохранилище благодаря своему значительному объему, почти в полтора раза превышающему средний годовой сток, позволяет производить глубокое многолетнее регулирование стока.

Отличительная особенность Зейской ГЭС состоит в том, что здесь впервые в мире введены в эксплуатацию диагональные поворотно-лопастные гидротурбины Д45-2556-В600, на рабочем колесе которых лопасти по отношению к валу расположены не горизонтально, а под углом 45°.

Для диагональных гидротурбин характерны следующие преимущества: режим водного потока является более спокойным, т.е. с меньшими пульсациями, а мощностная характеристика КПД – более пологой, что равнозначно возможности по фактическому увеличению среднеэксплуатационного показателя КПД.

Наряду с изложенным необходимо также отметить, что по кавитационным свойствам диагональные гидротурбины несколько уступают своим радиально-осевым предшественникам. Наиболее интенсивно данные гидротурбины подвергаются воздействию кавитации при работе гидроагрегатов на малых нагрузках до 100 МВт. Негативные последствия кавитации устраняются в установленном порядке при проведении соответствующих ремонтов.

Несмотря на это, заменять на Зейской ГЭС диагональные поворотно-лопастные гидротурбины на радиально-осевые экономически нецелесообразно, т.к. это повлечет за собой демонтаж существующей строительной части с заменой камеры рабочего колеса турбины и установкой нового генератора.

Для эффективного решения задач реконструкции действующей ГЭС необходимо оценить целесообразность проведения реконструкции, рассматриваемой ГЭС, в частности выяснить фактические показатели ее эксплуатационной надежности и остаточного ресурса. В сложившихся сегодня в стране экономических условиях проблеме оценки надежности и остаточного ресурса энергетического оборудования должно быть уделено повышенное внимание, поскольку на большинстве ГЭС гидротурбины отработали свой нормативный срок службы.

1 Техническое состояние гидросилового оборудования

Техническое состояние гидросилового оборудования проведено на основе технической документации Зейской ГЭС, анализа эксплуатационных и ремонтных материалов по гидроагрегатам и их техническим системам.

1.1 Гидротурбина и гидротурбинное оборудование

На ГЭС установлено шесть поворотно-лопастных диагональных турбин типа Д45-2556-В-600 проектной мощности по 220 МВт при расчетном напоре 78,5 м, диаметр рабочего колеса 6,0 м, максимальный расход 303,0 м³/сек, частота вращения 136,4 об/мин. В систему регулирования турбины входит регулятор частоты вращения Voith Siemens и маслонапорная установка МНУ20-2/40.

В таблице 1.1 показаны основные параметры существующего гидротурбинного оборудования:

Таблица 1.1 – Основные параметры существующего гидротурбинного оборудования

Номер гидроагрегата	ГА-3, ГА-6	ГА-1, ГА-2, ГА-4, ГА-5 (маркировка)
Тип турбины	Д45-2556-В-600	Д45-2556-В-600
Диаметр рабочего колеса, м	6,0	6,0
Количество агрегатов	2	4
Напоры, м:		
максимальный	97,0	97,0
расчетный	78,5	78,5
минимальный	74,5	74,5
Частота вращения, об/мин:		
номинальная	136,4	136,4
угонная	300,0	300,0
Высота отсасывания при расчетном напоре, м	– 5,0	– 5,0
Мощность максимальная при напорах:		
максимальном	220	230
расчетном	220	230
минимальном	208	208
Расход максимальный при расчетном напоре:		
проектный	300,6	314,6
существующий	321,7	334,5
КПД турбины максимальный, %		
проектный	95,18	
существующий	93,1	
Максимальное осевое гидравлическое усилие, т	2500	
Регулятор частоты вращения	Voith Siemens	
Маслонапорная установка	МНУ20-2/40	

Эксплуатационная проектная характеристика турбины приведена на рисунке 1.1.

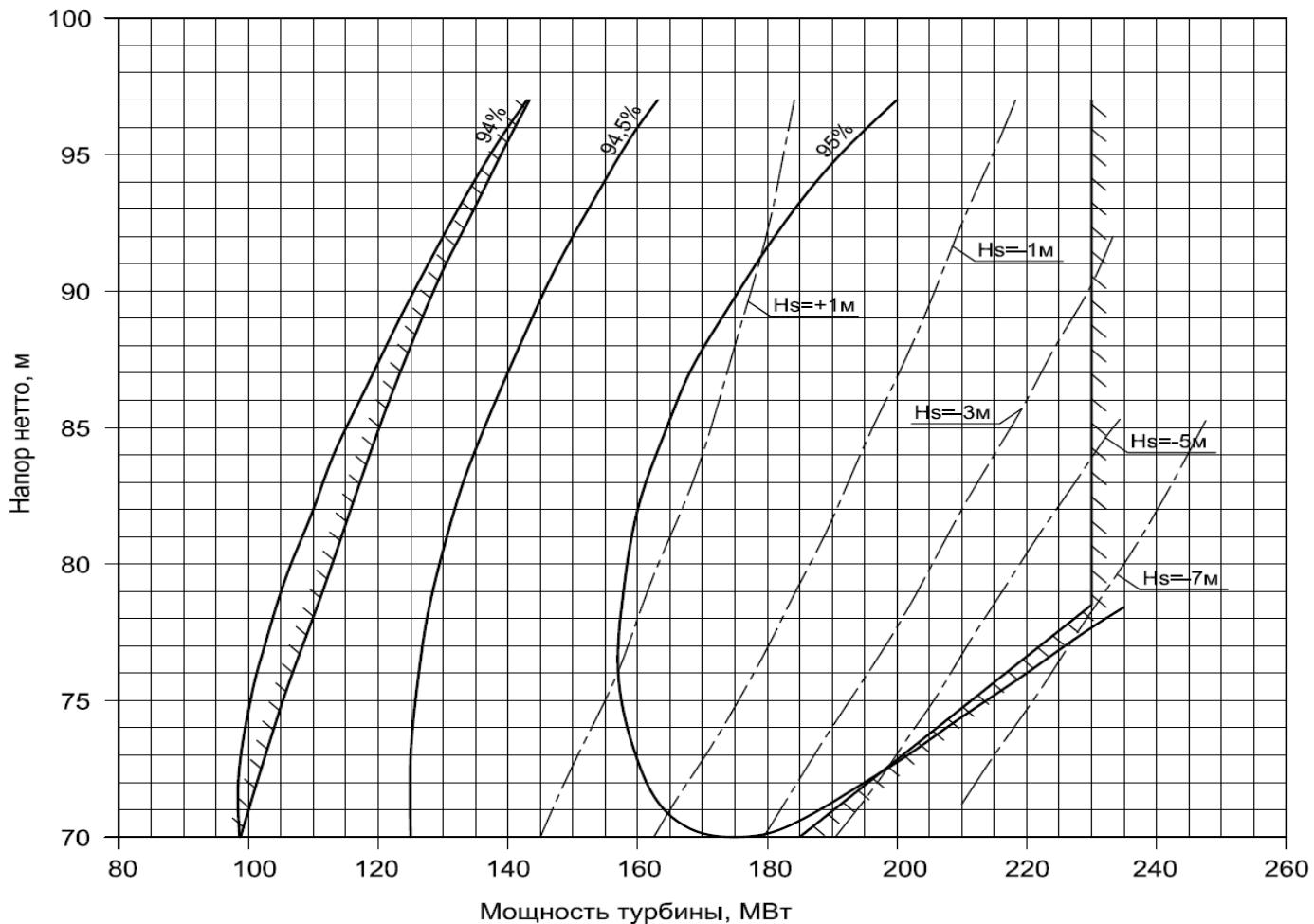


Рисунок 1.1 – Эксплуатационная характеристика турбины Д45-2556-В-600 (проектная)

Гидротурбина состоит из: бетонной изогнутой отсасывающей трубы, металлической спиральной камеры.

Рабочее колесо диагонального типа состоит из втулки и 9-ти лопастей расположенных под углом 45° к втулке. Во втулке расположены сервомоторы РК. Рабочее колесо с помощью турбинного вала соединяется с остового ротора генератора.

Направляющий аппарат цилиндрического типа состоит из 24 лопаток. На крышке турбины располагаются механизмы поворота лопаток НА. Управление НА осуществляется двумя сдвоенными сервомоторами, которые крепятся к опоре подпятника. Опора подпятника опирается на крышку турбины, на которой располагается масляная ванна в сборе с подпятником (подпятник генератора зонтичного типа).

Для подачи и отвода масла через штанги в сервомотор рабочего колеса на верхней крестовине генератора устанавливается маслоприемник. Подача масла осуществляется от МНУ через регулятор скорости по штангам, располагаемым:

одна штанга расположена в турбинном валу, а другая - в ступице ротора генератора и надставке вала. Слив масла осуществляется в бак МНУ.

Маслонапорная установка состоит из двух аккумуляторов давления и сливного бака. Давление в системе регулирования турбиной 40 кгс/см².

В комплект цифрового регулятора входят: регулятор вращения турбины Voith Siemens, гидромеханическая колонка управления Voith Siemens с диаметром главных золотников 150 мм, предназначенным для автоматического управления гидроагрегатом. Регулятор обеспечивает устойчивое автоматическое регулирование гидроагрегата при его работе в режимах, заданных энергосистемой.

Результаты проведенных в период эксплуатации испытаний выявили, что гидроагрегаты имеют значительный резерв по увеличению проектной мощности. В 1986 г. по инициативе генерального проектировщика – Института Ленгидропроект и Зейской ГЭС были выполнены мероприятия по повышению установленной мощности Зейской ГЭС с увеличением единичной мощности гидротурбин с 220 МВт до 230 МВт во всем диапазоне напоров в соответствии с эксплуатационной характеристикой. При этом отмечалось, что увеличение мощности не требует проведения дополнительных работ по реконструкции гидротурбинного оборудования.

В декабре 1987 г. гидротурбины станционные №№1,2,4,5 актом Минэнерго СССР были перемаркованы на повышенную мощность 230 МВт. Маркировка гидротурбин №№3, 6 осталась прежней.

Гидроагрегаты Зейской ГЭС эксплуатировались более 30 лет и продолжают эксплуатироваться.

Срок службы гидротурбин определен отраслевой нормативно-технической документацией и документацией завода-изготовителя гидротурбин. В соответствии с ГОСТ 26945 полный срок службы гидротурбинных установок, изготовленных ранее 1986 г., не менее 30 лет. Формулировка «не менее» не накладывает временных ограничений на эксплуатацию гидротурбинного оборудования (должно быть проведено техническое освидетельствование оборудования для подтверждения его надежной и безопасной работы на продлеваемый период эксплуатации в соответствии с СТО 70238424.27.140.039-2009 «Гидроэлектростанции. Продление срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации. Нормы и требования».)

В 2011 г. фирма ОРГРЭС провела обследование с составлением отчетов и актов технического освидетельствования турбин №№1-6. На основании результатов обследования проведена оценка состояния гидротурбинного оборудования в целом и отдельных его узлов, определена возможность дальнейшей эксплуатации и необходимость замены отдельных узлов в процессе модернизации и реконструкции, произведена оценка остаточного ресурса и назначен срок службы гидротурбины (таблица 1.2).

1.2 – Технические данные по гидроагрегатам

Номер агрегата	Мощность турбины	Год изготовления	Дата ввода в эксплуатацию	Последний расширенный текущий ремонт	Продление срока службы
1	230	1975	27.11.1975	2012	7
2	230	1976	22.09.1976	2014	7
3	220	1976	25.12.1976	2014	7
4	230	1977	06.11.1977	2013	7
5	230	1978	08.12.1978	2017	7
6	220	1980	25.06.1980	2013	7

В разные периоды времени на агрегатах проводились работы по замене отдельных узлов турбины:

Агрегат 1

– в 1984 и 2007 гг. проведены следующие значимые работы: замена баббитовых сегментов подпятника эластичными металлопластмассовыми, замена камеры рабочего колеса, замена регулятора скорости новым микропроцессорным;

– в период с 2007 по 2011 год проведена реконструкция пар трения лопаток НА, замена системы регулирования гидротурбины [1].

Агрегат 2

– в 1983, 1996 и 2008 гг. проведены следующие значимые работы: замена баббитовых сегментов подпятника эластичными металлопластмассовыми, замена камеры рабочего колеса, замена регулятора скорости новым микропроцессорным;

– в период с 2008 по 2011 год проведена реконструкция пар трения лопаток НА, замена системы регулирования гидротурбины [1].

Агрегат 3

– в 1984, 2003 и 2009 гг. проведены следующие значимые работы: замена баббитовых сегментов подпятника эластичными металлопластмассовыми, замена камеры рабочего колеса, замена регулятора скорости новым микропроцессорным;

– в 2009 году проведена реконструкция пар трения лопаток НА и выполнена замена трубопроводов системы регулирования гидротурбины, внедрена система вибромониторинга;

– 2014 замена крестовины рабочего колеса [1].

Агрегат 4

– проведены следующие значимые работы: замена баббитовых сегментов подпятника эластичными металлопластмассовыми (1985 г.), замена камеры рабочего колеса (2004 г.); замена регулятора скорости гидротурбины на микропроцессорный (2010 г.)

– в период с 2004 по 2011 год проведена реконструкция пар трения лопаток НА, замена трубопроводов системы регулирования гидротурбины, внедрена система вибромониторинга [1].

Агрегат 5

– в 1983-1998 гг. проведены следующие значимые работы: замена баббитовых сегментов подпятника на эластичные металлопластмассовые, замена камеры рабочего колеса, замена верхней и нижней втулок сервомотора РК;

– в период с 2000 по 2017 году проведена реконструкция пар трения лопаток НА, замена тормозного диска генератора, замена системы регулирования гидротурбины, замена крепежа РК, вала турбины и вал-надставки [1].

Агрегат 6

– проведены следующие значимые работы: замена баббитовых сегментов подпятника эластичными металлопластмассовыми (1982), замена камеры рабочего колеса (2006);

– в период с 2006 по 2011 год проведена реконструкция пар трения лопаток НА, замена трубопроводов системы регулирования гидротурбины, внедрена система вибромониторинга [1].

1.2 Гидрогенератор

Гидрогенератор – вертикальный, зонтичного исполнения с опорой подпятника на крышку турбины с одним направляющим подшипником, размещенным в масляной ванне в центральной части верхней крестовины (основные параметры генератора – таблица 1.3) [2].

Таблица 1.3 – Основные параметры существующего гидрогенератора

Тип	СВ 1130/220-44УХЛ4
Мощность, МВА/МВт:	
- генераторов Г3 и Г6	253/215
- генераторов Г1, Г2, Г4 и Г5	264,7/225
Коэффициент мощности cosφ	0,85
Напряжение, кВ	15,75
Частота вращения, об/мин	
номинальная	136,4
угонная	300
Маховой момент GD2, тм2	45000
Ток возбуждения номинальный, А	2040
Напряжение ротора номинальное, В	255
Индуктивные сопротивления, о.е	
- синхронное по продольной оси Xd	1,05
- переходное по продольной оси X'd	0,32
- сверхпереходное по продольной оси X''d	0,21

Продолжение таблицы 1.3

Тип	СВ 1130/220-44УХЛ4
Коэффициент полезного действия, %	98,3
Кратность форсировки по напряжению возбуждения, о.е.	
- генераторов Г1, Г2, Г3, Г6	3,4
- генераторов Г4, Г5	3,7
Общая масса генератора, т	1300
Масса ротора, т	644

Подпятник выполнен с самоустанавливающимися сегментами на винтовых регулируемых опорах. Поверхности трения сегментов подпятника и подшипника по проекту имели баббитовое покрытие. В процессе реконструкции поверхности трения подпятников были заменены - было выполнено металлопластмассовое покрытие сегментов.

Гидрогенератор имел систему принудительной смазки перед пуском, необходимую при применении баббитовых подпятников. После замены покрытий сегментов подпятника на металлопластмассовое система принудительной смазки выведена из работы.

Система возбуждения главного гидрогенератора – двухгрупповая тиристорная выполнена по схеме независимого возбуждения. Существующая система возбуждения должна быть заменена, как исчерпавшая срок службы, морально устаревшая, требующая постоянного внимания эксплуатационного персонала, частого ремонта водяного охлаждения тиристорных преобразователей рабочей и форсировочной групп.

В результате реконструкции на ГЭС гидрогенераторы Г1, Г2, Г4 и Г5 указанного класса изоляции достигли максимальных значений их электромагнитного использования. Дальнейшее увеличение единичной мощности может привести к нарушению равномерности теплового поля машины при длительно допустимых перегрузках по статору и ротору и ускорению разрушения изоляции вследствие местных высоких градиентов температуры.

2 Комплексные показатели надежности гидроагрегата

Вопросам надежности энергетического оборудования уделяется в настоящее время особое внимание во всем мире, что объясняется, экономическими соображениями. Экономическая эффективность энергетических машин реализуется, в основном, не в сфере производства, а в сфере эксплуатации. Наибольшей эффективностью в эксплуатации обладают агрегаты не большей единичной мощности, а большей надежности. По оценкам американских специалистов повышение надежности гидростанций США на 1% дает чистую прибыль около 125 млн. долл. в год.

Надежность оборудования закладывается при его проектировании и монтаже, а в процессе эксплуатации надежность только расходуется и восстанавливается (не всегда полностью) при ремонтах. Повышение надежности и долговечности машин (энергетических в частности) является одной из важнейших задач. Для гидротурбин актуальность проблемы очевидна, так как моральное старение оборудования замедляется с годами.

Под “надежностью гидроагрегата” понимается его способность работать в режимах, предусмотренных техническими условиями, без снижения эксплуатационных показателей [3]. Надежность связывается здесь со стабильностью эксплуатационных характеристик, в качестве которых могут выступать для гидротурбины уровень КПД, вибрации опорных узлов, биения вала и т.д. Важность непрерывного контроля указанных параметров для обнаружения дефектов на ранней стадии их развития, предупреждения аварийных ситуаций, обоснованного вывода оборудования в ремонт не вызывает сомнений, и такой контроль находит свое воплощение в современных системах мониторинга и диагностики. Однако ухудшение эксплуатационных характеристик гидроагрегата является показателем ущерба от снижения надежности, но не может служить количественной мерой надежности.

2.1 Комплексные показатели надежности гидроагрегата

В современных номенклатурных документах надежность оборудования оценивается целым рядом показателей, одни из которых считаются основными, а другие - дополнительными.

К основным показателям относятся:

- полный срок службы, в годах;
- срок службы между капитальными ремонтами, в часах;
- установленная безотказная наработка, в часах;
- коэффициент оперативной готовности $K_{ог}$.

Группу дополнительных показателей составляют:

- срок службы до первого капитального ремонта, в часах;
- наработка в генераторном режиме и режиме синхронного компенсатора до первого капитального ремонта, в часах;
- наработка в генераторном режиме и режиме синхронного компенсатора между капитальными ремонтами, в часах;

- средняя оперативная трудоемкость капитального ремонта, в чел.-часах;
- удельная суммарная трудоемкость на один год ремонтного цикла, в нормо-часах / тыс. часов;
- коэффициент готовности K_g .

При критическом рассмотрении перечисленных показателей нетрудно убедиться, что большинство из них или не связано напрямую с характеристикой надежности, или не является вообще таковой. Действительно, наработка турбины в генераторном режиме и режиме синхронного компенсатора описывает режимные условия работы оборудования, а не его надежность. Полный срок службы есть характеристика долговечности машины, а трудоемкость капитального ремонта определяет его ремонтопригодность и так далее.

Непосредственное отношение к надежности гидротурбин имеют только две характеристики: коэффициент готовности K_g и коэффициент оперативной готовности K_{og} . Их определение базируется на времени готовности агрегата к работе и времени егоостояния. Исходными данными для расчета комплексных показателей надежности гидроагрегата K_g и K_{og} являются в этом случае:

- продолжительность работы в генераторном режиме t_{gen} ;
- продолжительность работы в режиме синхронного компенсатора t_{sk} ;
- продолжительность нахождения в резерве t_{rez} ;
- суммарный простой в ремонте t_p ;
- плановый простой в ремонте $t_{p.pl}$.

2.2 Определение комплексных показателей надежности гидроагрегата

Чаще всего надежность энергетических машин оценивается коэффициентом оперативной готовности K_{og} , который определяется по формуле 2.1:

$$K_{og} = \frac{t_{gen} + t_{sk} + t_{rez}}{t_k} = \frac{t_k - \sum t_p}{t_k}; \quad (2.1)$$

где t_k – календарное время в часах.

Данный коэффициент характеризует долю времени нахождения агрегата в работоспособном состоянии относительно рассматриваемой календарной продолжительности эксплуатации. В отечественной литературе его также часто называют коэффициентом технического использования. Период эксплуатации, для которого определяется этот показатель, должен содержать все виды технического обслуживания и ремонтов, т.е. учитывать все затраты времени на плановые и неплановые (вынужденные) ремонты. В советские годы коэффициент K_{og} был одним из главных показателей отчетности об использовании гидроагрегатов, действующих ГЭС страны. В зарубежной

практике коэффициент $K_{\text{ог}}$ считается основным в оценке надежности энергетического оборудования.

Недостатком показателя $K_{\text{ог}}$ является то, что он не подразделяет ремонты на плановые и вынужденные. С учетом плановости ремонтов коэффициент готовности может быть записан в следующем виде:

$$K_g = \frac{t_{\text{ген}} + t_{\text{ск}} + t_{\text{рез}}}{t_k - t_{\text{п.пл}}} ; \quad (2.2)$$

где $t_{\text{п.пл}}$ – продолжительность плановых ремонтов в часах.

Из рассмотрения формул (2.1) и (2.2) видно, что коэффициент K_g всегда больше по величине, чем $K_{\text{ог}}$.

Коэффициент готовности K_g показывает вероятность застать агрегат в любой момент времени в работоспособном состоянии, кроме периода планируемых ремонтов. Тогда противоположным событием работоспособного состояния агрегата будет его вынужденный простой, а вероятность этого события (аварийность) составит $q = (1 - K_g)$. Равнозначным выражением для определения q является зависимость [4]:

$$q = \frac{t_b}{t_k - t_{\text{п.пл}}} ; \quad (2.3)$$

где t_b – продолжительность вынужденных простоев ($t_b = \sum t_p - t_{\text{п.пл}}$).

Структурные формулы комплексных показателей надежности (2.1) и (2.2) являются наиболее распространенными в энергетике. Но имеются и другие предложения по их структуре. Так, в одной из первых работ, посвященных надежности гидросилового оборудования [5], приводится следующее выражение для подсчета коэффициента готовности:

$$K'_g = \frac{t_{\text{ген}} + t_{\text{ск}}}{t_{\text{ген}} + t_{\text{ск}} + \sum t_p} ; \quad (2.4)$$

Этот коэффициент не учитывает время нахождения агрегата в резерве и не подразделяет ремонтные простои оборудования на плановые и вынужденные.

Необычный коэффициент (так называемый коэффициент условной готовности) предложен для оценки надежности газотурбинных установок (ОСТ 22700-77 «Установки газотурбинные, энергетические»):

$$K_{\text{уг}} = \frac{t_{\text{раб}}}{t_{\text{раб}} + t_b \left(\frac{t_{\text{раб}} + t_b}{t_k} \right)} ; \quad (2.5)$$

где $t_{\text{раб}}$ – время работы установки.

В данной работе на основе результатов изучения станционной документации [1] были определены комплексные показатели надежности гидроагрегатов Зейской ГЭС и сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Результаты расчётов показателей надежности гидроагрегатов Зейской ГЭС

Исходные данные для каждого ГА						
№ ГА	Год ввода в эксплуатацию	t _{тег} , мин	t _{рез} , мин	Σt _p , мин	t _{p.пл} , мин	t _k , мин
1	1975	18 271 610	972	3 803 590	43200	22 075 200
2	1976	17 539 995	5258	4 009 605	43200	21 549 600
3	1976	17 325 927	4933	4 223 673	43200	21 549 600
4	1977	16 989 120	6363	4 034 880	43200	21 024 000
5	1978	16 177 691	4529	4 320 709	43200	20 498 400
6	1980	14 999 582	3918	4 447 618	43200	19 447 200

Продолжение таблицы 2.1.

Вычисленные величины			
K _{ор}	K _г	q	K _{уг}
0,828	0,911	0,171	0,834
0,814	0,896	0,184	0,664
0,810	0,902	0,194	0,656
0,808	0,899	0,190	0,617
0,801	0,891	0,209	0,638
0,803	0,892	0,227	0,654

Для каждого агрегата Зейской ГЭС приводятся данные о комплексных показателях надежности K_г, K_{ор}, K'_г и K_{уг} с начала пуска машин.

В технической литературе существует разные мнения относительно показателей надежности гидроэнергетического оборудования. В одних работах показатели надежности связывают только с типом рабочего колеса, в других – полагается наличие их зависимости от мощности машины, в-третьих – учитывается тип турбины и её размер и так далее.

Показатели надежности ставятся в зависимости от типа турбины и характеризуются следующими значениями [6] (Таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Нормативные требования к надежности гидротурбин

Тип турбины	K _{ор}		K _г	
	Выпуск освоен-ной ранее продукции (до 01.01.91 г.)	Производство новой (модернизированной) продукции (выпуск с 01.01.91 до 01.01.96 г.)	Выпуск освоен-ной ранее продукции (до 01.01.91 г.)	Производство новой (модернизированной) продукции (выпуск с 01.01.91 до 01.01.96 г.)
Диагональные	0,90 0,92 (0,81)	0,92 0,93 (0,846)	0,95 (0,90)	0,96 (0,92)

Исходя из проведенных расчетов (таблица 2.1) и нормативных требований к надёжности турбин (таблица 2.2) можно сделать вывод о том, что:

- надежность однотипных турбин зависит от режима работы турбин (чем меньше часов эксплуатируется турбина, тем меньше ее надежность);
- противоположное событие работоспособного состояния агрегата (аварийность) тем выше, чем меньше готовность работы гидроагрегата.

3 Выбор вариантов увеличения мощности гидротурбины

Увеличение мощности агрегата возможно при реконструкции существующих узлов агрегата или его замене на новое оборудование. При этом следует учитывать, что новая гидротурбина должна быть вписана в существующую проточную часть: спиральную камеру и отсасывающую трубу, а генератор должен быть установлен на существующий фундамент.

Рассматриваются четыре варианта реконструкции агрегата с увеличением мощности:

- *Вариант 1.* Реконструкция агрегата поузловая $N_a=240$ МВт. Агрегат с существующей турбиной и модернизированным генератором.
- *Вариант 2.* Новый агрегат $N_a=245$ МВт. Агрегат с новой турбиной и новым генератором.
- *Вариант 3.* Новый агрегат $N_a=225$ МВт. Агрегат с новой турбиной и новым генератором.
- *Вариант 4.* Реконструкция агрегата поузловая $N_a=225$ МВт. Агрегат с существующими турбиной и генератором с увеличением (перемаркировкой) на 10 МВт мощности ГАЗ и ГА6.

Анализ отчетных данных за период 1985-2015 годы показал, что агрегаты работают при напорах значительно превышающих проектный расчетный напор 78,5 м. В таблице 3.1 приведены средние значения уровней верхнего и нижнего бьефов и напора по месяцам за 2010-2015 года. Среднегодовой напор составляет 90,89 м.

Таблица 3.1 – Средние значения уровней верхнего и нижнего бьефов и напора по месяцам за 2010-2015 года

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Ср. зн-е
УВБ, м	312,71	311,90	311,07	310,26	310,91	311,67	313,10	314,54	315,99	315,97	315,47	314,70	313,19
УНБ, м	222,27	222,39	222,20	222,09	220,50	222,26	222,39	222,74	223,30	222,59	222,35	222,49	222,30
Напор, м	90,44	89,51	88,87	88,16	90,41	89,41	90,71	91,80	92,68	93,38	93,13	92,21	90,89

Суточные экстремальные значения уровней верхнего и нижнего бьефов и напора (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Значения уровней верхнего и нижнего бьефов.

	УВБ, м	УНБ, м	Напор, м
максимальное	319,08	225,49	99,65
среднее	312,86	222,34	99,52
минимальное	306,99	211,84	84,74

Минимальный напор за эти годы был 84,74 м. Предлагается для вариантов принять расчетный напор 85 м.

3.1 Вариант 1

Существующая турбина мощностью 245 МВт и модернизируемый генератор мощностью 240 МВт.

За счет повышения расчетного напора с 78,5 м до 85,0 м на существующей турбине, не превышая максимального открытия направляющего аппарата, и при высоте отсасывания -6,9 м мощность турбины достигнет 245 МВт. На генераторе при этом необходимо провести реконструкцию статора и ротора.

На рисунке 3.1 приведена эксплуатационная характеристика существующей гидротурбины с повышенной мощностью.

Эксплуатационная характеристика турбины построена на основе эксплуатационной характеристики гидроагрегата [1].

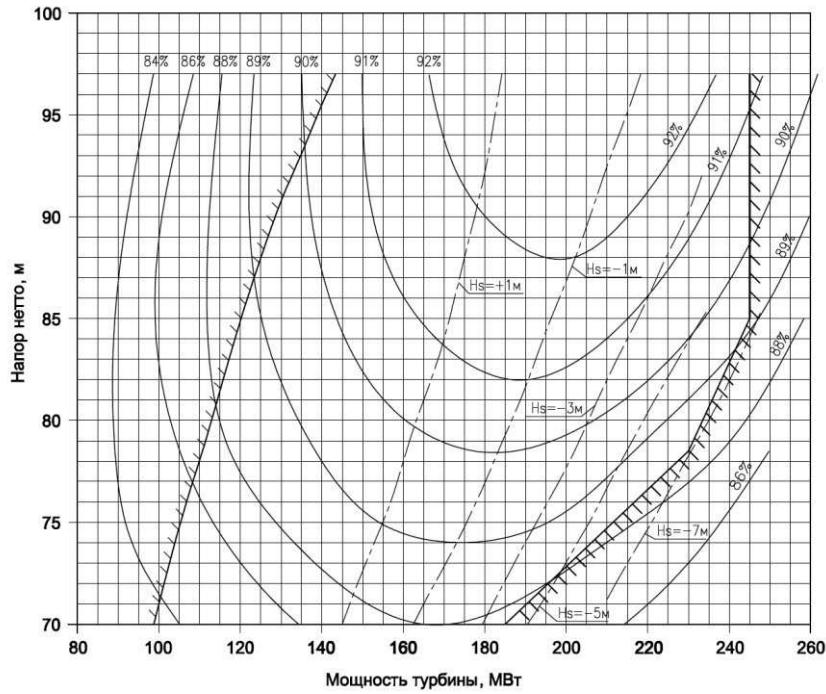


Рисунок 3.1 – Эксплуатационная характеристика турбины Д45-2556-В-600 (Вариант 1)

На основании результатов обследования технического состояния турбин №№1-6 необходимо выполнить:

- замена насосов системы регулирования, установленных на баке МНУ;
- замена регулирующих клапанов и указателей уровня на баке и котлах МНУ;
- применение современных уплотнений в узле лопасти рабочего колеса;

- применение современных уплотнений в ванне турбинного подшипника.

В результате проведенных мероприятий поузловой реконструкции агрегата срок службы турбины может быть продлен на 10 лет, а генератора на 20 лет с сохранением плановых текущих и капитальных ремонтов [7].

3.2 Вариант 2

Во втором варианте агрегат состоит из новой турбины ПЛД100-В-45°-600 мощностью 250 МВт и нового генератора мощностью 245 МВт. При этом высота отсасывания новой турбины сохраняется, т.к. новая турбина должна быть вписана в существующую проточную часть: спиральную камеру и отсасывающую трубу. Агрегат в целом вписывается в существующую строительную часть.

Эксплуатационная характеристика турбины варианта 2 приведена на рисунке 3.2.

Срок службы нового агрегата 40 лет.

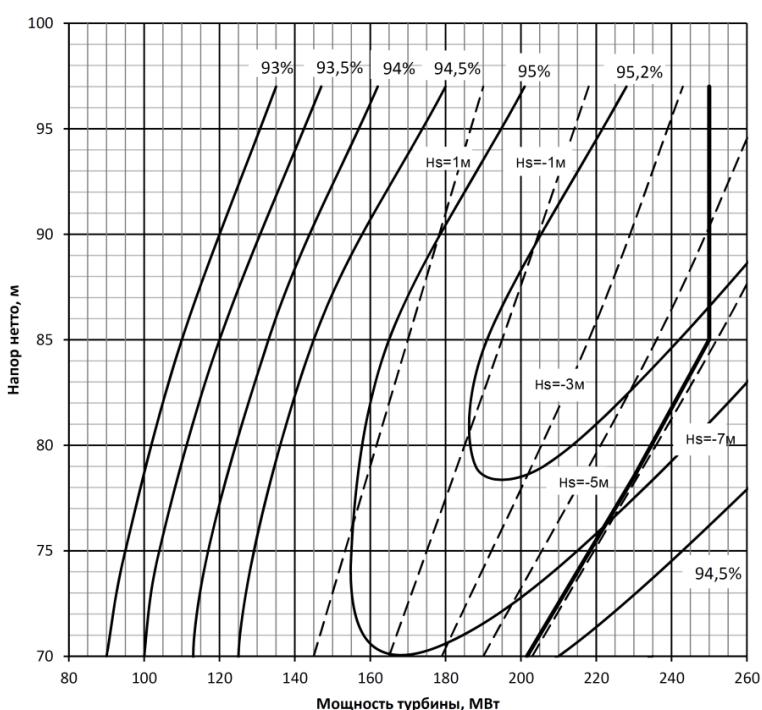


Рисунок 3.2 – Эксплуатационная характеристика турбины ПЛД100-В-45°-600 (Вариант 2)

3.3 Вариант 3

Агрегат с новой турбиной ПЛД100-В-45°-600 мощностью 230 МВт и новым генератором мощностью 225 МВт.

В агрегатах 1, 2, 4, 5 заменяются на новые турбина и генератор с сохранением существующей мощности агрегата 225 МВт. Агрегаты 3, 6 заменяются на новые - турбину и генератор с увеличением мощности 225 МВт.

Срок службы нового агрегата 40 лет. Эксплуатационная характеристика турбины варианта 3 приведена на рисунке 3.3.

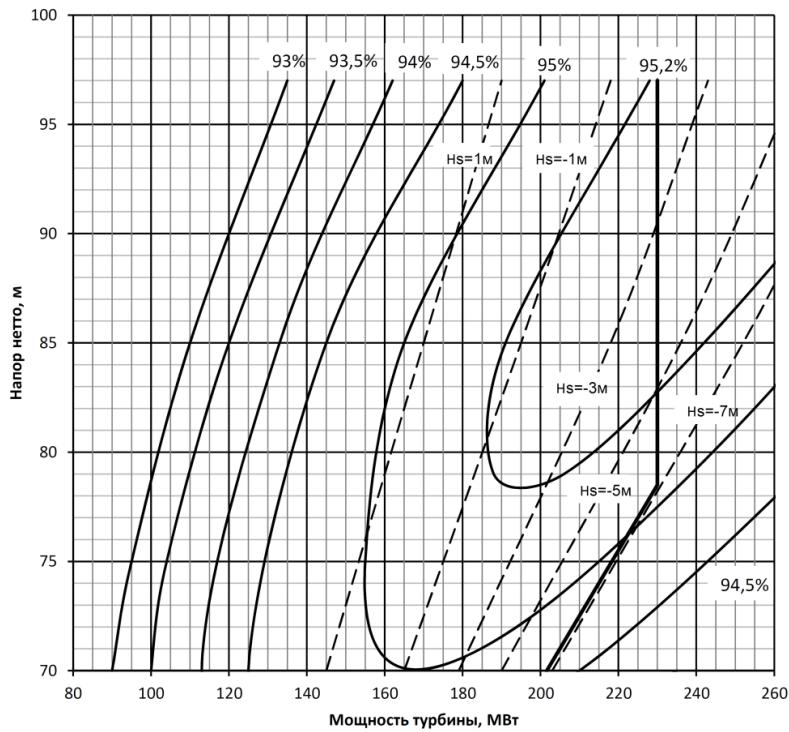


Рисунок 3.3 – Эксплуатационная характеристика турбины ПЛД100-В-45°-600 (Вариант 3)

3.4 Вариант 4

Реконструкция поузловая всех шести агрегатов $Na=225$ МВт. Агрегат с существующими турбиной и генератором с увеличением (перемаркировкой) на 10 МВт мощности ГАЗ и ГАБ.

Существующая турбина Д45-2556-В-600 мощностью 230 МВт и генератор мощностью 225 МВт.

На всех агрегатах проводится поузловая реконструкция. На агрегатах 1, 2, 4, 5 мощность $Na=225$ МВт сохраняется. На агрегатах 3 и 6, работающих с $Na=215$ МВт, после замены отдельных деталей проводится перемаркировка на $Na=225$ МВт. За счет этого появляется возможность увеличить установленную мощность ГЭС.

В результате поузловой реконструкции необходимо выполнить:

- замена насосов системы регулирования, установленных на баке МНУ;
- замена регулирующих клапанов и указателей уровня на баке и котлах МНУ;
- применение современных уплотнений в узле лопасти рабочего колеса.

На основании результатов обследования технического состояния турбин №№1-6 экспертной рабочей комиссией ПАО «РусГидро» [7] срок службы турбин продлен после последнего текущего ремонта на 7 лет.

Эксплуатационная характеристика турбины варианта 4 приведена на рисунке 3.4.

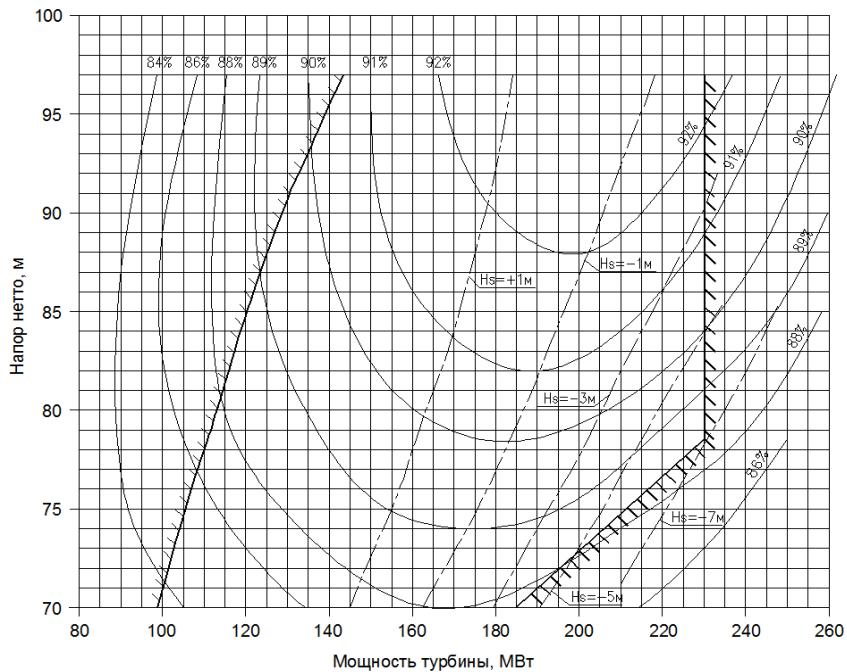


Рисунок 3.4 – Эксплуатационная характеристика турбины Д45-2556-В-600 (Вариант 4)

3.5 Сравнение вариантов

Для вариантов 2 и 3 рассматриваются рабочие колеса по номенклатуре на вертикальные поворотно-лопастные диагональные турбины [9].

В номенклатуре на эти напоры применяется рабочее колесо ПЛД115/2556б и ПЛД115/2556в. Эти колеса имеют хорошие энергетические показатели, но и высокие коэффициенты кавитации при больших приведенных расходах. Максимальная мощность гидротурбин определена с учетом ограничений по высоте отсасывания, принятых по режимам работы существующих агрегатов ГЭС.

При определении параметров новой турбины приняты следующие формулы 3.1-3.3:

КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_h = \eta_m + \Delta\eta, \quad (3.1)$$

$$\eta_h = 1 - (1 - \eta_m) \cdot (0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m} \cdot v_h \cdot \sqrt{H_m}}{D_{1n} \cdot v_m \cdot \sqrt{H_n}}}), \quad (3.2)$$

где D_{1n} – диаметр натурного (модельного) рабочего колеса,
 H_h – напор натурной (модельной) установки,

v_n – кинематическая вязкость воды, натурной (модельной) установки.

Поправка $\Delta\eta$ определяется для режима с максимальным КПД и принимается постоянной для всех режимных точек эксплуатационной характеристики.

Высота отсасывания:

$$H_s = B - \frac{\nabla}{900} - H_d + \frac{b_0}{2} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.3)$$

где B – барометрическое давление установки над уровнем моря, м;

∇ – отметка средней линии направляющего аппарата, м;

H_d – высота водяного столба, соответствующая давлению парообразования;

b_0 – высота направляющего аппарата, м;

σ – коэффициент кавитации;

H – напор (нетто).

1,5 – запас, учитывающий масштабный фактор в величине критического кавитационного коэффициента, погрешности изготовления натурной и модельной гидротурбины.

Сравнение вариантов гидротурбин произведем по КПД. Основные параметры рассматриваемых вариантов турбин приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Основные параметры турбин по вариантам

Параметры	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
	Существую щая турбина N=245 МВт	Новая турбина N=250 МВт	Новая турбина N=230 МВт	Существую щая турбина N=230 МВт
Установленная мощность, МВт	1440	1470	1350	1350
Количество агрегатов, шт.		6		
Диаметр рабочего колеса, м		6,0		
Напоры, м:				
максимальный	97,0	97,0	97,0	97,0
расчетный	85,0	85,0	78,5	78,5
минимальный	74,5	74,5	74,5	74,5
Частота вращения, об/мин	136,4	136,4	136,4	136,4
Мощность максимальная турбины при напорах, МВт:				
максимальном	97,0 м	245,0	250,0	230,0
расчетном	85,0 м	245,0	250,0	230,0
минимальном	74,5 м	208,0	217,0	217,0
Высота отсасывания при максимальной мощности и напорах, м:				
максимальном	97,0 м	-3,1	-3,4	-2,0
расчетном	85,0 м	-6,9	-6,9	-3,8
минимальном	74,5 м	-5,6	-6,9	-6,9

Продолжение таблицы 3.3.

Параметры	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
	Существую щая турбина N=245 МВт	Новая турбина N=250 МВт	Новая турбина N=230 МВт	Существую щая турбина N=230 МВт
Расход максимальный турбины при напорах, м ³ /с:				
максимальном	97,0 м	282,0	275,5	253,8
расчетном	85,0 м	329,0	315,1	289,6
	78,5 м	338,2	314,3	314,3
минимальном	74,5 м	322,7	312,8	322,7
КПД турбины при максимальной мощности и напорах, %:				
максимальном	97,0 м	91,30	95,30	95,20
расчетном	85,0 м	89,30	95,15	95,30
	78,5 м	88,30	95,05	95,05
минимальном	74,5 м	88,20	95,00	95,00
КПД турбины максимальный, %	93,10	95,30	95,30	93,10

На рисунке 3.5 приведены рабочие характеристики рассматриваемых вариантов турбин при напорах 97, 85 и 78,5 м.

Анализ вариантов турбин показывает:

- с увеличением расчетного напора до 85 м мощность турбин по вариантам 1 и 2 увеличивается до 245 и 250 МВт соответственно;
- мощность новой турбины варианта 3 остается прежней – 230 МВт при напоре 78,5 м;
- максимальный КПД наибольшие для новых турбин вариантов 2 и 3 и наименьшие для существующей турбины варианта 1;
- для увеличения мощности ГЭС целесообразно использовать турбины по варианту 2 при этом установленная мощность ГЭС составит 1470 МВт по сравнению с 1440 и 1350 МВт по вариантам 1 и 3.

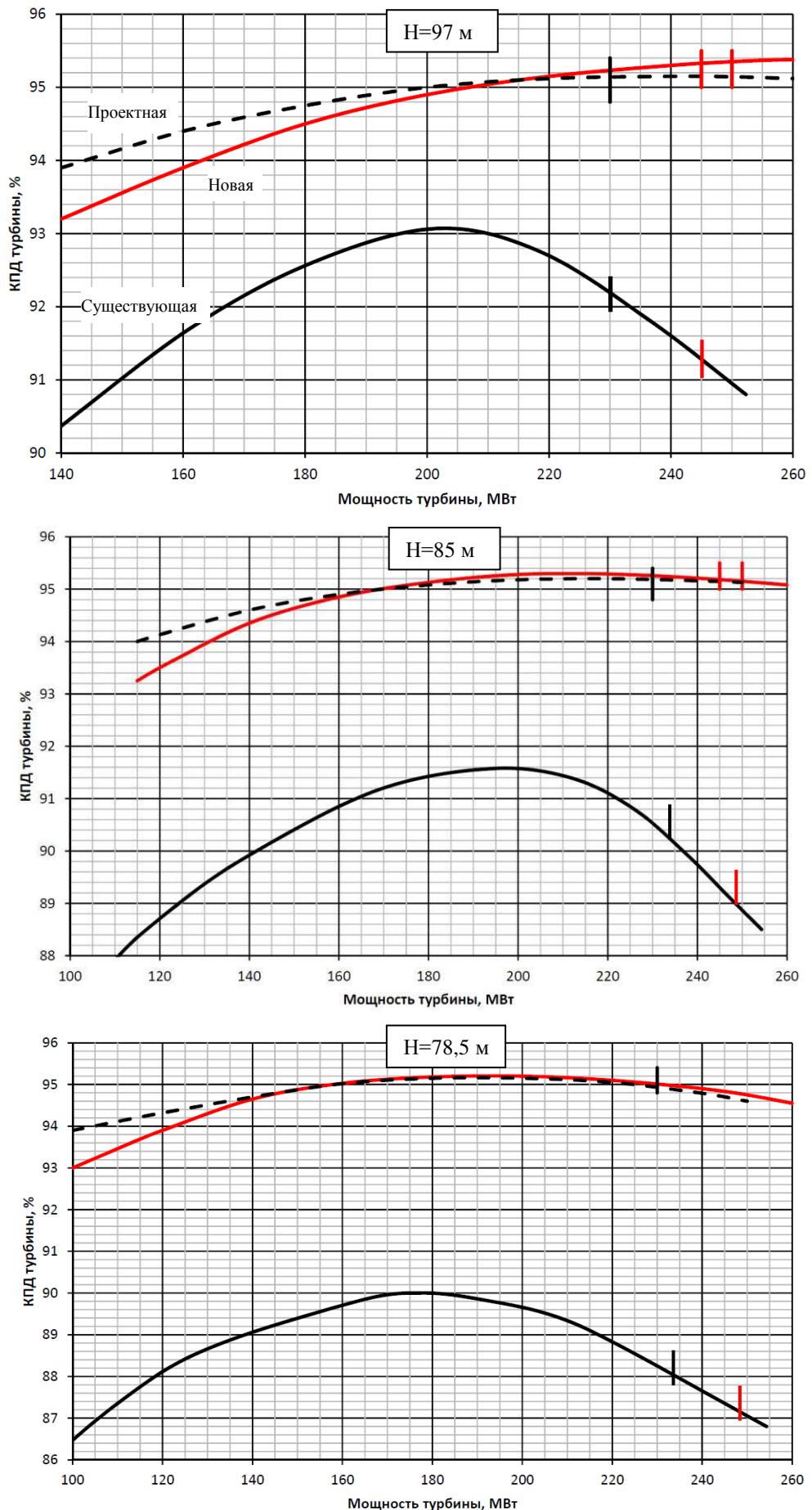


Рисунок 3.5 – Рабочие характеристики турбин при напорах 97, 85 и 78,5 м

4 Выбор вариантов увеличения мощности генераторов

В результате реконструкции на ГЭС гидрогенераторы Г1, Г2, Г4 и Г5 указанного класса изоляции достигли максимальных значений их электромагнитного использования. Дальнейшее увеличение единичной мощности может привести к нарушению равномерности теплового поля машины при длительно допустимых перегрузках по статору и ротору и ускорению разрушения изоляции вследствие местных высоких градиентов температуры.

Для увеличения единичной мощности агрегата гидрогенератор может быть заменен на новый, либо потребуется выполнить реконструкцию гидрогенератора в условиях завода с заменой обмоток и изоляции статора и ротора на современную, а также выполнить полную переборку с заменой поврежденных листов стали сердечника статора.

Рассматриваемые варианты реконструкции ГЭС:

- Вариант 1 - модернизация гидрогенераторного оборудования с увеличением мощности всех агрегатов до 282,4МВА/240МВт.
- Вариант 2 - полная замена гидрогенератора на новый, мощностью 288,2 МВА /245 МВт.
- Вариант 3 - полная замена гидрогенератора на новый, мощностью 264,7 МВА /225 МВт в).
- Вариант 4 - модернизация гидрогенераторного оборудования с увеличением мощности Г3 и Г6 до 264,7МВА/225 МВт.

Частота вращения агрегата 136,4 об/мин при реконструкции не изменяется.

4.1 Модернизация гидрогенераторного оборудования с увеличением мощности всех агрегатов

Были рассмотрены следующие параметры гидрогенератора после его реконструкции (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Параметры гидрогенератора

Тип	СВ 1130/220-44УХЛ4
Мощность, МВА/МВт	282,4/240
Коэффициент мощности cosφ	0,85
Напряжение, кВ	15,75
Частота вращения, об/мин	
номинальная	136,4
угонная	300
Кратность форсировки по напряжению возбуждения, о.е.	3,4...3,6
Общая масса генератора, т	1300
Коэффициент полезного действия, %	98,3

На рисунке 4.1 показаны КПД существующего и нового генераторов.

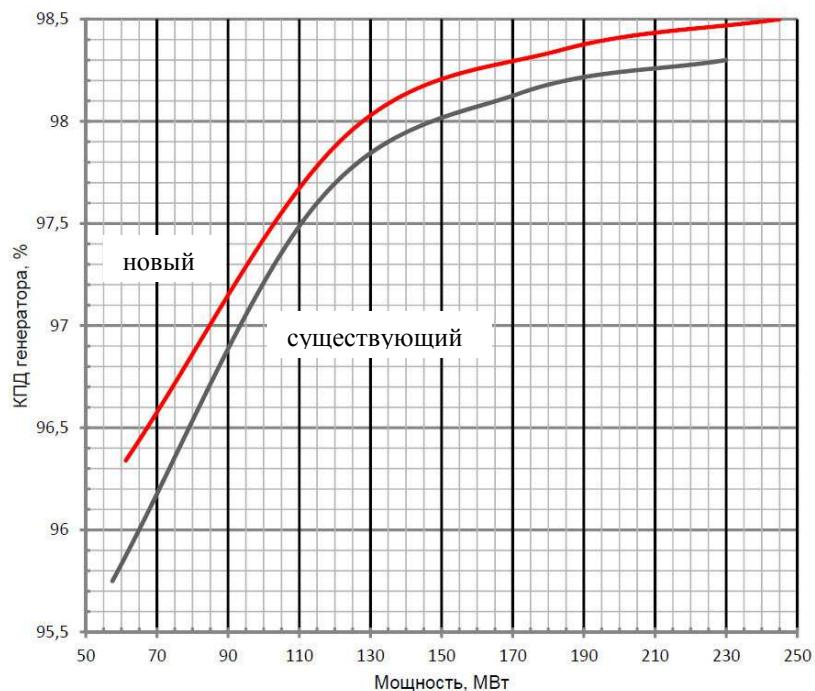


Рисунок 4.1 – КПД существующего и нового генераторов

В связи с увеличением мощности генератора обмотка статора, бандажные кольца, соединительные и выводные шины заменяются. Изоляция при этом используется термореактивная, а детали крепления выполняются из новых материалов, соответствующих классу нагревостойкости новой обмотки.

Сердечник статора подлежит перешихтовке с восстановлением изоляции его листов и заменой (до 30%) поврежденных листов сердечника. Изготовление штампов и листов сердечника, деталей крепления должны быть выполнены в заводских условиях.

Должна быть выполнена замена изоляции проводки по генератору, а если потребуется, то и целиком заменена проводка.

В протоколах испытаний и выявления дефектов 2010 г. и Заключения электротехнической секции Центральной комиссии по приемке в промышленную эксплуатацию 2002г не отмечено ухудшения состояния обода ротора, поэтому в сумме затрат на реконструкцию гидрогенераторного оборудования выполнение работ по замене обода ротора не приведены.

При реконструкции также должен быть обеспечен коэффициент формы ротора не более 3%.

В соответствии со сказанным предлагается реконструкция следующих узлов гидрогенератора:

а) по статору

– замена обмотки статора, включающая выводные шины, в том числе детали крепления, изоляционные материалы и бандажные кольца (проектирование, изготовление);

- перешихтовка железа статора с восстановлением и заменой (до 30%) сердечника статора, включающая изготовление штампов и листов сердечника, деталей крепления в заводских условиях;
 - установка новых воздухоохладителей статора (при необходимости);

б) по ротору

 - изготовление новых полюсов с катушками и межполюсными соединениями в заводских условиях;
 - замена обода ротора (при необходимости) с установкой новой системы торможения;
 - замена стягивающих болтов обода ротора;
 - замена контактных колец с траверсой;

в) замена вспомогательного генератора;

г) модернизация генераторного подшипника и подпятника;

д) других узлов и систем генератора

 - установка новой системы теплоконтроля с первичными датчиками, проводкой по генератору, включая шкаф с аппаратурой;
 - установка штатной системы виброконтроля;
 - установка конечных выключателей на тормоза;
 - установка датчиков пожаротушения с оповещающим прибором;

А также установка новой системы независимого возбуждения с принудительным воздушным охлаждением преобразователей главного генератора, на гидрогенераторах Г1, Г4, Г5, Г6.

Оценка указанного объема реконструкции гидрогенераторного оборудования примерно составит около 50% от стоимости нового генератора.

4.2 Реконструкция агрегата с заменой гидрогенератора (варианты 2 и 3)

Очевидным преимуществом замены гидрогенераторов на новые является возможность увеличения их КПД. Рассмотрена последовательная замена всех шести гидрогенераторов на новые с установленной мощностью ГЭС 1470 МВт (вариант 2) и с установленной мощностью ГЭС 1350 МВт (вариант 3).

Таблица 4.2 – Основные параметры нового гидрогенатора.

	Вариант 2	Вариант 3
Мощность, МВА/МВт	288,2/245	264,7/225
Коэффициент мощности cosφ	0,85	
Напряжение, кВ	15,75	
Частота вращения, об/мин		
номинальная	136,4	
угонная	300	
Кратность форсировки по напряжению возбуждения, о.е.		3,4...3,6
Общая масса генератора, т	1400	1300

Продолжение таблицы 4.2.

	Вариант 2	Вариант 3
Маховой момент GD^2 , не менее, тм ²	45000	
Коэффициент полезного действия, %	98,5	

Общая конструкция гидрогенератора и его выводов предполагается без изменений по сравнению с заменяемым гидрогенератором. Сохраняется место расположения вспомогательного генератора под верхней крестовиной. Конструкция системы воздушного охлаждения гидрогенератора должна учитывать увеличение интенсивности охлаждения вспомогательного генератора.

В новом гидрогенераторе применяется изоляция на термореактивный связующий класс F для статора и ротора с использованием современных технологий ее нанесения. Рабочие поверхности подпятника и подшипника будут иметь эластичное металлопластмассовое покрытие.

Для обода ротора, будет использоваться сталь с более высокими, чем на старом генераторе, значениями предела текучести. В соответствии с установленными нормами расчетные напряжения в ободе ротора при угловой частоте вращения по отношению к пределу текучести стали не должны превышать (2/3).

Гидрогенератор оснащается технологическими системами: воздушного охлаждения с отбором горячего воздуха на отопление машзала, маслоснабжения без внешней циркуляции масла, отвода паров масла, косвенного водяного охлаждения масляных ванн подпятника и подшипника, пневматического торможения, автоматического пожаротушения распыляемой водой, теплоконтроля а также виброконтроля.

Генератор и все его технологические системы следует оснастить аппаратными средствами, позволяющими в рамках единой автоматизированной системы управления технологическим процессом ГЭС осуществить мониторинг, защиту и управление генераторным оборудованием.

Система возбуждения главного гидрогенератора (Г1, Г4, Г5, Г6) – двухгрупповая тиристорная выполнена по схеме независимого возбуждения с питанием выпрямителей от отпайки и полного напряжения статора вспомогательного генератора, вспомогательного генератора – по схеме самовозбуждения с питанием выпрямителя от отпайки статора вспомогательного генератора через трансформатор возбуждения. Охлаждение тиристорных преобразователей главного генератора – принудительное воздушное; вспомогательного генератора - естественное воздушное.

Система возбуждения должна быть изготовлена с использованием современной элементной базы. Аппаратура регулирования, управления и защиты должна быть выполнена с применением современных, преимущественно, микропроцессорных устройств, иметь необходимые средства для ее локального управления и для интеграции в АСУ ТП ГЭС, быть надежной и простой в эксплуатации. Для обеспечения высокой надежности

работы системы возбуждения должно быть предусмотрено резервирование на аппаратном и программном уровнях.

4.3 Модернизация гидрогенераторного оборудования с увеличением мощности Г3 и Г6

В результате рассмотренной ниже модернизации гидрогенераторного оборудования установленная мощность ГЭС составит 1350 МВт.

Таблица 4.3 – Параметры гидрогенератора после его реконструкции

Тип	СВ 1130/220-44УХЛ4
Мощность, МВА/МВт	264,7/225
Коэффициент мощности cosφ	0,85
Напряжение, кВ	15,75
Частота вращения, об/мин	
номинальная	136,4
угонная	300
Кратность форсировки по напряжению возбуждения, о.е.	3,4...3,7
Общая масса генератора, т	1300
Коэффициент полезного действия, %	98,3

Как было указано выше, в результате реконструкции на ГЭС гидрогенераторы Г1, Г2, Г4 и Г5 указанного класса изоляции достигли максимальных значений их электромагнитного использования. Установленная мощность ГЭС может быть увеличена вследствие увеличения мощности генераторов Г3 и Г6.

При этом все гидрогенераторы ГЭС должны быть модернизированы. При этом должен быть выполнен следующий объем реконструкции.

Должна быть выполнена замена изоляции полюсов ротора, замена изоляции проводки по генератору, а если потребуется, то и целиком заменена проводки.

В процессе реконструкции следует выполнить тщательное обследование обода ротора после снятия всех полюсов (подробнее см. выше) и замену болтов, используемых для скатия обода с более высоким качеством материала.

При реконструкции также должен быть обеспечен коэффициент формы ротора не более 3%.

В соответствии со сказанным предлагается реконструкция следующих узлов гидрогенератора:

- а) по статору
 - установка новых воздухоохладителей статора (при необходимости);
- б) по ротору
 - замена изоляции полюсов ротора и проводки по генератору (на Г1, Г2, Г5, Г6);

- замена стягивающих болтов обода ротора;
 - в) замена щеточного аппарата;
 - г) замена вспомогательного генератора;
 - д) модернизация генераторного подшипника; и под пятника, с созданием системы отвода паров масла;
 - е) других узлов и систем генератора
- установка новой системы теплоконтроля с первичными датчиками, проводкой по генератору, включая шкаф с аппаратурой;
- установка штатной системы виброконтроля;
 - установка конечных выключателей на тормоза;
 - установка датчиков пожаротушения с оповещающим прибором;

А также установка новой системы независимого возбуждения с принудительным воздушным охлаждением преобразователей главного генератора, взамен устаревшей, с кратностью форсировки по напряжению – 3,4...3,7 на гидрогенераторах Г1, Г4, Г5, Г6. Возможность понижения кратности форсировки по напряжению и исполнение тиристорного преобразователя по одногрупповой схеме может быть определена после выполнения расчетов динамической устойчивости в условиях изменившейся в послепроектный период, существующей схемы выдачи мощности ГЭС.

Оценка указанного объема реконструкции гидрогенераторного оборудования показала, что стоимость основных затрат при реконструкции гидрогенератора (без учета стоимости системы возбуждения) составят около 5% от стоимости нового генератора.

5 Электротехническое оборудование

5.1 Поузловая реконструкция гидроагрегатов с увеличением мощности до 240МВт

Мощность гидрогенератора составит 240/282 МВт/МВА. Существующие трансформаторы Т2, Т3, Т4 и Т5 мощностью 250 МВА и заменённые в 2007 году трансформаторы Т1 и Т6 мощностью 265 МВА необходимо заменить на трансформаторы мощностью 300 МВА.

Генераторные выключатели HEGS-80M с номинальным током 10500А при номинальном токе заменяемых генераторов 10350 А замене не подлежат.

Всё остальное электротехническое оборудование, которое подлежит замене, в данном варианте не рассматривается, т.к. оно одинаковое для всех вариантов.

5.2 Полная замена гидроагрегатов с увеличением мощности до 245 МВт

Мощность гидрогенератора составит 245/288 МВт/МВА. Существующие трансформаторы Т2, Т3, Т4 и Т5 мощностью 250 МВА и заменённые в 2007 году трансформаторы Т1 и Т6 мощностью 265 МВА необходимо заменить на трансформаторы мощностью 300 МВА.

Генераторные выключатели HEGS-80M с номинальным током 10500А при номинальном токе заменяемых генераторов 10570А подлежат замене в полном объёме.

Всё остальное электротехническое оборудование, которое подлежит замене, в данном варианте не рассматривается, т.к. оно одинаковое для всех вариантов.

5.3 Полная замена гидроагрегатов с увеличением мощности до 225 МВт

Мощность гидрогенераторов составит 225/264 МВт/МВА. Существующие трансформаторы Т2, Т3, Т4 и Т5 мощностью 250 МВА необходимо заменить на трансформаторы мощностью 264 МВА. Всё остальное электротехническое оборудование в данной работе не рассматривается.

5.4 Реконструкция поузловая всех шести агрегатов На=225 МВт. Агрегат с существующими турбиной и генератором с увеличением (перемаркировкой) на 10 МВт мощности ГАЗ и ГА6

Мощность гидрогенераторов составит 225/264 МВт/МВА. Существующие трансформаторы Т2, Т3, Т4 и Т5 мощностью 250 МВА

необходимо заменить на трансформаторы мощностью 264 МВА. Всё остальное электротехническое оборудование в данной работе не рассматривается.

6 Стоимость реконструкции оборудования

Стоимость для вариантов реконструкции рассматривается только по гидротурбинному, гидрогенераторному и основному электротехническому оборудованию, участвующему в выдаче мощности. Остальное технологическое оборудование, которое подлежит замене, при сравнении не рассматривается, т.к. оно одинаковое для всех вариантов. Стоимость оборудования принята по аналогам. В таблице 6.1 приведены стоимости оборудования.

Таблица 6.1 – Стоимость оборудования по вариантам

Наименование оборудования	Стоимость, тыс. руб.			
	Вариант 1 240 МВт	Вариант 2 245 МВт	Вариант 3 225 МВт	Вариант 4 225 МВт
Гидротурбинное оборудование, в том числе: - гидротурбины, 6 компл. - системы регулирования и управления турбиной, 6 компл.	545 953	7 508 328 7 255 452 252 876	7 508 328 7 255 452 252 876	545 953
Гидрогенераторное оборудование, в том числе: - генераторы, 6 компл. - системы возбуждения, 6 компл. - 4 компл.	2 503 328 2 308 328 195 000	6 071 592 5 850 132 221 460	5 675 718 5 454 258 221 460	471 221 341 221 130 000
Электротехническое оборудование, в том числе: - трансформаторы, 6 и 4 (вар. 3) компл. - генераторные выключатели, 6 компл. - токопроводы, 6 компл.	1 310 500 240 000 678 000	1 310 500 240 000 678 000	748 950 110 000 478 950	748 950 110 000 478 950
Итого	4 359 781	14 890 420	13 932 996	1 766 124

7 Режимы работы ГЭС

7.1. Расчеты средней многолетней выработки электроэнергии по вариантам увеличения установленной мощности

Водно-энергетические параметры Зейского комплексного гидроузла приведены в таблице 7.1 [9].

Таблица 7.1 - Основные водноэнергетические и водохозяйственные характеристики

Наименование показателей	Единица измерения	Значения показателей
Параметры водохранилища		
Нормальный подпорный уровень	м	315,0
Уровень мертвого объема (УМО)	м	299,0
Уровень предполоводной сработки	м	310,0
Форсированный уровень при пропуске паводка вероятностью превышения 0,01 % с гарантийной поправкой	м	321,1* 322,1
Форсированный уровень при пропуске паводка вероятностью превышения 0,1 %	м	320,7
Объёмы: - полный - при УМО - полезный	км ³	68,42 36,30 32,12
Площади: - при НПУ - при УМО	км ²	2419 1620
Расходы воды		
Естественные		
Средний годовой	м ³ /с	772/791
Объём годового стока	км ³	24,36/24,96
Максимальный мгновенный расчетный вероятностью превышения: - 0,01 % с гарантийной поправкой - 0,1 %	м ³ /с	28200/29800* 19900/20900*
Зарегулированные		
Максимальный сбросной при пропуске паводков вероятностью превышения: - 0,01% с гарантийной поправкой	м ³ /с	9700

Продолжение таблицы 7.1.

Наименование показателей	Единица измерения	Значения показателей
Расход ГЭС при расчетном напоре	м3/с	1820
Уровни нижнего бьефа в створе плотины		
При работе ГЭС установленной мощностью	м	223,40
Водноэнергетические характеристики ГЭС		
Напоры		
Максимальный статический	м	98,3
Минимальный нетто	м	74,5
Средний нетто	м	87,9
Расчетный	м	78,5
Мощности		
Установленная	МВт	1290/1330*
Гарантированная	МВт	495
Выработка среднегодовая	млн. кВт·ч	4920

НПУ и УМО обоснованы на отметках 315,00 м и 299,00 м, установленная мощность 1290 МВт в 6 гидроагрегатов единичной мощностью 215 МВт, после перемаркировки в 1987 году увеличена до 1330 МВт – два гидроагрегата единичной мощностью 215 МВт и четыре гидроагрегата единичной мощностью 225 МВт. Среднемноголетняя выработка электроэнергии при выбранных параметрах гидроузла рассчитана в размере 4920 млн. кВт*ч, гарантированная мощность равна 495 МВт.

В пределах выбранных отметок водохранилище может вести глубокое многолетнее, сезонное, недельное и суточное регулирование. Зейское водохранилище при необходимости выполняет в системе Востока роль компенсатора для других ГЭС, в частности, для Бурейской ГЭС, режим работы которой разработан с учетом компенсации ее энергоотдачи Зейской ГЭС в годы с притоком обеспеченностью более 90 %.

Целью настоящей работы в части использования водных ресурсов является расчеты средней многолетней выработки электроэнергии и гарантированной мощности при работе существующего гидросилового оборудования:

Вариант 1 Реконструкция агрегата поузловая $N_a=240$ МВт.
Агрегат с существующей турбиной ПЛД45-2556-600 и модернизированным генератором мощностью 240 МВт.

Вариант 2 Новый агрегат $N_a=245$ МВт.
Агрегат с новой турбиной и новым генератором мощностью 245 МВт
Вариант 3 Новый агрегат $N_a=225$ МВт.
Агрегат с новой турбиной и новым генератором мощностью 225 МВт.

Исходные данные

В расчетах энергоотдачи Зейской ГЭС предложены следующие гидрологические данные:

- хронологический ряд средних декадных (июль-сентябрь), месячных и годовых расходов воды за период 1901/02 - 2012/13, приложение А;
- параметры и вероятные значения среднего годового стока приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2. - Параметры и вероятные значения среднего годового стока

Период наблюдений	Число лет	Q м ³ /с	Cv	Cs/Cv	Вероятные значения среднегодовых расходов воды (м ³ /с) Обеспеченностью, (%)								
					1	3	5	10	50	90	95	97	99
1901-2012	112	791	0,27	2,0	1370	1240	1170	1070	771	533	478	443	382

- зависимость уровней от расходов воды в нижнем бьефе Зейской ГЭС (приложения Б);
- зависимость объемов и площадей зеркала Зейского водохранилища от уровней (Приложение В).

Зейский гидроузел имеет комплексное назначение. Водные ресурсы Зейского водохранилища используются для целей энергетики, водного транспорта, водоснабжение г. Зеи, населенных пунктов и предприятий.

Требования неэнергетических водопользователей, следующие:
поддержание навигационного периода с попусками из водохранилища гарантированным в размере 640 м³/с и нормальным, равным 700 м³/с.

Для поддержания нормального санитарного состояния р. Зеи минимальный расчетный расход воды должен быть не менее 150 м³/с (минимальный расход через одну турбину составляет 185 м³/с).

По условиям незатопления населенных пунктов в нижнем бьефе гидроузла уровень воды р. Зеи не должен превышать отметки 214,00 м БС, при этом расход воды в нижний бьеф – 3500 м³/с.

Порядок расчета

Средняя многолетняя выработка электроэнергии была рассчитана по хронологическому ряду за период 1901/02 – 2012/13 г. г. по рассматриваемым вариантам реконструкции:

Вариант 1: КПД существующей турбины - 0,900, КПД генератора – 0,978. Коэффициент мощности 8,63.

Вариант 2 и 3: КПД новой турбины – 0,932. КПД генератора – 0,978. Коэффициент мощности 8,94.

Уровни верхнего бьефа определялись по зависимости объемов и площадей от уровней водохранилища. Уровни нижнего бьефа по зависимости уровней от расходов воды в нижнем бьефе Зейской ГЭС.

В расчетах энергоотдачи учитывались следующие потери расхода воды: на испарение в размере 24 м³/с с мая по октябрь или круглогодично 12 м³/с, расход фильтрации в подводящем тракте в размере 1,0 м³/с круглогодично. Потери напора 1,5 м³/с.

Наполнение и сработка водохранилища определялись в соответствии с диспетчерским графиком:

- в летний период с мая по октябрь в пределах отметок 310,0 – 315,0 м в нижний бьеф в расчете учитывался нормальный судоходный попуск 700 м³/с;
- в те же сроки в пределах отметок 310,0 – 299,0 м - гарантированный попуск 640 м³/с;
- в пределах отметок 315,0 - 317,5 м - расход воды 1300 м³/с (в работе 5 гидроагрегатов). В пределах отметок 317,5 – 319,3 м в пропуске воды в нижний бьеф в расчетах учитывался водосброс (3 – 4 пролета), расход в нижний бьеф ограничен 3500 м³/с.

Пропуск расходов воды в нижний бьеф в период открытого русла регламентирован действующим в настоящее время ПИВР, а величины перечисленных расходов воды обусловлены требованиями неэнергетических водопользователей.

В зимний период (ноябрь – апрель) водные ресурсы Зейского водохранилища, в основном, расходуются на энергетические нужды. Наполнение водохранилища на начало сработки определяет зимнюю энергоотдачу Зейской ГЭС:

- при наполнении в пределах 318,0 - 317,5 м зимняя выработка электроэнергии составит 3500 – 3900 млн. кВт·ч;
- при наполнении 317,5 - 315,0 м - 3000 – 3500 млн. кВт·ч;
- в пределах 315,0 – 310,0 м - 2160 – 3000 млн. кВт·ч.

Ниже отметки предполивной сработки 310,0 м в пределах обеспеченности притока 95 % Зейская ГЭС работает с выработкой электроэнергии не ниже 2150 млн. кВт·ч, что соответствует средней зимней мощности 495 МВт, равной гарантированной.

В маловодные периоды с притоком обеспеченностью менее 95 % средняя зимняя мощность равна 390 МВт, что соответствует урезанной отдаче ГЭС.

Результаты расчета

Результаты расчета энергоотдачи, представлены в виде таблиц элементов водного баланса по расчетным интервалам времени (приложение Г):

- уровни водохранилища на конец интервала;
- средние расходы воды в нижний бьеф;
- средние напоры Зейской ГЭС;

Поскольку рассматриваемые в настоящей работе варианты реконструкции Зейской ГЭС сводятся к частичной или полной замене гидросилового оборудования, то характеристики водного режима водохранилища и ГЭС для всех вариантов одинаковы, а энергетические

показатели изменяются только за счет более эффективной работы генератора, турбины, либо всего гидроагрегата. В связи с этим расчеты за многолетие выработок электроэнергии приведены по каждому варианту:

- на существующем оборудовании до реконструкции - 5110 млн. кВт·ч, в том числе летняя – 2663 млн. кВт*ч, зимняя - 2447 млн. кВт*ч. Максимальная годовая выработка электроэнергии за 112 – летний ряд составила 7913 млн. кВт*ч, минимальная 3602 млн. кВт*ч. В таблице 7.3 приведено сопоставление среднемноголетних выработок электроэнергии и их составляющих по вариантам

Таблица 7.3 – Сопоставление среднемноголетних выработок электроэнергии и их составляющих по вариантам.

Показатели	Единицы измерения	Технический проект	Расчет
Средний годовой расход	м ³ /с	772	791
Потери расхода на испарение	м ³ /с	12	12
То же на фильтрацию	м ³ /с	5	1
Потери напора	м	0,8	1,5
Коэффициент мощности	-	8,55	8,6
Коэффициент использования стока	-	0,895	0,896
Среднемноголетняя выработка электроэнергии.	млн. кВт·ч	4950	5110

Из таблицы видно, что увеличение средней многолетней выработки электроэнергии обусловлено увеличением практически всех ее составляющих, кроме потерь напора. Величина средней многолетней выработки 5110 млн. кВт·ч подтверждается при пересчете с учетом увеличения частных составляющих.

– по варианту 1 при реконструкции генератора и на существующей турбине выработка электроэнергии составила 5125 млн. кВт·ч. Увеличение средней многолетней выработки электроэнергии обусловлено увеличением КПД генератора с 0,975 до 0,978.

– по вариантам 2 и 3 намечена замена и генератора, и турбины.

При сопоставлении эксплуатационных характеристик турбин по обоим вариантам их КПД практически не отличаются. Основное отличие вариантов 2 и 3 состоит в расчетных напорах и единичных мощностях гидроагрегатов, которые соответственно составляют: 85 и 78,5 м и 245 и 225 МВт, соответственно суммарные мощности составят 1470 и 1350 МВт. Суммарные пропускные способности ГЭС при расчетном напоре по вариантам 2 и 3 практически равны соответственно 1930 и 1920 м³/с.

В таблице 7.4 для составления энергетических балансов по рассмотренным вариантам увеличения установленной мощности по модели средневодного 1975/76 г. представлено распределение средних месячных мощностей.

Таблица 7.4 – Распределение средних месячных мощностей Зейской ГЭС в средневодном году (модель 1975/76 года)

Средняя месячная мощность, МВт													Зима XI- IV
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
До реконструкции Зейской ГЭС Эср. мн. 5110 млн кВт·ч													
547	547	547	546	522	526	533	909	660	547	547	547	547	
Вариант 1 реконструкция генератора Эср. мн. 5125 млн кВт·ч													
549	549	548	548	524	527	535	911	662	548	548	549	548,5	
Вариант 2 и 3 замена генератора и турбины Эср. мн. 5315 млн. кВт·ч													
569	569	569	568	543	547	555	945	687	568	569	569	569	

Режим работы ГЭС. Отчетный режим

Режим работы гидроэлектростанции изменяется по годам в зависимости от водности года, сезонных колебаний расходов воды в реке и сезонного характера электропотребления энергосистемы.

В таблице 7.5 приведены максимальная мощность и годовая выработка электроэнергии за годы эксплуатации, в таблице 7.6 – распределение максимальной нагрузки в течение года, в таблице 7.7 - распределение среднемесячных мощностей в течение отчетного года.

Таблица 7.5. – Максимальная мощность и годовая выработка электроэнергии Зейской ГЭС

Годы	Максимальная мощность, МВт	Годовая выработка электроэнергии, млн.кВт·ч
1975	17	34
1976	152	700
1977	310	1392
1978	430	2113
1979	580	2845
1980	630	3126
1981	740	3076
1982	860	3512
1983	1150	4093
1984	1290	5091
1985	1200	5092
1986	1070	4192
1987	1240	4460
1988	1160	4452
1989	1310	5276
1990	1330	6212
1991	1330	5911

Продолжение таблицы 7.5.

Годы	Максимальная мощность, МВт	Годовая выработка электроэнергии, млн.кВт·ч
1992	1330	5024
1993	1320	4950
1994	1330	5321
1995	1330	5014
1996	1330	4312
1997	1095	4083
1998	577	3918
1999	1292	4356
2000	1323	5600
2001	1323	4852
2002	1323	4136
2003	1323	4054
2004	1324	4147
2005	1200	4295
2006	1060	5166
2007	1150	5276
2008	1050	4912
2009	1140	5721
2010	1140	6138
2011	1080	5037
2012	1310	5832
2013	1340	6860

Таблица 7.6 – Распределение максимальной нагрузки в течение 2005-2013 годов

Месяц	Год								
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
январь	1200	1050	1050	1050	870	1140	1000	730	1303
февраль	1100	1000	1050	930	950	1050	1000	840	
март	890	1050	890	990	1000	1000	1000	800	1098
апрель	800	970	890	1030	1050	1100	870	850	
май	1000	900	890	930	1080	1050	860	840	1098
июнь	810	850	900	780	950	1050	840	850	1098
июль	640	800	900	720	900	1050	760	840	
август	800	1060	1000	830	950	1050	800	1050	
сентябрь	850	1000	840	1050	950	1050	800	1115	
ноябрь	1000	1000	1050	1000	1050	1050	860	1115	
декабрь	1000	1020	1150	1000	1140	1000	1080	1310	

Таблица 7.7 – Распределение среднемесячных мощностей Зейской ГЭС

Год	Среднемесячная мощность, МВт												Годовая выработка, млн. кВт·ч
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1985	894	828	550	476	380	380	509	528	490	579	638	685	5091
1986	679	659	609	555	455	411	412	427	438	379	335	434	4190
1987	522	597	630	401	347	375	430	493	505	527	574	705	4360
1988	678	734	594	372	418	433	426	454	444	451	473	610	4452
1989	661	605	518	436	479	500	488	530	817	698	719	779	5276
1990	822	815	618	882	830	756	784	772	777	691	750	750	6137
1991	820	820	732	663	640	570	523	566	594	622	762	943	5911
1992	852	846	652	480	495	504	437	445	510	536	700	705	5024
1993	805	600	480	470	500	440	440	480	500	550	743	748	4950
1994	820	812	703	535	499	487	513	489	518	583	620	744	5321
1995	770	766	647	577	575	452	451	508	517	476	558	584	5014
1996	645	626	502	396	374	402	360	447	493	473	481	694	4312
1997	707	649	593	420	382	347	383	389	496	396	426	417	4083
1998	441	354	445	402	404	401	471	432	431	478	521	577	3918
1999	558	546	474	438	407	362	393	395	462	490	703	756	4356
2000	654	670	659	603	499	501	624	590	589	688	706	863	5600
2001	1014	1044	704	420	404	414	436	483	502	473	360	425	4852
2002	452	461	402	440	527	563	530	574	491	473	349	400	4136
2003	434	535	362	422	413	456	435	434	475	424	602	564	4054
2004	505	535	494	418	392	422	459	504	471	482	467	517	4147
2005	543	600	422	390	564	481	378	429	456	472	551	606	4295
2006	532	583	589	563	592	558	540	680	645	591	563	640	5166
2007	576	645	590	538	568	561	624	717	605	550	628	628	5276
2008	624	634	623	603	593	480	365	498	555	531	643	566	4912
2009	574	611	674	585	743	601	584	584	686	704	750	737	5721
2010	772	750	727	648	789	716	724	757	587	571	700	668	6138
2011	475	397	371	416	401	294	423	395	399	389	483	527	5029
2012	536	496	470	482	453	521	516	580	911	1040	892	1065	5832
2013	1114	1045	887	810	789	600	813	431	576	547	700	1097	6860

Анализ отчетных данных (таблицы 7.5, 7.6, 7.7) показал:

- в 1984 году ГЭС вышла на проектную энергоотдачу, в дальнейшем в зависимости от водности года энергоотдача ГЭС соответствует проектной и используется полностью;
- максимальная выработка электроэнергии за период эксплуатации Зейской ГЭС составила 6860 млн. кВт·ч в многоводном 2013 году;
- максимальная используемая мощность 1340 МВт наблюдалась в декабре 2013 года;

- среднемноголетняя выработка электроэнергии за период эксплуатации по факту составила 4877 млн. кВт·ч (из-за снижения коэффициента использования стока в первые годы эксплуатации ГЭС);
- выработка электроэнергии полностью используется в энергосистеме;
- максимальная используемая мощность 1330 МВт наблюдалась до 2003 года;
- с 2005 года по 2011 год в связи с уплотнением суточных графиков нагрузки и вводом Бурейской ГЭС максимальная используемая мощность не превышала 1200 МВт.

Дополнительно более подробно проанализированы режимы работы станции в средневодном 2008 году и в 2013 году (многоводный по водности год). Режим работы ГЭС в первые три квартала 2013 года можно отнести к режиму работы в многоводных условиях. Такой режим стал возможен после того как к началу сработки в 2012 году водохранилище станции наполнилось до отметки 317,5 м и к весне 2013 года необходимо было сработать до отметки 310,0 м. Значительный объем воды в водохранилище позволил максимально загружать агрегаты ГЭС.

В таблицах 7.8, 7.9 приведены основные показатели работы ГЭС в характерные месяцы 2013 года (январь, март, июнь) и 2008 года (январь, июнь, декабрь):

- максимальная мощность в сутках (N_{\max});
- выработка электроэнергии за сутки ($\mathcal{E}_{\text{сут}}$);
- среднесуточная мощность ($N_{\text{сут}}$).

Таблица 7.8 – Отчетные данные о работе Зейской ГЭС в январе, июне, декабре 2013 года

День	Январь			Июнь			Декабрь		
	N_{\max} , МВт	Эср.сут, млрд. кВт·ч	$N_{\text{ср.сут}}$, МВт	N_{\max} , МВт	Эср.сут, млрд. кВт·ч	$N_{\text{ср.сут}}$, МВт	N_{\max} , МВт	Эср.сут, млрд. кВт·ч	$N_{\text{ср.сут}}$, МВт
1	1251	25,6	1067	882	16,37	682	1093	22,3	929
2	1227	27,4	1140	945	17,2	717	1084	23,27	970
3	1243	26,7	1112	1044	18,9	788	1069	22,23	926
4	1212	27,0	1125	1036	20,3	846	1063	22,2	925
5	1238	26,7	1112	1098	21,2	883	1123	22,95	956
6	1263	26,9	1121	753	8,8	367	1150	23,95	983
7	1255	26,9	1121	435	7,2	300	1174	21,62	900
8	1241	27,3	1137	424	7,7	321	1296	21,89	912
9	1280	27,3	1138	430	7,0	292	1249	25,69	1070
10	1281	26,7	1112	434	7,75	323	1297	27,22	1134
11	1226	26,1	1088	437	7,0	292	1333	29,04	1210
12	1247	27,1	1128	396	7,18	299	1337	29,5	1229
13	1250	27,0	1125	451	7,35	306	1340	28,6	1204
14	1284	27,4	1142	434	6,77	282	1313	28,03	1167
15	1187	26,4	1100	438	7,3	304	1313	27,43	1143

Продолжение таблицы 7.8

День	Январь			Июнь			Декабрь		
	Nmax, МВт	Эср.сут, млрд. кВт·ч	Nср.сут, МВт	Nmax, МВт	Эср.сут, млрд. кВт·ч	Nср.сут, МВт	Nmax, МВт	Эср.сут, млрд. кВт·ч	Nср.сут, МВт
16	1219	25,8	1075	431	7,22	301	1315	27,14	1131
17	1148	26,5	1104	413	6,95	290	1297	27,6	1150
18	1249	26,7	1112	418	6,78	283	1297	27,97	1165
19	1205	26,4	1100	442	8,0	333		28,27	1178
20	1170	25,2	1050	1091	21,3	888	1272	26,03	1085
21	1245	26,0	1083	987	21,0	875	1171	24,7	1029
22	1228	26,0	1083	1097	21,0	875	1309	25,87	1203
23	1274	27,1	1129	1068	21,2	883	1319	27,67	1153
24	1226	26,9	1121	1011	21,1	879	1322	27,53	1147
25	1292	27,4	1142	1032	20,6	858	1297	28,45	1185
26	1283	28,3	1179	1039	20,9	871	1321	28,66	1194
27	1296	27,7	1154	1056	21,4	892	1283	28,47	1186
28	1217	26,7	1112	1056	22,5	938	1311	27,38	1141
29	1247	26,5	1104	1063	21,08	878	1323	28,47	1186
30	1303	26,9	1121	1047	21,5	896	1305	28,34	1181
31	1230	26,4	1100				1313	27,89	1162

Таблица 7.9 – Отчетные данные о работе Зейской ГЭС в январе, июне, декабре 2008 года

День	Январь			Июнь			Декабрь		
	Nmax, МВт	Эср.сут,млрд. кВт·ч	Nср.сут, МВт	Nmax, МВт	Эср.сут, млрд. кВт·ч	Nср.сут, МВт	Nmax, МВт	Эср.сут, млрд. кВт·ч	Nср.сут, МВт
1	800	11,78	491	700	13	542	800	15,1	629
2	820	12,47	520	670	12,9	538	800	12,9	538
3	810	14,04	585	690	12,7	529	780	13,3	554
4	910	16,59	691	650	11,6	483	860	12,9	538
5	950	16,19	675	660	12,3	513	780	13,2	550
6	980	16,85	702	650	12,2	508	660	12,5	521
7	950	15,28	637	730	13,3	554	880	13,9	579
8	1020	17,25	719	700	12,6	525	750	13,4	558
9	1040	18,55	773	870	15,4	642	760	13,7	571
10	950	17,36	723	800	14	583	790	12,5	521
11	1120	19,13	797	770	12,8	533	700	12,6	525
12	1160	18,87	786	800	11,5	479	890	13	542
13	1070	16,96	707	700	11,9	496	710	12,5	521
14	940	17,17	715	690	12,5	521	800	12,8	533
15	870	16,54	689	710	14	583	800	14,2	592
16	890	16,13	672	710	13,3	554	800	13,5	563
17	800	14,52	605	650	12,1	504	840	14,2	592
18	870	15,08	628	500	9,5	396	850	13,8	575
19	920	14	583	570	9,4	392	770	14,4	600
20	930	14,12	588	720	10,5	438	1000	13,2	550

21	790	14,08	587	750	14,15	590	780	14,2	592
22	880	13,65	569	640	11,3	471	910	14,7	613
23	910	14,13	589	550	9,27	386	870	15	625
24	750	13,84	577	530	9,27	386	830	14	583
25	870	15,16	632	510	8,9	371	900	15	625
26	800	13,53	564	540	8,7	363	850	13,4	558
27	870	12,07	503	500	8,85	369	780	14,5	604
28	860	15,95	665	500	9,1	379	720	13,9	579
29	810	12,22	509	470	8,7	363	700	12,6	525
30	740	12,23	510	590	9,5	396	710	12,9	538
31	780	11,72	488				840	13,8	575

Выводы на основании отчетных данных о работе станции в 2008 году и в первые три квартала 2013 года (таблицы 7.8, 7.9):

- максимальная энергоотдача станции в зимние месяцы: декабрь, январь, февраль. Режим работы станции в течение зимы довольно равномерный, коэффициент месячной неравномерности очень мал.
- Зейская ГЭС с вводом Бурейской ГЭС работает в полу涓ковой части суточного графика нагрузки, коэффициент суточной неравномерности также невысок.
- максимальная мощность в декабре 2013 года составила 1340 МВт;
- станция активно участвует в сезонном, недельном и суточном регулировании.

Перспективный режим

Основной целью технического перевооружения и реконструкции ГЭС является повышение энергоотдачи станции: установленной мощности и выработки электроэнергии. Для определения эффекта по используемой мощности и выработки электроэнергии разработаны перспективные режимы работы станции на уровне 2025 года для средневодных условий.

Режим использования мощности Зейской ГЭС в перспективе сформирован путем покрытия годовых, недельных и суточных графиков нагрузки ОЭС Востока (с учетом экспорта в Китай) на основании отчетных данных о работе станции.

Таблица 7.10 – Электропотребление ОЭС Востока на период до 2030 года с учетом экспорта в Китай (в млр. кВт·ч)

Показатель	Год				
	2012	2015	2020	2025	2030
Электропотребление ОЭС Востока	31,67	36,33	43,30	50,3	58,07
Переток в ЦЭР Якутии			0,35	0,35	0,35
Экспорт	2,63	4,0	4,0	5,1	5,1
Электропотребление с учетом экспорта	34,3	40,33	47,65	55,75	63,52

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

8.1. Исходные данные

Для увеличения установленной мощности Зейской ГЭС рассматривались следующие мероприятия (подробно в разделе 2):

- Вариант 1 Агрегат с существующей турбиной и модернизированным генератором $N_a=240$ позволяет увеличить установленную мощность ГЭС до 1440 МВт;
- Вариант 2 Замена турбин и генераторов, увеличение мощности агрегата до 245МВт, увеличивает установленную мощность ГЭС до 1470 МВт;
- Вариант 3 Замена турбин и генераторов, увеличение мощности агрегата до 225 МВт позволяет увеличить установленную мощность станции до 1350 МВт;
- Вариант 4 Проводится поузловая плановая реконструкция на всех агрегатах, на агрегатах 3 и 6 мощностью 215 МВт проводится перемаркировка на мощность 225 МВт, позволяющая увеличить установленную мощность станции до 1350 МВт.

В таблице 8.1 для каждого варианта приведены среднемноголетняя выработка электроэнергии, установленная мощность и капиталовложения.

Таблица 8.1 – Водно-энергетические и стоимостные показатели

Показатель	Существующее состояние	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Установленная мощность, МВт	1330	1440	1470	1350	1350
Дополнительная мощность, МВт		110	140	20	20
Среднемноголетняя выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	5110	5125	5315	5315	5110
Дополнительная выработка		15	205	205	0
Капиталовложения, млн. руб		5604	19135	17905	2271,9

Капиталовложения в размере 2271,9 млн. руб представляют затраты в плановую реконструкцию, при этом дополнительных затрат на перемаркировку не предусматривается.

В случае капитального ремонта (вариант 1) срок службы турбины может быть продлен на 10 лет (затем капитальный ремонт), а генератора на 20 лет с сохранением плановых текущих ремонтов. В случае замены оборудования (варианты 2 и 3) срок службы агрегата составит 40 лет.

Доходная часть проекта сформирована за счет выручки от реализации дополнительной выработки электроэнергии и дополнительной установленной мощности.

Программа производства электроэнергии по вариантам представлена в таблице 8.2, ввод установленной мощности - в таблице 8.3.

Таблица 8.2 – Программа производства электроэнергии

Вариант	Год								млн. кВт·ч
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Существующий	5110	5110	5110	5110	5110	5110	5110	5110	5110
Вариант 1	5110	5115	5120	5125	5125	5125	5125	5125	5125
Вариант 2	5110	5110	5180	5180	5250	5250	5315	5315	5315
Вариант 3	5110	5110	5180	5180	5250	5250	5315	5315	5315
Вариант 4	5110	5110	5110	5110	5110	5110	5110	5110	5110

Предполагалось, что вывод одного агрегата не повлияет на выработку электроэнергии всей станции в этом году.

Таблица 8.3 – Ввод установленной мощности

агрегат	Год												МВт
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021					
Вариант 1													
1		240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
2	225		240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
3	215	215		240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
4	225	225	225		240	240	240	240	240	240	240	240	240
5	225	225	225	225		240	240	240	240	240	240	240	240
6	215	215	215	215	215		240	240	240	240	240	240	240
итого	1105	1120	1145	1160	1175	1200	1440	1440	1440	1440	1440	1440	1440
Вариант 2													
1			245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
2	225	225			245	245	245	245	245	245	245	245	245
3	215	215	215	215			245	245	245	245	245	245	245
4	225	225	225	225	225	225			245	245	245	245	245
5	225	225	225	225	225	225	225	225			245	245	245
6	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215			245
итого	1105	1105	1125	1125	1155	1155	1175	1175	1195	1195	1225	1225	1470
Вариант 3													
1			225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
2	225	225			225	225	225	225	225	225	225	225	225
3	215	215	215	215			225	225	225	225	225	225	225
4	225	225	225	225	225	225			225	225	225	225	225
5	225	225	225	225	225	225	225	225			225	225	225
6	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215			225
итого	1105	1105	1105	1105	1155	1115	1115	1115	1115	1115	1125	1125	1350
Вариант 4													
1	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
2		225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
3	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
4	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
5	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
6	215		225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
итого	1115	1125	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350

Выручка от продажи дополнительной выработки электроэнергии и мощности на действующей Зейской ГЭС рассчитывалась по тарифной ставке на электрическую энергию и мощность.

Тарифы на электроэнергию и мощность приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Тарифная ставка на электрическую энергию и мощность

Наименование	Зейская ГЭС
Тарифная ставка на электрическую энергию, руб./МВт·ч	15,66
Тарифная ставка на мощность, руб./МВт в месяц	96220,15

Расчеты по обоснованию инвестиций в техперевооружение производились в соответствии с «Сценарные условия развития электроэнергетики на 2017-2042 г.г.» (приказ ОАО «РусГидро» от 16.09.2013 года № 878).

Норма дисконта принята по рекомендации ЕСУ в размере 11,6 % годовых.

Учтены следующие виды налогов:

- НДС – 18%;
- налог на имущество – 2,2% от остаточной стоимости;
- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду – 9,24 руб/тыс. кВт·ч.

Расчеты коммерческой эффективности проводились в прогнозных ценах (с учетом инфляции).

Оценка эффективности рассматриваемых мероприятий по увеличению установленной мощности производилась на основании чистого дисконтированного дохода (ЧДД).

8.2 Результаты расчетов

Результаты расчетов эффективности мероприятий по увеличению установленной мощности Зейской ГЭС для трех вариантов приведены в таблице 8.5

Таблица 8.5 – Результаты расчетов эффективности

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
ЧДД, млн. руб	-4056	-11661	-14631

Отрицательная величина чистый дисконтированный доход свидетельствует о нецелесообразности проведения рассматриваемых мероприятий в настоящий момент.

Выводы

1 Зейская ГЭС является основным энергоисточником ОЭС Востока. Станция участвует в сезонном, недельном и суточном регулировании нагрузок энергосистемы.

2 Полученная величина чистого дисконтированного дохода в первом, втором и третьем вариантах реконструкции свидетельствует о нецелесообразности проведения рассматриваемых мероприятий по увеличению установленной мощности станции.

3 По истечению срока службы оборудования, подтвержденного плановым обследованием, необходимо вернуться к сравнению мероприятий по замене основного оборудования, выбрать наиболее оптимальный вариант на основании экономических показателей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Водно-энергетические и стоимостные показатели по вариантам представлены в таблице 6.1.

Технико-экономическое сравнение вариантов показало нецелесообразность проведения рассматриваемых мероприятий по увеличению установленной мощности станции в настоящий момент. Состояние гидроагрегатов является в полной мере работоспособным.

Поузловая плановая реконструкция (вариант 4) позволит увеличить доход станции за счет выручки от продажи дополнительной мощности.

Замена оборудования будет необходима по истечению срока его службы и экономически будет обоснована. При этом целесообразно будет принять вариант 3 с агрегатами мощностью по 225 МВт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технический отчет ОАО «НИИЭС» Выполнение работ по предпроектному обследованию турбин (определение остаточного срока службы) гидрогенераторов Г1-Г6 филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС». Москва 2014 г.
2. ИЭ-ЗГЭС/84-03-1-1. Инструкция по эксплуатации гидрогенератора.
3. Надежность систем энергетики (Сборник рекомендуемых терминов) // М.: ИАЦ «Энергия». 2007, 192 с.
4. Обрезков В.И. Гидроэнергетика // М.: Энергоатомиздат. 1981, 276-285.
5. Владиславлев Л.А. Надежность гидротурбин // М.: Энергия. 1970.
6. Щур, В. А. Повышение энергоотдачи гидротурбинного оборудования действующих ГЭС при их реконструкции : дис. ... канд. тех. наук : 05.04.13 / Щур Василий Алексеевич. – Санкт-Петербург, 2015. – 175 с.
7. СТО 70238424.27.140.039-2009 Гидроэлектростанции. Продление срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации. Нормы и требования – Введ. 31.12.2009. – Москва : НП «ИНВЭЛ», 2009. – 72 с.
9. Водохозяйственные и энергоэкономические расчеты. Изв. №1128-4т, Ленинградское отделение ГИДРОПРОЕКТА им. С. Я. Жука// Ленинград. 1969.
10. Единые сценарные условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042гг. . – Введ. 08.02.2016 – Москва : «РусГидро», 2016 – 14 с.
11. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
12. Техническая политика ПАО «РусГидро» [Электронный ресурс]// «РусГидро». – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ гидрологических данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Зея за период 1901-2013 гг.

Годы	Месяцы												$Q_{\text{средн}}$
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	VI	
1901-02	2220	772	367	2430	970	515	80,5	51,0	11,6	7,09	6,55	10,2	620
1902-03	2450	968	1700	2310	1310	415	78,4	42,0	9,10	7,33	5,95	6,33	775
1903-04	2060	1170	493	941	1580	776	124	43,7	9,12	7,83	6,94	26,0	603
1904-05	2210	2690	1430	1890	1160	310	78,6	48,0	8,57	6,56	6,05	5,94	820
1905-06	1250	661	1320	1120	3020	787	138	61,0	18,2	7,76	6,55	22,0	701
1906-07	2190	1640	1260	2140	1860	668	164	80,8	40,0	9,37	7,70	203	855
1907-08	2670	1610	1050	2350	2010	1480	199	84,6	23,3	10,6	7,28	17,3	959
1908-09	2530	825	1350	1890	1590	508	101	50,5	18,5	8,40	7,43	14,5	741
1909-10	1040	850	1130	1190	587	266	42,5	24,0	7,44	8,25	7,08	79,5	436
1910-11	1740	1560	1290	1230	875	251	39,4	24,0	9,18	7,49	6,33	10,3	587
1911-12	595	833	1110	430	716	292	35,6	18,4	8,45	6,16	5,81	9,65	338
1912-13	1280	1490	454	1950	2080	518	83,0	25,0	6,99	6,60	5,67	7,28	659
1913-14	869	732	646	2260	1310	448	64,5	25,6	8,66	5,88	5,11	5,82	532
1914-15	2420	2080	953	822	842	310	42,1	20,5	7,09	6,56	5,92	4,86	626
1915-16	616	2250	2280	1210	1620	553	147	53,0	15,6	8,65	7,21	8,64	731
1916-17	2390	2760	1120	2960	1610	434	113	49,2	18,1	8,55	6,79	10,0	957
1917-18	773	984	1900	2360	1940	498	124	48,0	8,55	8,08	6,86	97,3	729
1918-19	1360	626	1230	2280	1570	524	133	50,5	16,9	9,30	8,05	11,7	652
1919-20	1210	1180	1290	2300	2580	775	140	70,0	20,8	8,89	7,21	837	868
1920-21	1650	667	1820	2090	2740	882	115	51,8	11,5	7,24	5,81	10,2	838
1921-22	2130	1910	509	637	1040	199	47,3	18,1	7,13	6,16	5,64	9,09	543
1922-23	1060	1140	1190	1580	2040	793	164	64,0	12,3	7,64	7,00	11,6	672
1923-24	3620	2390	3430	1240	1640	601	160	56,0	10,7	7,72	6,26	6,52	1100
1924-25	1520	1240	2870	2920	1270	671	131	60,0	18,9	8,48	7,14	376	924
1925-26	1820	2520	1050	1680	892	377	124	50,5	11,0	8,08	6,41	6,40	712

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	Месяцы												$Q_{\text{средн}}$
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	VI	
1926-27	1830	1570	1220	908	972	703	97,6	42,3	19,8	7,40	5,92	30,0	617
1927-28	2100	929	2030	3670	1590	505	108	59,0	13,1	10,2	7,00	22,4	920
1928-29	2110	2140	5560	4260	2310	780	138	55,2	20,2	8,96	7,50	12,0	1450
1929-30	1600	2110	3250	879	618	256	71,6	42,3	10,8	8,35	7,08	7,01	738
1930-31	3220	1840	1310	2560	2950	1150	188	110	37,8	11,5	9,35	8,86	1120
1931-32	824	1390	708	1910	1360	679	161	53,5	23,2	12,0	10,2	9,91	595
1932-33	1110	2090	994	535	406	243	53,6	34,3	10,4	9,66	8,24	37,4	461
1933-34	2210	1560	1500	1350	1680	881	102	51,6	19,2	9,06	6,46	11,0	782
1934-35	1290	534	663	1110	650	263	70,7	28,7	8,00	6,53	4,97	9,06	386
1935-36	1890	2460	1140	3700	3380	839	324	106	24,0	9,30	7,00	89,8	1160
1936-37	1770	2860	1800	1800	3160	756	201	103	32,3	12,0	7,45	13,0	1040
1937-38	2000	1070	2140	1180	1460	562	142	37,4	13,7	6,95	4,28	63,3	723
1938-39	1940	3300	4800	2350	1580	416	122	56,1	13,0	8,10	4,20	392	1250
1939-40	1260	1580	1350	1500	918	303	84,8	22,6	10,6	7,44	7,44	12,0	588
1940-41	2010	818	980	2290	2050	658	173	65,2	14,2	11,0	9,00	8,28	757
1941-42	2630	1290	788	344	683	202	59,1	31,0	13,1	8,26	7,30	7,68	505
1942-43	1060	1310	721	2830	1480	401	134	47,8	20,7	11,1	6,65	305	694
1943-44	1280	1490	1390	1520	1750	750	131	39,1	17,0	11,2	6,20	31,7	701
1944-45	1080	487	1560	1730	869	502	76,3	19,6	7,17	3,97	3,60	50,6	532
1945-46	507	984	1510	1200	487	338	61,8	12,3	6,99	4,82	4,27	17,3	428
1946-47	2060	1560	2150	1780	2980	650	144	57,1	14,5	6,81	4,57	71,8	957
1947-48	675	1380	477	1150	1910	417	96,0	15,4	4,72	2,85	2,78	63,2	516
1948-49	1300	1230	1310	2380	1300	844	169	58,5	19,4	8,24	6,41	22,6	721
1949-50	2070	2620	632	2490	3540	954	204	61,7	19,5	12,5	8,70	38,7	1050
1950-51	2410	1380	1170	2010	1540	371	123	48,2	19,1	8,90	7,17	13,7	758
1951-52	1940	1020	1310	3130	2430	1490	337	95,3	40,0	13,5	9,07	98,6	993
1952-53	1160	607	886	1610	1450	456	100	28,0	9,11	6,86	6,54	33,5	529
1953-54	1560	844	3840	1740	2080	396	74,2	25,5	10,9	4,10	3,60	17,9	883
1954-55	904	1640	378	1080	609	265	60,0	24,0	9,93	5,79	4,88	12,0	416

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	Месяцы												$Q_{\text{средн}}$
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	VI	
1955-56	3330	1190	2040	3250	1530	461	76,7	32,6	16,4	10,5	6,67	7,50	996
1956-57	1690	4460	2590	2120	3000	1420	174	100	31,8	15,1	12,1	54,0	1310
1957-58	2400	1170	2510	1090	2120	814	166	74,3	25,3	11,4	9,35	15,5	867
1958-59	2010	1720	3470	1390	2110	1000	243	115	36,2	15,5	10,8	32,5	1010
1959-60	1960	728	2590	3290	2810	860	234	103	39,2	13,8	10,7	16,7	1050
1960-61	1760	1680	1290	1860	1260	328	78,7	33,0	8,66	4,58	5,05	26,4	695
1961-62	1610	2130	2920	1700	3100	748	186	109	48,4	16,2	13,6	121	1060
1962-63	1850	1100	985	802	1650	503	68,5	30,2	14,0	6,60	6,65	84,0	592
1963-64	1620	2580	2300	1050	516	275	59,8	39,2	11,7	8,03	5,97	8,00	706
1964-65	2660	1340	2730	716	664	323	120	42,2	17,5	8,34	7,23	30,1	722
1965-66	1160	1360	1560	1780	3000	770	132	37,8	12,5	6,41	5,78	14,6	820
1966-67	1380	2520	1880	3690	1150	339	71,1	23,3	5,24	5,69	5,06	463	961
1967-68	2160	1380	734	2540	1680	978	68,0	29,1	15,2	9,62	6,58	185	815
1968-69	1910	1130	1300	751	1390	403	42,2	43,6	20,0	8,59	5,73	17,8	585
1969-70	2070	2240	1960	539	1090	272	78,7	24,1	6,54	4,18	3,44	217	709
1970-71	2580	2700	405	1500	2190	472	116	35,0	13,4	8,65	5,93	10,6	836
1971-72	2000	540	1530	1610	2410	433	72,4	37,0	13,4	6,75	5,82	471	761
1972-73	1440	1240	4770	3890	2550	917	154	53,4	22,7	12,9	9,15	8,13	1260
1973-74	1870	773	1970	1800	438	242	63,2	23,8	9,70	5,77	5,44	21,0	602
1974-75	1600	2360	1950	3360	1140	668	88,1	31,2	5,68	2,72	2,58	851	1000
1975-76	1170	1470	2010	2350	1420	770	136	54,4	15,8	7,01	5,42	80,0	791
1976-77	2270	2640	2040	852	1210	676	139	33,3	13,2	5,32	4,38	29,4	826
1977-78	1920	954	2970	1400	1620	578	148	34,2	10,9	3,31	2,15	363	834
1978-79	2460	1210	1730	983	1780	780	116	35,2	12,1	3,83	3,32	121	770
1979-80	1940	474	440	1830	1840	521	50,6	19,0	12,8	5,77	3,90	6,56	595
1980-81	2810	1820	1900	833	833	290	19,8	9,65	16,0	8,40	6,10	90,2	720
1981-82	1400	1640	2670	1300	1870	714	117	49,0	16,6	7,00	5,00	154	829
1982-83	2510	793	1550	4690	3600	1900	119	58,0	23,0	11,6	8,62	26,4	1270
1983-84	3460	1750	1500	1530	2460	624	126	46,2	18,3	11,9	8,68	282	985

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	Месяцы												Q _{средн}
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	VI	
1984-85	1570	1660	1270	4340	995	330	97,0	37,0	14,8	8,14	6,19	132	872
1985-86	1990	1570	2150	1980	1790	427	114	43,7	17,5	9,04	6,46	57,0	846
1986-87	1480	853	1020	1550	488	222	47,8	16,1	7,70	5,50	4,90	25,7	477
1987-88	517	2760	2080	789	1150	521	102	38,8	13,6	8,30	6,14	1050	753
1989-90	874	1920	2180	2750	1880	564	112	35,7	12,9	6,34	4,80	224	880
1990-91	1760	1080	3510	894	1790	591	137	49,0	19,0	9,90	6,80	135	832
1991-92	1600	1100	1230	2690	695	255	84,3	47,5	10,1	6,00	4,00	335	671
1992-93	868	427	1090	1350	1830	419	84,2	30,5	11,3	6,40	4,60	5,53	511
1993-94	1340	2550	3110	1610	1970	602	109	46,9	20,1	9,90	6,57	10,5	949
1994-95	2320	2190	1580	1470	1470	370	101	30,5	10,2	6,10	4,50	143	808
1995-96	2180	1270	1100	1380	766	385	102	31,0	13,2	7,00	4,90	8,94	604
1996-97	1400	1160	363	1050	2660	885	107	49,2	22,5	11,0	7,40	348	672
1997-98	1850	1480	3130	2090	1850	556	103	49,2	18,1	9,10	6,60	107	937
1998-99	3240	2570	1220	560	613	471	103	31,4	17,0	9,40	6,40	149	749
1999-00	2160	1230	1770	1490	2060	412	85,4	37,0	15,6	8,70	6,40	546	818
2000-01	2050	1910	2740	1290	1310	514	85,7	41,0	17,1	9,80	6,80	206	848
2001-02	1260	713	1570	925	1620	576	89,0	44,0	17,7	9,58	6,75	207	587
2002-03	2550	967	805	973	980	408	108	42,7	17,1	9,37	6,70	253	593
2003-04	603	1780	3390	1570	1310	483	103	37,0	15,0	8,93	6,13	125	786
2004-05	2000	1470	1140	1280	3270	979	97,3	38,0	15,4	8,70	6,12	110	868
2005-06	1410	2290	974	1970	2670	611	85,3	36,0	15,0	8,47	5,94	75,4	846
2006-07	1840	1810	1720	2750	2490	557	79,2	35,2	14,6	7,41	5,09	293	967
2007-08	1950	2750	5430	1550	1520	516	81,6	35,6	16,7	9,29	6,35	139	1170
2008-09	981	400	1620	2280	3250	633	90,2	42,8	17,6	9,92	6,87	303	803
2009-10	2130	1480	968	2080	2890	1290	107	47,6	21,4	12,4	8,66	145	932
2010-11	2680	1610	2790	1400	1270	553	83,9	40,0	17,7	9,29	6,82	190	888
2011-12	1160	1140	1180	1500	1030	420	111	43,7	19,1	9,86	6,75	513	594
2012-13	2340	1090	2310	3940	2990	1120	101	48,0	21,7	11,6	7,90	155	1180
Средний	1800	1530	1740	1830	1700	590	112	45,5	16,0	8,39	6,45	119	791

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Зависимость уровней нижнего бьефа от расходов воды р.Зея

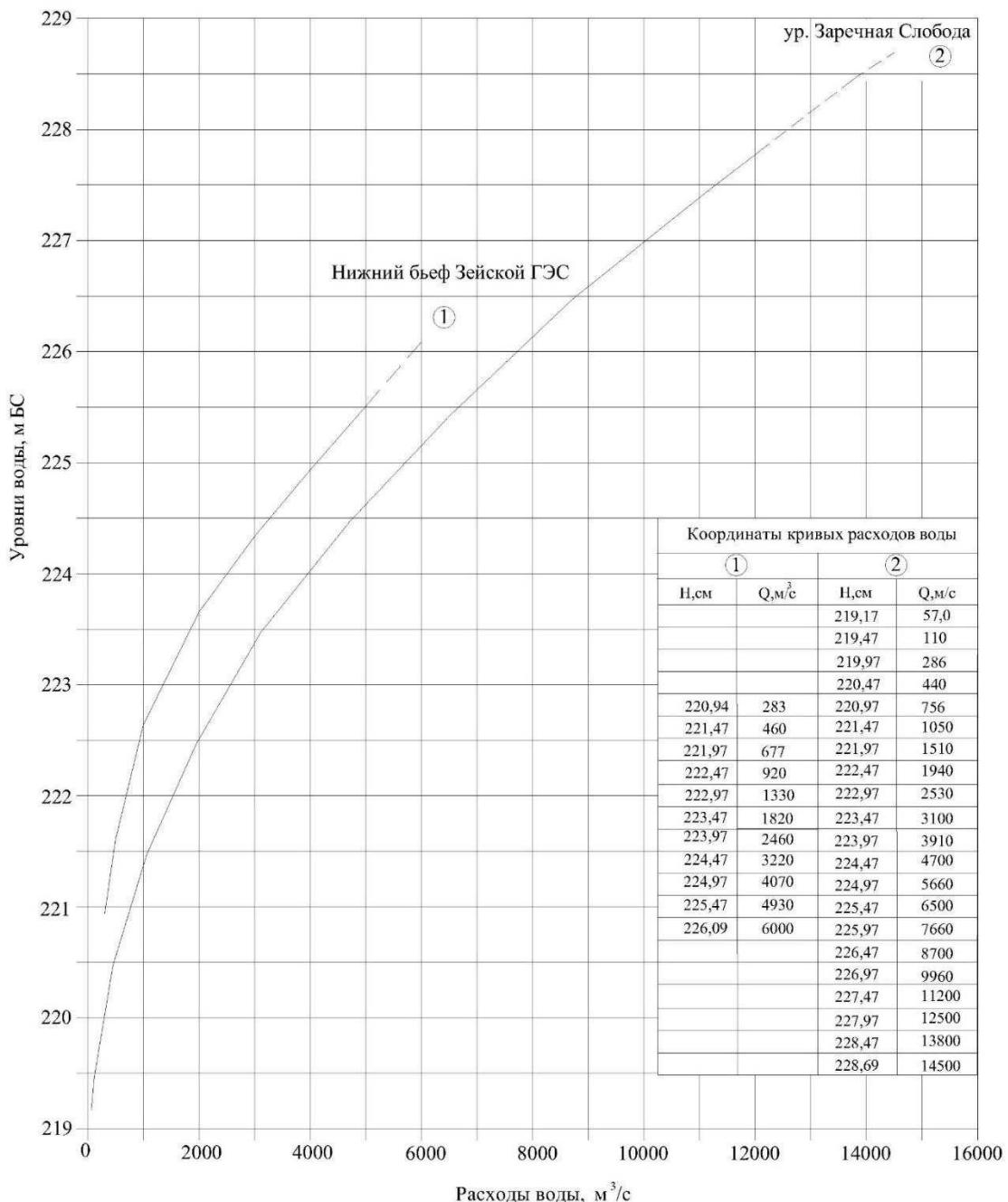


Рисунок Б.1 – Зависимость уровней нижнего бьефа от расходов воды р.Зея

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Зависимость площадей зеркала и объемов воды от уровней Зейской ГЭС

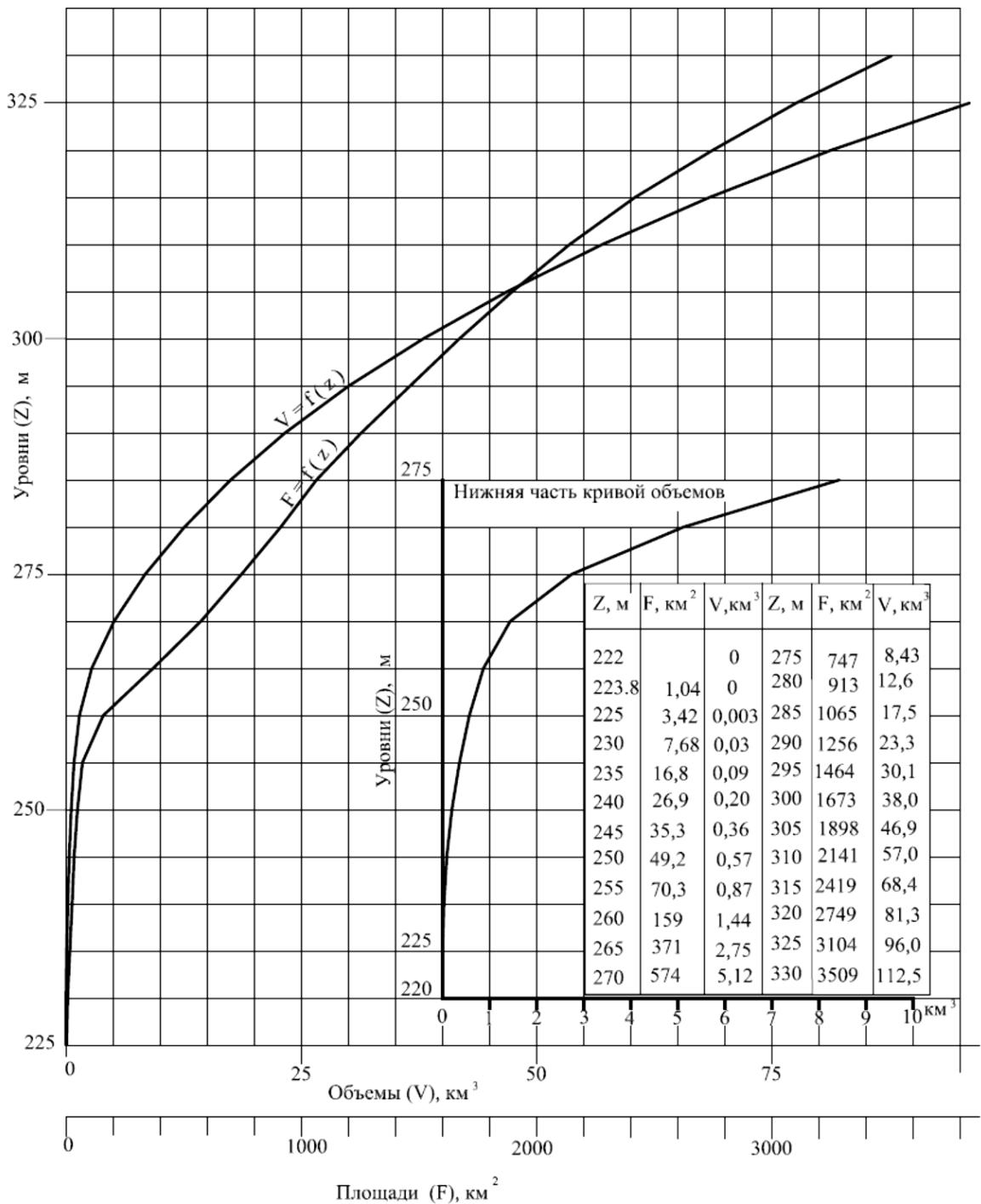


Рисунок В.1 – Зависимость площадей зеркала и объемов воды от уровней Зейской ГЭС

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.О. Погоняйченко
«15» июня 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**ВЫПОЛНЕНИЕ КОМПЛЕКСА ОБОСНОВАНИЙ РАСЧЕТНЫХ РАБОТ
ПО УВЕЛИЧЕНИЮ МОЩНОСТИ ГИДРОАГРЕГАТОВ ЗЕЙСКОЙ ГЭС**

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
13.03.02.06 Гидроэлектростанции

Научный руководитель

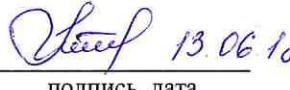
 13.06.18
подпись, дата

Доцент кафедры
ГГЭС
должность

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник

 13.06.18
подпись, дата

М.И. Алексеева
инициалы, фамилия

Рецензент

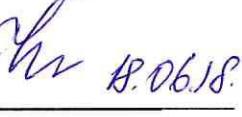
 14.06.18
подпись, дата

Главный инженер
АО «Гидроремонт
-ВКК»
должность

Е.В. Кондратцев

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

 18.06.18
подпись, дата

А. А. Чабанова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2018