


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

« 19 » июня 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме дипломного проекта

Студенту Аскарову Сергею Анваровичу.

Группа ГЭ13-02 Направление (специальность) 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Ангарской ГЭС-2 на реке Ангара. Критерии безопасности состояния ГЭС в период строительства и эксплуатации.

Утверждена приказом по университету № 47 от 31.03.2017

Руководитель ВКР В. Б. Затеев, кандидат технических наук, заведующий кафедрой ГЭС.

Исходные данные к ВКР: среднемесячные расходы реки Ангара; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем $V = f(Z_{вб})$; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q = f(Z_{нб})$; годовой максимум нагрузки 29000 МВт; коэффициент мощности $k_N = 8,9$; потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,5$ м; отметка НПУ 275,0 м.

Перечень разделов ВКР:


1. Общая часть; 2. Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности; 3. Основное и вспомогательное оборудование; 4. Электрическая часть; 5. Релейная защита и автоматика; 6. Компонировка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений; 7. Техничко-экономические показатели; 8. Разработка мероприятий по охране труда, пожарной безопасности и обеспечению экологической чистоты проектируемой станции; 9. Критерии безопасности состояния ГЭС в период строительства и эксплуатации.

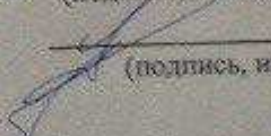
Перечень графического материала:

1. Генеральный план Ангарской ГЭС-2;
2. Поперечный разрез по водосливной плотине Ангарской ГЭС-2;
3. Поперечный разрез по грунтовой плотине Ангарской ГЭС-2;
4. Нагрузки, действующие на водосливную плотину;
5. Поперечный разрез по станционной части Ангарской ГЭС-2;
6. Выбор установленной мощности Ангарской ГЭС-2;
7. Главная схема электрических соединений Ангарской ГЭС-2;
8. Техничко-экономические показатели Ангарской ГЭС-2;

Руководитель ВКР

Задание принял к исполнению


В.Б. Затеев
(подпись, инициалы и фамилия руководителя)


С.А. Аскаров
(подпись, инициалы и фамилия студента)

«15» июня 2017 г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

ОТЗЫВ

Руководителя бакалаврской работы Затеева В. Б.
и.о. заведующего кафедрой ГТС СШФ СФУ

на бакалаврскую работу «Проектирование Ангарской ГЭС-2 на реке
Ангара. Критерии безопасности состояния ГТС в период строительства и
эксплуатации»

Аскарова Сергея Анваровича

Бакалаврская работа, разработанная Аскаровым С.А., выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Работа представлена на 136 листах пояснительной записки и 7 листах иллюстрационного материала. Все части проекта достаточно подробно разработаны. Выполнены водно-энергетические и водохозяйственные расчеты, определены характеристики и подобрано основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических соединений ГЭС. Разработаны конструкции и рассчитаны параметры гидротехнических сооружений, обоснованы их прочность и устойчивость. Проведены технико-экономические расчеты, подтверждающие экономическую целесообразность строительства Ангарской ГЭС-2.

В рамках специального вопроса была поставлена задача назначения критериев безопасности ГТС в период строительства и эксплуатации.

Автором приведены выдержки из различных нормативных документов, относящиеся к определению понятия критериев безопасности ГТС и обеспечению безопасности ГТС. При этом стоит отметить, что ссылку на документ «Инструкция о ведении Российского регистра гидротехнических сооружений» нельзя признать удачной. Основным нормативным документом для определения уровня безопасности ГТС является стандарт организации ПАО «РусГидро» «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Правила эксплуатации. Нормы и требования. СТО РусГидро 02.01.80-2012». Цитаты из различных нормативно-технических документов, относящиеся к вопросам обеспечения безопасности ГТС на различных периодах эксплуатации гидроузла, выходят за рамки поставленной задачи. Оригинальной частью работы можно признать сведения о критериях безопасности, полученных расчетным и эмпирическим путем для ГТС Красноярской ГЭС. Однако выпускник не провел какой-либо анализ представленных материалов, и не

использовал их для назначения критериев безопасности ГТС проектируемого им гидроузла.

В процессе выполнения работы Аскарлов С.А. проявил умение в выборе технических решений, достаточную теоретическую подготовку, знание современного уровня техники в области гидроэнергетики.

Считаю, что бакалаврская работа заслуживает положительной оценки, а Аскарлов Сергей Анварович достоин степени бакалавр.

Дата 17.06.2017


(ПОДПИСЬ)


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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Татарников



подпись

«20» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АНГАРСКОЙ ГЭС-2 НА РЕКЕ
АНГАРА. КРИТЕРИИ БЕЗОПАСНОСТИ СОСТОЯНИЯ ГЭС В
ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Руководитель



подпись, дата

Заведующий кафедрой

ГЭС, к.т.н.

должность

В.Б. Затеев

инициалы, фамилия

Выпускник



подпись, дата

С.А. Аскарлов

инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ангарской ГЭС-2 на реке Ангара. Критерии безопасности состояния ГЭС в период строительства и эксплуатации».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд В.06.17 Е.Ю. Замедис
подпись, дата инициалы, фамилия

Гидротурбинное,
гидромеханическое и
вспомогательное оборудование

Алексеева Л.В. Мосеевцева
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тю 17.06.17 И.В. Шалеткина
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Мед 14.06.17 В.В. Козачева
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Тют В.06.17 И.А. Ладина
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

А 14.06.17 Ю.Т. Тугаев
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Мед 05.06.17 В.В. Мамасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Мед 19.06.17 А.А. Чабанова
подпись, дата инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Ангарской ГЭС-2	7
Введение.....	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат.....	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Данные по энергосистеме	11
1.1.4 Инженерно-геологические условия	12
1.1.5 Сейсмические условия	12
1.2 Аналоги проектируемого гидроузла	12
2 Водно - энергетические расчёты	13
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	13
2.2 Определение максимального расчетного расхода.....	15
2.3 Построение суточных графиков нагрузки.....	16
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	16
2.5 Режимы работы ГЭС.....	18
2.5.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса	18
2.5.2 Водноэнергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном средневодном годах	21
2.6 Определение установленной мощности проектируемой станции.....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	23
3.1.1 Построение режимного поля	23
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ...	26
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	30
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	30
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала	32
3.2.3 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки	34
3.3 Расчет и построение спиральной камеры.....	35
3.4 Расчет вала на прочность	39
3.5 Расчет направляющего подшипника.....	39
3.6 Расчет гидрогенератора.....	40
4 Электрическая часть	45
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд.....	45
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	46

4.3	Распределительное устройство.....	46
4.3.1	Выбор проводов отходящих воздушных линий.....	46
4.3.2	Выбор схемы распределительного устройства.....	47
4.4	Электротехническое оборудование.....	48
4.4.1	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	49
4.4.2	Расчёт токов короткого замыкания.....	49
4.4.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима.....	52
4.4.4	Выбор и проверка аппаратов 500 кВ.....	53
4.4.5	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ.....	54
5	Релейная защита ГЭС.....	56
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	56
5.2	Выбор устройств релейной защиты.....	57
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора.....	57
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	60
6.1	Состав и компоновка гидроузла.....	60
6.2	Проектирование грунтовой плотины.....	60
6.3	Гидравлический расчет водосливной плотины.....	63
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта.....	63
6.3.2	Определение отметки гребня водослива.....	64
6.3.3	Проверка на пропуск поверочного расхода.....	66
6.3.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	68
6.4	Конструирование основных элементов плотины.....	71
6.4.1	Определение ширины и отметки подошвы плотины.....	71
6.4.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	73
6.4.3	Быки.....	74
6.4.4	Устои.....	74
6.4.5	Дренаж тела бетонной плотины.....	75
6.4.6	Галереи в теле плотины.....	75
6.4.7	Шпунтовые стенки и завесы.....	76
6.4.8	Дренажные устройства в основании.....	76
6.5	Фильтрационные расчеты подземного контура.....	77
6.6	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	78
6.7	Определение основных нагрузок на плотину.....	78
6.7.1	Вес сооружения и затворов.....	79
6.7.2	Сила гидростатического давления воды.....	80
6.7.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	80
6.7.4	Сила фильтрационного давления.....	81
6.7.5	Давление грунта.....	81
6.7.6	Волновое давление.....	81
6.8	Оценка прочности плотины.....	82
6.9	Критерий прочности плотины.....	84
6.10	Обоснование устойчивости плотины.....	85
7	Технико-экономические показатели.....	87

7.1	Оценка объемов продаж	87
7.2	Текущие расходы по гидроузлу	89
7.3	Налоговые расходы	91
7.4	Оценка объемов прибыли	92
7.5	Оценка инвестиционного проекта	94
7.5.1	Методология и исходные данные	94
7.5.2	Коммерческая эффективность	94
7.5.3	Бюджетная эффективность	95
7.5.4	Анализ чувствительности	96
8	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	98
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений	98
8.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников ГЭС	98
8.2.1	Общие положения	98
8.2.1	Охрана труда ГЭС	99
8.3	Пожарная безопасность	102
8.3.1	Общие требования к пожарной безопасности	102
8.3.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС	104
8.3.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	105
8.4	Охрана природы	106
8.4.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	107
8.4.2	Водоохранная зона	108
8.4.3	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	109
9	Критерии безопасности состояния ГТС в период строительства и эксплуатации	112
9.1	Определение, область применения	112
9.2	Уровни безопасности гидротехнических сооружений	112
9.3	Общие требования безопасности гидротехнических сооружений на стадии строительства	113
9.3.1	Общие требования	113
9.3.2	Требования безопасности при пропуске строительных расходов воды и льда	113
9.3.3	Требования безопасности гидротехнических сооружений при ведении строительных работ в зимний период	113
9.3.4	Требования безопасности окружающей среды при строительстве	114
9.4	Общие требования безопасности гидротехнических сооружений при эксплуатации	114
9.5	Перечень контролируемых количественных и качественных показателей состояния, уровней внешних воздействий и условий эксплуатации ГТС	115
9.6	Критерии и пределы безопасного состояния гидротехнических сооружений	116

9.7 Таблицы диагностических показателей состояния и их критериальных значений	117
9.8 Значения диагностических показателей, полученных в результате расчетов и их сравнение с критериальными значениями на примере Красноярской ГЭС	120
Заключение	123
Список использованных источников	124
Приложение А Анализ исходных данных	126
Приложение Б Выбор основного оборудования.....	134
Приложение В Построение спиральной камеры	135

ВВЕДЕНИЕ

Энергия текущей воды является одним из старейших источников электроэнергии на планете. На территории России расположено около 9% мировых запасов гидроэнергии. Экономический потенциал гидроэнергоресурсов России составляет 850 млрд кВт.ч, из которых 120 млрд кВт.ч приходится на Европейскую часть страны и 730 млрд кВт.ч на Сибирь и Дальний Восток.

Гидростанции не имеют конкуренции по множеству параметров — они относятся к возобновляемым источникам энергии, используются для регулировки системных пиковых нагрузок, быстро выходя на заданную мощность, а их энергия достаточно дешева. В условиях единой энергосистемы и ситуации возрастания пиковых нагрузок из-за возросшего потребления населением и сферой услуг второе качество становится особенно ценным.

Следует отметить, что гидроэлектростанции могут устанавливаться практически на любых водотоках, соответственно изменяется мощность агрегатов. Особое свойство гидротехнических сооружений заключается в том, что их разрушение высвобождает разрушительную стихию, приводящее к колоссальным материальным убыткам, но что особо важно к большим человеческим жертвам. Поэтому необходим серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов.

Целью проекта является проектирование Ангарской ГЭС-2 на реке Ангара её сооружений и электрической части, выбор основного гидросилового и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды и технико-экономическое обоснование эффективности проекта.

Ангарская ГЭС-2 расположена на реке Ангара, Красноярского края, Кежемского района, входит в Ангарский каскад ГЭС. ГЭС участвует в выработке электроэнергии в объединенной энергосистеме Сибири. В районе строительства расположен ряд лесодобывающих и перерабатывающих предприятий, а также строящийся Богучанский алюминиевый завод. Также располагаются крупные месторождения железных руд и алюминиевых руд. Одним из потребителей электроэнергии Ангарской ГЭС-2 станут предприятия компании «Русал», «КОДОК».

В соответствии со специальным вопросом дипломного проекта произведено рассмотрение критериев безопасности гтс в период строительства и эксплуатации.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Исток р. Ангара берет свое начало в южной части Восточной Сибири из о. Байкал, находящегося на границе Иркутской области и республики Бурятия. Длина реки - 1779 км. В створе проектируемой Ангарской ГЭС-2 водосборная площадь представляет равнину. Площадь водосборного бассейна (без учета о. Байкал) составляет 468 000 км²., ширина реки до 1 км (в редких случаях до 10 км), глубина до 15 м.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Рассматриваемая территория относится к резко-континентальному климатическому району с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Средняя годовая температура воздуха составляет +6,6°С, абсолютный минимум -54°С, абсолютный максимум +38°С. Годовая сумма осадков около 377 мм. Основное количество осадков приходится на летний период.

Самый теплый месяц года - июль со средней температурой воздуха 17°С, самый холодный - январь со средней температурой -21,5°С.

1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Ангара за период 1903-1956 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\dot{W}_{\text{многолетний}} = \dot{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 3374 \cdot 31536000 = 106 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где $\dot{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;
 t – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи верхнего бьефа		Кривая связи нижнего бьефа			
		летняя		зимняя	
Zвб, м	W, км ³	Zнб, м	Q м ³ /с	Zнб, м	Q м ³ /с
204	0	204	0	204	0

220,6	3,9	209,4	1256	209,4	1130,4
-------	-----	-------	------	-------	--------

Продолжение таблицы 1.1

Кривая связи верхнего бьефа		Кривая связи нижнего бьефа			
		летняя		зимняя	
Zвб,м	W, км3	Zнб,м	Q м3/с	Zнб,м	Q м3/с
231,2	7,9	212,7	2512	212,7	2260,8
239,1	11,8	215,1	3768	215,1	3391,2
245,5	15,7	217,0	5024	217,0	4521,6
250,9	19,7	218,6	6280	218,6	5652
255,6	23,6	219,9	7536	219,9	6782,4
259,8	27,5	221,1	8792	221,1	7912,8
263,5	31,4	222,2	10048	222,2	9043,2
266,9	35,4	223,1	11304	223,1	10173,6
270,1	39,3	224,0	12560	224,0	11304
273,0	43,2	224,8	13816	224,8	12434,4
275,7	47,2	225,5	15072	225,5	13564,8
278,2	51,1	226,2	16328	226,2	14695,2
280,6	55,0	226,9	17584	226,9	15825,6

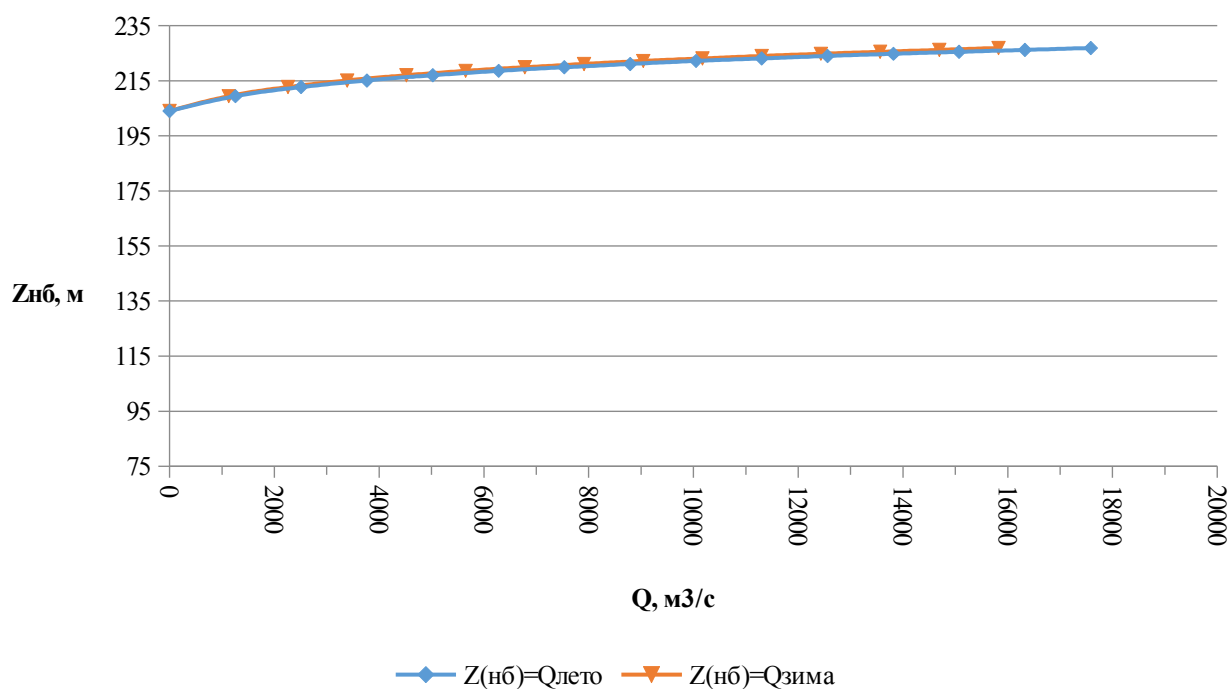


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

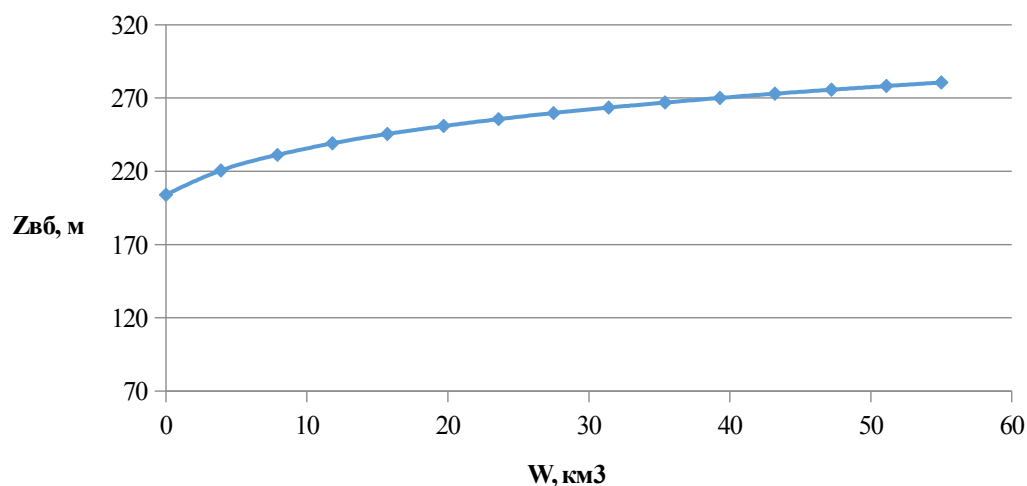


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2– Требования участников ВХК и потери воды

Q, м³/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	100 0	100 0	100 0	100 0	150 0	150 0	150 0	150 0	350 0	150 0	100 0	1000
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Испарение	-	-	-	-	37	9	1	3	20	19	-	-
Льдообразование	-9	-5	-4	+4	+32	-	-	-	-	-	-9	-9

1.1.3 Данные по энергосистеме

Энергосистема: ОЭС Сибирь;

Годовой максимум нагрузки 29000 МВт;

Установленная мощность существующих ГЭС 23737 МВт;

Резервы: нагрузочный резерв системы 2%, аварийный резерв системы 8%;

Коэффициент мощности $k_N = 8,9$.

1.1.4 Инженерно-геологические условия

По геологической карте было установлено, что в районе створа Ангарской ГЭС-2 зон тектонического контакта нет.

В основании реки Ангара – гранит.

1.1.5 Сейсмические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) и СНиПу [1] расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Ангарской ГЭС-2 при вероятности возможного превышения 1% равна 5 баллам шкалы MSK-64.

В результате анализа воздействий землетрясений исторического и инструментального периодов установлено, что на участке Ангарской ГЭС-2 землетрясений более 5 баллов не наблюдалось.

1.2 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

– Богучанская ГЭС – в части ГТС.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Будем считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья V - IX месяцы; к периоду межени X - IV месяцы).

Определив границы сезонов, вычисляем средние расходы за год. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P = \frac{m}{n+1}, \quad (2.1)$$

где n – общее число членов ряда;

m - порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90 и 50% соответственно.

Результаты представлены в приложении А, таблица А.2.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

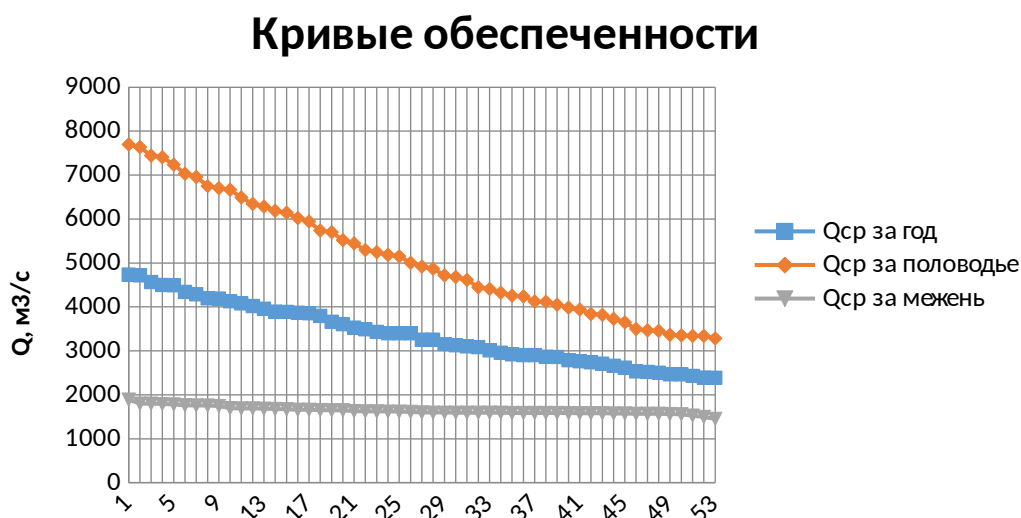


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, т.е. в данном случае принимаем 1955/56 год.

В нашем случае для 90% обеспеченности коэффициенты приведения равны 1, следовательно, корректировка для 1955/56г не требуется.

$$\alpha_m = \frac{Q_{m,90\%}}{Q_{m,1955}} = 1. \quad (2.2)$$

Рассчитаем коэффициент приведения для средневодного года. В нашем случае это 1940 год.

$$\alpha_{,50\%} \approx 1 - \text{в период половодья,}$$

$$\alpha_{,50\%} \approx 1 - \text{в период межени.}$$

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты. Но так как в нашем случае все коэффициенты равны 1, то данная корректировка не требуется.

Требуется дополнительная корректировка расходов средневодного года при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (сезону).

Результаты расчетов маловодного и средневодного лет представлены в таблицах 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 - Расчетный маловодный год без корректировки

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
без прив.	1553	1552	1558	1581	4130	3244	3570	3440	3300	3055	1579	4130

Таблица 2.2 - Расчетный средневодный год без корректировки

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
без прив.	1580	1570	1560	1613	6016	5132	5034	5018	470	359	167	
Разница									4	9	3	1590
	1886	1888	1464	1578	1404	544	94	8	27	18	2	32

Отрицательных чисел нет-корректировка не требуется.

Гидрограф средневодного и маловодного года показан на рисунке 2.2.

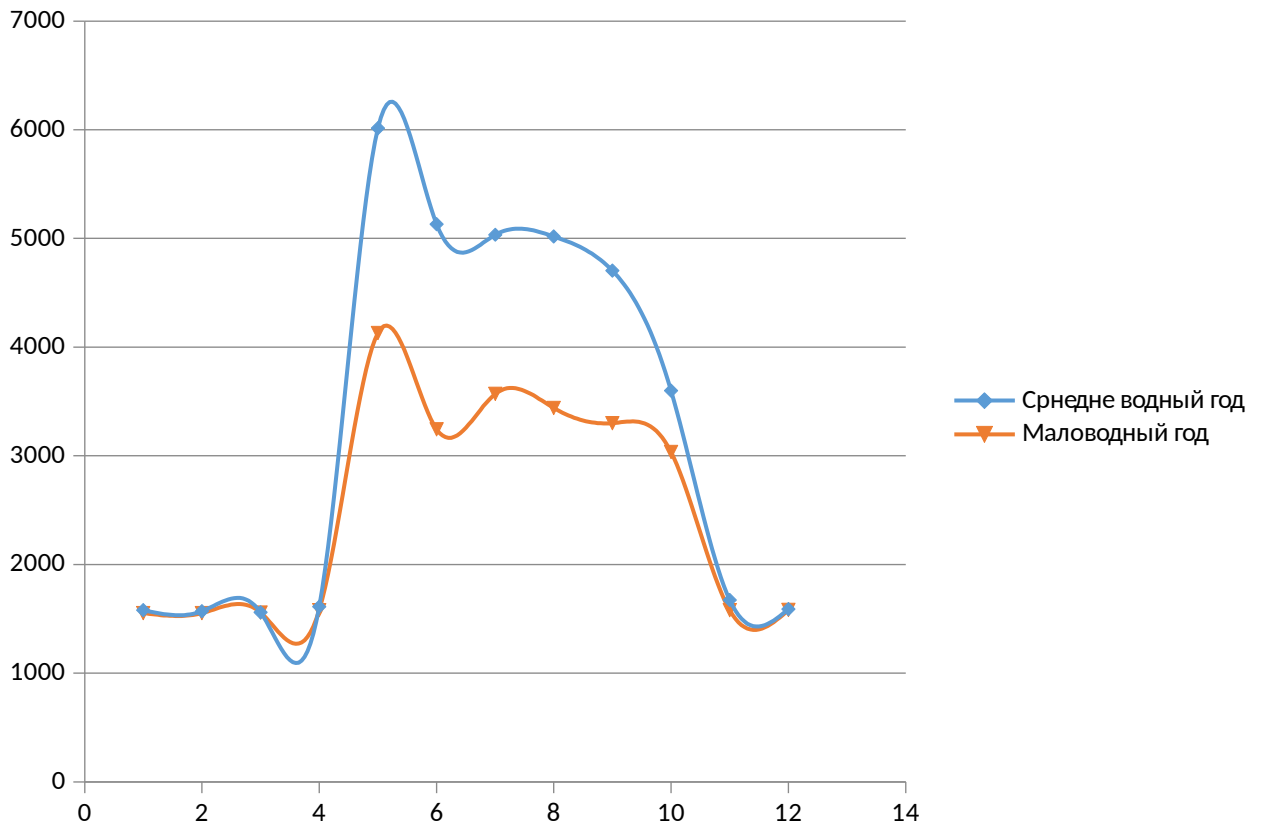


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Определение максимального расчетного расхода

Проектируемая бетонная водосливная плотина имеет I класс капитальности. Сооружение данного класса должно быть рассчитано на пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 1,0 % (основной расчётный случай). Размеры водосливных отверстий и их число определяется по данным поверочного расчетного случая (пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,1 %).

Средний паводковый расход реки находится по формуле:

$$\dot{Q} = \frac{\sum Q_i}{n} = \frac{178842}{53} = 3374, \quad (2.10)$$

где n – объём выборки (ряд лет).

Коэффициент вариации или изменчивости находится по формуле:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (k-1)^2}{n}}, \quad (2.11)$$

где K_i - модульный коэффициент, который определяется по формуле:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{cp}}. \quad (2.12)$$

Коэффициент асимметрии определяется по формуле:

$$C_s = \frac{\Sigma(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n}. \quad (2.13)$$

Результаты расчета представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3–Вычисление расходов, заданной обеспеченности средних годовых расходов воды

$p, \%$	Φ	M_s	k_s	Q_s
0,01	4,61	0,6	1,6	11758,1 1
0,1	3,66	0,5	1,5	10713,2 5
0,5	2,61	0,34	1,34	9921,31

2.3 Построение суточных графиков нагрузки

Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах.

Суточные графики нагрузки и ИКН представлены в приложении А, таблица А.3.

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a_{max} + b_{max} \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.14)$$

где t – порядковый номер месяца в году,
 a, b – коэффициенты, определяемые по формулам:

$$a_{max} = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.15)$$

$$b_{max} = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2}. \quad (2.16)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$P_t^{cp} = a_{cp} + b_{cp} \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.17)$$

$$a_{cp} = \frac{P_{зим}^{cp} + P_{лет}^{cp}}{2}, \quad (2.18)$$

$$b_{cp} = \frac{P_{зим}^{cp} - P_{лет}^{cp}}{2}. \quad (2.19)$$

Результаты расчета счета максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы Сибирь представлены в таблице 2.4

Таблица 2.4 - Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	P_t^{max}	\bar{P}_t
1	27745	26280
2	26860	25425
3	25325	23944
4	23552	22233
5	22016	20750
6	21128	19893
7	21125	19890
8	22009	20743
9	23542	22223
10	25314	23934
11	26852	25418
12	27743	26278

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлен на рисунке 2.3.

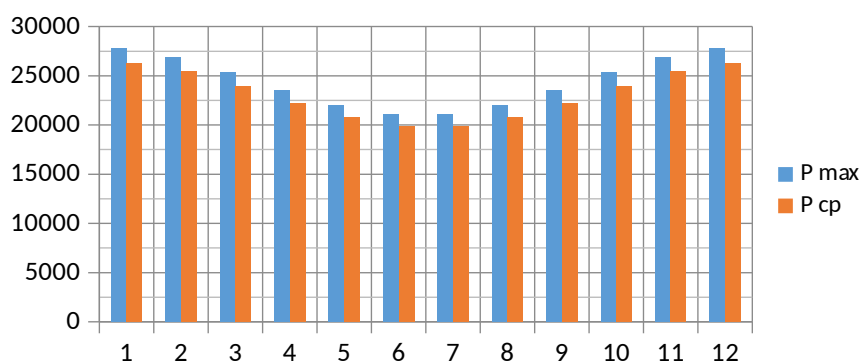


Рисунок 2.3 – Графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию. Участие в покрытии суточных графиков нагрузки задается по существующим ГЭС в виде установленной мощности.

$$N_{уст.суц} = 23737 \text{ МВт},$$

Используя ИКН по среднесуточной выработке, определили зону их работы в суточных графиках нагрузки для зимы, то есть построим прямоугольный треугольник, один катет которого равен выработке станции за сутки, а второй катет равен установленной мощности существующих ГЭС. Затем определили место полученных треугольников на интегральной кривой так, чтобы его катеты были параллельны координатным осям и проецируем участок, который он занял, на суточный график нагрузки.

2.5 Режимы работы ГЭС

2.5.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию.

Используя кривую связи по нижнему бьефу, произведен расчет работы по бытовому стоку и по ВХК, получены вырабатываемые мощности. Посчитана разность мощности по бытовому стоку и ВХК. Полученные значения просуммированы. Сумма получилась положительной, что соответствует избытку воды, то есть необходимо распределить её по месяцам.

Расчёты по бытовому стоку и требованиям участников ВХК произведены с использованием следующих зависимостей:

$$N = K_N \cdot Q \cdot H_{\text{подв}} \quad , \quad (2.20)$$

где K_N - коэффициент мощности; Q – расход;
 $H_{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС.

$$H_{\text{подв}} = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}} \cdot (Q_{\text{нб}}(t)) - \Delta h \quad , \quad (2.21)$$

где $Z_{\text{вб}}$ - отметка верхнего бьефа (соответствует отметке НПУ=275 м);
 $Z_{\text{нб}} \cdot (Q_{\text{нб}}(t))$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи по условию коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях.

Для вытеснения тепловых мощностей увеличил зимнюю выработку электроэнергии ГЭС сверх бытовой, что было достигнуто за счет зарегулирования водохранилища. При этом избытки притока воды во время половодья аккумулируются в водохранилище для последующего использования в зимний период. Наибольшее вытеснение тепловых мощностей достигнуто в декабре – январе месяце, за счет излишков воды полученных летом.

Результаты расчетов представлены в таблицах 2.5 – 2.7.

Таблица 2.5- Режим работы по водотоку

Месяц	Qб, м³/с	Qпот, м³/с	Qпол, м³/с	Zвб, м	Zнб, м	H, м	N, МВт
1	1553	19	1533	275	210,6	63,9	871,6
2	1552	15	1532	275	210,6	63,9	871,1
3	1558	14	1538	275	210,6	63,9	874,2
4	1581	6	1561	275	210,2	64,3	893,4
5	4130	15	4036	275	215,7	58,8	2113,9
6	3244	19	3206	275	214,2	60,3	1720,4
7	3570	11	3548	275	214,8	59,7	1884,0
8	3440	13	3414	275	214,6	59,9	1820,2
9	3300	30	3240	275	214,3	60,2	1736,8
10	3035	29	2977	275	213,7	60,8	1609,6
11	1579	19	1559	275	210,7	63,8	885,2
12	1582	19	1562	275	210,7	63,8	886,8

Таблица 2.6 - Режим работы по ВХК

месяц	Qвхк	Zнб	H	Nвхк
1	1000	208	65,8	585,5
2	1000	208	65,8	585,5

Продолжение таблицы 2.6

месяц	Qвхк	Zнб	H	Nвхк
3	1000	208	65,8	585,5
4	1000	208	66,2	589,0
5	1500	210	64,5	861,1
6	1500	210	64,5	861,1
7	1000	208	66,2	589,0
8	1500	210	64,5	861,1
9	3500	214	59,7	1861,2
10	1000	208	65,8	585,5
11	1000	208	65,8	585,5
12	1000	208	65,8	585,5

Таблица 2.7 – Данные для построения баланса энергии

t, мес	P, МВт	Nсущгэс, МВт	Nбыт, МВт	Nвхк, МВт
1	27745	15328	871,6	585,5
2	26860	14778	871,1	585,5
3	25325	13826	874,2	585,5
4	23552	12727	893,4	589,0
5	22016	11774	2113,9	861,1
6	21128	11223	1720,4	861,1
7	21125	11221	1884,0	589,0
8	22009	11769	1820,2	861,1
9	23542	12720	1736,8	1861,2
10	25314	13820	1609,6	585,5
11	26852	14773	885,2	585,5
12	27743	15326	886,8	585,5

Годовой график мощностей представлен на рисунке 2.4.

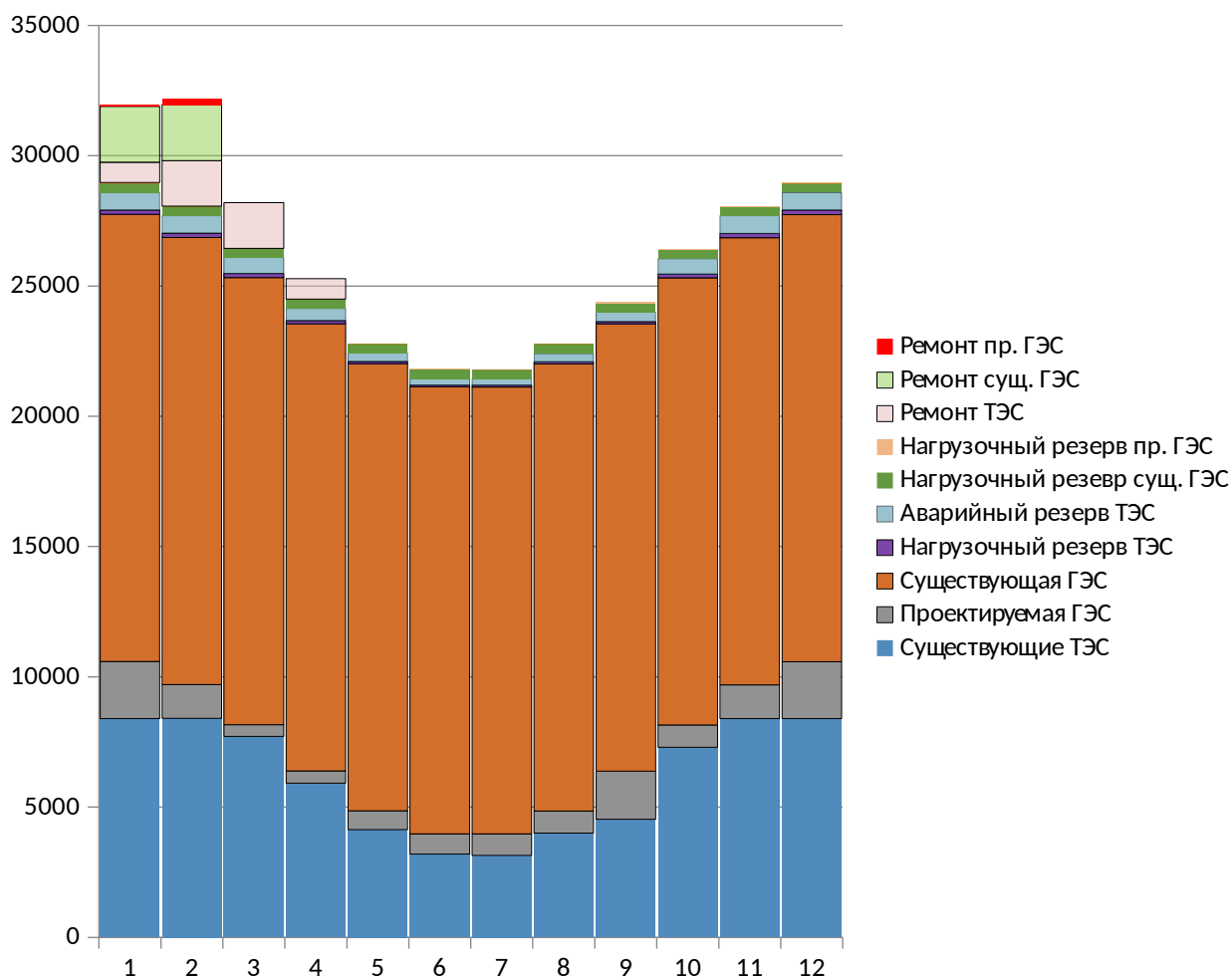


Рисунок 2.4 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей

2.5.2 Водноэнергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном и средневодном годах

Расчет начат с момента, когда водохранилище наполнено, то есть уровень воды в нем равен $\nabla \text{НПУ} = 275 \text{ м}$.

Результатом сработки маловодного года является получение отметки УМО (минимальной отметки верхнего бьефа), которая равна 259,75 м.

По кривой связи объемов водохранилища определяется полезный объем водохранилища.

Определение полезного объема водохранилища:

$$W_{\text{пол}} = 19,7 \text{ км}^3.$$

Сработка водохранилища производится по следующим сценариям:

– способ 1: работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году;

– способ 2: работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году ;

–способ 3: работа ГЭС по следующей схеме: а) среднеинтервальная мощность в первом месяце сработки водохранилища считается равной мощности ГЭС маловодного года; за счет большего, чем в маловодных условиях, притока воды, в конце этого месяца уровень воды в водохранилище будет выше, чем в маловодном году, и в водохранилище появится дополнительный запас воды; б) во втором месяце сработки среднемесячная мощность ГЭС принимается равной сумме мощности ГЭС в маловодном году (в этом же месяце) и мощности, которая может быть получена за счет сработки запасенного в предыдущем месяце дополнительного (по сравнению с маловодным годом) объема воды; в) порядок расчета среднемесячной мощности в третьем месяце сработки аналогичен предыдущему; для последнего месяца сработки водохранилища принимается общее для всех вариантов условие достижения отметки УМО.

Результаты расчетов различных вариантов сработки и наполнения водохранилища отображены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Сработка и наполнение водохранилища в средневодном году

	Э, млрд.кВт · ч
Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году	9,91
Работа ГЭС по режиму сработки расчётного маловодного года.	13,05

2.6 Определение установленной мощности проектируемой станции

Установленную мощность проектируемой ГЭС определил с помощью построенной ранее ИКН для зимы. Вписал прямоугольный треугольник, катетами которого являются: катет, параллельный оси энергии – гарантированная энергоотдача; катет, параллельный оси мощностей – вытесняющая рабочая мощность проектируемой станции. Известна величина гарантированной энергоотдачи, второй катет определил графически.

Из ИКН вытесняющая рабочая мощность:

$$N_{\text{выт. раб.}} = 2188 \text{ МВт.}$$

Установленная мощность станции – это вытесняющая рабочая мощность с учётом резервов. Так как на проектируемой станции не предусматривается дополнительного объёма водохранилища, то располагаем на ней только нагрузочный резерв $N_{\text{рез}}^{\text{нагр}}$ 2 (%) от вытесняющей рабочей мощности.

$$N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{ав. рез.}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{нагр. рез.}}^{\text{ТЭС}} = i \quad (2.22)$$

$$2188 + 44 = 2232 \text{ МВт.}$$

3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхняя граница режимного поля - это напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижняя - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по уравнению (таблица 3.1):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе;
 $z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничение на режимном поле слева это - минимальный расход воды, который определяется заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{min} = 500 \frac{M^3}{c}.$$

Линия ограничения по расчетной установленной мощности определяется по уравнению:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.2)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность Ангарской ГЭС-2 из выражения;
 k_N – коэффициент мощности;
 $H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с

линией расчётного напора;

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}$, м ³ /с	$Z_{нб}$, м	ННПУ, м	НУМО, м	НВБ, м	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с
0	204,8	68,9	53,67	56,5	62	6673	46	4186
700	207,5	65,5	50,27	53	60	6560	45	4326
1400	210,2	62,8	47,58	50,4	58	6445	43	4475
2100	212,3	60,7	45,44	48,2	56	6328	42	4635
2800	214,6	59	43,73	46,5	54	6209	40	4806
3500	214	57,6	42,34	45,1	52	6087	38,3	4991
4200	215,4	56,4	41,17	44	50	5963	36,7	5191
4900	216,7	55,4	40,16	43	48	5836	35,2	5407
5600	217,6	54,5	39,26	42	46	5706	33,6	5642
6300	218,5	53,7	38,44	41,2	44	5574	32,1	5899
7000	219,3	52,9	37,66	40,5	42	5438	30,5	6179

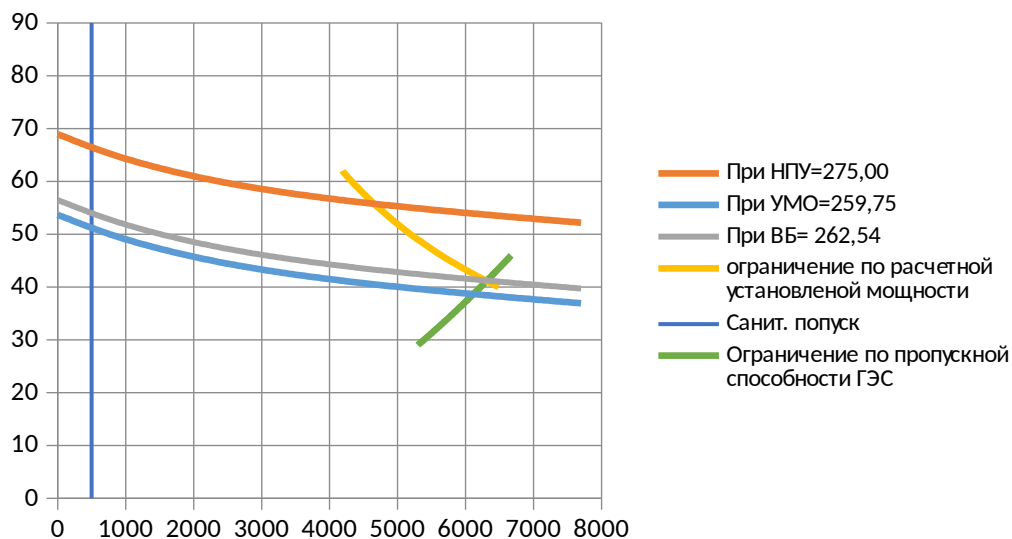


Рисунок 3.1 – Режимное поле Ангарской ГЭС-2

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 66 \text{ м},$$

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$Q_{\square}^{max} = 6300 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 41 \text{ м},$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 38,3 \text{ м}.$$

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

В таблице 3.2 представлены характеристики модельных гидротурбин, подходящих по вышеперечисленным условиям.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ70-В	ПЛД-70
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{м}$	70	70
Диапазон регулирования	H_{min} / H_{max}	0,5	0,5

Продолжение таблицы 3.2

Параметр		ПЛ70-В	ПЛД-70
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1opt}, об/м$	106	107
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1opt}, л/с$	860	1020
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мopt}$	0,902	0,907
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, л/с$	1300	1300
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{1max})$	0,45	0,4
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1m}, м$	0,46	0,345
Напор модельной турбины	$H_{мод}, м$	4	5
Температура	$t_{мод}, °C$	4	7
Коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	1,01	1,01

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{MO}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{\nu_H}{\nu_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где η_{MO} – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптимума (таблица 3.2);

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям;

D_{1M} – диаметр модельной гидротурбины (таблица 3.2);

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным [3];

H_M – напор на модельной гидротурбине (таблица 3.2);

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины, формула (3.7);

ν_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

ν_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины (таблица 3.2).

Для диагональных поворотной - лопастных гидротурбин коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, определяется из следующего условия:

$$\varepsilon = 0,75.$$

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным [3]. Для модельных гидротурбин - таблица 3.2.

Средняя температура реки Ангара:

$$t_H = 11 \text{ }^\circ\text{C}.$$

По справочным данным [3] определяем кинематический коэффициент вязкости:

$$\nu_H = 1,14.$$

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{\text{ср}} = 0,97.$$

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{\text{ср}}, \quad (3.5)$$

где $\eta_{\text{ср}}$ – средний коэффициент полезного действия генератора.

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{\text{узм}}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где N'_a – мощность агрегата.

Очевидно, в общем случае число агрегатов получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа и, следовательно, затем уточнения мощности агрегата, после округления числа агрегатов до целого числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.2);

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [3].

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения для указанных напоров по формуле:

$$n'_{I'} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;
 H – напор на станции, соответствует H_{max} , H_p и H_{min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_{I'} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{zcp}}. \quad (3.9)$$

Правая часть является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии n'_{I_p} , чтобы произведение $Q'_{I'} \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии, соответствующие максимальному и минимальному напору.

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_{I'} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего

аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка максимального напора.

Выбор подходящего типа гидротурбин производим в следующем порядке. В первую очередь отсеиваем типы турбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним. Прикидываем положение расчётной точки, и отсеиваем гидротурбины, в которых она левее или очень близко к оптимуму. Далее отсеиваем турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Выбираем гидротурбину ПЛД-70 со следующими параметрами:

$$D_1 = 7,1 \text{ м} ,$$

$$D_0 = 1,39 \cdot D_1 = 1,25 \cdot 7,1 = 9,86 \text{ м} , \quad (3.11)$$

$$z_0 = 24.$$

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего выполняется для обеспечения бескавитационной работы.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования.

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_s \quad (3.12)$$

где $Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{Н.Б.}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_s .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата с N_p при НПУ;
2. Работа одного агрегата с N_p и H_p ;
3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с N_p и H_{min} .

Высота отсасывания:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_x, \quad (3.13)$$

где $B=10,33$ м вод. ст. – барометрическое давление;

$\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ при данном расходе;

σ – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

$Z_{x.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин ($Z_{x.}=0$).

Работа одного агрегата с N_p при НПУ

На режимном поле проектируемой ГЭС находим точку.

Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q=Q_1' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}. \quad (3.14)$$

В найденной точке определяем $\sigma=0,15$. По кривой связи НБ определяем $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_a)=206,7$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{206,7}{900} - 0,15 \cdot 66 - 1,5 + 0 = 4,15 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Работа одного агрегата с N_p и H_p

На режимном поле этому режиму соответствует точка 2.

Рассчитываем аналогично предыдущему пункту $Q=4600 \text{ м}^3/\text{с}$.

$\sigma=0,17$;

$$\nabla Z_{НБ}(Q)=217,2 \text{ м}; \quad (3.16)$$

$$H_s = 10,33 - \frac{217,2}{900} - 0,27 \cdot 56 - 1,5 + 0 = 0,09 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с N_p и H_{min}

На режимном поле этому режиму соответствует точка 3. Для нее: $Q = 6200 \text{ м}^3/\text{с}$.

Рассчитываем аналогично:

$$\sigma = 0,4 ;$$

$$\nabla Z_{HB}(Q) = 208,4 \text{ м;} \quad (3.18)$$

$$H_s = 10,33 - \frac{217,4}{900} - 0,42 \cdot 41 - 1,5 + 0 = -7,12 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Полученные результаты сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
ПЛД-70	7,1	12	100	186	5,15	0,09	-7,12

Рассчитываем заглубление рабочего колеса (3.13) при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$\nabla Z_{P.K.1} = 206,7 + 5,15 = 211,8 \text{ м.} \quad (3.20)$$

$$\nabla Z_{P.K.2} = 217,2 + 0,09 = 217,3 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{P.K.1} = 208,4 - 7,12 = 201,28 \text{ м.}$$

Из всех полученных значений $\nabla Z_{P.K.}$ выбираем минимальное, $\nabla Z_{P.K.} = 201,28 \text{ м}$.

В машинном зале требуется к установке мостовой кран. Принимаем два крана фирмы «Сибкранэкс» грузоподъемность 270 тонн.

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

Определяем основные геометрические размеры гидротурбины по чертежу проточной части модельной гидротурбины [5].

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,33 \cdot D_1 = 2,33 \cdot 7,1 = 16,5 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,65 \cdot D_1 = 1,65 \cdot 7,1 = 11,7 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 345^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сн}} = 4,19 \cdot D_1 = 4,19 \cdot 7,1 = 29,7 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,565 \cdot D_1 = 4,565 \cdot 7,1 = 34,75 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,55 \cdot D_1 = 2,55 \cdot 7,1 = 18,105 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Наружный диаметр вала:

$$D'_e = 105 \cdot \left(\frac{N_a}{n_c} \right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{186}{100} \right)^{0,35} = 1304 \text{ мм,} \quad (3.26)$$

где N_a – мощность агрегата;
 n_c – синхронная частота вращения турбины.
Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = D_c + 2 \cdot B_{\text{вк}} + 2 \cdot B_{\text{вк}} = 11,7 + 2 \cdot 1,5 + 2 \cdot 0,7 = 16,1 \text{ м,} \quad (3.27)$$

где $B_{\text{вк}}$ – ширина воздушной камеры, принимаем равной 1,5 м;
 B_n – ширина полок статора, по справочным данным 0,7 м.

По рекомендациям ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = D_{\text{ш}} + 4 = 16,1 + 4 = 20,1 \text{ м,} \quad (3.28)$$

где $D_{\text{ш}}$ – диаметр шахты агрегата.
Принимаем ширину машинного зала по [4]:

$$B_{мз} = 24 \text{ м.}$$

Для приплотинных зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{бл} = (2,7 \div 3,7) \cdot D_1 = 3,7 \cdot 7,1 = 26,3 \text{ м,} \quad (3.29)$$

Ширина монтажной площадки по рекомендации [5]:

$$L_{мп} = (1 \div 1,3) B_{бл} = 1,3 \cdot 26,3 = 34 \text{ м.}$$

Длинна машинного зала:

$$L_{мз} = n \cdot B_{бл} + L_{мп} = 12 \cdot 26,3 + 34 = 350 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Высота машинного зала:

$$H'_{мз} = H_m + H_n + H_p + H_3 + H_2 + H_k + H_l + H_6 = \overset{\circ}{\circ} \quad (3.31)$$

$$\overset{\circ}{\circ} 1,00 + 0,40 + 2 + 2 + 3,7 + 5,36 + 2,68 + 0,8 = 17,94 \text{ м,}$$

- где H_m – высота устройства тиристорного возбуждения, принимаем 1 м.;
 H_n – запас по высоте, принимаем 0,4 м;
 H_p – высота ротора генератора $H_p = H = 2 \text{ м}$;
 H_3 – высота захватного приспособления $H_3 = H_p = 2 \text{ м}$;
 H_2 – вынос главного крюка по высоте, для выбранного крана 3,7 м;
 H_k – высота моста крана, для выбранного крана 5,36 м;
 H_l – высота тележки с лебёдкой, для выбранного крана 2,68 м;
 H_6 – запас до потолка, принимаем 0,8 м.

По справочным данным назначаем колонну [4]:

$$H_k = 18 \text{ м.}$$

3.2.3 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установка

Маслонапорная установка (МНУ) является наиболее крупным элементом по габаритом системы регулирования гидротурбины, размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из сливного бака и масловоздушного котла.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [6] предварительно определяем маслонапорную установку МНУ 25/2-40-32-3.

Для поворотно-лопастной диагональной турбины работоспособность сервомоторов, обслуживающих направляющий аппарат:

$$A_{с.н.а.} = k_{на} \cdot \gamma \cdot H_{max} \cdot b_0 \cdot D_1^2 = 0,045 \cdot 9815 \cdot 66 \cdot 2,7 \cdot 7,1^2 = 3967593 \text{ Дж}, \quad (3.32)$$

где $k_{на}$ – коэффициент для турбин равен 0,045;
 γ – объёмный вес воды, $\gamma = 9815 \text{ кг/м}^3$;
 H_{max} – максимальный напор на турбину;
 b_0 – высота направляющего аппарата турбины.

Назначаем номинальное давление котла исходя из номограммы [6]:

$$P_k = 4,0 \text{ МПа}.$$

Необходимый объём сервомотора:

$$W_{серв} = \frac{A_{с.н.а.}}{P_k} = \frac{3967593}{4000000} = 1 \text{ м}^3, \quad (3.33)$$

где $A_{с.н.а.}$ – работоспособность сервомоторов из выражения;
 P_k – номинальное давление котла из выражения;

МНУ должна содержать запас масла, обеспечивающий работу системы автоматического регулирования при самых неблагоприятных режимах работы сервомоторов (например, полное закрытие направляющего аппарата турбины после израсходования масла на процесс регулирования). Поэтому объём масловоздушного котла на много превышает объём обслуживающих МНУ сервомоторов и не только из-за того, что две трети котла заполнены воздухом, но и для аккумуляции необходимого запаса масла (производительность маслонасоса не компенсирует возможного максимального расхода масла).

С учётом этих требований объём котла:

$$V_k = 20,0 \cdot W_{серв} = 20,0 \cdot 1 = 20 \text{ м}^3. \quad (3.34)$$

Рассчитанная МНУ соответствует выбранной по номограмме. Назначаем МНУ 20/2-40-32-3 по рекомендации [7].

3.3 Расчет и построение спиральной камеры

Спиральная камера служит для формирования потока на входе в направляющий аппарат и для повода воды к турбине.

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1. Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости v_r .

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. $v_{\omega}r = \text{const}$, где v_{ω} – окружная составляющая скорости в любой точке потока; r – радиус расположения точки.

3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{\text{сп}} = 345^\circ$ – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры для напора $H = 41$ м.

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,65 \cdot D_1 = 1,65 \cdot 7,1 = 11,7 \text{ м.} \quad (3.35)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{нар}} = 1,39 \cdot D_1 = 1,39 \cdot 7,1 = 9,8, \quad (3.36)$$

$$r_a = \frac{D_{\text{нар}}}{2} = \frac{9,8}{2} = 4,9 \text{ м.} \quad (3.37)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,5 + 0,0033 \cdot 7,1 = 2,52 \text{ м,}$$

$$b_0 = 0,38 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 7,1 = 2,5 \text{ м.}$$

Входное сечение спиральной камеры показано на рисунке 3.2.

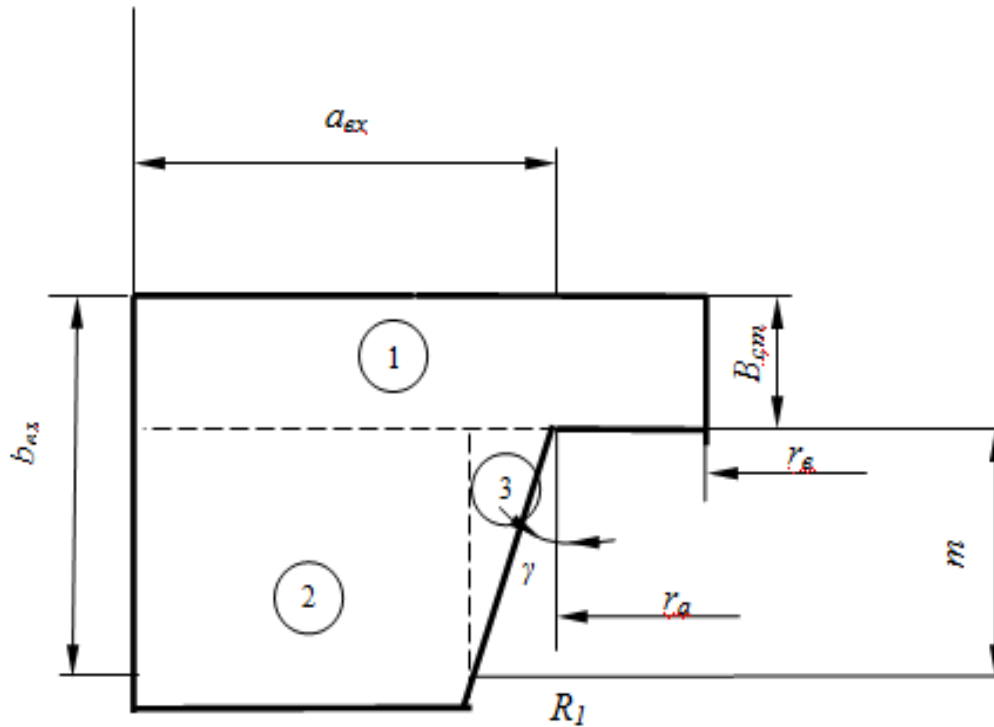


Рисунок 3.2 - Входное сечение спиральной камеры

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{onm}} = \frac{186000}{9,81 \cdot 41 \cdot 0,94} = 492 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.38)$$

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{492 \cdot 345}{360} = 471,5 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.39)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{ex} = \frac{Q_i}{V_{ex}} = \frac{471,5}{6} = 78,5 \text{ м}^2. \quad (3.40)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{ex} = b_0(r_a - r_b) + (r_{ex} - r_a)b_{ex} - \frac{(b_{ex} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ = i \quad (3.41)$$

$$i 2,5 \cdot (4,9 - 3,9) + (11,7 - 4,9)b_{ex} - \frac{(b_{ex} - 2,5)^2}{2} \cdot 0,268 = 78,5,$$

$$b_{\text{вх}}=7,4 \text{ м}$$

$$a_{\text{вх}}=r_{\text{вх}}-r_a=11,7-4,9=6,56. \quad (3.42)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом. Результаты расчета сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	12,35	11,64	10,93	10,22	9,51	8,80	8,09	7,38	6,67	5,97	5,96	5,25
bi	7,40	6,87	6,34	5,80	5,27	4,74	4,21	3,68	3,14	2,62	2,61	2,08
mi	4,92	4,38	3,85	3,32	2,79	2,26	1,72	1,19	0,66	0,14	0,13	0,10
ai	6,56	5,85	5,14	4,43	3,72	3,01	2,30	1,59	0,88	0,18	0,17	0,9
rk	7,10	6,96	6,82	6,68	6,53	6,39	6,25	6,11	5,96	5,19	5,82	5,68
rk/ra	1,23	1,20	1,18	1,15	1,13	1,10	1,08	1,06	1,03	1,02	1,01	0,98
lnrk/ra	0,21	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,08	0,05	0,03	0,03	0,01	-0,02
ri/ra	2,13	2,01	1,89	1,77	1,64	1,52	1,40	1,27	1,15	1,04	1,03	0,91
lnri/ra	0,76	0,70	0,64	0,57	0,50	0,42	0,33	0,24	0,14	0,03	0,03	-0,10
b	7,40	6,87	6,34	5,80	5,27	4,74	4,21	3,68	3,14	2,61	2,61	2,08
blnri/ra	5,61	4,80	4,03	3,30	2,62	1,99	1,41	0,89	0,45	0,08	0,08	-0,20
rkctgΥ	26,50	25,97	25,43	24,90	24,37	23,84	23,31	22,77	22,24	21,71	21,71	21,18
rkctgΥlnrk/ra	5,43	4,80	4,17	3,56	2,96	2,37	1,79	1,22	0,67	0,13	0,13	-0,40
Ji	5,50	4,80	4,12	3,47	2,86	2,29	1,76	1,27	0,85	0,49	0,49	0,21
φi	225,00	116,67	100,18	84,45	69,56	55,61	42,71	31,00	20,66	11,90	11,90	5,01
Qi	0,49	0,42	0,36	0,31	0,25	0,20	0,15	0,11	0,07	0,04	0,04	0,02

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{\text{сн}}=f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.3.

$$\phi=f(r_i)$$

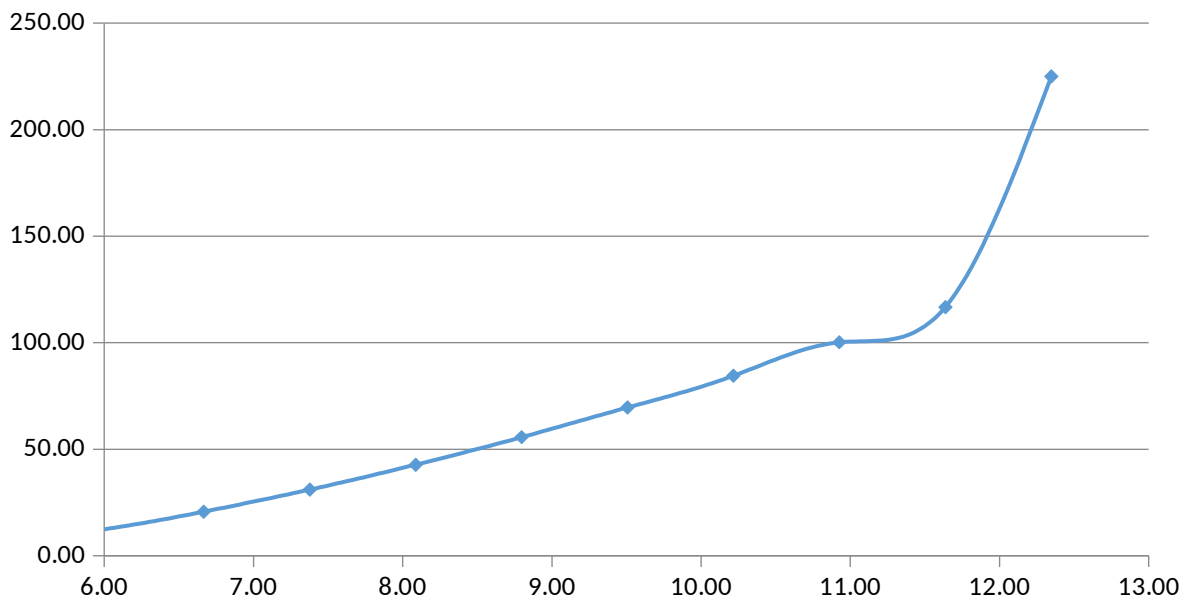


Рисунок 3.3 – Зависимость угла охвата спиральной камеры от радиуса
 $\phi_{cn}=f(r_i)$.

Результаты расчета представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Радиус сечений спиральной камеры

ϕ	0,00	15,00	30,00	45,00	60,00	75,00	90,00	105,00
r, м	5,25	5,96	6,67	7,38	8,10	8,82	9,48	10,20
ϕ	120,00	135,00	150,00	165,00	180,00	195,00	210,00	225,00
r, м	10,91	11,61	12,29	13,00	13,71	14,39	15,11	15,82
ϕ	240,00	255,00	270,00	285,00	300,00	315,00	330,00	345,00
r, м	16,48	17,18	17,92	18,61	19,29	20,00	20,71	21,39

Определение ширины подвода:

$$B'=2,55 \cdot D_1=2,55 \cdot 7,1=18,1 \text{ м}, \quad (3.43)$$

B' принимаем равным 19 м.

Так как ширина подвода $B' > 7$ (м), то необходимо установить промежуточный бычок, толщину которого можно приближённо назначить из выражения:

$$b=1+\frac{Q_{max}}{400}=1+\frac{471,5}{400}=2,18 \text{ м}. \quad (3.44)$$

Определим ширину подвода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 19 + 2,18 = 21,18 \text{ м.}$$

Чертеж спиральной камеры представлен в приложении В, рисунок В1.

3.4 Расчет вала на прочность

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_{\text{в}}^i \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{\text{кр}}}{\tau_{\text{дон}}} \right)^{0,33} \quad (3.45)$$

где $\tau_{\text{дон}} = 30 \div 35 \text{ МПа}$

Принимаем $\tau_{\text{дон}} = 30 \text{ МПа}$, а крутящий момент $M_{\text{кр}}$ определяем по формуле:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 186100}{100} = 18,2 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

$$D_{\text{в}}^i \geq \left(\frac{5,1 \cdot 18,2}{30} \right)^{0,33} = 1,45 \text{ м.}$$

3.5 Расчет направляющего подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. Целесообразно устанавливать подшипник сегментного или кольцевого типа на водяной смазке.

При расчете подшипника определяются его размеры и проверяем по критерию работоспособности.

Радиальную силу на рабочем колесе определяем по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 186100}{100 \cdot 7,1} = 210 \text{ кН.}$$

Диаметр вала под подшипником d_{Π} , с учетом облицовки, обычно принимается на $(15 \div 20)$ мм больше D_6 :

$$d_{\Pi} = D_6 + 0,02 = 1,45 + 0,02 = 1,47 \text{ м.}$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{y\partial} = \frac{R_{pad}}{d_{\Pi} \cdot h_{\Pi}} = \frac{210}{1,47 \cdot 0,5} = 271,4 \text{ кПа},$$

где $h_{\Pi} = 0,5 \text{ м}$, взят по справочным данным.

Для кольцевых подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{y\partial}]$ равно:

$$[p_{y\partial}] = 29 \cdot U,$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\Pi}}{30} = \frac{3,14 \cdot 100 \cdot 1,47}{30} = 15,39 \text{ м/сек},$$

$$[p_{y\partial}] = 29 \cdot 15,39 = 446,31 \text{ кПа}.$$

Условие выполнено.

3.6 Расчет генератора

$$n_c = 100 \frac{\text{об}}{\text{мин}},$$

$$P = 186,1 \text{ МВА}.$$

Условие $P_{Г} \geq P_{Т}$ выполняется. Принято решение выбрать существующий гидрогенератор.

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \phi}, \quad (3.46)$$

где $\cos \phi = 0,81-0,9$.

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c}, \quad (3.47)$$

где $n_c - \dot{i}$ синхронная частота гидрогенератора.
Номинальная кажущаяся мощность:

$$S_n = \frac{N_{ген}}{\cos \varphi} = \frac{186,1}{0,85} = 218,9 \text{ МВ} \cdot \text{А} . \quad (3.48)$$

Расчетная мощность:

$$S_p = k S_n = 1,07 \cdot 218,9 = 234,26 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.49)$$

где $k - \dot{i}$ коэффициент, зависящий в основном от $\cos \varphi$.
Число полюсов:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{100} = 60. \quad (3.50)$$

Удельная нагрузка:

$$S^i = \frac{S_n}{2p} = \frac{186,1}{60} = 3,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.51)$$

Полюсное деление:

$$\tau^i = \frac{\pi D_i}{2p}. \quad (3.52)$$

Полюсное деление зависит от удельной нагрузки и способа охлаждения:

$$\tau^i = A S^{i\alpha} = 0,451 \cdot 3,1^{0,239} = 0,54 \text{ м}, \quad (3.53)$$

где A и $\alpha - \dot{i}$ эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^i \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,54 \cdot 60}{\pi} = 10,3 \text{ м}. \quad (3.54)$$

Далее необходимо проверить, не будет ли при этом диаметре превышать предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме, которая составляет: $v_{пр} = 160 \text{ м/с}$ для генераторов кажущейся мощностью $S \leq 175 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Предельную окружную скорость:

$$v_{np} = \frac{\pi D_i k_{раз} n_c}{60} = \frac{\pi \cdot 10,3 \cdot 1,15 \cdot 100}{60} = 62 \frac{m}{c}, \quad (3.55)$$

где $k_{раз} - i$ коэффициент разгона определяется по формуле (3.56)

$$k_{раз} = \frac{n_{Iраз}}{n_{I0}} = \frac{134}{116} = 1,15. \quad (3.56)$$

При $D_i = 10,3 м$ предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Диаметр шахты ориентировочно принимаем равным внутреннему диаметру кромок статора турбины.

$$D_w = 11 м.$$

При наличии нижней крестовины по условиям ее проноса и закрепления необходимо, что бы выполнялось условие:

$$D_i \geq D_w + 0,6 м, \quad (3.57)$$

$$10,1 \geq 11,6. \quad (3.58)$$

Для определения высоты активного железа необходимо найти «условный объем машины» по формуле (3.59):

$$W_s = D_i^2 l_a = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_0}, \quad (3.59)$$

где $S_p - i$ определяется по формуле (3.49);

$C_a - i$ коэффициент машины, зависящий от удельной нагрузки на полюс S^i и способ охлаждения, определяется по формуле (3.60).

$$C_a = \frac{R}{S^{i,y}} = \frac{8,9}{5^{0,105}} = 7,5. \quad (3.60)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_0 D_i^2} = \frac{30 \cdot 7,5 \cdot 234,2}{\pi \cdot 100 \cdot 10,3^2} = 1,46. \quad (3.61)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение $l_a = 150 \text{ см}$

После определения D_i и l_a уточняется конструктивное исполнение генератора: при $D_i/l_a > 5$ рекомендуется принимать зонтичное.

Внешний диаметр вала приближенно:

$$= (12 \div 14) \sqrt[3]{\frac{N_{ген}}{n_0}} = 13 \sqrt[3]{\frac{186,1}{100}} = 150 \text{ см.} \quad (3.62)$$

Внутренний диаметр вала:

$$\left(d_v^3 - 113 \frac{N_{ген}}{n_0} \right) = i \quad (3) \\ 1,5 \left(1,5^3 - 113 \frac{186}{100} \right) = i \cdot 1,35 \text{ м.} \quad .63) \\ i \sqrt[4]{6}$$

Основные размеры вертикального гидрогенератора представлены в таблице Error: Reference source not found

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{ген} = \psi D_i l_a = 50 \cdot 10,3 \cdot 1,46 = 739,3 \text{ т,} \quad (3.64)$$

где $\psi = (44 \div 50)$ для зонтичных генераторов.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора.

$$G_{рот} = 0,55 \cdot G_{ген} = 0,55 \cdot 737,3 = 405,5 \text{ т.} \quad (3.65)$$

Основные размеры генератора СВ-1260/182-60 представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Основные размеры генератора СВ-1260/182-60

Элемент	Параметр	Зависимость	Значение
Статор	Высота корпуса $h_{ст}$	$(1,7 \div 1,9) l_a$	3,6
	Диаметр корпуса $D_{ст}$	$(1,05 + 0,0017 n_0) D_i$	12,6
	Диаметр актив стали D_a	$D_i + (0,5 \div 0,9)$	10,8
Подпятник	Высота $h_{п}$	$(0,15 \div 0,2) D_i$	2,06
	Диаметр кожуха $D_{п}$	$(0,4 \div 0,5) D_i$	5,15
Надстройка	Высота h_0	$0,3 \div 0,5$	0,4

	Диаметр d_0	$(0,2 \div 0,25)D_i$	2,57
Кратер	Диаметр $D_{кр}$	$(1,4 \div 1,5)D_i$	15,45
	Миним ширина прохода b	$0,4 \div 0,5$	0,5

Принимается регулятор ЭГРК-2И1-150-4 с панелью электрооборудования ЭГР и типом гидромеханической колонки управления ЭГРК-150-4.

Принимается косвенное воздушное охлаждение гидрогенератора с циркуляцией охлаждающего воздуха по замкнутому контуру. Охлаждение воздуха осуществляется водовоздушными воздухоохладителями.

4. Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается РУ.

В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупнённые блоки с несколькими генераторами, присоединёнными к общему трёхфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. На генераторном напряжении для питания собственных нужд выполняются ответвления.

С целью снижения капиталовложений, кроме единичных блоков на станции могут быть применены укрупнённые (объединённые) блоки.

Их применение возможно только в том случае, когда общая мощность такого блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в энергосистеме $P_{рез}$ (аварийный резерв).

$$P_{\text{бл}} = 2 \cdot P_{\Gamma} = 2 \cdot 167,5 = 335 \text{ МВт}, \quad (4.1)$$

$$P_{\text{рез}} = S_{\text{рез}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} = 700 \cdot 0,85 = 595 \text{ МВт}. \quad (4.2)$$

Из (4.1) и (4.2) видно, применение укрупнённых блоков в структурной схеме возможно.

По формуле Г.А. Илларионова определим экономически целесообразное напряжение распределительного устройства:

$$U_{\text{РУ}}^{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I} + \frac{2500}{N_{\text{уст}}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{213} + \frac{500}{2232}}} = 388,8 \text{ кВ}, \quad (4.3)$$

Окончательно принимаем напряжение распределительного устройства:
 $U_{\text{РУ}} = 500 \text{ кВ}$.

На Ангарской ГЭС-2 в качестве источников питания будут приняты:

-генераторы;

-от подстанции «Стрелка» 35 кВ;

-дизель-генераторная установка (ДГУ);

На Ангарской ГЭС-2 – два напряжения собственных нужд: 6 кВ, 0,4 кВ.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{расч} = 2 \cdot S_{Гном} - 2 \cdot S_{с.н.} = 372,2 - 372,2 \cdot 0,01 = 368,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.4)$$

где $S_{с.н.}$ – полная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 400000/500. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТЦ 400000/500

$S_{ном}$, МВт	U_H , кВ		U_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_x , %
	U_{BH}	U_{HH}				
400	525	15,7 5	14	0,78	0,35	0,40

По проведенным ранее расчетам выбирается синхронный генератор СВ-1260/182-60 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Паспортные данные генератора СВ-1260/182-60.

Номинальная мощность, МВ·А		$U_{гном}$, кВ В	$\cos \varphi_{Г}$, о. е.	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{гном}$	$P_{гном}$				x'_d	x''_d	x_d
186,1	167,5	15,75	0,85	0,97	0,24	0,33	1,01

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 500 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_2 \cdot (S_2 - S_{сн}) = 12 \cdot (186,1 - 1,86) = 2211 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.6)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 500 кВ:

$$P_{нат.} = 900 \text{ МВт}; K = 1; \cos \varphi_c = 0,85.$$

Число отходящих линий 500 кВ:

$$n_l = \frac{S_\Sigma}{(K \cdot P_{\text{нам.}} / \cos\varphi_c)} = \frac{2211}{(1 \cdot 900 / 0,85)} = 2,08 \text{ шт.} \quad (4.7)$$

Принимается число ВЛ 500 кВ равным $n_l = 3 + 1 = 4$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_\Sigma}{n_l \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2211}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,638 \text{ кА.} \quad (4.8)$$

Расчётный ток ВЛ 500 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 638 = 737 \text{ А} \quad (4.9)$$

где $\alpha_i = 1,1$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;
 $\alpha_T = 1,05$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 400/18.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{n.\text{ав}} = \frac{S_\Sigma}{(n_l - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2211}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,851 \text{ кА.} \quad (4.10)$$

$I_{\text{дон}} < I_{n.\text{ав}}$, следовательно, выбранный провод не удовлетворяет условию нагрева.

Выбираем провод марки АС-500/26.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{дон}} = 960 \text{ А}$.

Параметры провода приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Параметры провода марки АС-500/26

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	b_0 См/км
3	0,0197	0,304	$3,645 \cdot 10^{-6}$

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 500 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;

- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;
- автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;
- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Число присоединений РУ-500 кВ: 10 (4 ВЛЭП 500 кВ, 6 блоков). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с полуторной схемой присоединения сборных шин. Выбранная схема РУ – 500 кВ представлена на рисунке 4.1.

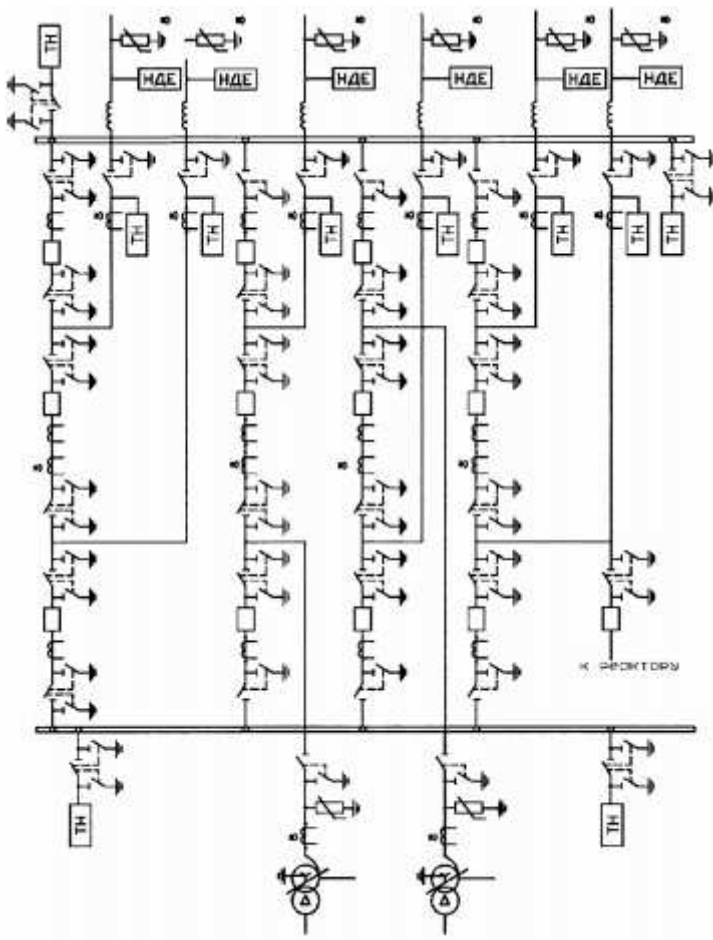


Рисунок 4.1 - Схема РУВН 500 кВ: полуторная схема.

4.4 Электротехническое оборудование

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

4.4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от $S_{Гном}$:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot S_{Гном} = 0,01 \cdot 186,1 = 1,86 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.5)$$

Компания «ЗЭТ ЭНЕРГО» предоставляет возможность заказать трансформатор с нестандартным рядом напряжений. Принимаем трансформатор собственных нужд ТСЗЛ-2000/20/6

На генератор устанавливается собственный трансформатор собственных нужд. По каталожным данным выбираем ТСЛ – 400/10/0,4 стоимостью 560 тыс.руб.

Выбранный трансформатор собственных нужд имеет литую изоляцию, трансформатор сухой. Сухие трансформаторы пожаробезопасны, имеют более низкий уровень шума и имеют крайне малые эксплуатационные затраты в сравнении с масляными. Так же их обмотки не имеют открытых частей, что делает их защищенными от пыли, влаги и плесени.

Также осуществляется резервирование собственных нужд от подстанции «Стрелка». Выбран трансформатор фирмы «Тольяттинский трансформатор» ТДЦ-10000/35, 6350 тыс. рублей.

4.4.2 Расчёт токов короткого замыкания

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = 0,24 \cdot \frac{15,75^2}{186,1} = 0,31 \text{ Ом}. \quad (4.11)$$

где x_d'' - сверхпереходное продольное сопротивление генератора;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение генератора;

$S_{ном}$ – полная мощность генератора.

Схема для расчета в программном комплексе представлена на рисунке 4.2.

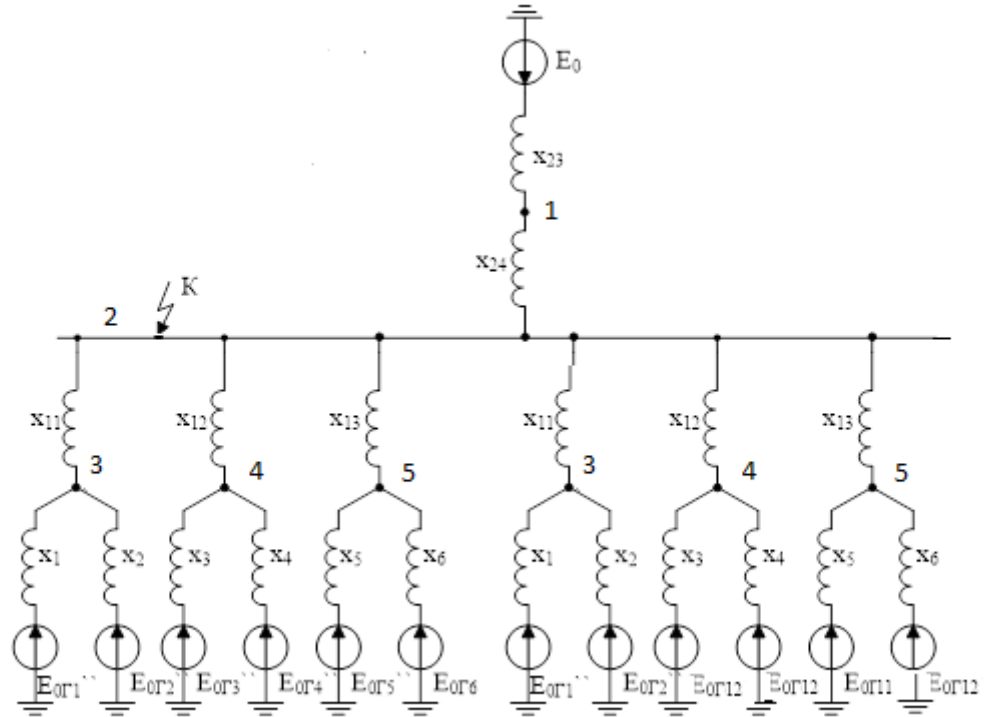


Рисунок 4.2 – Схема для расчета в программном комплексе RastrWin

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$\{U\} \cdot \text{rsub} \{6\} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,8 \text{ кВ}$$

$$E_T = E_i^{\prime\prime}$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = 16,1 \text{ Ом.} \quad (4.12)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{ном}^2}{S_{кз}} = \frac{500^2}{300} = 833,3 \text{ Ом.} \quad (4.13)$$

Линии связи 500 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = \frac{x_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,304 \cdot 213}{4} = 96,4 \text{ Ом} \quad (4.14)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{iC} \cdot U_{б1} = 1 \cdot 525 = 525 \text{ кВ}. \quad (4.15)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{15,75}{525} = 0,03. \quad (4.16)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_2 = \frac{x_{iГ}}{50} = \frac{0,31}{50} = 0,006 \text{ Ом}. \quad (4.17)$$

$$r_c = \frac{x_C}{50} = \frac{833,3}{50} = 16,3 \text{ Ом}. \quad (4.18)$$

$$r_{л} = \frac{r_{0,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,152 \cdot 213}{4} = 1,04 \text{ Ом}. \quad (4.19)$$

$$r_m = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{U_b^2}{S_{ном}^2} = 0,67 \text{ Ом}. \quad (4.20)$$

Ниже представлены таблицы (4.4-4.7) с внесёнными в RastrWin исходными данными.

Таблица 4.4 – Исходные данные по генераторам

№ агр.	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	Генератор 1	1	0,006	0,231	0,006	0,231	0,5	0,5	15,75
2	Генератор 2	1	0,006	0,231	0,006	0,231	0,5	0,5	15,75
3	Генератор 3	2	0,006	0,231	0,006	0,231	0,5	0,5	15,75
4	Генератор 4	2	0,006	0,231	0,006	0,231	0,5	0,5	15,75
5	Генератор 5	3	0,006	0,231	0,006	0,231	0,5	0,5	15,75
6	Генератор 6	3	0,006	0,231	0,006	0,231	0,5	0,5	15,75
7	Генератор 7	4	0,006	0,231	0,006	0,231	0,5	0,5	15,75
8	Генератор 8	4	0,006	0,231	0,006	0,231	0,5	0,5	15,75
9	Генератор 9	5	0,006	0,231	0,006	0,231	0,5	0,5	15,75
10	Генератор 10	5	0,006	0,231	0,006	0,231	0,5	0,5	15,75

Продолжение таблицы 4.4

№ агр.	Название	№ узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
11	Генератор 11	6	0,006	0,231	0,006	0,231	0,5	0,5	15,75
12	Генератор12	6	0,006	0,231	0,006	0,231	0,5	0,5	15,75
13	Система	7	65,000	833,30 0	65,000	918,70 0	0,5	0,5	525

Таблица 4.5 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер	Название	$U_{ном}, кВ$
зак	1	Генератор 1,2	15,75
зак	2	Генератор 3,4	15,75
зак	3	Генератор 5,6	15,75
зак	4	Генератор 7,8	15,75
зак	5	Генератор 9,10	15,75
зак	6	Генератор 11,12	15,75
у	7	Сборные шины	525
у	8	Система	525

Таблица 4.6 – Исходные данные по ветвям

Тип	tip0	$N_{нач}$	$N_{кон}$	R	X	Кт/г	r0	x0
Тр-р	Тр-р	1	6	0,67	16,10	0,03	0,42	16,10
Тр-р	Тр-р	2	6	0,67	16,10	0,03	0,42	16,10
Тр-р	Тр-р	3	5	0,67	16,10	0,03	0,42	16,10
Тр-р	Тр-р	4	6	0,67	16,10	0,03	0,42	16,10
Тр-р	Тр-р	5	6	0,67	16,10	0,03	0,42	16,10
Тр-р	Тр-р	6	6	0,67	16,10	0,03	0,42	16,10
ЛЭП	ЛЭП	5	6	1,04	96,4	0,03	1,04	96,4

Таблица 4.7-Результаты расчетов

Точка КЗ	T_a	K_y	$i_y, кА$	$I_{п0}^{(3)}, кА$	$I_{п0}^{(1)}, кА$
Шина 500 кВ	13,4	1,92	14,4	5,13	11,01
Вывода генератора (15,75 кВ)	18,7	1,94	94,72	88,5	-

4.4.3 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г12 15,75 кВ:

$$I_{Г, \text{раб. макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г, \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г, \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{186,1}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 7171 \text{ А.} \quad (4.21)$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-400000/500:

$$I_{Т1-Т6, \text{раб. макс}} = \frac{I_{Г, \text{раб. макс}}}{K_m} \cdot \frac{7171}{33,3} = 215 \text{ А.} \quad (4.22)$$

Рабочий ток в линии связи с системой 500 кВ:

$$I_{Л1-Л4, \text{раб. макс}} = \frac{S_{Г1-Г12}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{12 \cdot 186,1}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 500} = 644 \text{ А;} \quad (4.23)$$

$$I_{Л1-Л4, \text{раб. утж}} = \frac{S_{Г1-Г12} - S_{\text{мсн}}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2233,2 - 2}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 500} = 858 \text{ А.} \quad (4.24)$$

4.4.4 Выбор и проверка аппаратов 500 кВ

В качестве электротехнического коммутационного аппарата высокого напряжения было выбрано комплектной распределительное устройство с элегазовой изоляцией Т-155 производства «Электропул».

Преимущества данной системы заключается в ее компактности, что приводит к снижениям затрат на инфраструктуру. Высокая скорость установки и ввода в эксплуатацию. Высокое качество продукции за счет полной заводской сборки и тестирования. Легкая и удобная эксплуатация и обслуживание. Дополнительные функции для цифровых подстанций.

Смонтированы все основные компоненты распреедустройства, такие как дугогасительная камера, разъединители, а также привод и оборудование для

контроля и управления, заземлители, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Встроенные трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала, пропорционально току в сети, измерительным приборам и устройствам защиты.

Ток отключения 63 кА. Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 500 кВ.

Каталожные данные КРУЭ 500 кВ представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Параметры Т-155

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель Т-155	В состав входят трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, заземлители, разъединители.
$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб max}} = 644 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 12,38 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном.}} = 63 \text{ кА}$	
$i_y = 14,4 \text{ кА}$	$I_{\text{дин. ст.}} = 164 \text{ А}$	

Устанавливаются измерительные трансформаторы тока фирмы «Интехгаз» ТГФ-500.

Устанавливаются измерительные трансформаторы напряжения ЗНОГ-500 заземленный однофазный с газовой изоляцией. Подключаются на каждую из сборных шин и воздушных линий.

Устанавливаются укомплектованные заземлителями разъединители РГЖ.П/3150 УХЛ1 производства компании «Элеком».

По ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 500 кВ блочного трансформатора, шинного измерительного трансформатора напряжения устанавливается ОПН-500 производства ООО «ЭТК Оникс».

По значениям токов рабочего и утяжеленного режимов выбирается высокочастотный заградитель – ВЗ-1250-0,5 (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность). Фильтр присоединения – ФПМ-Рс 6400 укомплектован конденсатором связи ООО «Конденсатор».

Выбран анализатор сети АПКЭ-1.

4.4.5 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ

На генераторном напряжении принят генераторный комплекс HECS-100 компании АВВ. Параметры генераторного комплекса представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Параметры HECS-100

Параметры	Расчётные данные	HECS – 100
Номинальное напряжение, кВ	15,75	До 25,3

Ток максимальный рабочий, кА	10,8	13
Ток КЗ, кА	88,5	100
Ток ударный, кА	94,72	280

В цепи генераторного напряжения требуется установка разъединителя. На генераторном напряжении устанавливается разъединитель РВРЗ-20/10000 (разъединитель внутренней установки с заземлителем) производства «Зэто».

Их ПУЭ трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 15,75 кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПН-п1-20 (п-полимер, материал покрышки).

Устанавливаются измерительные трансформаторы тока ТШЛ-СЭЩ 20 (четыре вторичных обмотки) со стороны главных выводов, ТЗЛК-СЭЩ со стороны нулевых выводов. На присоединении трансформатора собственных нужд еще ТОЛ-СЭЩ производства «Электроцит».

Устанавливаются измерительные трансформаторы напряжения – 3хЗНОЛ-СЭЩ 20 (заземленный, с литой изоляцией, трехфазная группа) производства «Электроцит».

Устанавливается автоматический синхронизатор SYNCHROТАСТ 5 компании АВВ. Устройства SYNCHROТАСТ используются для автоматической синхронизации генераторов с сетью.

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Перечень защит основного оборудования.

На главном генераторе ГГ:

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);

- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения
- Защита от перегрева трансформатора

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
 - Защита от перегрузки
 - Реле тока охлаждения

На линиях электропередачи 500 кВ:

- Основные защиты:
 - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
 - 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_H$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 7171 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 8000/5 \text{ А}$.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{CP.O}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H, (5.1)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.
 Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.O} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, (5.2)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP.O} = 0,15 \cdot I_H$.

2) Коэффициент торможения K_T определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_T выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, (5.3)$$

где $K_{АП} = 2$ - коэффициент апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

$I_{МАКС}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

$$I_{МАКС} = \frac{E_2''}{X_d} \cdot I_H.$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.3):

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,24} \cdot 7171 = 3377 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, (5.4)$$

$$K_T > \frac{3377 \cdot 2}{33500},$$

$$K_T > 0,2,$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{HT} = \frac{I_{\dot{c}CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. (5.5)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{\dot{c}CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. (5.6)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

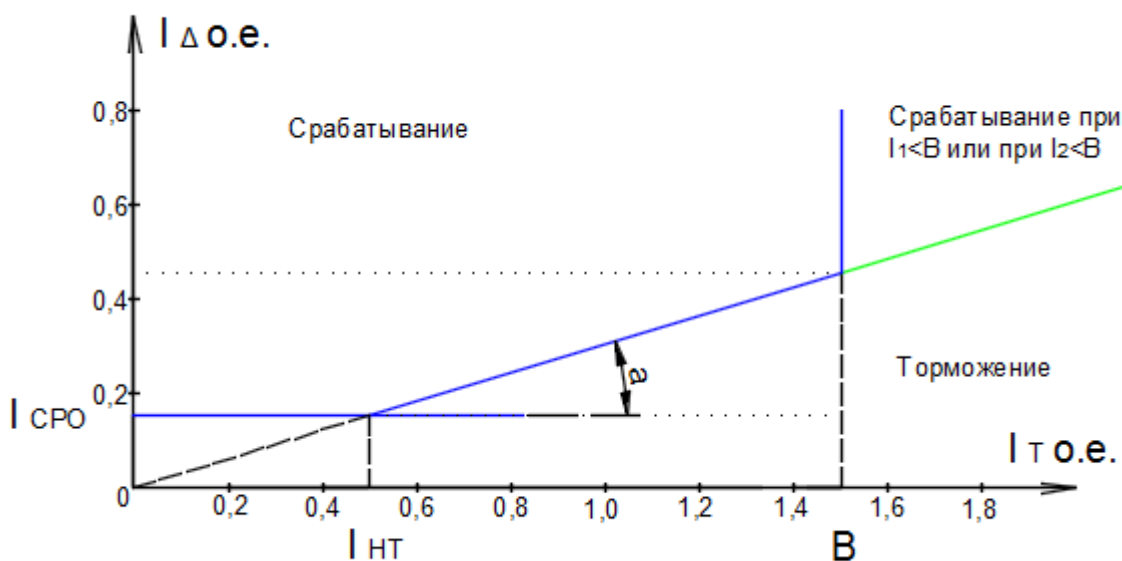


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN

(U₀)

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U₀) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U₀ и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U₀ включается на напряжение нулевой последовательности 3U₀ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармонике выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($\frac{U}{i}$ ОЭЛ.СТ.) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет U_{ОЭЛ.СТ.} выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

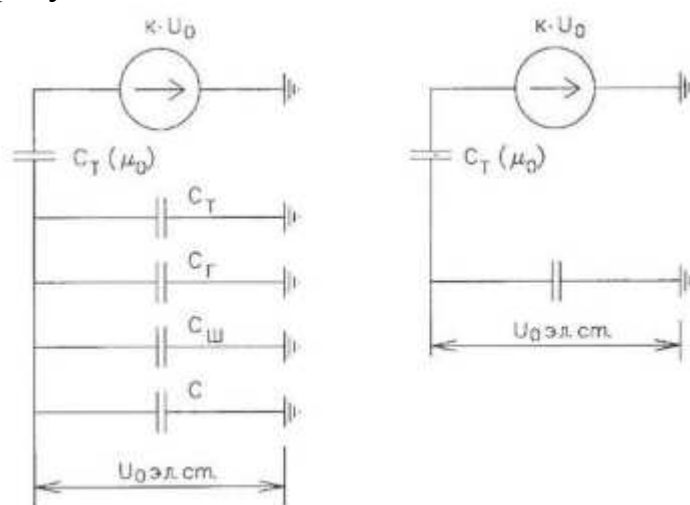


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

- C_G – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
- C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
- $C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
- C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;
- C – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{Ш} + C_{ВГ} + C_{ВТ} = 0,0073 + 1,1 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 1,505 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, (5.7)$$

$$U_{\text{ОЭЛ.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, (5.8)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, $K = 0,5$;

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101 \text{ кВ}, (5.9)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 12,2 \text{ А}. (5.10)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500 кВ:

$$U_{\text{ОЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 101000 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,505} = 300,1 \text{ В}. (5.11)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{\text{ОЭЛ.СТ.}}, (5.12)$$

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 300,1}{15,75} \cdot \frac{0,1}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}$$

$$U_{\text{СП}} \geq 5,2 \text{ В},$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;

$n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от K_T :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \cdot (5.13)$$

При $K_T = 1,1$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

5.2.3 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В. (5.14)}$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган U1> с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

U1> вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В. (5.15)}$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных

перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{i2} :

$$I_{i2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.16)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора, I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 характеризуется выражением:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{i2}^2}, \quad (5.17)$$

где $A=20$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган (I_{i2} СИГН) срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{i2\text{СИГН}} = 0,07$; $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$.

2) Пусковой орган (I_{i2} ПУСК) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 600 \text{ с}$.

При этом:

$$I_{i2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.18)$$

Уставка равна:

$$I_{i2\text{ПУСК}} = \frac{I_{i2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.19)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. (5.20)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{i2\text{ ПУСК}} = 0,15$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$\begin{aligned} & I \\ & (i i i 2)^2, (5.21) \\ & t_{\text{CP}} = \frac{20}{i} \\ & A_{\text{ИО}} = 20 = I_{i2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \end{aligned}$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 1.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.3.

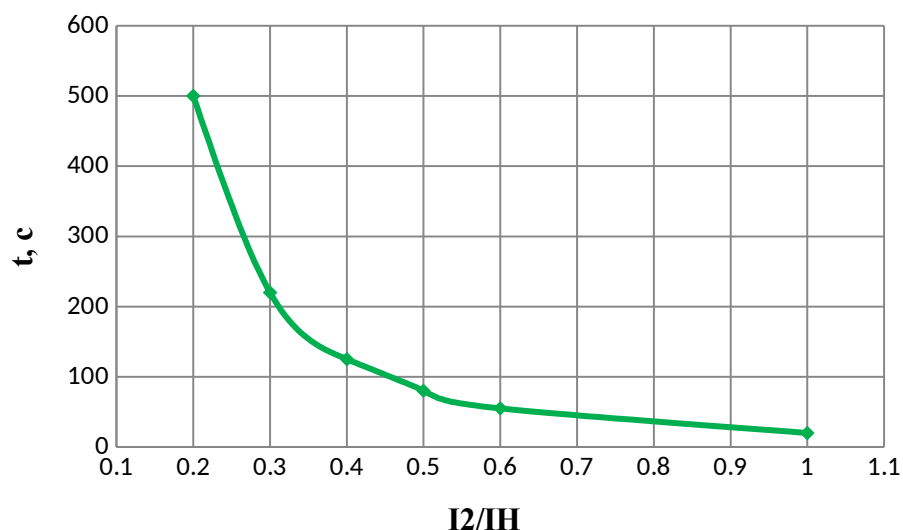


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 600 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($t_{\text{охл}}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{\text{охл}} = 100 \text{ с}$).

4) Орган токовой отсечки ($I_{2\text{отс}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2c.3.} \leq \frac{I_2^2}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_r + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,24 + 0,31 + 2 \cdot 0,19)} = 0,715 \text{ o.e.}, (5.22)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 x_r - сопротивление обратной последовательности генератора;
 x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2c.3.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)} \cdot K_T \cdot 2}{K_q \cdot \sqrt{3}} (5.23)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \left(\frac{E_{\Sigma r}}{2 \cdot (X_{\Sigma r} + X_{\Sigma T} + X_L)} + \frac{E_c}{2 \cdot \left(X_c + \frac{X_L}{(n-1)} \right)} \right) * I_6 = \left(\frac{1,3}{2 \cdot (0,00039 + 0,02 + 0,2)} + \frac{1,0}{2 \cdot \left(1 + \frac{0,2}{(4-1)} \right)} \right) \cdot 0,5 =$$

(5.24)

$$I_{\text{МИН}} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{n_2 + n_L} = \frac{5320}{12 + 4} = 332,5 \text{ A} ;$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2c.3.} \leq \frac{2 \cdot I_{\text{МИН}}^{\text{ВН}} \cdot \frac{K_T}{\sqrt{3}}}{K_q} = \frac{2 \cdot 332,5 \cdot \frac{15,75}{\sqrt{3}}}{1,3} = 9856 \text{ A}. (5.25)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (5.25)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{СИГН} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, (5.26)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{1ПУСК} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. (5.27)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2:

Таблица 5.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (t, c) представлена на рисунке 5.4.

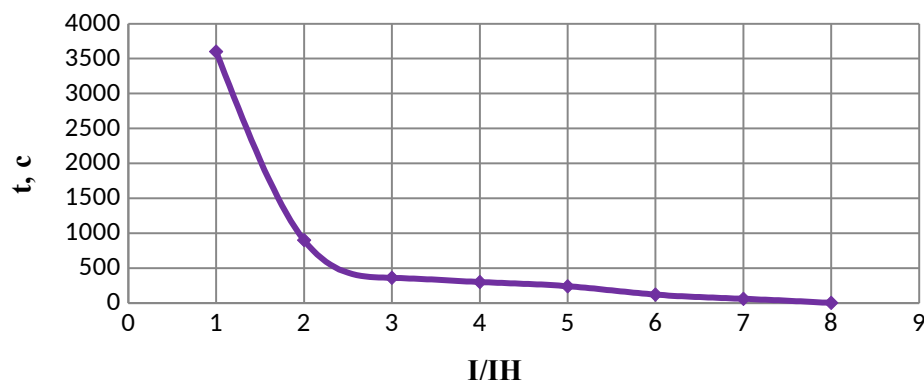


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок $\begin{matrix} I \\ (i \cdot i \cdot 1) \\ i \end{matrix}$

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{1отс} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{НОМ}, (5.28)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{Г<}$. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66 В. (5.29)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.6 Дистанционная защита генератора

$$\begin{matrix} Z_1 < i \\ i \\ Z_2 < i \\ i \end{matrix}$$

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 500 кВ Ангарская ГЭС-2 – Ангара:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 96,46 + \frac{0,8}{4} \cdot 17,3 = 80,6 \text{ Ом}, (5.30)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;
 Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 500 кВ;

$$Z_T = \frac{0,140 \cdot 525^2}{400} = 96,46 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1о.е.} \leq 0,8 \cdot 0,140 \cdot \frac{186,1}{400} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{186,1}{525^2} \cdot 17,3 = 0,05,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1о.е.} \cdot Z_6 = 0,05 \cdot 1,33 = 0,066 \text{ Ом}, (5.31)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{15,75^2}{186,1} = 1,33.$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,066 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 0,67 \text{ Ом}. (5.32)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,7 \text{ Ом}$.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{15,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7171} = 1,26 \text{ Ом},$$

где $I_{НАГР}$ – номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе

возбуждения $(2 \cdot I_{B.H.})$ и напряжения на зажимах статора $0,95 \cdot U_H$ (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot I_{B.HOM} - 0,95}{I_{B.X.X.}} = \frac{2 \cdot 1930 - 0,95}{965} = 4,34, (5.33)$$

где $I_{B.X.X.}$ – ток ротора холостого хода, А;

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_{НОМ}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{10,85} = 0,22 \text{ о.е.}, (5.34)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 10,85} = 0,205, (5.35)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{НАГР.Ф} = 77,8^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{CЗП} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,22}{1,1} = 0,2 \text{ о.е.}, (5.36)$$

$$Z_{CЗП} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,2 \cdot \frac{15,75^2}{186,1} = 0,26 \text{ Ом}. (5.37)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{CЗП} = \frac{Z_{C.з.п} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,26 \cdot 8000/5}{15750/100} = 2,69 \text{ Ом}, (5.38)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 2,69 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,084 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,32 \text{ Ом}$.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

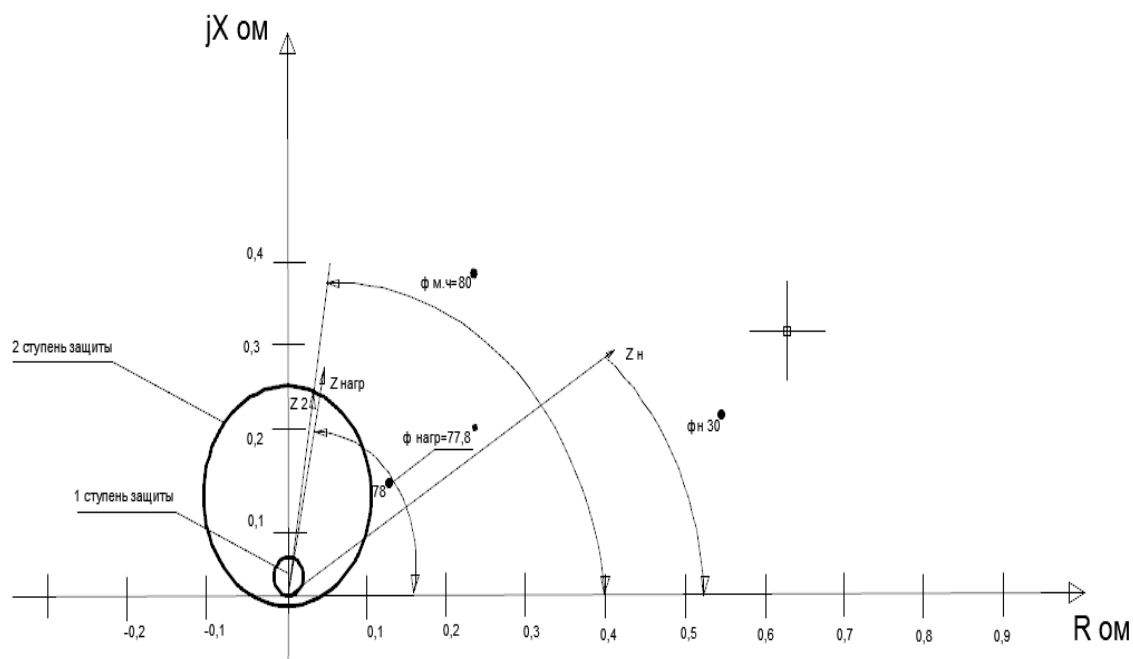


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{P\text{СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.39)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового органа:

$$I_{P\text{ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.40)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительное	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

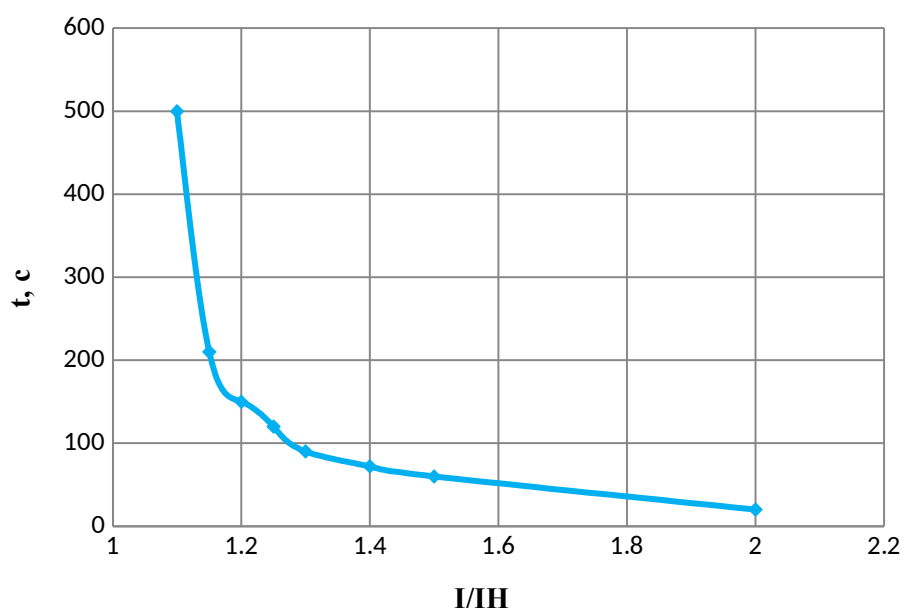


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа отсечки:

$$I_{P.ПУСК.} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{НОМ.Р.} \quad (5.41)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления

генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины REG630 производства АВВ.

REG630 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная плотина гравитационного типа;
- здание ГЭС приплотинного типа;
- грунтовая плотина;

6.2 Проектирование грунтовой плотины

За отметку гребня плотины принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla_{ГЗП} = \nabla_{НПУ} + h_s, \quad (6.1)$$

где h_s – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = h_{run\ 1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где $h_{run\ 1\%}$ – высота наката волн на откос расчетной обеспеченностью 1%;
 Δh_{set} – высота ветрового нагона; a – конструктивный запас, принимаемый 0,5÷2м.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются согласно [8]. Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \frac{V_w^2 L}{gd} \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10м над уровнем воды, м/с;
 L – длина разгона волны, м;
 α – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров ($\alpha = 0$);
 d – условная расчетная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{275 - 204}{2} = 35,5 \text{ (м)}; \quad (6.4)$$

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{17^2 \cdot 25000}{9,81 \cdot 52,25} \cdot 1 = 0,044 \text{ м}. \quad (6.5)$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного и поверочного случаев:

Вычислим безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 25000}{17^2} = 848,6; \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{17} = 12464 \quad (6.7)$$

где t – период развития волн на водохранилище, $t=6$ ч.

Далее по графику [8] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где оно влияет на основные характеристики волн) и значениям gL/V_w^2 и gt/V_w определяются параметры $g\bar{h}/V_w^2$ и $g\bar{T}/V_w$.

Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

Для

$$\frac{gL}{V_w^2} = 848,6;$$

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,045;$$

$$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,8;$$

Для

$$\frac{gt}{V_w} = 12464;$$

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,11;$$

$$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,8;$$

Следовательно

$$\bar{h} = 0,045 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,045 \cdot \frac{17^2}{9,81} = 1,32 \text{ м}; \quad (6.8)$$

$$\dot{T} = \frac{2,5 \cdot V_w}{g} = \frac{2,5 \cdot 17}{9,81} = 4,852 \text{ с.}$$

Вычисляется средняя длина волны:

$$\lambda = \frac{g \cdot \dot{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 4,852^2}{2 \cdot 3,14} = 36,759 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Проверяем условие $d > 0,5 \cdot \lambda$, так как $35,5 > 0,5 \cdot 36,7 = 18,35$ м, зона глубоководная.

Определяется высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \dot{h} \cdot K_i = 1,32 \cdot 2,1 = 2,784 \text{ м,} \quad (6.10)$$

где $K_i = 2,1$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $g \bar{h} / V_w^2$.

Высоту наката волн на откос 1% обеспеченности для фронтально подходящих волн при глубине перед сооружением $d > 2h_{1\%}$, определяется по:

$$h_{run\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,26 \cdot 2,78 = 6,23 \quad (6.11)$$

где $k_r = 1$ – коэффициент шероховатости;
 $k_p = 0,9$ – коэффициент проницаемости откоса;
 $k_{sp} = 1,1$;
 $k_{run} = 2,26$ – коэффициент, зависящий от пологости волны

Вычисляется превышение гребня плотины над расчетным уровнем:

$$h_s = 0,044 + 6,23 + 0,5 = 6,77 \text{ м.} \quad (6.12)$$

Вычисляется гребень земляной плотины:

$$\nabla ГЗП = \nabla НПУ + h_s = 275 + 6,77 = 281,8 \text{ м.} \quad (6.13)$$

Таким образом, за отметку гребня плотины принимается $\nabla ГЗП = 281,8$ (м)

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимается большая из двух:

$$\nabla ГБ = \nabla ГЗП; \quad (6.14)$$

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{cm};$$

где $\nabla_{ГВ}$ – отметка гребня водослива, H_{cm} –напор на гребне водослива, значения которых будут рассчитаны в следующих пунктах.

6.3 Гидравлический расчет водосливной плотины

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяется расчетный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла:

$$Q_{расч} = Q_{осн. max} - (n - 1) Q_{ГА} = 7769 - 12 \cdot 260 = 5170 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.15)$$

где $Q_{осн. max}$ – максимальный основной расход 0,1%, с учетом трансформации паводка;
 $Q_{ГЭС}$ – расход воды, проходящий через агрегаты здания.

Удельный расход воды будет равен:

$$q_{вод} = 1,25 q_{рисб}. \quad (6.16)$$

Удельный расход воды на рисберме:

$$q_{рисб} = v_h h_{НБ} = 5,4 \cdot 13,2 = 71,28 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.17)$$

где $v_h = 5,4 \text{ м/с}$ – допустимая по размыву скорость на рисберме для скалы.

Глубина в нижнем определяется по:

$$h_{НБ} = УНБ - \nabla_{дно} = 217,2 - 204 = 13,2, \quad (6.18)$$

где $УНБ = 217,2$ – уровень нижнего бьефа, определяемый по кривой зависимости $Q = f(H)$
 $\nabla_{дно} = 204$ – отметка дна.

Вычисляется удельный расход на водосливе

$$q_{вод} = 1,25 \cdot 71,28 = 83,7 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}, \quad (6.19)$$

Вычисляется ширина водосливного фронта:

$$B = Q_{расч} / q_{вод} = 5181 / 83,7 = 61,9 \text{ м} \quad (6.20)$$

Определяется количество водосливных отверстий. Задаются стандартной шириной пролета водосливного отверстия $b = 16$ м ([2] стр.7), тогда число водосливных отверстий:

$$n = B/b = 61,9/16 = 3,8. \quad (6.21)$$

Округлим число водосливных отверстий до целого в большую сторону – $n = 4$. В этом случае уточняется ширина водосливного фронта $V = 16 \cdot 4 = 64$ м.

Бык принимается разрезным, его ширина $d = 3$ м. Головная часть быка имеет округлую форму для улучшенного обтекания потоком.

Тогда ширина водосливного фронта:

$$V = b \cdot n + (n - 1)d = 64 + (4 \cdot 3) = 76 \text{ м}. \quad (6.22)$$

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода водослива методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления H_{02} :

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{расч}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.23)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода водослива, принимается в зависимости от типа водослива. В моем расчете принимается профиль оголовка безвакуумной водосливной стенки Кригера – Офицерова типа А изображенный на рисунке 6.1.

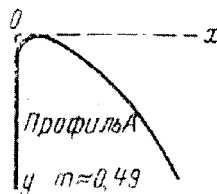


Рисунок 6.1 - Безвакуумные стенки нормального очертания Кригера-Офицерова

$$H_{01} = \left(\frac{5169,8}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,507 \text{ (м)} \quad (6.24)$$

Напор на гребне водослива с учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{расч}}{m \cdot \sigma_n \cdot \sigma_{сж} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{5169,8}{0,49 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,144 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления.

Коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле:

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{8,1507}{16} = 0,9, \quad (6.26)$$

где $\varepsilon = 0,7$ – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 12,144 - \frac{1,1 \cdot 0,997^2}{2 \cdot 9,81} = 12,05 \text{ м} \quad (6.27)$$

где $\alpha_0 = 1,1$ – коэффициент Кориолиса.

Скорость в живом сечении перед плотиной:

$$v_0 = \frac{Q_{расч}}{\omega} = \frac{5169}{5183} = 0,997 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.28)$$

Площадь живого сечения

$$\omega = (B + (n-1) \delta_6) \cdot (\nabla НПУ - \nabla дно) = (275 - 204) \cdot (64 + (4-1) \cdot 3) = 5183 \text{ м}^2 \quad (6.29)$$

Полученное значение напора на гребне водослива округляется до ближайшего стандартного: $H_{стан} = 14 \text{ м}$. (СНиП 33.01-2003).
Определяется отметка гребня водослива:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{см} = 275 - 14 = 261 \text{ м}. \quad (6.30)$$

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимается большая из двух: $\nabla ГБ$ или $\nabla ГЗП$.

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{см} = 261 + 1,6 \cdot 14 = 283,4 \text{ м}, \quad (6.31)$$

где $\nabla ГВ$ – отметка гребня водослива, равная 261 м;
 $H_{см}$ –напор на гребне водослива, равный 14 м.

Таким образом, за отметку гребень всей плотины принимается $\nabla ГП = 283,4 \text{ м}$ т.к. она больше чем отметка гребня земляной плотины $\nabla ГЗП = 281,8 \text{ м}$.

6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Определяется поверочный расход через водосливную плотину:

$$Q_{\text{повер. расч.}} = Q_{\text{max. повер}} - Q_{\text{ГЭС}} = 9002,27 - 3120 = 5882,27 \quad (6.32)$$

где $Q_{\text{max. повер}}$ – максимальный поверочный расход.

Полный напор равен (в первом приближении):

$$H_{01\text{нов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.нов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{5882,27}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,317 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Уточним его по формуле:

$$H_{02\text{нов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.нов}}}{m_{\text{нов}} \sigma_{\text{сж}} \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.34)$$

$$H_{02\text{нов}} = \left(\frac{5882,27}{0,495 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,892 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 13,4 \text{ м.}$$

Коэффициент расхода для поверочного случая определяется по формуле А.С. Офицера:

$$m_{\text{нов}} = m_{\text{пр}} \left(0,805 + 0,245 \frac{H}{H_{\text{пр}}} - 0,05 \left(\frac{H}{H_{\text{пр}}} \right)^2 \right), \quad (6.35)$$

$$m_{\text{нов}} = 0,49 \left(0,805 + 0,245 \cdot 0,94 - 0,05 (0,94)^2 \right) = 0,495,$$

где

$\sigma_{\text{сж}} = 0,94$ – коэффициент сжатия.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{02\text{нов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{нов}}^2}{2 \cdot g} = 13,45 - \frac{1,1 \cdot 1,2^2}{2 \cdot 9,81} = 14,38 \text{ м,} \quad (6.36)$$

Определяется геометрический напор на водосливе:

$$H_{\text{нов}} = 13,45 - \frac{1,1 \cdot 1,2^2}{2 \cdot 9,81} = 14,38 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{нов}} = 261 + 14,38 = 276,4. \quad (6.38)$$

Отметка форсированного уровня расчетная превышает заданную отметку ФПУ, т.е. она не достаточна для пропускной способности водосброса, а значит отметка ФПУ повышается до данного значения.

6.3.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе при донном режиме выполняется в следующем порядке.

В бытовых условиях при уклоне дна отводящего русла $i < i_{кр}$ поток находится в спокойном состоянии $h_{НБ} > h_{кр}$, а непосредственно за водосливом – в бурном. Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины h''_c и бытовой глубины $h_{НБ}$ устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

- а) $h''_c > h_{НБ}$ – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
- б) $h''_c = h_{НБ}$ – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
- в) $h''_c < h_{НБ}$ – сопряжение в виде затопленного прыжка.

Определяются параметры гидравлического прыжка для прямоугольного русла. Предварительно определяется критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{B^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 5169,8^2}{(64 + 3 \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 8,74 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Вычисляется полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дно} = 275 - 204 = 71 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Определяется отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{71}{8,74} = 8,124. \quad (6.41)$$

По графику М.Д.Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,9$ и ξ_{T_0} определяются ξ_c и ξ'_c : $\xi_c = 0,225$, $\xi'_c = 2,8$

Определяются сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,22 \cdot 8,74 = 1,99 \text{ м,} \quad (6.42)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,8 \cdot 8,74 = 24,47 \text{ м.}$$

Глубина в НБ $h_{НБ} = 13,2$ м, следовательно, прыжок отогнанный ($h''_c > h_{НБ}$).

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашения энергии сбрасываемой воды часто осуществляют способом свободно

отброшенной струи. Этот способ применяют при определенных условиях: прочный скальный грунт в основании, устойчивые при увлажнении грунты береговых примыканий, ширина русла достаточная для того, чтобы отбрасываемая струя не оказывала негативного влияния на работу гидроагрегатов ГЭС и др.

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения ее на дне образуется яма размыва (рисунок 6.3) Основная задача проектирования - обеспечение отброса струи на расстояние безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

Дальность отброса струи зависит от превышения отметки верхнего бьефа над отметкой носка-трамплина, высоты уступа над дном реки и угла наклона поверхности трамплина к горизонту.

Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ, соответствующей расходу воды при пропуске расхода поверочного расчетного случая, но не менее чем на $1 \div 2$ м. Поэтому отметка носка:

$$\nabla_{\text{носка}} = \nabla_{\text{НБ}_{\text{max}}} + a = 218,1 + 2 = 220,1 \text{ м.} \quad (6.43)$$

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа вычисляется по формуле:

$$L = K_a \cdot Z_n \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_n} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right) \quad (6.44)$$

где $K_a = 0,8$ – коэффициент аэрации потока;
 $\alpha = 35^\circ$ – угол схода струи с трамплина;
 $\varphi = 0,9$ – коэффициент скорости потока.

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 275 - 217,2 = 57,8 \text{ м,} \quad (6.45)$$

$$Z_n = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}} = 275 - 220,1 = 54,9 \text{ м.}$$

Коэффициент аэрации k_a можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_n^2}{g \cdot h_{\text{носка}}} = \frac{29,538^2}{9,81 \cdot 3,01} = 38,7. \quad (6.46)$$

где v_n – скорость потока на носке,
 h_n – высота потока воды на носке.

Скорость потока на носке и высота потока воды на носке вычисляются по формулам:

$$v_n = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_{\text{нооска}}} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 54,9} = 29,538, \quad (6.47)$$

$$h_n = \frac{q_v}{v_{\text{нооска}}} = \frac{68}{29,53} = 2,3 \text{ м}. \quad (6.48)$$

где q – удельный расход на водосливе.

Удельный расход на водосливе вычисляется по формуле:

$$q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B} = \frac{5169}{76} = 68 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.49)$$

По справочным данным согласно определенному числу Фруда определяется коэффициент аэрации потока $K_a = 0,8-0,9$.

Вычисляется дальность отлета струи:

$$L = 0,8 \cdot \left[1 + \left(\frac{57,8}{54,9} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30} \right] \cdot 54,9 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot i = 65,4 \text{ м}. \quad (6.50)$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из средней скалы составляет $L > 0,5 H_{\text{пл}}$, где $H_{\text{пл}} = \nabla \text{ГП} - \nabla \text{под} = 283,4 - 202 = 81,4 \text{ м}$. $65,4 \text{ м} > 40,7 \text{ м}$, проверка выполняется.

Глубину ямы размыва можно вычислить по следующей формуле:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 33,3 - 13,2 = 20,12 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где t – глубина ямы размыва.

Глубина ямы размыва вычисляется по формуле:

$$t = \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr} \right) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_n, \quad (6.52)$$

где d – средняя крупность отдельностей в скале, в предварительных расчетах принимается равной 1 м.

$$t = \left(0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{38,7} \right) \cdot \sqrt{38,7} \cdot \sqrt[4]{\frac{13,2}{1}} \cdot 2,3 = 33,3 \text{ м}.$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} \alpha_1} = 65,4 + \frac{33,3}{\operatorname{tg} 30} = 115,07 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2g(0,5 h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НВ}})}{v_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}, \quad (6.54)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot 13,2 \cdot \cos 30 + 15,7 - 13,2)}{29,53^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,678,$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне не размывтого русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 8,74 + 3,7 \cdot 20,12 = 96,3 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где $h_{\text{кр}}$ – критическая глубина потока.

6.4 Конструирование основных элементов плотины

6.4.1 Определение ширины и отметки подошвы плотины

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дно}} - 2 = 202 \text{ м}. \quad (6.56)$$

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины B_n^I :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.57)$$

где $\alpha_1 = 0,5$ – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов;

ρ_w – плотность воды;

ρ_b – плотность бетона.

Высота плотины h равна:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 275 - 202 = 73. \quad (6.58)$$

Отметка подошвы плотины соответствует отметке дна $\nabla \text{под} = 202$.

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяют ширину подошвы плотины B_n^{II} :

$$\frac{\rho_s}{\rho_w} + n - \alpha_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi(i), \quad (6.59)$$

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{i}$$

где $\varphi = 41^\circ$ – угол внутреннего трения грунта основания;
 $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины.

Приравняв B_n^I и B_n^{II} , определяем n . В результате расчетов получили $n = 0.11$. Подставляя это значение в любую из формул, получим:

$$B_n = \frac{1,25 \cdot 73}{0,85 \cdot \left(\frac{2400}{1000} + 0.11 - 0,5 \right)} = 53.4 \text{ м.}$$

Верховая грань плотины проектируется вертикальная.

6.4.2 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные (меж секционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Размеры секций плотин и блоков бетонирования следует определять в зависимости от:

- вида и высоты плотин, размера секции здания ГЭС, а также расположения в плотинах водопропускных отверстий, в том числе турбинных водоводов;
- методов возведения плотины;
- формы поперечного сечения русла;
- геологического строения и деформируемости основания плотины;
- климатических условий района строительства.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Расстояние меж секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м, но по опыту

гидротехнического строительства на территории России ширина секций не должна превышать 20м.

6.4.3 Быки

Размеры быков водосбросных плотин следует назначать в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений.

Принимается разрезной бык толщиной 3 м. При этом толщина пазового перешейка быка назначается 0,8 м.

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принимают примерно на 1-2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

Пазы рабочих затворов располагаются на линии гребня водослива, быки при этом чаще выдвигаются в верхний бьеф. Ширина паза затвора составляет 1,8м. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещаются на расстоянии 1 м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.4.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу; также они служат опорами для затворов и мостов.

Высота плотины составляет 79,8 м поэтому сопряжение бетонной плотины с грунтовой плотины осуществляется за счет введения глухой бетонной плотины в грунтовую. В результате откосы грунтовой плотины частично закрывают напорную и низовую грани этой части бетонной плотины.

6.4.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи, или горизонтальных дрен, приуроченных к ярусам бетонирования и имеющих выходы в смотровые шахты, расположенные в межсекционных швах плотины.

Диаметр вертикальных дренажных скважин следует принимается 20 см; расстояние между осями дрен – 2 м.

Горизонтальные дрены трапециевидального или прямоугольного сечения площадью 600 см² расположены по высоте плотины через 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа a_{dr} , а также до верховой грани продольной галереи составляет 2 м при соблюдении условия:

$$a_{dr} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{cr,m}}, \quad (6.60)$$

$$\frac{H_d \gamma_n}{I_{cr,m}} = \frac{61 * 1,25}{25} = 3,05 \text{ м},$$

где H_d – напор над расчетным сечением;
 γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;
 $I_{cr,m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Величину критического среднего градиента принимается для гравитационных и массивно-контрфорсных плотин – 25

6.4.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи следует располагать через 15 - 40 м. Одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Расстояние от напорной грани до галереи $d_{\min}=2\text{м}$. При этом $d=(0,05\div 0,07)h$, где h – расстояние от УВБ до рассматриваемой галереи.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций следует назначать шириной не менее 1,5 м, высотой - не менее 2,5 м. Буровая галерея шириной 3 м, высотой 4 м.

Бетонные плотины на скальном основании включают следующие основные элементы: водосливную грань, быки и устои, противодиффузионные устройства (противодиффузионные завесы), дренажи в теле и в основании.

6.4.7 Шпунтовые стенки и завесы

Противодиффузионные завесы или буро бетонные стенки применяются в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта вследствие содержания большого количества валунов, прослоек скалы в грунте или когда основание

сложено скальными грунтами. Толщина противодиффузионной завесы δ_3 должна быть

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{cr,m}}, \quad (6.61)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе;
 γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;
 $J_{cr,m}$ – критический градиент напора на завесе принимается в зависимости от вида грунтов. На скальных грунтах равен 15.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначается:

$$l_3 = 0,08 \cdot B_n = 0,08 \cdot 53,4 = 4,27 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где B_n – ширина подошвы плотины.

Глубину цементационной завесы принимается равной

$$h_{зав} = 0,5 H_{max} = 0,5 \cdot 66,6 = 33,3 \text{ м}, \quad (6.63)$$

где $H_{max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{min} = 275 - 208,4 = 66,6 \text{ м}$.

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду составляет 3 м.

6.4.8 Дренажные устройства в основании

В скальных грунтах дренаж выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 2 м.

Глубина скважин принимается равной

$$h_{др} = 0,5 h_{зав} = 0,5 \cdot 33,3 = 16,65. \quad (6.64)$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами должно быть больше радиуса цементации и не менее 4 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком или насосами.

6.5 Фильтрационные расчеты подземного контура

Подземный контур плотин на скальном основании состоит из глубокой цементационной завесы и скважинного дренажа за ней.

Фильтрационные расчеты проводят с целью обоснования состава элементов подземного контура, их размеров и очертания, с последующим определением величины фильтрационного давления на флютбет, определения градиентов фильтрационного потока.

Для скальных оснований эпюру пьезометрического напора по подошве плотины строят с учетом типа плотины и состава элементов подземного контура.

В СНиП [1, таблица 5, черт. 7] в представлены приведенные к действующему напору H_d значения напора по оси цемзавесы H_{as} и дренажа H_{dr} при основном сочетании нагрузок. Применяя эти значения для соответствующей конструкции плотины и подземного контура строится эпюра фильтрационного противодавления.

Определив по ней потерю напора на цемзавесе, вычисляется толщина завесы по формуле

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{cr,m}} \quad (6.65)$$

Так как плотина гравитационная без полостей у основания 1 класса то

$$\begin{aligned} H_{as}/H_d &= 0,4, \\ H_{dr}/H_d &= 0,2, \end{aligned} \quad (6.66)$$

где $H_d = \nabla НПУ - \nabla НБ_{min} = 275 - 208,4 = 66,6 \text{ м}.$

$$H_{as} = 0,4 H_d = 0,4 \cdot 66,6 = 26,64 \text{ м},$$

$$H_{dr} = 0,2 H_d = 0,2 \cdot 66,6 = 13,32 \text{ м}.$$

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 66,6 - 26,64 = 39,96 \text{ м}.$$

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{cr,m}} = \frac{34,26 \cdot 1,25}{15} = 3,27 \text{ м}.$$

Принимается толщина цементационной завесы $\delta_3 = 4 \text{ м}.$

6.6 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

Для обоснования надежности и безопасности гидротехнических сооружений должны выполняться расчеты гидравлического, фильтрационного и температурного режимов, а также напряженно-деформированного состояния системы "сооружение - основание" на основе применения современных,

главным образом, численных методов механики сплошной среды с учетом реальных свойств материалов и пород оснований.

В рамках курсового проекта допустимо не выполнять расчеты температурного режима, а для расчета напряженно-деформированного состояния использовать формулы сопротивления материалов.

Обеспечение надежности системы "сооружение - основание" должно обосновываться результатами расчетов по методу предельных состояний их прочности (в том числе фильтрационной), устойчивости, деформаций и смещений.

Расчеты производим по первой группе - потеря несущей способности и (или) полная непригодность сооружений, их конструкций и оснований к эксплуатации;

При расчетах надлежит соблюдать следующее условие, обеспечивающее недопущение наступления предельных состояний:

$$\gamma_{lc} F \leq \frac{R}{\gamma_n}, \quad (6.67)$$

где γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок;
 F – расчетное значение обобщенного силового воздействия, по которому производится оценка предельного состояния;
 R – расчетное значение обобщенной несущей способности;
 γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, значение которого зависит от класса сооружения.

6.7 Определение основных нагрузок на плотину

Определение основных нагрузок определяется при расчетном случае - нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при $Q_{вхк}$).

Плотина имеет швы, поэтому нагрузки собираются на одну секцию.

6.7.1 Вес сооружения и затворов

Вес 1 п. м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{nl} = \frac{S_{nl} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b}, \quad (6.68)$$

где S_{nl} – площадь поперечного сечения плотины;
 b – ширина пролета;
 δ_b – толщина быка;
 ρ_b – плотность бетона.

Площадь поперечного сечения сооружения определяется графическим способом по чертежу с помощью программы AutoCad.

$$G_{n1} = \frac{1963 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16+3} = 38919 \text{ кН}, \quad (6.69)$$

$$G_{n2} = \frac{85 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16+3} = 1751,09 \text{ кН}.$$

Вес быка и его центр тяжести определяется аналогично:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}}, \quad (6.70)$$

где S_{δ} – площадь поперечного сечения быка;
 δ_{δ} – толщина быка.

$$G_{\delta} = \frac{2367 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16+3} = 8799 \text{ кН}, \quad (6.71)$$

$$G_{\delta 2} = \frac{85 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16+3} = 250,16 \text{ кН}.$$

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 238,4 \cdot \sqrt{238,4} \cdot 9,81 = 1986 \text{ кН}, \quad (6.72)$$

где f – площадь затвора.

Площадь затвора вычисляется по формуле:

$$f = (\nabla \Phi ПУ - \nabla ГВ + 0,5) \cdot b = (276,4 - 261 + 0,5) \cdot 16 = 230,4 \text{ м}^2. \quad (6.73)$$

Вес затвора приводят к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\delta}} = \frac{1,9}{16+3} = 100,45 \text{ кН}. \quad (6.74)$$

6.7.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

-со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\varepsilon} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot (275 - 202)^2}{2} = 26138 \text{ кН}, \quad (6.75)$$

где $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 275 - 202 = 73 \text{ м}$.

-со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\varepsilon} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot (208,4 - 202)^2}{2} = 78,9 \text{ кН}. \quad (6.76)$$

где $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{под} = 208,4 - 202 = 6,4 \text{ м}$.

6.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюры взвешивающего давления при плоской подошве плотины представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы.

Ордината эпюры определяется по формуле:

$$h = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{под} = 208,4 - 202 = 6,4 \text{ м}. \quad (6.77)$$

Сила взвешивающего давления определяется по формуле:

$$W_{\text{взв}} = h \cdot b \cdot \rho_w \cdot g = 1000 \cdot 9,81 \cdot 53,4 \cdot (208,4 - 202) = 3352 \text{ кН} \quad (6.78)$$

где b – ширина подошвы плотины.

6.7.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления на скальном основании строится с учетом потерь напора на цементационной завесе и дренаже. Ордината эпюры без потерь равна:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min} = 275 - 208,4 = 66,6 \text{ м} \quad (6.79)$$

В СНиП для различных классов сооружений находятся отношения ординат эпюр $H_{\text{ас}}/H_d$ - на цементационной завесе и $H_{\text{др}}/H_d$ - на дренаже. Для первого класса сооружений $H_{\text{ас}}/H_d = 0,4$, $H_{\text{др}}/H_d = 0,2$.

Сила фильтрационного давления равна:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 447 = 4385 \text{ кН}. \quad (6.80)$$

где $S_{эп}$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины

6.7.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_n = \gamma_n h_n \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 14,71 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.81)$$

где γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 h_n – толщина слоя наносов;
 φ_n – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_n = \frac{p_n \cdot h_n}{2} = \frac{14,71 \cdot 3}{2} = 22,1 \text{ кН}. \quad (6.82)$$

6.7.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определяется по формуле А.Л. Можевитова:

$$W_{волн} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\lambda}{\pi} + \frac{h_o}{2} \right), \quad (6.83)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,784 \cdot \left(\frac{36,759}{3,14} + \frac{0,662}{2} \right) = 164 \text{ кН}.$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1%-ой обеспеченности;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_o = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,784^2}{36,759} = 0,662.$$

Линия действия равнодействующей $W_{волн}$ находится ниже относительно покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\lambda}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{36,759}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,784 = 4,8 \text{ м}. \quad (6.84)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина

треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1.1 h_{1\%}$ над УВБ, а другая не ниже $8 h_{1\%}$ УВБ.

6.8 Оценка прочности плотины

Оценку прочности бетонной плотины следует проводить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). При проектировании плотин высотой до 60 м, а также на начальных стадиях проектирования плотин высотой более 60 м допускается выполнять расчет прочности методами сопротивления материалов при учете противодействия только по контакту бетона с основанием без учета температурных воздействий. Для оценки общей прочности плотины в ней определяют напряжения, которые затем сравнивают с критериями прочности.

В курсовом проекте оценка общей прочности плотины проводится в сечении по ее подошве.

Для удобства расчетов можно составить таблицу 6.3, в которую внести все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке γ_f .

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

№ нагрузки	Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1,00	Tв	1,00	→	26138	21,69	566933
2,00	Tн	1,00	←	200,9	-0,58	-116,02
3,00	Gб1	0,95	↓	8359	-4,57	-38200,63
4,00	Gпл1	0,95	↓	36973	-2,78	102784,94
5,00	Gб2	0,95	↓	250,65	16,60	3944,94
6,00	Gпл2	0,95	↓	1751,53	16,60	27614,61
7,00	qз	0,95	↓	36973	-2,78	102784,94
8,00	Wвзв	1,00	↑	3352	0,00	0,00
9,00	Wф	1,00	↑	4385	9,27	40468,39
10,00	Ен	1.2	→	22,1	0,99	21,87
11,00	Wволн	1,00	→	164	62,76	10292,40
			$\Sigma \uparrow \downarrow$	37699		472679

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п. м. длины) выполняется по формулам:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = \frac{-N}{B_d} + \frac{6 \Sigma M}{B_d^2} = \frac{-37699}{53.4} + \frac{6 \cdot 472679}{53.4^2} = -288,6 \text{ кН/м}^2; \quad (6.85)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -288,6 \cdot 0 - 10 \cdot 73 \cdot (1 - 0) = -730 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = \sigma_y^u = -288,6 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 73 \cdot 0 = -288,6 \text{ кН/м}^2$$

Водосливная плотина со стороны верхнего бьефа имеет вертикальное положение, коэффициент верхового откоса $m_u=0$. Поэтому касательные напряжения равны 0.

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 73 = -730 \text{ кН/м}^2. \quad (6.86)$$

- для низовой грани:

$$\sigma_y^t = \frac{-N}{B_d} - \frac{6 \sum M}{B_d^2} = \frac{-28673}{73} - \frac{6 \cdot 472679}{73^2} = -924 \text{ кН/м}^2, \quad (6.87)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -924 \cdot 0,5 - 10 \cdot 6 \cdot (1 - 0,5) = -492 \text{ кН/м}^2$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(10 \cdot 6 - 1375) \cdot 0,5 = 717 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -924 \cdot (1 + 0,5^2) + 10 \cdot 4 \cdot 0,5 = -1135 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 6 = -60 \text{ кН/м}^2,$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верховой и низовой грани;

τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у низовой грани;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно у верховой и низовой граней плотины;

N - нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

$\sum M$ - сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

B_d – протяженность расчетного сечения (ширина подошвы);

$$m_t = \frac{B}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дно})} = \frac{64}{(275 - 204)} = 0,9, \text{ - заложение низовой грани}$$

на уровне расчетного сечения;

H_d^u, H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны верхнего и нижнего бьефов;

γ_w – удельный вес воды.

В приведенных формулах изгибающий момент относительно середины расчетного сечения почасовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки - со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения приняты со знаком «плюс», сжимающие - со знаком «минус».

6.9 Критерий прочности плотины

После вычисления напряжений необходимо проверить выполнение следующих условий:

$$1. \quad \gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} R_b, \quad (6.88)$$

2.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t|}{\gamma_{cd}},$$

$$R_b = 3600 \text{ кПа}.$$

Для выполнения условия необходимо выбрать бетон класса Б10, у которого расчетное сопротивление сжатию $R=2.8$ МПа.

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u = -288,6 \text{ кН/м}^2 < 0. \quad (6.89)$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0.25 \gamma_w H_d^u, \quad (6.90)$$

$$0.25 \gamma_w H_d^u = 0,25 \cdot 9810 \cdot 73 = 179 \text{ кПа}$$

$$288,66 \text{ кПа} \geq 179 \text{ кПа} \quad - \text{условие выполняется.}$$

В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0, \quad (6.91)$$

$$-288,6 \text{ кПа} \leq 0.$$

6.10 Обоснование устойчивости плотины

Проверка плотины на сдвиг

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\gamma_n \leq \frac{\gamma_{cd} \cdot R}{\gamma_{lc} \cdot F}, \quad (6.92)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;
 γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок;
 γ_{cd} – коэффициент условий работы;
 R – расчетное значение обобщенной несущей способности;
 F – сдвигающая сила.

Расчетное значение обобщенной несущей способности рассчитывается по формуле:

$$\gamma_n R = \frac{G}{\gamma_n} + (q_3 - W_{\phi} - W_{\text{взв}}) \cdot \text{tg}\varphi + c \cdot \omega, \quad (6.93)$$

$$1,25(236973 + 8359 - 3352 - 4385 + 104,5) \cdot 0,75 + 150 \cdot 53,4 = 37699 \text{ кН};$$

где ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины при расчете на 1 погонный метр $\omega = B_n \cdot 1$.

Сдвигающая сила рассчитывается по формуле:

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H, \quad (6.94)$$

$$F = 26138 - 200,9 + 164 + 22,1 = 25832 \text{ кН}.$$

$$\frac{36284 \cdot 0,95}{25832 \cdot 1} = 1,33 \geq 1,25. \quad (6.95)$$

Сооружение удовлетворяет требованиям прочности и устойчивости.

7 Технико-экономические показатели

Целью расчетов является оценка проекта и экономическая целесообразность его реализации.

Задачи данного расчетов - это определение объемов продаж электроэнергии, текущих расходов и налоговых расходов, прибыли, финансирования, также был проведен анализ чувствительности.

Был произведен расчет экономической эффективности строительства ГЭС установленной мощностью 2232 МВт на реке Ангара.

Критериями эффективности строительства являются:

- Ставка дисконтирования, %
- Период окупаемости – РВ, мес.
- Средняя норма рентабельности – ARR, %
- Чистый приведенный доход – NPV
- Индекс прибыльности – PI

7.1 Оценка объемов продаж

Важные особенности экономики энергосистем, основанные на специфике электроэнергии, которые нужно учитывать при организации рынка электроэнергии это:

-производство, доставка и потребление электроэнергии происходит одновременно и она не складывается в больших количествах.

-электроэнергия стандартизированный продукт, поставляемый многими производителями в общие электрические сети. Поэтому кто произвел электроэнергию определить просто невозможно.

-электроэнергия - это товар первой необходимости. Из-за этого потребители очень сильно реагируют к перерывам в электроснабжении, а энергосистема должна быть надежной.

Таблица 7.1 - Оценка объемов продаж электроэнергии

Наименование показателя	Единица измерения	Интервалы планирования (годы)		
		2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	2232	2232	2232
Число часов использования установленной мощности	Часы	5700	5700	5700
Наименование показателя	Единица измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Выработка электроэнергии	МВт*ч	7812000,00	7812000,00	7812000,00

Продолжение таблицы 7.1

Наименование показателя	Единица измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	78120,00	78120,00	78120,00
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	7733880,00	7733880,00	7733880,00
Тариф на электроэнергию	руб/МВт*ч	1371	1410	1442
Выручка от реализации электроэнергии	Млн. руб.	883	908	932
НДС к выручке	Млн. руб.	134	138	142,2

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия «РусГидро» представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости - 0,084%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2

Таблица 7.2 - Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка (Тыс.руб/МВт)	Величина, руб.
Расходы на оплату труда	107,7	240386,00
Прочие	165,3	368949,6
Итого по ГЭС	273,0	609336,0

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости.

Удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в Таблице 7.3.

Таблице 7.3 - Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина	%
От 1-5	0,06	
От 6-15	0,09	
От 16-26	0,14	

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок, в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» представлены в таблице 7.4

Таблица 7.4 - Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, Млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	302168,0

Продолжение таблицы 7.4

НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт*ч	3527,44
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт*ч	1022,7
Итого		306717,51

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт.ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Ангара составляет 13,2 руб.

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Амортизационные отчисления	37,84	40,95	42,50	42,50
Расходы на страхование	17,7	18,8	19,02	18,76
Эксплуатационные затраты	1181,80	1181,80	1181,80	1181,80
Расходы на ремонт производственных фондов	13,27	14,96	21,01	20,96
Расходы на услуги регулирующих компаний	329,45	329,45	329,45	329,45
Налог на воду	239,403	239,403	239,403	239,403
Итого	1818,9	1839,1	1848,05	1847,90

Млн. руб.

Структура текущих затрат показана на рисунке 7.2.

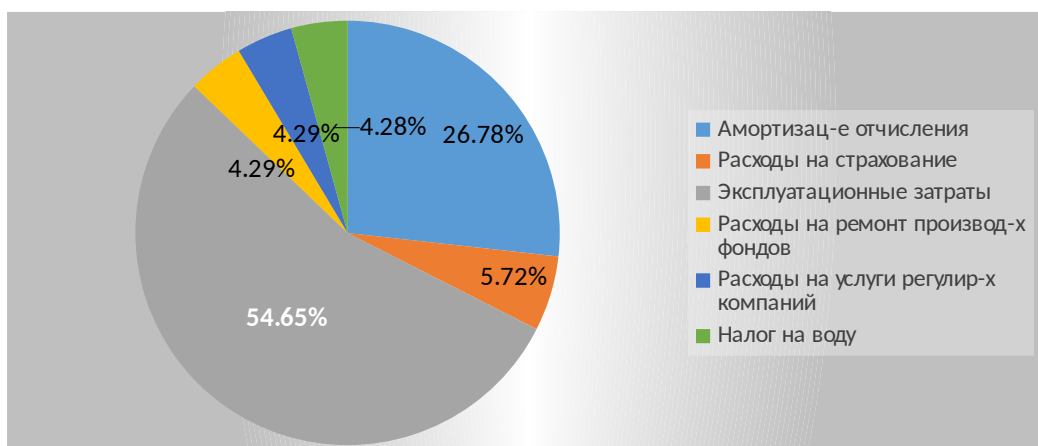


Рисунок 7.2- Структура текущих затрат, %

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Ангарской ГЭС-2. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ. При возведении ГЭС имеется возможность введения льготного периода, что существенно улучшает показатели эффективности Ангарской ГЭС-2.

Учтены следующие налоги:

Налог на прибыль – 20% от суммы налогооблагаемой прибыли;

НДС – 18% от добавленной стоимости;

Взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;

Налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости имущества;

Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 13,2 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Налоговые расходы

млн.руб.

Налоги	2024	2025	2026	2027
Налоги на прибыль	3359,90	3653,76	3718,43	3774,01
НДС	3233,56	3530,74	3655,40	3743,36
Взносы в социальные фонды	18,853	18,853	18,853	18,853
Налог на имущество	39,81	42,82	43,94	42,05

7.4 Оценка объемов прибыли

Прибыль – это денежное выражение основной части денежных накоплений, создаваемых предприятиями любой формы собственности. Как экономическая категория она характеризует финансовый результат. Прибыль является показателем, наиболее полно отражающим эффективность производства, объём и качество произведенной продукции, состояние производительности труда, уровень себестоимости.

Мощность – это товар, но она не является предметом, а является способностью выработать некоторое количество электроэнергии. Как следствие, продажа электрических мощностей – это способность передать установленный договором объём электроэнергии.

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Ангарской ГЭС-2 по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках». В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единицы измерения	Интервалы планирования			
		2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто)	Млн. руб.	19295,14	19830,32	20349,45	20836,26
Текущие расходы	Млн. руб.	1818,08	1839,20	1848,05	1847,90
ЕВИТДА (Валовая прибыль)	Млн. руб.	17476,15	17991,33	18501,46	18989,27
Скорректированный налог на прибыль	Млн. руб.	17476,15	17991,33	18501,46	18989,27
НОРАТ (Чистая прибыль)	Млн. руб.	291,90	299,76	308,43	316,01
Ставка налога на прибыль	%	17185,92	17691,58	18193,63	18672,54

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 7.4.

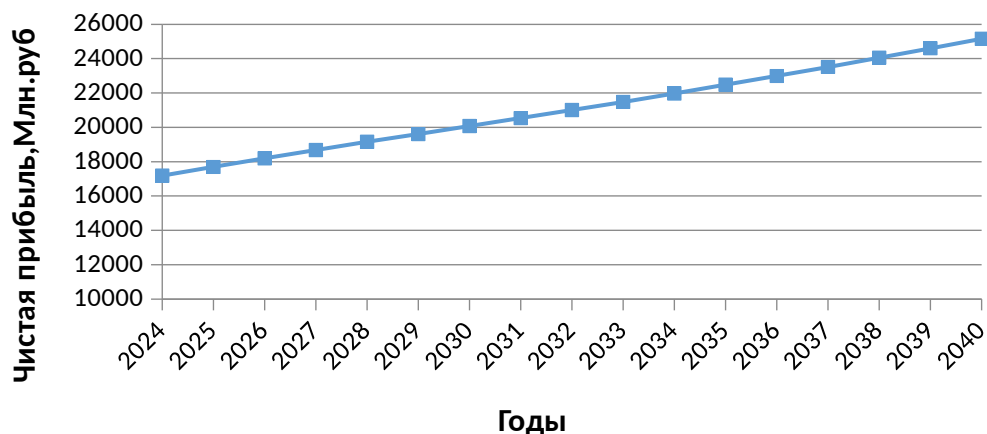


Рисунок 7.4 - Динамика чистой прибыли, млн. руб.

Вывод: по мере того, как завершилось строительство Ангарской ГЭС-2, объем прибыли увеличивается, так как инвестиционные затраты уменьшились, а цена на электроэнергию и мощность выросла за прогнозируемый период в два раза.

7.5 Оценка инвестиционного проекта

7.5.1 Методология и исходные данные

Целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся чистый дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д. Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с

А) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании заключения Главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113

Б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике на стадии пенредТЭО и ТЭО» Москва 2008, утвержденными РАО «ЕЭС России» 31.03.2008 № 155 и Главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113.

В) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert фирмы ExpertSystem. Для целей эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Ангарской ГЭС-2 составляет двадцать лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования
2. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на первый квартал 2017 года.
3. Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

7.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчета коммерческой эффективности проекта – является расчет показателей, представленных в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Показатели эффективности реализации проекта строительства Ангарской ГЭС-2

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - РВ, лет	блет 9 мес
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	56 534,77
Индекс прибыльности - PI	1,54
Себестоимость электроэнергии, руб/КВт*ч	0,13
Удельные капиталовложения, руб/КВт	90463,07

7.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счет налоговых поступлений, величина которых показана в Таблице 7.9.

Таблица 7.9 Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2024	2025	2026	2027
Налоговые поступления, млн. руб.	6653,8 6	7245,92	7463,36	7579,01
В Федеральный бюджет, тыс. руб.	6851,0 4	7457,08	7646,41	7791,95
В региональный бюджет, тыс. руб.	39,81	42,82	43,94	42,05

7.5.4 Анализ чувствительности

Проект реагирует на изменения ставки налогов, объема инвестиций и объема сбыта.

Проект подвержен рискам:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) - возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, ставки налогов, и объем сбыта.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения NPV.

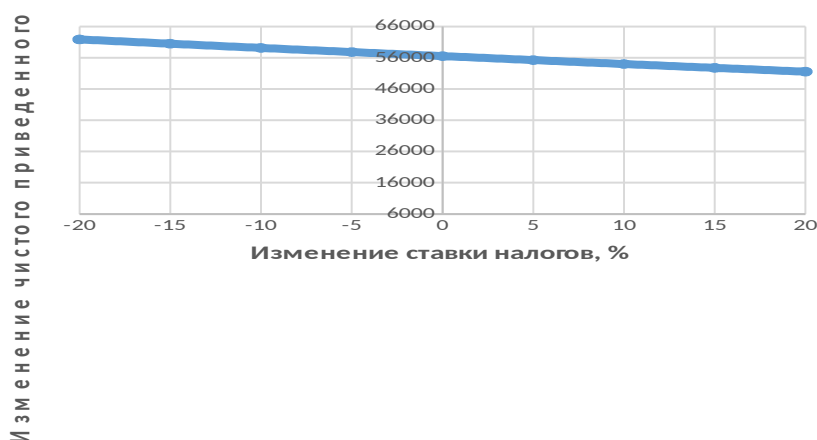


Рисунок 7.6- Зависимость NPV от ставки налогов

По данному графику видно, что увеличение ставки налога влияет на снижение чистой приведенной стоимости.

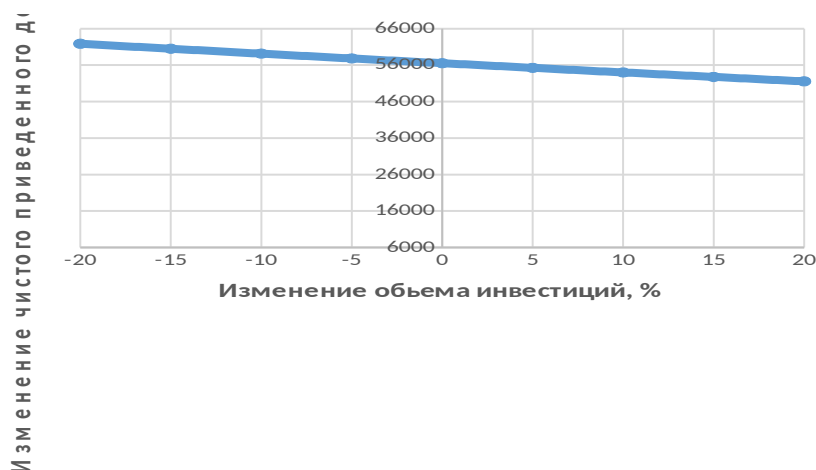


Рисунок 7.7- Зависимость NPV от объема инвестиций

По данному графику видно, что увеличение объема инвестиций проекта влияет на снижение чистой приведенной стоимости.

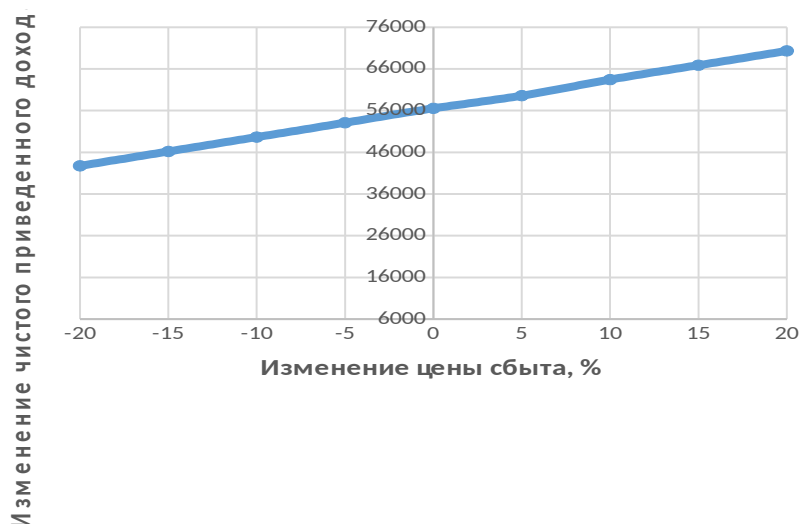


Рисунок 7.8- Зависимость NPV от цены сбыта

По данному графику видно, что при увеличении цены сбыта влияет на увеличение чистой приведенной стоимости.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости.

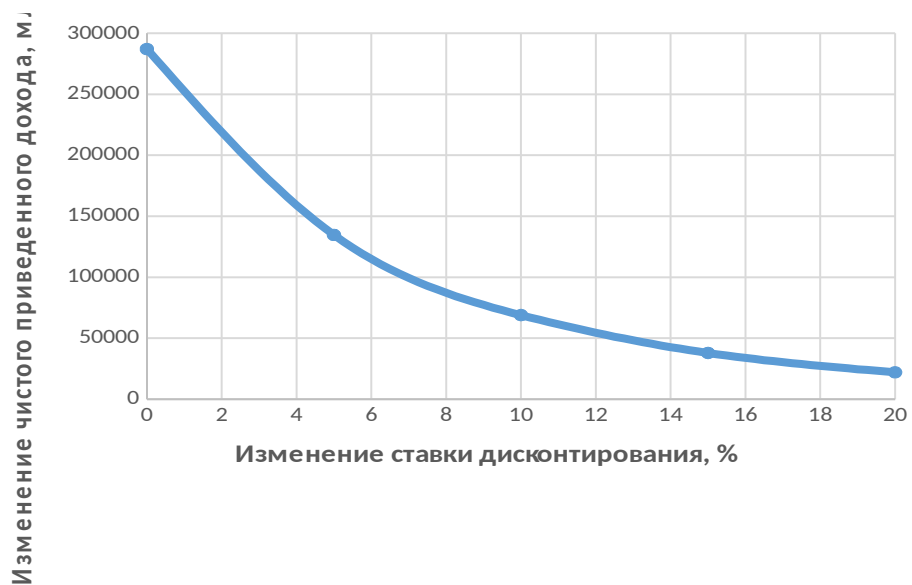


Рисунок 7.9 - Зависимость NPV от ставки дисконтирования
С увеличением ставки дисконтирования уменьшается чистая приведенная стоимость.

8 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Важнейшей задачей службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Аварии на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут привести к катастрофическим последствиям для региона. Поэтому гарантия безопасности ГТС является общегосударственной задачей. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регламентируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Важнейшим является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Составление Декларации о безопасности ГТС это требование закона «О безопасности гидротехнических сооружений», определяющееся положением, утвержденным Правительством РФ. Положение определяет порядок составления Декларации о безопасности ГТС и содержание. Воплощение государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контрольно-измерительная аппаратура (КИА) осуществляет контроль состояния основных сооружений ГЭС. В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которое с помощью КИА измеряет контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценку безопасности ГТС на основании проанализированных данных.

На основании перечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой подтверждается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, действующим нормам и правилам, проекту, а также формируется вид и масштабы вероятных аварийных ситуаций и рекомендации по предупреждению и устранению явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

8.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников ГЭС

8.2.1 Общие положения

Правильно сформированная деятельность по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что ведет к увеличению производительности труда, уменьшению числа несчастных случаев, неисправностей оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в

окончательном результате эффективность производства. Руководство охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из главных задач согласно обеспечению безопасных условий труда на гидроэлектростанции считается создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности осуществляет следующие основные задачи:

- устанавливает цели, задачи и политику компании в области охраны труда;

- содействие в организации работ на оборудовании и гидроэлектростанции;

- отвечающий за охрану труда на предприятии - работодатель;

- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке устанавливаются для рабочего персонала – должностные инструкции, а также, для всех работников станции-охрана труда.

Все без исключения сотрудники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для сотрудников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, описанных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело сотрудники, с учетом определенных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Главы и сотрудники компании несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, в случае если данное могло послужить причиной либо повергло к несчастным случаям, болезням на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

8.2.2 Охрана труда ГЭС

Главной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС необходимо считать предоставление безопасных и нормальных условий труда для сотрудников на всех этапах производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, снижение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предотвращение возможности их возникновения.

Контроль исполнения требований нормативов по охране труда выполняется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями в абсолютно всех ступенях управления. Выполнение правил обязательно для всех сотрудников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования

проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся вышеуказанные сотрудники.

С целью исполнения обеспечения правил охраны труда на ГЭС должно выполняться следующее:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники;

- на ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического

оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

— персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

— персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

— персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

— весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно [ГОСТ 12.4.011](#) и обязан пользоваться ими во время работы;

— весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

— не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;

— шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

— защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

— в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

— курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

— в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

— в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

— до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

— не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

— не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

— движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

— работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

— капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

— работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

— учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

— организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

8.3 Пожарная безопасность

8.3.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации указаны в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». Согласно

действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

Гидроэлектростанции должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- осуществить исследование и осуществление правил пожарной безопасности абсолютно всеми работниками гидроэлектростанций;
- гарантировать исследование и осуществление мероприятий, нацеленных на повышение пожарной безопасности;
- определить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- определить порядок постоянной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре докладывать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для определения причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Специально назначенные должностные лица берут на себя обязанность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (построек) и размещенных в них оборудования и устройств.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, должны:

- гарантировать в собственных участках выполнение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- гарантировать безотказность технологического оснащения, незамедлительно осуществлять мероприятия по устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- осуществлять пожарно-техническую подготовку подвластного предъявлять требования к нему выполнения противопожарного режима и соблюдения установленных требований пожарной безопасности;
- гарантировать контроль за исполнением условий пожарной безопасности при проведении исправительных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В прямые обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара осуществить мероприятия к незамедлительному вызову пожарных подразделений, оповестить управление гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, предоставить рукописный

допуск для тушения пожара, осуществить его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работник на ГЭС должен знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара незамедлительно проинформировать вышестоящего руководителя или оперативный персонал о месте пожара, осуществить возможные мероприятия по спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

8.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, подщитовые помещения.

Дефект синхронных машин, спровоцированный пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС формируются защиты, которые в автоматическом режиме с действием от защит от внутренних дефектов обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение выполняется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора располагают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренажами - ось которых направлена в сторону обмотки. При ложном срабатывании защиты или при продолжительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому необходима достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС считаются вероятными объектами возникновения пожара, так как вмещают значительное количество трансформаторного масла, поэтому их тушение выполняется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренажные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оснащаться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и сигнализации, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также пуском в автоматическом режиме системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

Любой объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

8.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть надлежащие надписи, а также требуемые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При смене или починке разогревающих устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны предусматриваться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно постоянно контролироваться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и гарантирует номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может обогреваться калориферным устройством, установленным вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного обогрева аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и монтаж вентилялей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны выполняться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если у потолка есть выступающие конструкции или наклон, должна быть

предусмотрена вытяжка воздуха из каждого отсека или из верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с применением паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей проводятся после прекращения зарядки батареи при тщательном проветривании и анализе воздушной среды.

10. В помещениях аккумуляторных батарей запрещается курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

8.4 Охрана природы

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений, гидроузлы оказывают влияние на окружающую среду в целом, как часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС ориентированы на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и выполняются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды»;

- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»;

- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015 с изм. и доп., вступ. В силу с 01.01.2016);

- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200-ФЗ (ред. от 01.05.2016);

- Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 года N 136-ФЗ (ред. от 23.05.2016);

- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее важным экологическим задачам при строительстве и эксплуатации ГЭС относятся:

– создание водохранилища и сопряженные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;

– подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;

– сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;

– выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и

эксплуатации;

– формирование и руководство отходами на стадии строительства и эксплуатации;

– переселение животных и пересадка редких растений;

– переселение населения из зоны затопления.

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

1. Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.
2. Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища.
3. Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

8.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В совокупность мероприятий санитарной подготовки территории входят:

– санитарная очистка территорий населенных пунктов;

– вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;

– санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;

– мониторинг водоохранных зон;

– очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарное очищение проводится на всей территории, доступной постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

– очистка от мусора и остатков строений;

– вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;

– санитарная очистка территории животноводческих объектов;

– очистка территории после переноса промышленных предприятий;

– ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, доступных для затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от функционирующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок избираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с

выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очищение зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности выполняется в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что влияние остающейся под затопление древесины на качество воды будет пребывать в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, наносимого затоплением и подтоплением земель, нужно провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

8.4.2 Водоохранная зона

Вокруг водохранилища должна быть определена водоохранная зона с определенным режимом хозяйственной деятельности в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [54].

Все показатели, которые характеризуют состояние лесного фонда, интенсивность применения лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов исследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, произведенных в ходе исследований.

В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также устанавливаются комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

– строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;

– размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод; размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;

– размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;

– применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);

– разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

– распашка земель;

– кооперативное и индивидуальное строительство;

– применение ядохимикатов и удобрений;

– организация летних лагерей, водопой и выпас скота;

– устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

8.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

С целью обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, которые не требуют очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений.

Данные воды не загрязняются в ходе применения и отводятся в нижний бьеф без очищения.

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено наименьшее негативное воздействие на окружающую среду;

- регулирование стока должно производиться в согласовании с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для обеспечения необходимого эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);

- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;

- очистные сооружения и устройства;

- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;

- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Реализация возведения гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, переселению населения, восстановлению сельскохозяйственного производства и организации транспортных связей, лесорубке и лесочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

В санитарном отношении р. Ангара является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Для исключения возможных источников загрязнения водных объектов, земельных ресурсов необходимо провести следующие виды работ:

- 1) очистка и обработка территории сносимых населенных пунктов, хозяйственных и животноводческих объектов;

2) лесочистка территории водохранилища на площадях специального назначения.

3) перенос кладбищ и скотомогильников.

Ввиду небольшого количества населения, животноводческих объектов и низкого развития транспорта, количество прибывающих загрязнений в воду р. Ангара небольшое и при соблюдении водоохранных правил не должно вызывать снижения качества воды в водохранилище. Строительство очистных сооружений в населенных пунктах не требуется. При условии оборудования новых объектов очистными сооружениями будущее развитие промышленности в бассейне реки на качество воды не повлияет.

Из выше сказанного для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющих на территории строительства ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо выполнить мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб природному комплексу, памятникам культуры и в целом экосистеме зоны влияния гидроэнергокомплекса с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

9 Критерии безопасности состояния ГТС в период строительства и эксплуатации

9.1 Определение, область применения

Критерии безопасности гидротехнического сооружения- предельные значения количественных и качественных показателей состояния и условий эксплуатации гидротехнического сооружения, соответствующие его допусаемому значению риска аварии сооружения и утвержденные в установленном порядке федеральными органами исполнительной власти, осуществляющими государственный надзор за безопасностью ГТС.

Свод правил на критерии безопасности распространяется на вновь проектируемые, строящиеся, эксплуатируемые, реконструируемые и подлежащие ликвидации речные и морские гидротехнические сооружения всех видов и классов.

9.2 Уровни безопасности гидротехнических сооружений

В соответствии с положениями “ Иструкции о ведении Российского регистра гидротехнических сооружений”, утвержденной Приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ различают следующие качественные характеристики уровня безопасности:

-Нормальный уровень безопасности: ГТС соответствуют проекту, действующим нормам и правилам, значения критериев безопасности не превышают предельно допустимых для работоспособного состояния сооружений и оснований, эксплуатация осуществляется без нарушений действующих законодательных актов , норм и правил, предписания органов государственного надзора выполняются.

-Пониженный уровень безопасности: невыполнение первоочередных мероприятий или неполное выполнение предписаний органов государственного надзора по обеспечению безопасности ГТС и другие нарушения правил эксплуатации при прочих условиях, соответствующих нормальному уровню безопасности.

Нормальный и пониженный уровни безопасности характеризуют работоспособное состояние ГТС, при котором значения показателей состояния не выходят за предупредительный уровень К1. Отнесение уровня безопасности ГТС к нормальному или пониженному осуществляется экспертным путем при разработке декларации безопасности ГТС и проведении государственной экспертизы.

-Неудовлетворительный уровень безопасности: снижение механической или фильтрационной прочности, превышение предельно допустимых значений критериев безопасности для работоспособного состояния, другие отклонения от проектного состояния, способные привести к развитию аварии.

-Опасный уровень безопасности: наступает вследствие развивающихся процессов снижения прочности и устойчивости элементов ГТС и их оснований, превышения предельно допустимых критериев безопасности, характеризующих переход от частично неработоспособного к неработоспособному состоянию сооружений и оснований.

Оперативная оценка эксплуатационного состояния сооружения и его безопасности осуществляется путем сравнения измеренных или вычисленных на основе измерений количественных диагностических показателей, а также полученных при визуальных наблюдениях качественных показателей с их критериальными значениями К1 и К2 или соответствующими качественными характеристиками с учетом прогнозируемых изменений диагностических показателей.

9.3 Общие требования безопасности гидротехнических сооружений на стадии строительства

9.3.1 Общие требования

При строительстве гидротехнических сооружений должно обеспечиваться соблюдение требований проектной документации, технических регламентов, техники безопасности

9.3.2 Требования безопасности при пропуске строительных расходов воды и льда

При пропуске строительных расходов воды недопустимо создание в нижнем бьефе режимов, создающих угрозу для сохранности строящихся сооружений, их элементов и примыкающих к ним участков русла

9.3.3 Требования безопасности гидротехнических сооружений при ведении строительных работ в зимний период

Ведение строительства гидротехнических сооружений в зимнее время не должно привести к снижению общего уровня безопасности строящегося сооружения.

При ведении работ в зимний период следует осуществлять мероприятия по недопущению:

- строительства на промороженном основании (если это не предусмотрено проектом);
- промораживания строительных материалов, укладываемых в тело сооружения; промораживания тела бетонных конструкций до завершения их твердения и обретения нормативной прочности;
- промораживания тела грунтовых сооружений до уплотнения или консолидации грунта в соответствии с требованиями проектной документации.

9.3.4 Требования безопасности окружающей среды при строительстве

При производстве работ по возведению подпорных гидротехнических сооружений необходимо осуществлять специальные мероприятия по охране окружающей среды, предусмотренные проектной документацией :

- по подготовке ложа водохранилища и хранилищ жидких отходов;
- по ликвидации возможных источников загрязнения водной среды, опасных для здоровья человека, животного и растительного мира;
- по ликвидации отрицательных воздействий на качество воды затопленной древесной растительности и нависающей древесины, торфяных островов и пр.;
- по извлечению и утилизации плавающей древесной массы и мусора;
- по локализации возможных очагов загрязнения и по снижению концентрации вредных примесей.

Должно предусматриваться обеспечение нормативного качества воды водохранилища и фильтрационной воды из хранилищ жидких отходов:

- по гидрохимическим показателям (по содержанию химических элементов и соединений, по показателю рН);
- по гидробиологическим показателям (по цветности, по биологическому потреблению кислорода); по санитарным показателям.

При превышении предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ необходима организация дополнительных мероприятий по локализации возможных очагов загрязнения и снижению концентрации вредных примесей.

Материалы, используемые при строительстве (привозные или местные – грунтовые, негрунтовые, льдокомполитные), химические добавки и реагенты должны проходить экологическую экспертизу, в процессе которой должны рассматриваться как сами материалы, так и результаты их взаимодействия с водой и грунтами оснований.

При использовании для замораживания грунтов в основаниях жидкостных и парожидкостных систем (на фреоне, керосине и т.п.) необходима оценка их влияния на природный комплекс и выбор безопасных для природной среды технических решений.

9.4 Общие требования безопасности гидротехнических сооружений при эксплуатации

- На каждом гидротехническом сооружении должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния сооружения, а также определены уполномоченные лица, ответственные за их состояние и безопасную эксплуатацию, назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.

- В процессе эксплуатации количественные показатели критериев могут подвергаться корректировке на основе опыта эксплуатации и исследований. Критерии безопасности и их количественные показатели должны пересматриваться не реже одного раза в 5 лет. При наличии признаков аварийного состояния и после проведения ремонтных работ и/или изменения режимов эксплуатации сооружения показатели критериев безопасности подлежат уточнению во внеочередном порядке.

- Результаты мониторинга должны отражаться в декларации безопасности гидротехнических сооружений.

- Эксплуатирующая организация должна обеспечивать сохранность и развивать систему контрольно-измерительной аппаратуры для проведения качественного мониторинга состояния сооружений. СП 58.13330.2012 11 Вышедшая из строя аппаратура, по возможности, подлежит замене; вновь устанавливаемая аппаратура должна выдавать необходимую информацию.

- Гидротехнические сооружения, находящиеся в эксплуатации более 25 лет, независимо от состояния должны один раз в 5 лет подвергаться комплексному анализу с оценкой их прочности, устойчивости и эксплуатационной надежности. На основе фактических физико-механических характеристик материалов сооружений и их оснований при необходимости (наличии признаков предаварийного состояния) комплексному анализу состояния сооружения подвергаются во внеочередном порядке

- Для каждого гидротехнического сооружения на основе анализа его состояния, особенностей конструкции и материалов должны быть разработаны проектные решения по предотвращению и локализации возможных аварий, в том числе катастрофических, на основании разработанных в составе проектной документации сценариев их развития, а также в результате возможных террористических актов

- Режимы эксплуатации гидротехнических сооружений (порядок сработки и наполнения водохранилища, пуски в нижний бьеф, уровни бьефов) должны основываться на правилах использования водохранилищ, включающих в себя в соответствии с Водным кодексом Российской Федерации правила использования водных ресурсов водохранилищ и правила технической эксплуатации и благоустройства водохранилищ, согласованных в установленном порядке с заинтересованными организациями для каждого водохранилища и утвержденных федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации.

9.5 Перечень контролируемых количественных и качественных показателей состояния, уровней внешних воздействий и условий эксплуатации ГТС.

Диагностические показатели состояния сооружений назначаются в соответствии с перечнем контролируемых количественных и качественных

показателей состояния уровнем внешних воздействий и условиями эксплуатации бетонных ГТС.

Диагностические показатели назначаются:

-для инструментальных натурных наблюдений(количественные показатели)

-для визуальных натурных наблюдений(качественные показатели)

-для расчетных обоснований состояния сооружения

1.Количественные диагностические показатели(измеряемые с помощью технических средств и вычисляемые на основе измерений):

-вертикальные и горизонтальные смещения секций плотины;

-раскрытие межсекционных в галлерейх плотины;

-фильтрационное давление на подошву плотины;

-фильтрационный расход через элементы сооружения.

2.Количественные диагностические показатели при расчетном обосновании состояния плотины:

- устойчивость типовых секций плотины;

- прочность типовых секций плотины;

3.Качественные диагностические показатели состояния плотины и здания ГЭС:

-деформация, износ и коррозия бетонных, железобетонных и металлических конструкций;

-наличие полостей и каверн в основании и теле сооружений;

-наличие и развитие трещин и других повреждений на гранях сооружений;

- фильтрация, протечки в потернах и галлерейх сооружений, следы выщелачивания бетона;

-засорение дренажных устройств плотины;

- механические повреждения элементов водосбросного тракта и размывы русла в нижнем бьефе;

-Протечки через крышку турбины и люки в проточном тракте;

-повреждение и нарушение работоспособности затворов, кранового и механического обоудования;

4.Действующие на сооружение нагрузки и воздействия:

-гидростатическое давление воды со стороны ВБ и НБ (уровни воды, графики наполнения сработки водохранилища)

-температура окружающих сред (воздуха, воды)

-сейсмические создействия.

9.6 Критерии и пределы безопасного состояния гидротехнических сооружений

В соответствии с требованиями "Методики определения критериев безопасности гидротехнических сооружений" для гидротехнических сооружений назначены критерии безопасности 1-го и 2-го уровней.

Критерии безопасности 1-го уровня (K1) - значения контролируемых показателей состояния ГТС, при достижении которых устойчивость, механическая и фильтрационная прочность ГТС и его основания, а также пропускная способность водосбросных и водопропускных сооружений еще соответствуют условиям их нормальной эксплуатации.

В этих условиях выполняются все основные требования нормативных документов и правил технической эксплуатации в течение длительного времени, сопоставимого со сроком службы сооружения.

Критерии безопасности 2-го уровня (K2) - значения контролируемых диагностических показателей состояния ГТС, при достижении которых эксплуатация ГТС в проектном режиме недопустима без оперативного проведения мероприятий по восстановлению требуемого уровня безопасности и без специального разрешения органа надзора.

Проектные режимы определяются при сочетании (основном и особом) воздействий и нагрузок, предусмотренных проектом. Величины K1 и K2 должны контролироваться в соответствии с условиями эксплуатации сооружения и действующими нагрузками, при которых величины K1 и K2 были назначены.

Состояние, при котором значение хотя бы одного диагностического показателя стало большим (меньшим) своего первого (предупреждающего) уровня критериальных значений (значений K1) или вышло за пределы прогнозируемого при данном сочетании нагрузок интервала значений, является потенциально опасным. Потенциально опасное состояние сооружения не отвечает нормативным требованиям, но эксплуатация ГТС не приводит к угрозе немедленного прорыва напорного фронта и сооружение может ограниченное время эксплуатироваться.

Превышение одним или несколькими диагностическими показателями второго (предельного) уровня критериальных значений K2 является признаком наступления состояния, при котором дальнейшая эксплуатация сооружения в проектных режимах недопустима без оперативного проведения мероприятий по восстановлению требуемого уровня безопасности и без специального разрешения органа надзора, такое состояние является предаварийным.

9.7 Таблицы диагностических показателей состояния и их критериальных значений

Таблица 9.1 Критериальные значения качественных диагностических показателей состояния бетонных сооружений

№ показателя	Объект контроля	Наименование показателя	Условия нормальной эксплуатации	Критерии безопасности К1	Критерии безопасности К2
1	Открытые бетонные поверхности напорной и низовой граней плотины, в т.ч. водосливной части плотины	Состояние открытых бетонных поверхностей	Раскрытие трещин, образовавшихся в строительный период, не увеличивается во времени и носит сезонный характер.	Увеличение во времени раскрытия трещин, образовавшихся в строительный период	Развитие во времени трещин, изменяющих схему статической работы сооружения.
2	Галереи в теле плотины. Межсекционные швы.	Монолитность тела плотины	Отсутствие протечек в галереях со стороны низовой грани	Увеличение расходов через швы со стороны верхнего бьефа Значительные протечки со стороны низовой грани плотины	Нарушение сезонного характера и значительный рост расходов через швы со стороны верхнего бьефа и низовой грани
3	Железобетонные оболочки водоводов. Система трещин	Состояние трещин на бетонной поверхности водоводов	Стабилизация раскрытия трещин и отсутствие водопроявлений	Увеличение раскрытия трещин и сосредоточенное высачивание воды	Нарушение сезонного характера раскрытия трещин. Разрушение защитного слоя арматуры, коррозия арматуры
4	Дренажные устройства	Работоспособность дренажных устройств	Отсутствие засорений и повреждений дрен, затрудняющих сбор и отвод фильтрационных вод	Появление засорений и повреждений дрен, затрудняющих сбор и отвод фильтрационных вод	Развитие засорений и повреждений дрен, затрудняющих сбор и отвод фильтрационных вод
5	Верховая и низовая грани плотины	Деформированное состояние бетона	Датчики измерения деформаций адекватно реагируют на изменения УВБ	Датчики измерения деформаций перестают адекватно реагировать на	Не назначается

**9.8 Значения диагностических показателей,
полученных в результате расчетов и их сравнение с критериальными
значениями на примере Красноярской ГЭС.**

Таблица 9.2 Результаты значений диагностических показателей состояния типовых секций бетонной плотины и сравнение их с критериальными значениями

Контролируемые состояние сооружения	Наименование диагностического показателя	Объект	Значение диагностического показателя, полученное расчетным путем	Критериальное значение диагностического показателя	Соответствие условию невышени критериальных значений
Устойчивость на сдвиг	Коэффициент устойчивости $k_s = \frac{R}{F}$	Станц. секция №37	1.84	K1=1.32	соответствует
			1.37	K2=1.19	соответствует
		водосл. секция №22	1.84	K1=1.32	соответствует
		глухая секция №54	2.4	K1=1.32	соответствует
		береговая секция №4	1.54	K1=1.32	соответствует
Прочность бетона на сжатие	Максимальное сжимающее напряжение σ_3	Станц. секция №37	2.4 МПа	K1=8.97 МПа	соответствует
			3.0 МПа	K2=10.93 МПа	соответствует
		водосл. секция №22	5.2 МПа	K1=8.97 МПа	соответствует
		глухая секция №54	6.3 МПа	K1=8.97 МПа	соответствует

Таблица 9.3 Диагностические показатели состояния бетонной плотины, измеряемые с помощью технических средств и вычисляемые на основе измерений, и их критериальные значения

№ показателя	Сооружение, конструкция	Диагностический показатель	Максимальное (наихудшее), измеренное за весь период эксплуатации	K1	K2	Соответствие условию не превышения критериальных значений
1.	Секции плотины. Система гидронивелиров в галерее №2 (отм. 153.0 м)	Осадки секций плотины	35,1 мм (10.1996 г. УВБ=232,3 м, T _{возд} =9,8 °C; 04.2007г. УВБ=233,94 м, T _{возд} =9 °C)	38 мм	42 мм	Соответствует
2.	Секции плотины. Система гидронивелиров в галерее №2 (отм. 153.0 м)	Интенсивность осадки секций плотины	-2,5 мм/год (05.10.2006г. УВБ=241,09 м, T _{возд} =-2 °C)	±3,0 мм/год	±4,0 мм/год	Соответствует
3.	Гребень плотины. Система прямых и обратных отвесов	Горизонтальные перемещения гребня плотины в сторону НБ с начала наблюдений				
3.1	Секция №22		36,5 мм (07.01.1987, УВБ=241,25 м, T _{возд} = -29,7 °C)	38 мм	43 мм	Соответствует
3.2	Секция №37		43,89 мм (13.01.2010, УВБ=238.05 м, T _{возд} = -14.2 °C)	45 мм	49 мм	Соответствует
3.3	Секция №54		37,5 мм (07.01.1987, УВБ=241,25 м, T _{возд} = -29,7 °C)	40 мм	44 мм	Соответствует
4.	Межсекционные швы плотины. Щелемеры	Раскрытие межсекционных швов с начала наблюдений	3,23 мм (шов 4-5) (22.03.2010, УВБ=231,9 м, T _{возд} =-11,3 °C)	5,0 мм	7,0 мм	Соответствует

Продолжение таблицы 9.3

№ показателя	Сооружение, конструкция	Диагностический показатель	Максимальное (наихудшее), измеренное за весь период эксплуатации	К1	К2	Соответствие условию не превышения критериальных значений
5.	Контактная зона основания секций плотины. Створные пьезометры	Фильтрационное противодействие в основании секций плотины (приведенный напор)				
5.1	Русловые секции		0,13 Н (5884к, сек. 58 06.05.2003, УВБ=228,23 м, Т _{возд.} =11,6 °С)	0,2 Н	0,3 Н	Соответствует
5.2	Береговые секции		0,99 Н (047к, сек 04 06.07.2004, УВБ= 242,11 м, Т _{возд.} = 12,7 °С)	1,0 Н	1,2 Н	Соответствует
6	Напорная грань и основание плотины. Дренаж:	Суммарный фильтрационный расход				
6.1	Бетон напорной грани		2,35 л/с (06.02.96г., УВБ=235,04 м, Т _{возд.} =-19,0 °С)	3,0 л/с	5,0 л/с	Соответствует
6.2	Межсекционные швы напорной грани		6,90 л/с (02.04.87г., УВБ=234,46 м, Т _{возд.} =-0,8 °С)	7,5 л/с	9,0 л/с	Соответствует
6.3	Скважины 1-го ряда дренажа основания		Минимальный 2,64 л/с (06.04.2011, УВБ=230,32 м, Т _{возд.} = -0,5 °С); Максимальный 4,05 л/с (07.10.2010, УВБ=240,46 м, Т _{возд.} = 2,4 °С)	2,0 ÷ 1 2,0 л/с	15,0 л/с	Соответствует

Продолжение таблицы 9.3

No показателя	Сооружение, конструкция	Диагностический показатель	Максимальное (наихудшее), измеренное за весь период эксплуатации	К1	К2	Соответствие условию невышшения критериальных значений
6.4	Скважины 2-го ряда дренажа основания		Минимальный 1,53 л/с (12.04.2010, УВБ=230,57 м, T _{возд.} = -5,9 °C) Максимальный 1,88 л/с (11.09.2009, УВБ=241,92 м, T _{возд.} = 11,7 °C)	1,0÷6, 5 л/с	10, 0 л/с	Соответствует

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте определены и рассчитаны основные параметры и элементы средненапорной Ангарской ГЭС-2 высотой 79,8 м на реке Ангара, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев: $Q_{0,1\%}=10713,25 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%}=11758,11 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно–энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Ангарской ГЭС-2, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила $N_{уст}=2232 \text{ МВт}$. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 259,75 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 275 м и УМО составляет 19,7 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 9,91 млрд. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный $-H_{max}=66 \text{ м}$;
- расчетный $-H_{расч}=41 \text{ м}$;
- минимальный $-H_{min}=38,3 \text{ м}$.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС Q_{max} , соответствующий расчетному напору, составляет 5904 м³/с.

По результатам расчетов выбора турбин был определен оптимальный вариант с двенадцатью гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 7,1 м (ПЛД-70).

По справочным данным для выбранной поворотно–лопастной диагональной турбины с синхронной частотой вращения 100 об/мин был выбран гидрогенератор СВ – 1260/182 - 60.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ–500кВ – "3/2". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ–400000/500, трансформаторы собственных нужд ТСЗЛ – 2000/20/6.

В качестве генераторного выключателя, принять генераторный комплекс HECS – 100 (ABB), со встроенными трансформаторами тока и напряжения, разъединителем, ограничителем перенапряжения, имеющий большой ресурс и надежность.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Была принята приплотинная компоновка гидроузла. Водосливная плотина принята бетонной. Также имеется грунтовые плотины с правого берега.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 76,0 м;
- здание ГЭС приплотинного типа – 350 м;
- правобережная грунтовая плотина – 280,5 м;
- левобережная грунтовая плотина – 411,5 м;
- правобережная глухая бетонная плотина – 157,5 м;
- левобережная глухая бетонная плотина – 105,3 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 53,4 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 202 м;
- число водосливных отверстий – 4;
- ширина водосливных отверстий в свету – 16 м;
- отметка гребня – 281,2 м;
- ширина гребня – 23 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется отлет струи.

Разрезка водосливной части плотины деформационными швами произведена по быкам, разрезается каждый бык, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов. На каждом водосливном отверстии устраиваем швы надрезы до фундаментной плиты.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,33 и для основного сочетания нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Ангарской ГЭС-2 отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,13 руб/кВт · ч.

– период окупаемости ГЭС – 6 лет 9 месяцев.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС». [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>.
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ. 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.
9. Правила устройства электроустановок. ПУЭ. - М.: "Издательство НЦ ЭНАС", 2001.
- 10.СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
- 11.Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.
12. Каталог «Трансформаторы класса напряжения 6,10 кВ» [Электронный ресурс] // ЭТК «Русский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.rus-trans.com/?ukey=product&productID=1147>
13. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.

14. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. ОАО ФСК ЕЭС. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 20 с.
15. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
16. Продукция и услуги «КРУЭ-110 кВ» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: http://zeto.ru/products_and_services/.
17. Каталог «Коммутационные аппараты – Генераторный выключатели» [Электронный ресурс] // «ЭнергоЭСсоюз». – Режим доступа: <http://www.enesoюз.ru/>.
18. Техническая информация «Трансформаторы тока», «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // ЗАО «Группа Компаний Электроцит ТМ – Самара». – Режим доступа: <http://electroshield.ru/>.
19. Каталог «Разъединители РВЗ» [Электронный ресурс] // «Уральский завод трансформаторных технологий». – Режим доступа: <http://www.uztt.ru/>.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
21. ООО «Энергетика». [Электронный ресурс] // – Режим доступа : http://www.adkom.ru/zip_elektrostancii/rele/deif-fas.
22. Каталог «Анализаторы семейства Беркут» «Metrotek». [Электронный ресурс] // – Режим доступа : <http://metrotek.ru/>.
23. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>.
24. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
25. Каталог «Комплектные распределительные устройства 6(10)-35 кВ» [Электронный ресурс] // «Таврида электрик». – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru>
26. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. ПТЭ.-М.: «Издательство Форт», 2012 год, 404 стр.
27. АВВ РЗА «Релейная защита и автоматика АВВ» [Электронный ресурс] // «Электроцит СПб». – Режим доступа : <http://www.elektroshchit.ru/32-reg630-abb-zashchita-generatora.html>
28. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
29. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

30. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
31. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
32. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.
33. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
34. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
35. Типовые технические требования к гидротурбинному оборудованию, поставляемому заводами-изготовителями на ГЭС РД **153-34.2-31.401-2002** [Электронный ресурс] // Руководящие документы по энергетическому комплексу. – Режим доступа: <http://en-doc.ru/rd-153-34-2-31-401-2002>.
36. Технические правила. Механическое оборудование и специальные стальные конструкции гидротехнических сооружений. Изготовление. Монтаж и приемка. [Электронный ресурс] // ОАО «Трест Гидромонтаж». – Режим доступа: <http://en-doc.ru/rd-153-34-2-31-401-2002>.
37. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации". [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12171109/>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Ангара за период 1903-1954 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Годы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
1903-1904	4465	3246	3110	3090	3124	3071	1573	1572	1563	1557	1554	1660
1904-1905	6493	5746	5640	5610	5594	3584	1620	1602	1584	1578	1574	1695
1905-1906	9013	7994	7896	8004	7995	3554	1641	1549	1564	1528	1545	1685
1906-1907	5420	4381	4116	4080	4001	3446	1590	1554	1548	1541	1536	1598
1907-1908	6874	5178	5286	5103	5082	3587	1872	1556	1548	1541	1568	1651
1908-1909	7512	6479	6234	6178	6189	3544	1692	1685	1675	1665	1661	1769
1909-1910	7989	7083	6950	7354	6984	3637	1653	1597	1579	1572	1566	1594
1910-1911	9011	7996	7998	8010	7960	3680	1695	1675	1662	1655	1653	1773
1911-1912	4354	3475	3466	3191	3134	3199	1584	1577	1565	1559	1555	1565
1912-1913	4110	3255	3100	3110	3084	3037	1501	1491	1474	1465	1462	1590
1913-1914	7617	6722	6718	6798	6382	3468	2583	1587	1569	1562	1556	1665
1914-1915	9473	8234	8189	8209	8194	3543	1996	1751	1746	1740	1738	1833
1915-1916	5430	4359	4202	4213	4187	3140	1602	1581	1564	1555	1552	1681
1916-1917	8376	7735	7620	7510	7494	3444	1791	1577	1567	1545	1647	1833
1917-1918	7165	6420	6470	6193	6136	3300	1791	1783	1674	1864	1859	1767
1918-1919	6954	5785	5700	5766	5566	3335	1791	1677	1667	1645	1647	1733
1919-1920	5832	4388	4131	4110	4063	3426	1601	1580	1563	1555	1551	1679
1920-	7655	6715	6766	6691	6634	3599	1589	1575	1566	1544	1546	1630

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
1921-1922	6358	5617	5469	5392	5336	3300	1665	1684	1566	1560	1556	1702
1922-1923	8428	7597	7536	7405	7330	3456	1606	1583	1570	1560	1560	1809
1923-1924	4395	3376	3231	3091	3045	3058	1590	1563	1564	1564	1559	1567
1924-1925	4976	3778	3736	3656	3626	3146	1897	1683	1565	1559	1555	1700
1925-1926	7915	6583	6499	6364	6064	3434	1874	1673	1564	1558	1555	1661
1926-1927	8550	7164	7040	7065	7065	3335	1790	1676	1666	1644	1646	1731
1927-1928	8424	7957	7902	7912	7886	3339	1951	1697	1680	1676	1671	1786
1928-1929	4668	3997	3998	3884	3964	3378	1573	1543	1551	1542	1548	1804
1929-1930	5630	5065	5016	5004	5030	3456	1602	1655	1649	1641	1636	1698
1930-1931	6997	6105	6034	5983	6065	3028	1856	1855	1850	1843	1845	2086
1931-1932	6632	6114	5954	5943	5958	3832	1757	1550	1546	1541	1536	1593
1932-1933	7941	6960	6854	6869	6863	3454	1704	1662	1653	1648	1644	1729
1933-1934	6417	5623	5472	5430	5429	3416	1600	1755	1649	1641	1636	1799
1934-1935	4850	4040	4033	4010	3990	3382	1602	1782	1764	1756	1752	1882
1935-1936	4627	3384	3009	3005	3002	3000	1474	1458	1450	1442	1439	1452
1936-1937	3838	3620	3454	3552	3291	3233	1583	1571	1556	1557	1550	1600
1937-1938	4643	3527	3530	3453	3382	3350	1555	1542	1539	1560	1555	1806
1938-1939	5540	4550	4520	4480	4350	3235	1564	1586	1545	1540	1538	1732

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А1.

Годы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
1939-1940	6016	5132	5034	5018	4704	3599	1673	1590	1580	1570	1560	1613
1940-1941	5419	5052	4854	4987	4776	3010	1686	1561	1554	1553	1552	1564
1941-1942	5481	4558	4455	4311	4455	3196	1693	1778	1769	1746	1748	1835
1942-1943	5790	4948	4878	4779	4557	3361	1658	1558	1551	1538	1535	1717
1943-1944	3903	3408	3209	3204	3201	3103	1526	1524	1518	1511	1519	1566
1944-1945	6185	5182	5161	5188	5137	3151	1874	1764	1752	1744	1749	1908
1945-1946	4428	3698	3682	3563	3538	3467	1663	1576	1571	1569	1568	1598
1946-1947	9052	8570	8446	8494	8382	3253	1795	1793	1778	1763	1760	1774
1947-1948	5238	4139	4144	4089	4062	3033	1756	1581	1561	1558	1555	1711
1948-1949	6974	6853	6880	6770	6485	3150	1599	1563	1563	1578	1574	1693
1949-1950	6224	5438	5485	5321	5282	3168	1584	1677	1665	1659	1656	1666
1950-1951	4639	3801	3845	3845	3732	3787	1573	1573	1564	1558	1555	1661
1951-1952	4429	3814	3810	3736	3720	3518	1580	1579	1576	1574	1571	1570
1952-1953	8090	7485	7254	7278	7223	3162	1796	1582	1565	1558	1555	1698
1953-1954	5590	4694	4670	4665	4621	3435	1654	1589	1566	1544	1546	1631

Таблица А.2 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов.

Расходы в кубических метрах в секунду

m	P, %	Qср.год	Год	Qср.пол	Год	Qср.меж	Годы
1	2	4738	1946-1947	7700	1946-1947	1889	1930-1931

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А2.

m	P, %	Qср.год	Год	Qср.пол	Год	Qср.меж	Годы
2	4	4721	1914-1915	7640	1914-1915	1801	1914-1915
3	6	4564	1910-1911	7443	1910-1911	1799	1944-1945
4	7	4497	1905-1906	7409	1905-1906	1790	1917-1918
5	9	4490	1927-1928	7237	1927-1928	1777	1946-1947
6	11	4345	1916-1917	7030	1916-1917	1762	1941-1942
7	13	4287	1922-1923	6959	1922-1923	1756	1934-1935
8	15	4198	1926-1927	6749	1952-1953	1754	1913-1914
9	17	4187	1952-1953	6703	1926-1927	1744	1927-1928
10	19	4130	1909-1910	6666	1909-1910	1693	1918-1919
11	20	4082	1932-1933	6490	1932-1933	1692	1926-1927
12	22	4019	1913-1914	6343	1920-1921	1691	1908-1909
13	24	3959	1920-1921	6284	1913-1914	1686	1910-1911
14	26	3895	1925-1926	7700	1948-1949	1889	1933-1934
15	28	3890	1948-1949	7640	1925-1926	1801	1932-1933
16	30	3869	1917-1918	7443	1908-1909	1799	1916-1917
17	31	3857	1908-1909	7409	1917-1918	1790	1924-1925
18	33	3796	1930-1931	7237	1931-1932	1777	1949-1950
19	35	3663	1931-1932	7030	1930-1931	1762	1925-1926
20	37	3606	1918-1919	6959	1918-1919	1756	1929-1930
21	39	3527	1904-	6749	1904-	1754	1952-1953

			1905		1905		
22	41	3489	1933-1934	6703	1933-1934	1744	1907-1908
23	43	3434	1921-1922	6666	1921-1922	1693	1921-1922
24	44	3404	1907-1908	6490	1907-1908	1692	1947-1948
25	48	3895	1925-1926	5153	1949-1950	1615	1922-1923
26	50	3890	1948-1949	5001	1944-1945	1609	1904-1905
27	52	3869	1917-1918	4917	1939-1940	1598	1939-1940
28	54	3857	1908-1909	4867	1929-1930	1596	1954-1955
29	56	3796	1930-1931	4719	1942-1943	1595	1948-1949

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А2.

m	p, %	Qcp.год	Год	Qcp.пол	Год	Qcp.меж	Годы
30	58	3663	1931-1932	4683	1940-1941	1594	1909-1910
31	60	3606	1918-1919	4613	1953-1954	1594	1928-1929
32	62	3527	1904-1905	4446	1938-1939	1593	1937-1938
33	63	3489	1933-1934	4409	1941-1942	1593	1942-1943
34	65	3434	1921-1922	4325	1919-1920	1591	1945-1946
35	67	3404	1907-1908	4255	1915-1916	1589	1915-1916
36	69	3402	1949-1950	4241	1906-1907	1588	1953-1954
37	71	3400	1944-1945	4122	1954-1955	1588	1919-1920
38	73	3257	1939-1940	4118	1947-1948	1587	1931-1932
39	75	3257	1929-1930	4051	1934-1935	1585	1905-1906
40	77	3156	1942-1943	3982	1928-1929	1584	1938-1939
41	79	3131	1940-1941	3942	1950-1951	1581	1950-1951
42	81	3100	1953-1954	3838	1951-1952	1580	1903-1904
43	83	3085	1941-1942	3820	1924-1925	1578	1940-1941
44	85	3015	1938-1939	3729	1945-1946	1575	1920-1921
45	87	2957	1919-1920	3648	1937-1938	1575	1951-1952

46	88	2922	1915-1916	3498	1936-1937	1570	1936-1937
47	90	2904	1934-1935	3470	1911-1912	1568	1923-1924
48	92	2901	1906-1907	3453	1955-1956	1568	1911-1912
49	94	2869	1947-1948	3366	1923-1924	1561	1906-1907
50	96	2859	1954-1955	3351	1903-1904	1557	1955-1956
51	98	2788	1928-1929	3338	1943-1944	1527	1943-1944

Таблица А.3 – Расчет интегральной кривой нагрузки

Зима					Лето				
Час	Р, МВт	Р, МВт	W, МВт·ч	y, МВт·ч	Час	Р, МВт	Р, МВт	W, МВт·ч	y, МВт·ч
0	24106	27862	0	0	0	0	0	24106	27862
1	24286	27784	78	78	78	78	1	24286	27784

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А3

Зима					Лето				
Час	Р, МВт	Р, МВт	W, МВт·ч	y, МВт·ч	Час	Р, МВт	Р, МВт	W, МВт·ч	y, МВт·ч
2	24679	27761	23	46	101	124	2	24679	27761
3	25347	27637	124	372	225	496	3	25347	27637
4	26298	27586	51	204	276	700	4	26298	27586
5	27120	27335	251	1255	527	1955	5	27120	27335
6	27637	27297	38	228	565	2183	6	27637	27297
7	27761	27197	100	700	665	2883	7	27761	27197
9	27197	27007	113	1017	855	4516	9	27197	27007
10	27007	27000	7	70	862	4586	10	27007	27000
11	26959	26959	41	451	903	5037	11	26959	26959
12	26936	26936	23	276	926	5313	12	26936	26936
13	27000	26921	15	195	941	5508	13	27000	26921
14	27335	26506	415	5810	1356	11318	14	27335	26506
15	27784	26298	208	3120	1564	14438	15	27784	26298
16	27862	25675	623	9968	2187	24406	16	27862	25675
17	27297	25347	328	5576	2515	29982	17	27297	25347
18	26921	25116	231	4158	2746	34140	18	26921	25116

19	26506	24679	437	8303	3183	42443	19	26506	24679
20	25675	24617	62	1240	3245	43683	20	25675	24617
21	25116	24410	207	4347	3452	48030	21	25116	24410
22	24617	24286	124	2728	3576	50758	22	24617	24286
23	24410	24106	180	4140	3756	54898	23	24410	24106
24			24106	578544	2786 2	633442	24		

Таблица А.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по способу 2

Уровни						
ВБ		Z _{ср}	НБ	НГЭС	N _{расч} , МВт	N _{гарант} , МВт
Знач	Z _{кон}		Z _{нб}			
275,00	274,68	274,84	214,8	59,6	1851	

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А4

ВБ		Z _{ср}	НБ	НГЭС	N _{расч} , МВт	N _{гарант} , МВт
274,68	274,95	274,82	210,0	64,8	859	
274,95	273,88	274,41	213,0	61,4	1296	1296
273,88	269,52	271,70	217,0	54,7	2188	2188
269,52	263,05	266,28	217,8	48,5	2188	2188
263,05	259,77	261,41	214,7	46,7	1296	1296
259,77	260,90	260,34	208,7	51,6	455	
260,90	262,09	261,49	208,3	53,2	469	
262,09	267,08	264,58	210,0	54,6	724	
267,08	269,99	268,54	210,0	58,5	776	
269,99	273,06	271,53	210,0	61,5	816	
273,06	275,00	274,03	210,0	64,0	849	

Таблица А.5 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

Уровни						
ВБ		Z _{ср}	НБ	НГЭС	N _{расч} , МВт	N _{гарант} , МВт
Знач	Z _{кон}		Z _{нб}			
275,00	274,68	274,84	216,9	57,9	2523	
274,68	274,95	274,82	211,6	63,2	1155	
274,95	273,88	274,41	213,3	61,1	1342	1342

273,88	269,52	271,70	217,1	54,6	2191	2191
269,52	263,05	266,28	217,9	48,4	2198	2198
263,05	259,77	261,41	214,7	46,7	1302	1302
259,77	261,52	260,64	207,5	53,2	327	
261,52	263,49	262,50	206,9	55,6	308	
263,49	268,14	265,81	214,7	51,1	1580	
268,14	270,78	269,46	214,7	54,7	1694	
270,78	273,20	271,99	214,5	57,5	1716	
273,20	275,00	274,10	214,5	59,6	1786	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Сводная таблица для ПЛ70-В

D1, м	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5
ηт, о.е.	0,937	0,938	0,938	0,939	0,939	0,939	0,940	0,940
N'агр, МВт	78,62	88,37	98,71	113,37	125,04	141,49	158,96	177,45
z', шт	28	25	23	20	18	16	14	13
z	28	26	24	20	18	16	14	14
Na, МВт	79,71	85,85	93,00	111,60	124,00	139,50	159,43	159,43
Δl	1,039	1,040	1,040	1,041	1,041	1,042	1,042	1,042
n', об/с	138,4	130,6	123,6	115,4	109,9	103,4	97,6	92,4
n'Исинх, об/с	142,8	136,4	125	115,4	115,4	107,1	100	93,8
n'Imin, об/с	86,2	87,3	84,5	83,5	87,7	86,5	85,6	84,8
n'Ирасч, об/с	109,4	110,7	107,2	106,0	111,3	109,8	108,6	107,6
n'Imax, об/с	113,2	114,6	110,9	109,7	115,1	113,6	112,4	111,3
Q'Г-η на n'Ирасч	0,035	0,036	0,036	0,037	0,037	0,037	0,038	0,038
Q'Г-η на n'Imax	1276,38	1223,36	1187,11	1240,92	1250,62	1243,96	1266,00	1134,56
Q'Imin при n'Imin	1413,70	1354,97	1314,83	1374,43	1385,17	1377,80	1402,20	1256,62
Q'Imax при n'Imax	624,94	598,98	581,23	607,58	612,33	609,07	619,86	555,50

Таблица Б.2 – Сводная таблица для ПЛД-70

D1, м	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5
ηт, о.е.	0,937	0,938	0,938	0,939	0,939	0,939	0,940	0,940
N'агр, МВт	78,62	88,37	98,71	113,37	125,04	141,49	158,96	177,45
z', шт	28	25	23	20	18	16	14	13
z	28	26	24	20	18	16	14	14
Na, МВт	79,71	85,85	93,00	111,60	124,00	139,50	159,43	159,43
Δl	1,039	1,040	1,040	1,041	1,041	1,042	1,042	1,042
n', об/с	138,4	130,6	123,6	115,4	109,9	103,4	97,6	92,4
n'Исинх, об/с	142,8	136,4	125	115,4	115,4	107,1	100	93,8
n'Imin, об/с	86,2	87,3	84,5	83,5	87,7	86,5	85,6	84,8
n'Ирасч, об/с	109,4	110,7	107,2	106,0	111,3	109,8	108,6	107,6

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б.2

D1, м	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5
n'I _{max} , об/с	113,2	114,6	110,9	109,7	115,1	113,6	112,4	111,3
Q'I-η на n'I _{расч}	0,035	0,036	0,036	0,037	0,037	0,037	0,038	0,038
Q'I-η на n'I _{max}	1276,38	1223,36	1187,11	1240,92	1250,62	1243,96	1266,00	1134,56
Q'I _{min} при n'I _{min}	1413,70	1354,97	1314,83	1374,43	1385,17	1377,80	1402,20	1256,62
Q'I _{max} при n'I _{max}	624,94	598,98	581,23	607,58	612,33	609,07	619,86	555,50

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД 70/4011а-В-00°-34,5
№ 2617 ЛМЗ

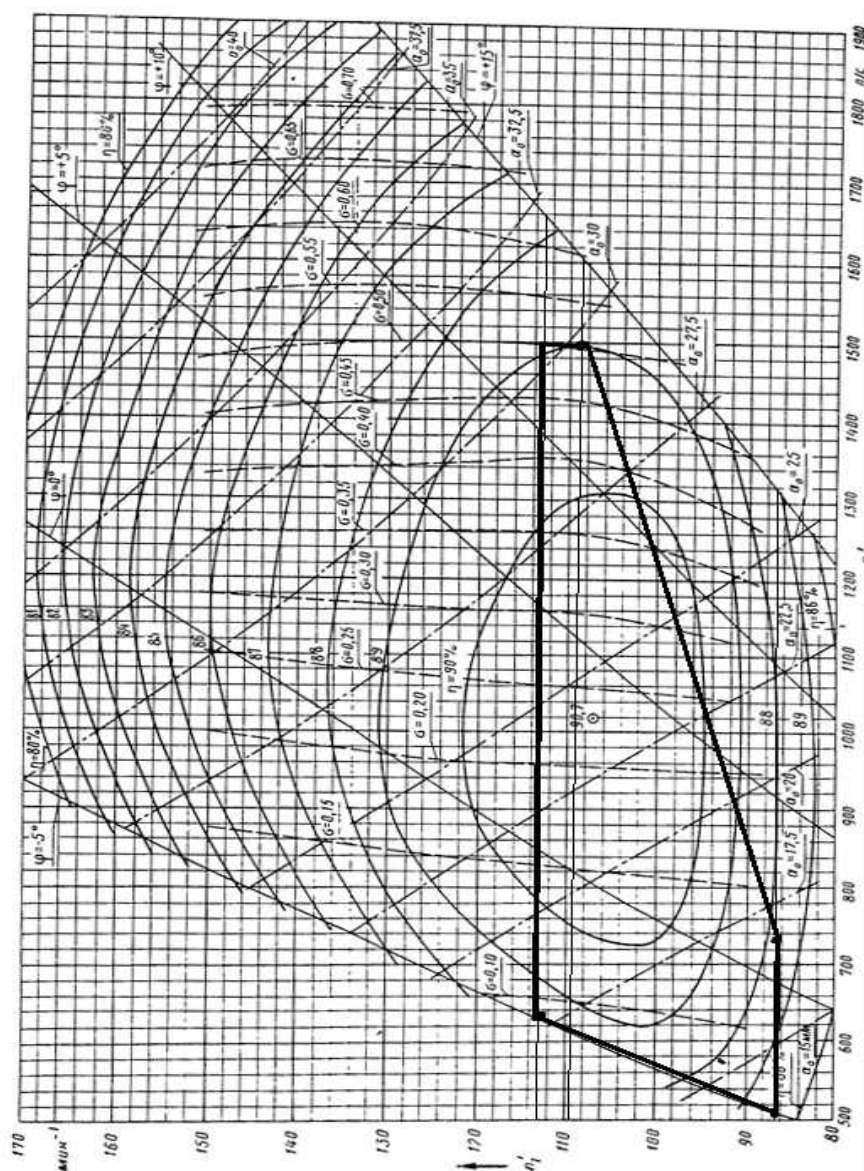


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика ПЛД-70

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Спиральная камера и отсасывающая труба

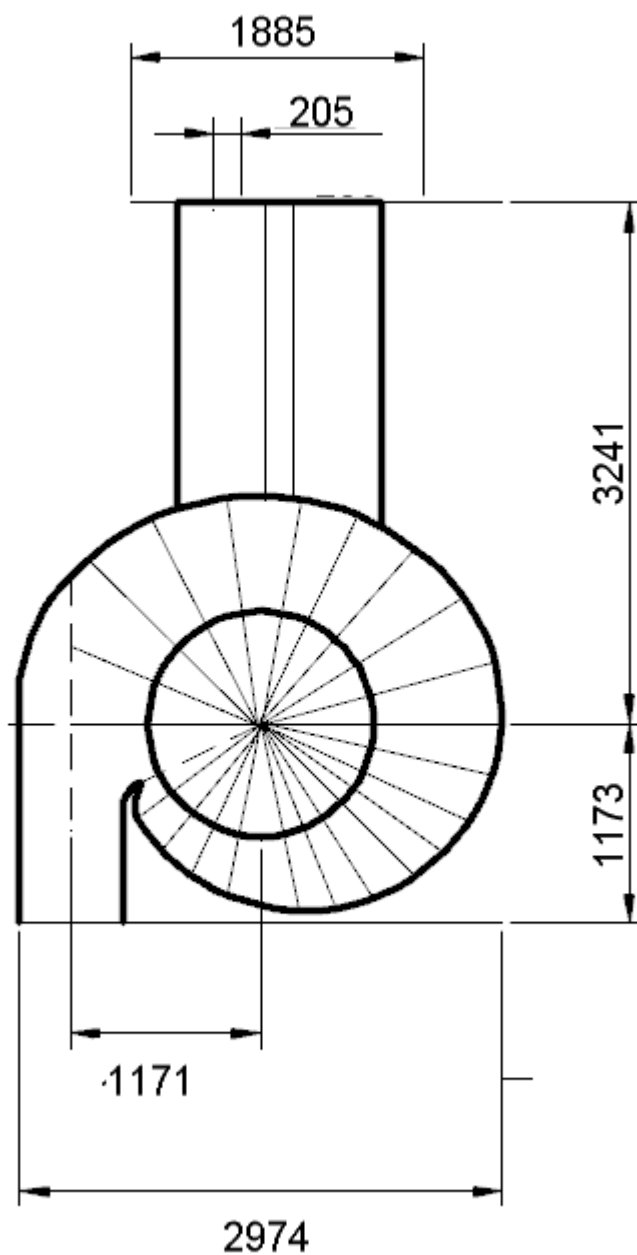
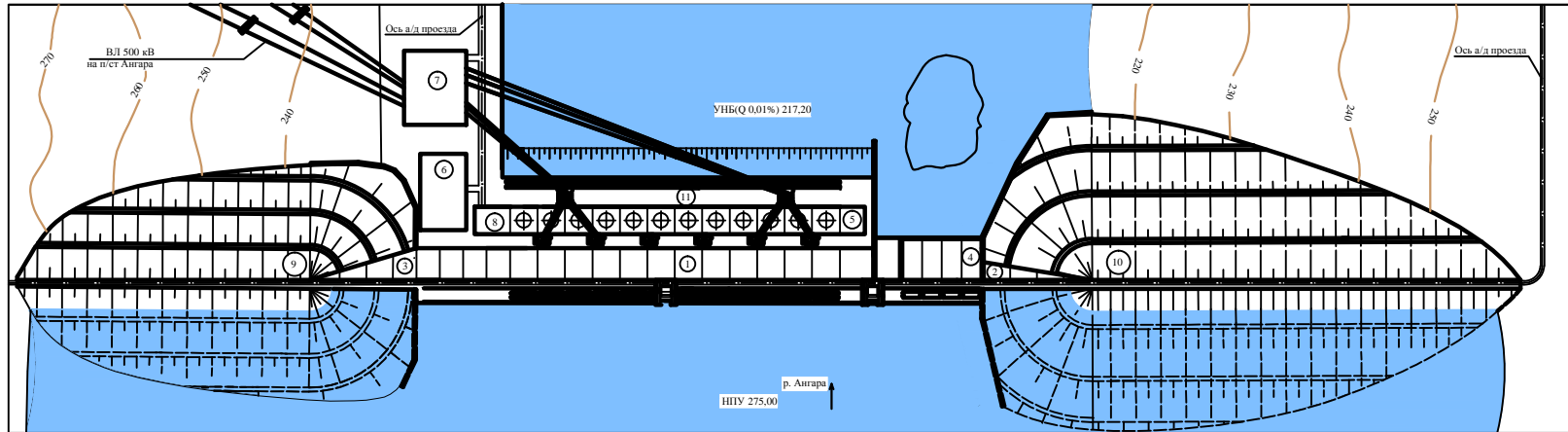
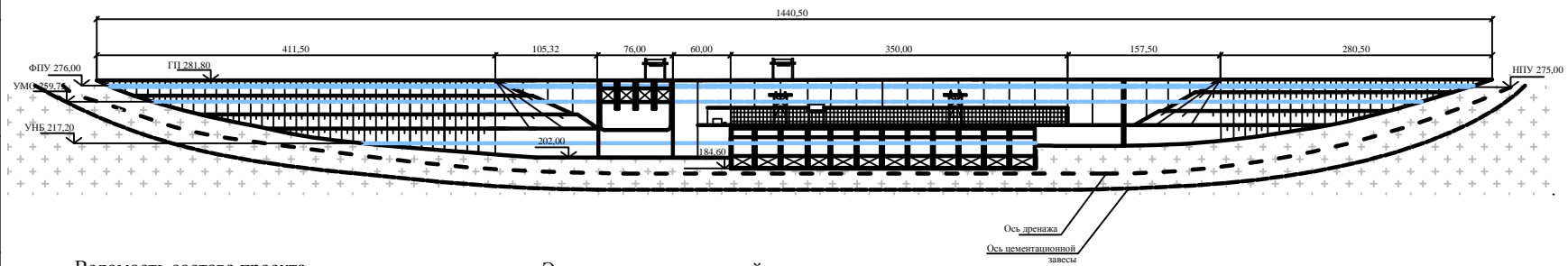


Рисунок В.1 – Спиральная камера и отсасывающая труба

Генеральный план
1:2000



Вид с нижнего бьефа
1:2000



Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	БР-13.03.02.06-1207045-ГП	Генеральный план. Вид с НБ. Экспликация сооружений.	
2	БР-13.03.02.06-1207045-ГР1	Разрез по водосливной плотине	
3	БР-13.03.02.06-1203239-РР	Загрузки и воздействия на водосливную плотину	
4	БР-13.03.02.06-1207045-ГР2	Разрез по стационарной части плотины и зданию ГЭС	
5	БР-13.03.02.06-1207045-ЭС1	Главная схема электрических соединений. Элементы схемы	
-	БР-13.03.02.06-1207045-ПЗ	Пояснительная записка	

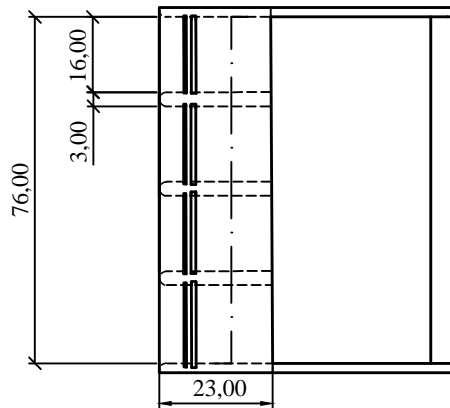
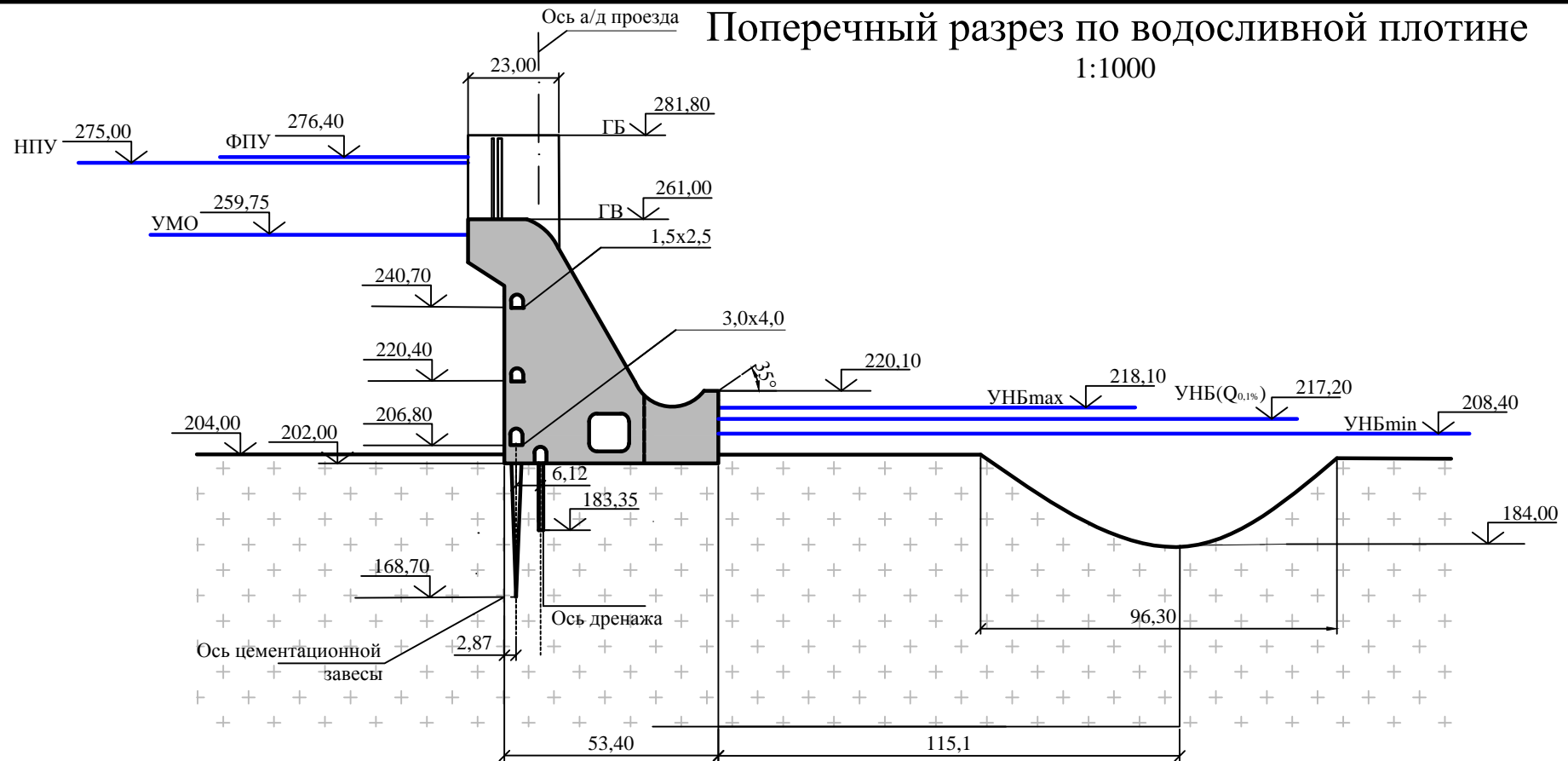
Экспликация сооружений

№	Наименование
1	Стационарная часть плотины
2	Правобережная глухая бетонная плотина
3	Левобережная глухая бетонная плотина
4	Водосборная часть бетонной плотины
5	Трансформаторная мастерская
6	Здание административно-технического персонала
7	Здание КРУЭ 500 кВ
8	Монтажная площадка
9	Левобережная грунтовая плотина
10	Правобережная грунтовая плотина
11	Здание ГЭС

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

Дата		Выполнил		Проверил		Инженер		Инженер	
БР-13.03.02 - 1207045 ГП									
Свино-Шуицкий филиал Сибирского Федерального университета									
Проектирование Ангарской ГЭС-2 на р. Ангара									
Генеральный план. Вид с НБ. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта.									
2017									
Копировал									
Формат А1									

Поперечный разрез по водосливной плотине 1:1000

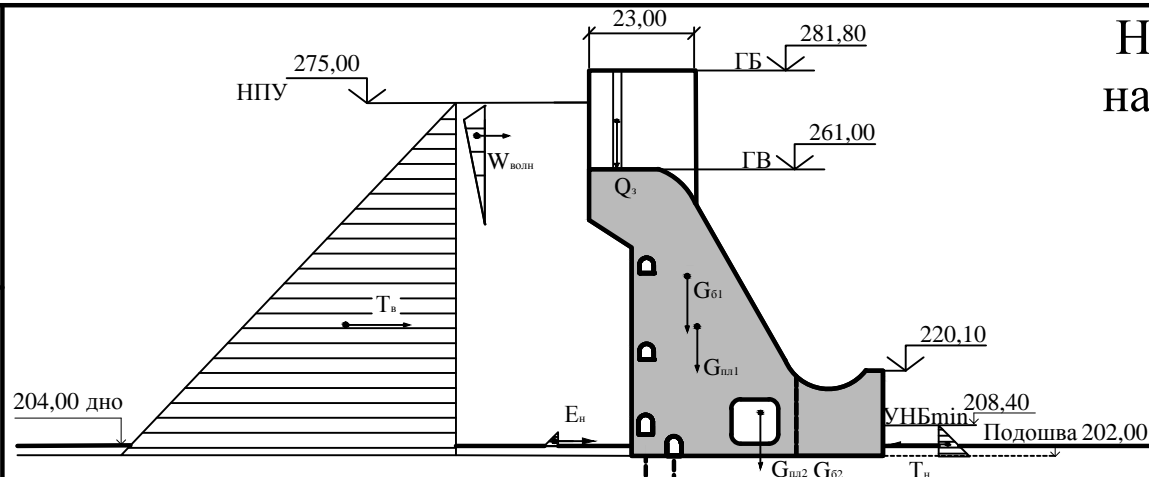


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже БР-13.03.02 - 1207045 - ГП.

						БР-13.03.02-1207045-ГР1			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального университета			
Изм.	К.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Ангарской ГЭС-2 на реке Ангара	Стация	Лист	Листов
Разраб.	Аскарв							2	5
Провер.	Затеев					Разрез по водосливной плотине	ГГЭС ГЭ13-02Б, 2017		
Т.контр.	Затеев								
Н.контр.	Сувилова								
Утв.	Татарников								

Нагрузки и воздействия на водосливную плотину

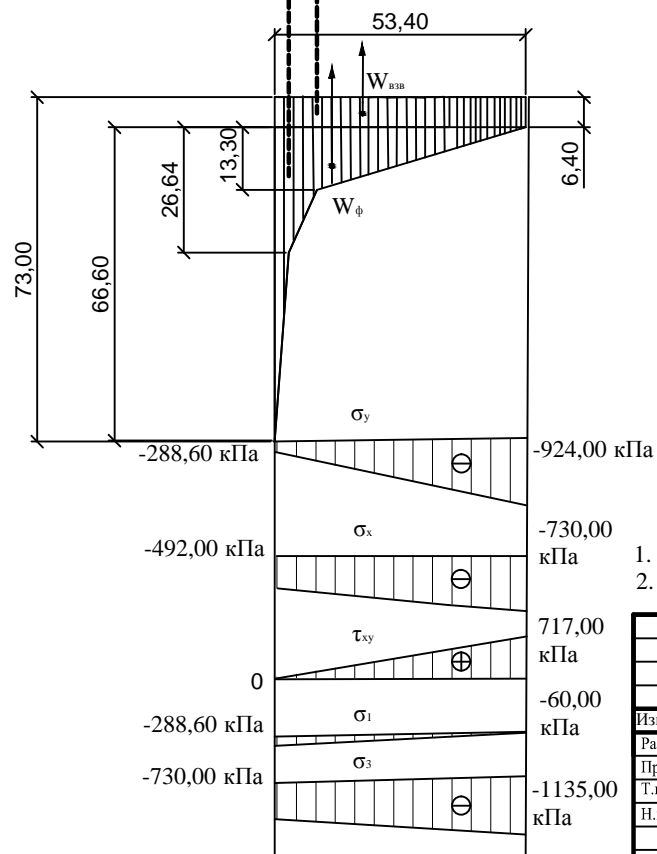
1:1000



$G_{пл}$ - вес водосливной плотины ;
 $G_{б}$ - вес бычка ;
 $T_{в}$ - гидростатическое давление воды со стороны верхнего бьефа ;
 $T_{н}$ - гидростатическое давление воды со стороны нижнего бьефа ;
 $W_{ф}$ - фильтрационное давление воды ;
 $W_{взв}$ - взвешивающее давление воды ;
 E_n - активное давление наносов ;
 Q_3 - вес затворов .

Нагрузки:
 σ_y - нормальные напряжения , действующие по горизонтальным площадкам , кПа ;
 σ_x - нормальные напряжения , действующие по вертикальным площадкам , кПа ;
 τ_{xy} - касательные напряжения ;
 σ_1, σ_3 - главные напряжения .

Напряжения в активном сечении
 "основание - бетон"



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м .
2. Ведомость проекта см . на чертеже БР-13.03.02 - 1207045 - ГП.

БР-13.03.02 - 1207045-РР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального университета					
Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Аскаров				
Провер.	Затеев				
Т.контр.	Затеев				
Н.контр.	Сувилова				
Утв.	Татарников				
Проектирование Ангарской ГЭС-2 на реке Ангара			Стадия	Лист	Листов
Нагрузки и воздействия на водосливную плотину				3	5
			ГГЭЭС ГЭ13-02Б, 2017		

Копировал

Формат А3

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инив. № дубл.

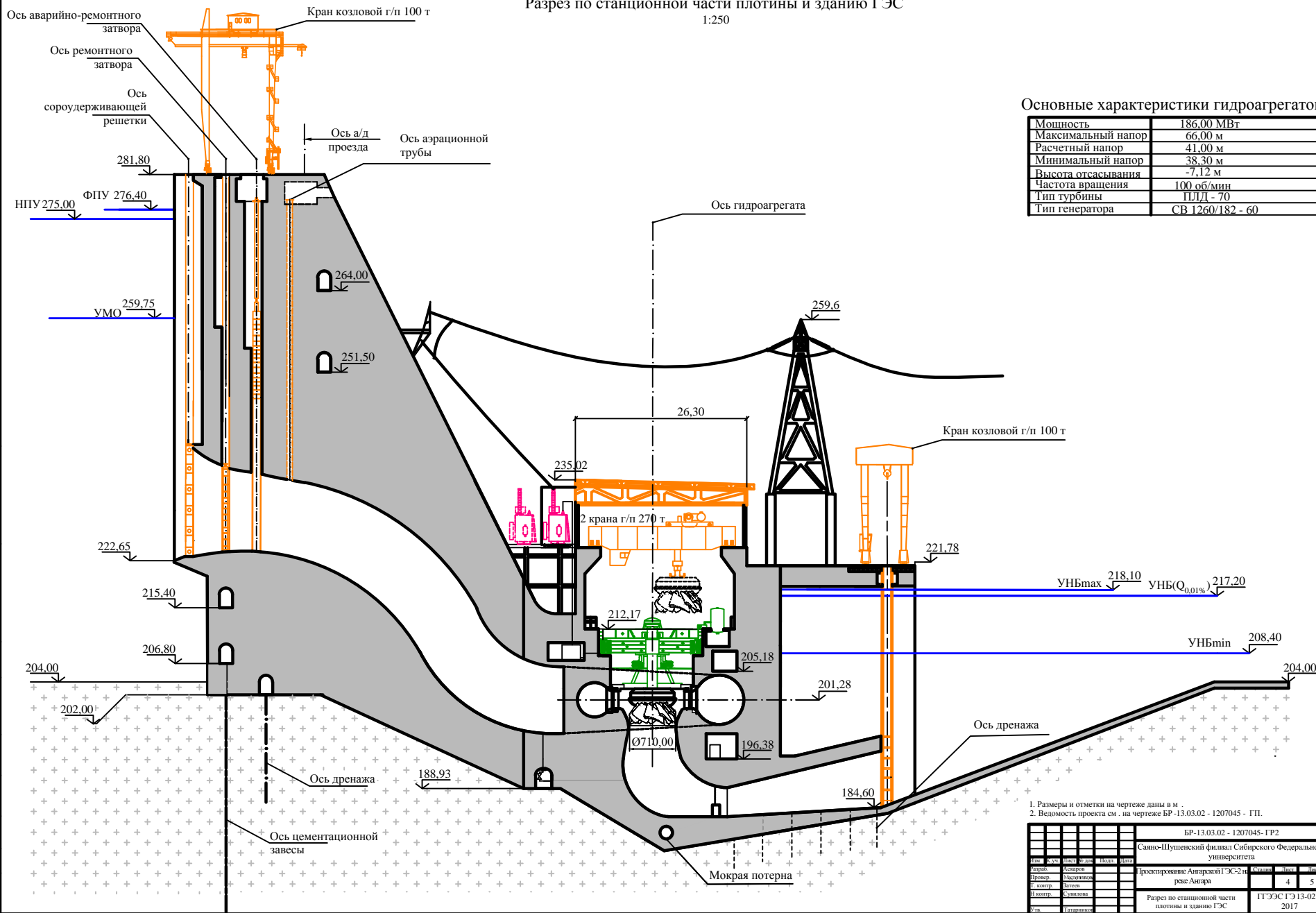
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инив. № подл.

Разрез по стационарной части плотины и зданию ГЭС

1:250



Основные характеристики гидроагрегатов

Мощность	186.00 МВт
Максимальный напор	66.00 м
Расчетный напор	41.00 м
Минимальный напор	38.30 м
Высота отсасывания	-7.12 м
Частота вращения	100 об/мин
Тип турбины	ПЛД - 70
Тип генератора	СВ 1260/182 - 60

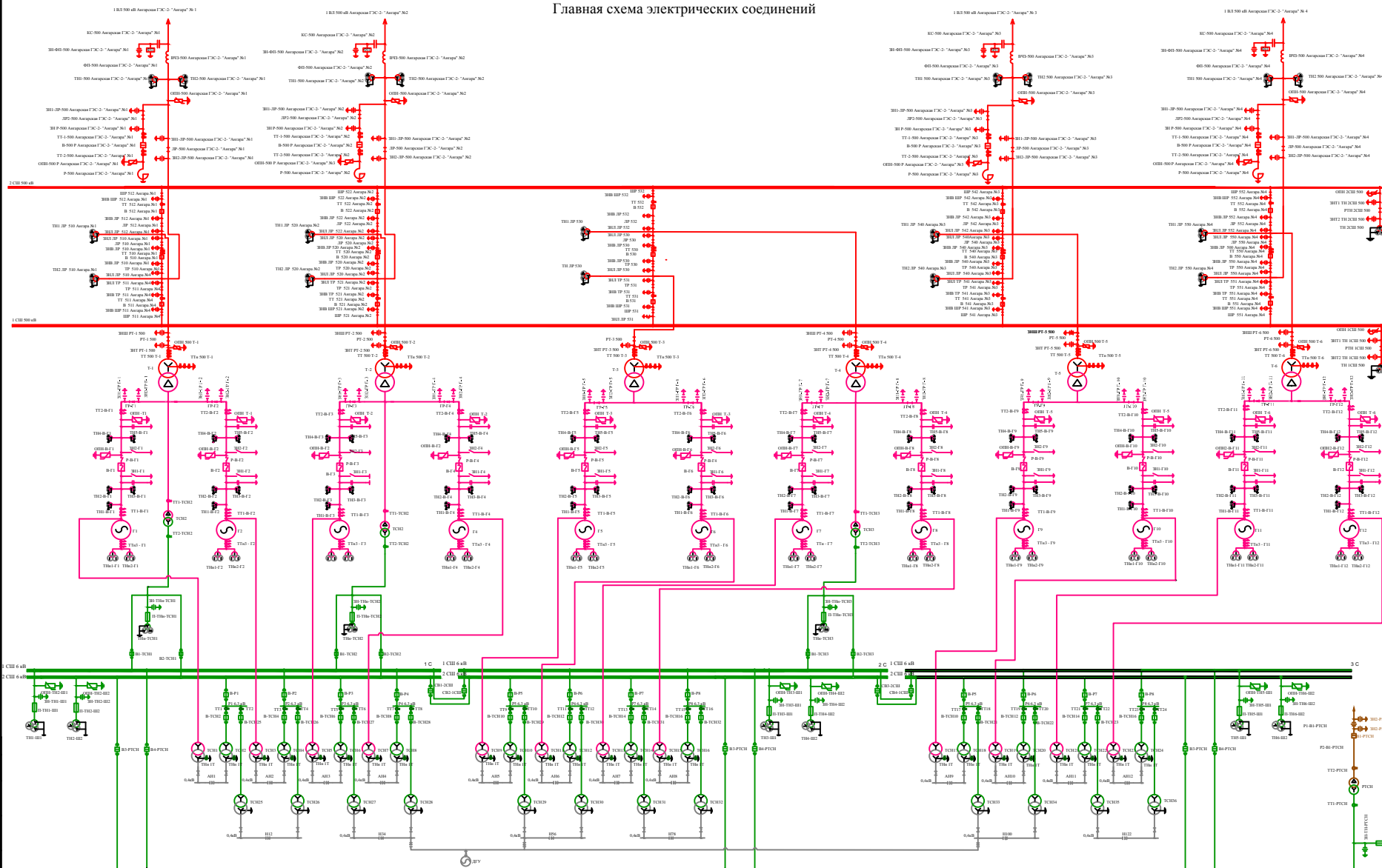
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже БР-13.03.02 - 1207045 - ГП.

БР-13.03.02 - 1207045 - ГР2					
Самое-Шушенский филиал Сибирского Федерального университета					
Исполн.	Александр	Целин	Илья	Илья	Илья
Проект.	Мельников	Илья	Илья	Илья	Илья
Г. контр.	Батен	Илья	Илья	Илья	Илья
П. контр.	Сувалова	Илья	Илья	Илья	Илья
Учр.	Гидротехнический институт	Илья	Илья	Илья	Илья

Проектирование: Амурской ГЭС-2 и реке Амур
ГЭС-2
Разрез по стационарной части плотины и зданию ГЭС
ГЭС-2
2017

Копировала
Формат А1

Главная схема электрических соединений



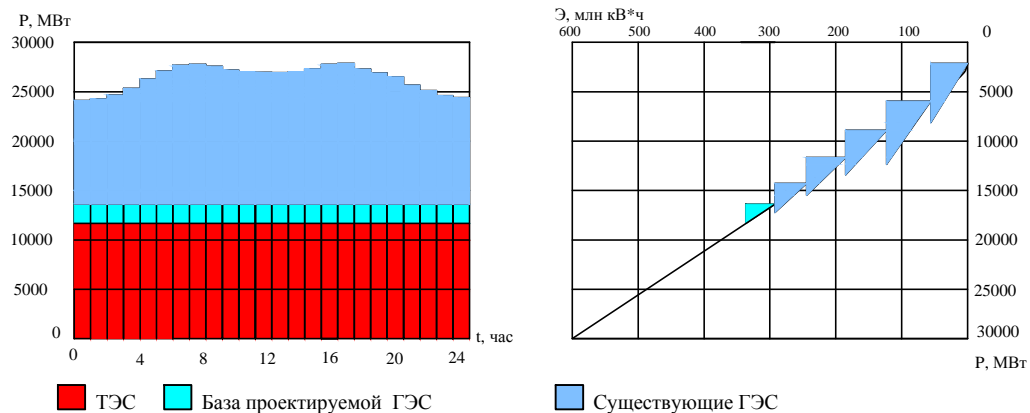
1. Ведомость проекта см. на чертеже БР-13.03.02 - 1207045 - ГЛ

БР - 13.03.02.06 - 1207045 - ЭЗ					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Исполн:	Л.С.Сидорова	Провер:	В.С.Сидорова	Дата:	05.05.2017
Проект:	С.Сидорова	Провер:	В.Сидорова	Листы:	5 / 5
Рисов:	В.Сидорова	Провер:	В.Сидорова	Листы:	5 / 5
П.контр:	Сидорова	Главная схема электрических соединений			ГТЭСЭС ГЭ13-02Б, 2017
Учр:	Государственный	Формат А1			

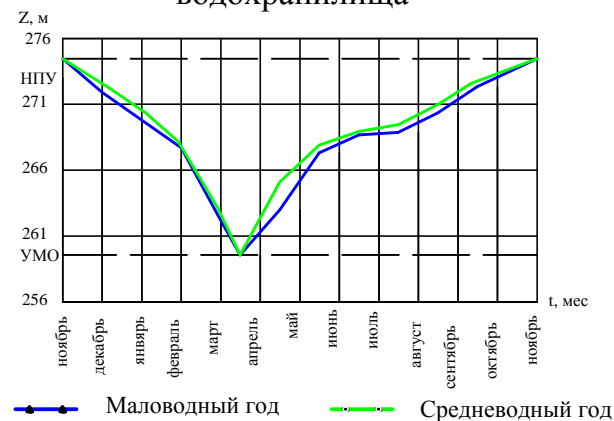
Выбор установленной мощности Ангарской ГЭС -2

Нуст=2232 МВт $\bar{\text{Э}}_{\text{мн.}}=9,91$ млрд кВт*ч

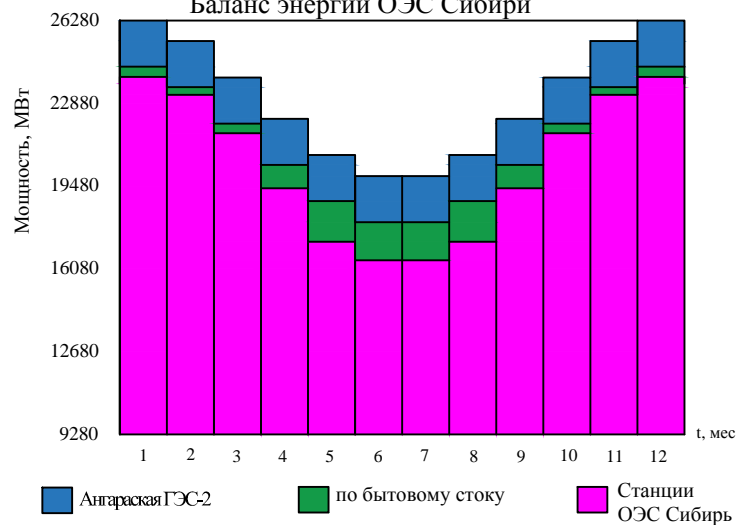
Суточный график нагрузки и интегральная кривая за зимний период



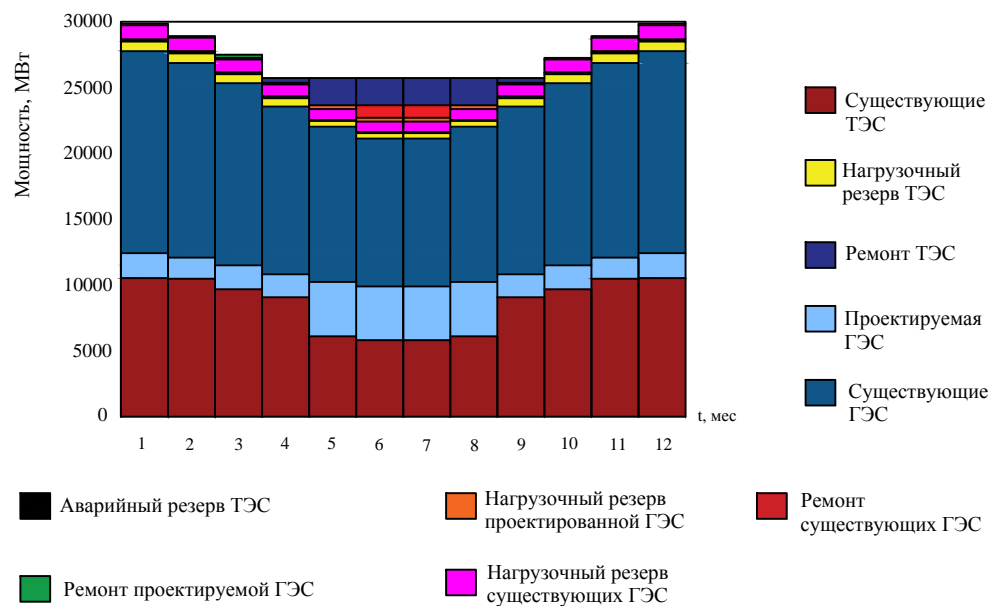
Сработка и наполнение Ангарского водохранилища



Баланс энергии ОЭС Сибири

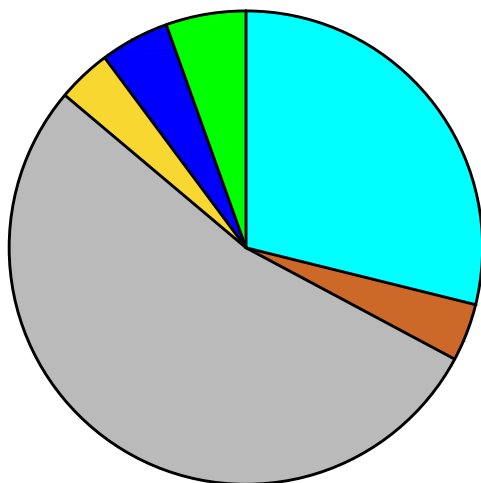


Баланс мощности ОЭС Сибири



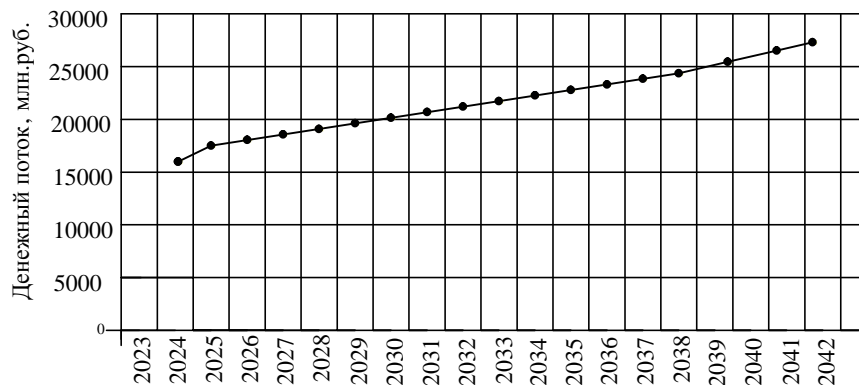
Основные технико-экономические показатели строительства Ангарской ГЭС -2

Текущие затраты по гидроузлу за 2024 г.

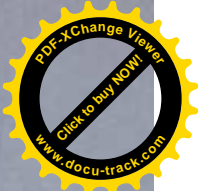


- На услуги рег. компаний
- Эксплуатационные затраты
- Амортизационные отчисления
- На ремонт произв. фондов
- Расходы на страхование
- Налог на воду

Годовая прибыль




Год начала реализации проекта	2017
Период окупаемости - РВ, лет	6 лет,9 месяцев
Удельные капиталовложения , руб/кВт	90463,1
Ставка дисконтирования	11,6
Себестоимость электроэнергии , руб./кВт*ч	0,13
Индекс прибыльности - PI,	1,54
Чистый приведенный доход - NPV, млрд. руб	56,53



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

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

УТВЕРЖДАЮ

 Заведующий кафедрой
В.И. Татарников

«20» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АНГАРСКОЙ ГЭС-2 НА РЕКЕ
АНГАРА. КРИТЕРИИ БЕЗОПАСНОСТИ СОСТОЯНИЯ ГЭС В
ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Руководитель



Заведующий кафедрой

подпись, дата 19.06.2017 ГЭС, к.т.н.
должность

В.Б. Затеев
инициалы, фамилия

Выпускник

 19.06.17
подпись, дата

С.А. Аскарров
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ангарской ГЭС-2 на реке Ангара. Критерии безопасности состояния ГЭС в период строительства и эксплуатации».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд В.06.17 Е.Ю. Замедис
ПОДПИСЬ, ДАТА ИНИЦИАЛЫ, ФАМИЛИЯ

Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

Алексеева А.В. Мосеевцева
ПОДПИСЬ, ДАТА ИНИЦИАЛЫ, ФАМИЛИЯ

Электрическая часть

Тю 19.06.17 И.В. Шалеткина
ПОДПИСЬ, ДАТА ИНИЦИАЛЫ, ФАМИЛИЯ

Релейная защита и автоматика

Мед 14.06.17 В.В. Козачева
ПОДПИСЬ, ДАТА ИНИЦИАЛЫ, ФАМИЛИЯ

Компоновка и сооружения гидроузла

Тют В.06.17 И.А. Ладина
ПОДПИСЬ, ДАТА ИНИЦИАЛЫ, ФАМИЛИЯ

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

А 14.06.17 Ю.Тюгаев
ПОДПИСЬ, ДАТА ИНИЦИАЛЫ, ФАМИЛИЯ

Технико-экономические показатели

Мед 05.06.17 В.В. Лавасова
ПОДПИСЬ, ДАТА ИНИЦИАЛЫ, ФАМИЛИЯ

Нормоконтролёр

Мед 19.06.17 А.А. Чабанова
ПОДПИСЬ, ДАТА ИНИЦИАЛЫ, ФАМИЛИЯ