

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

13.02.03-Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧАГДАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УЧУР.
АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО
КОНТРОЛЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ (АСОК ГТС)**

Руководитель Сивцов 13.06.17 — Зам.начальника СТСУ
подпись, дата Филиала ПАО «РусГидро»
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность А.Н. Сивцов
инициалы, фамилия

Выпускник Век 13.06.17
подпись, дата К.А. Веко
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чагдайской ГЭС на реке Учур. Автоматизированные системы оперативного контроля гидротехнических сооружений (АСОК ГТС)».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайт 13.06.17 Е.Ю. Замеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Гидротурбинное,
Гидромеханическое и
вспомогательное оборудование

Алекс 16.06.17 А.В. Масленкина
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Алекс 15.06.17 А.Н. Сивеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Алекс 16.06.17 В.В. Козамидо
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и
гидроузла

Зайт 16.06.2017 В.Б. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная
безопасность

Алекс 13.06.17 М.Т. Пирож
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Алекс 13.06.17 В.В. Ларасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Алекс 20.06.17 А.А. Зайченко
подпись, дата инициалы, фамилия

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

ОТЗЫВ

руководителя Сивцова А.Н. зам. начальника СТСУ Филиала ПАО
«РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»
о бакалаврской работе «Проектирование Чагдайской ГЭС на реке Учур.
Автоматизированные системы оперативного контроля гидротехнических
сооружений (АСОК ГТС)»
Веко Кирилла Андреевича

Бакалаврская работа «Проектирование Чагдайской ГЭС на реке Учур» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на 136 листах пояснительной записки, 5 чертежах и 1 плаката. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен водно-энергетический расчёт, разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС, разработаны мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности, а так же выполнены технико-экономические расчеты.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а так же стандартам «РусГидро».

В рамках специального вопроса были рассмотрены системы АСОК ГТС, требования к ним и особенности их исполнения.

Так же следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

К недостаткам следует отнести неудачный выбор электрогидравлического регулятора частоты вращения турбины. Выбран регулятор старого типа ЭГРК-150, вместо современного микропроцессорного регулятора.

В процессе работы над данным проектом К.А.Веко показал хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению проекта, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Чагдайской ГЭС на реке Учур. Автоматизированные системы оперативного контроля гидротехнических сооружений (АСОК ГТС)» заслуживает отличной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 18.06.17


(подпись)

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 » 06 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Веко Кириллу Андреевичу.

Группа ГЭ13-02Б Направление (специальность) 130302 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Чагдайской ГЭС на реке Учур. Автоматизированные системы оперативного контроля гидротехнических сооружений (АСОК ГТС).

Утверждена приказом по университету № 47 от 31.03.2017

Руководитель ВКР А.Н.Сивцов заместитель начальника СТСУ филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С.Непорожнего.

Исходные данные для ВКР среднемесячные расходы реки Учур; 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 1500 МВт; коэффициент мощности $k_N = 8,9$; потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,5$ м; отметка НПУ 210 м.

Перечень разделов ВКР 1.Общая часть; 2.Водно-энергетический расчет; 3.Выбор основного и вспомогательного оборудования; 4.Электрическая часть; 5.Компоновка и состав сооружений; 6.Техника безопасности, мероприятия по охране природы; 7.Технико-экономические показатели; 8. Расчет и выбор устройств РЗ Чагдайской ГЭС; 9.Автоматизированные системы оперативного контроля гидротехнических сооружений (АСОК ГТС).

Перечень графического материала 1.Выбор установленной мощности Чагдайской ГЭС; 2.Разрез по оси агрегата Чагдайской ГЭС; 3.Главная схема электрических соединений Чагдайской ГЭС; 4.Генеральный план Чагдайской ГЭС; 5.Поперечный разрез водосливной плотины Чагдайской ГЭС; 6.Сбор нагрузок на водосливную плотину Чагдайской ГЭС; 7.Технико-экономические показатели проекта Чагдайской ГЭС.

Руководитель ВКР



А.Н.Сивцов

(подпись, инициалы и фамилия руководителя)

Задание принял к исполнению



К.А.Веко

(подпись, инициалы и фамилия студента)

«31» 03 2017 г.

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

«___»_____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧАГДАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УЧУР.
АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ
ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ (АСОК ГЭС)**

Руководитель

подпись, дата

Зам.начальника СТСУ
Филиала ПАО «РусГидро»
— «Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность

А.Н. Сивцов
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

К.А. Веко
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чагдайской ГЭС на реке Учур. Автоматизированные системы оперативного контроля гидротехнических сооружений (АСОК ГТС)».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Гидротурбинное,
Гидромеханическое и
вспомогательное оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная
безопасность

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Чагдайской ГЭС	7
Введение.....	9
1 Общие сведения.....	10
1.1 Гидрологические данные	10
1.2 Инженерно-геологические условия	13
1.3 Сейсмические условия.....	13
1.4 Данные по энергосистеме	14
1.5 Аналоги проектируемого гидроузла	14
2 Гидрологические расчёты	15
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	15
2.2 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН энергосистемы	19
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	20
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	23
2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС	25
2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	26
3 Основное и вспомогательное оборудование	28
3.1 Построение режимного поля.....	28
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	30
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	33
3.4 Определение геометрических размеров проточной части	35
3.5 Выбор типа маслонапорной установки.....	35
3.6 Выбор электрогидравлического регулятора	36
3.7 Выбор гидрогенератора.....	36
3.8 Определение параметров и размеров гидрогенератора	36
4 Электрическая часть	38
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	38
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	40
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов	40
4.2.2 Схема с объединёнными блоками с трансформатором на 2 генератора	41
4.3 Выбор трансформаторов СН.....	42
4.4 Выбор синхронных генераторов	42
4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	43
4.6 Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов	44
4.7 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	45

4.8	Расчёт токов короткого замыкания	46
4.8.1	Расчёт в программном комплексе «RastrWin».....	46
4.9	Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения	52
4.9.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов .	52
4.10	Выбор и проверка электрических аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения	53
4.10.1	Выбор выключателей.....	53
4.10.2	Выбор разъединителей	54
4.10.3	Выбор трансформаторов напряжения.....	54
4.10.4	Выбор ограничителя перенапряжения.....	54
4.11	Выбор и проверка электрических аппаратов на генераторном напряжении	55
4.11.1	Выбор выключателей.....	55
4.11.2	Выбор разъединителей	55
4.11.3	Выбор трансформаторов напряжения.....	55
4.11.4	Выбор ограничителя перенапряжения	55
4.11.5	Выбор трансформаторов тока.....	56
4.11.6	Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора.....	56
5	Релейная защита и автоматика	57
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	57
5.2	Описание защит и расчет их уставок.....	58
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора (ΔG)	58
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))	60
5.2.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	63
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	63
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	67
5.2.6	Дистанционная защита генератора (Z_1<),(Z_2<)	69
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	72
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	73
5.4	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	75
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	77
6.1	Состав и компоновка гидроузла	77
6.2	Определение класса плотины и отметки гребня плотины	77
6.2.1	Определение класса гидротехнического сооружения	77
6.2.2	Определение отметки гребня плотины	77
6.3	Гидравлический расчет водосливной плотины	80
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта	80
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	81
6.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	84
6.4.1	Расчет водобойной плиты	84
6.5	Конструирование основных элементов плотины	85

6.5.1	Определение ширины подошвы плотины	85
6.5.2	Подземный контур плотины	88
6.6	Статические расчеты плотины.....	89
6.6.1	Определение основных нагрузок на плотину	90
6.6.2	Сила гидростатического давления воды.....	90
6.6.3	Равнодействующая взвешивающего давления и сила фильтрационного давления.....	91
6.6.4	Давление наносов.....	91
6.6.5	Волновое давление.....	92
6.6.6	Расчет прочности плотины.....	92
6.6.7	Расчет устойчивости плотины	95
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	97
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	97
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников ГЭС.....	97
7.2.1	Общие положения	97
7.2.2	Охрана труда ГЭС	99
7.2.3	Ответственность	101
7.3	Пожарная безопасность	101
7.3.1	Ответственность за состояние пожарной безопасности	101
7.3.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	102
7.3.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	103
7.3.4	Содержание территории, дорог, подъездов к зданиям и сооружения	103
7.3.5	Содержание зданий, сооружений, помещений	104
7.4	Охрана природы	106
7.4.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	107
7.4.2	Водоохранная зона.....	108
7.4.3	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	109
8	Оценка объемов продаж и текущих затрат	112
8.1	Оценка объемов продаж электроэнергии	112
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	112
8.3	Налоговые расходы.....	114
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации проекта.....	115
8.5	Показатели эффективности проекта	116
8.6	Анализ чувствительности.....	117
9	Автоматизированные системы оперативного контроля гидротехнических сооружений (АСОК ГТС).....	120
9.1	Требования к АСО КИА.....	121
9.2	Натурные наблюдения за состоянием ГТС	123
9.3	Перечень автоматизированных датчиков и приборов	124
9.4	Общая концепция и архитектура построения АСОК ГТС	124

9.4.1	Функции АСОК	124
9.4.2	Состав АСОК КИА	125
9.5	Принцип действия АСО КИА.....	128
9.6	Критерии и пределы безопасного состояния работы АСОК ГТС	130
9.7	Результат внедрения АСОК ГТС.....	130
	Заключение	132
	Список использованных источников	134
	Приложение А - Б.....	138-143

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЧАГДАЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Учур;
2. Местонахождение ГЭС Республика Саха (Якутия);
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 1334 м³/с;
 - б) всех турбин 1740 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% 11097 м³/с;
0,01% 12677 м³/с;
 - г) минимальный 160 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока многолетний;
 - б) отметка: НПУ 210 м;
ФПУ 212 м;
УМО 198,48 м
 - в) объемы:
полный 8,53 км³;
полезный 7,45 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 29,4 м;
 - б) расчетный 25,2 м;
 - в) минимальный 15,4 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 370 МВт;
гарантированная 180 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 2,4 млрд. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая 293 м / 32,5 м;
 - б) правобережная глухая 254 м / 32,5 м;
 - в) станционная 60 м / 32,5 м;
 - г) глухая сопрягающая водосливную и станционную 27 м / 32,5 м;
 - д) водосливная 166 м / 32,5 м;
8. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 5 отверстия 4×30;
 - в) общая длина 168 м;
 - г) максимальная высота 32,5 м;
9. Здание ГЭС:
 - а) тип здания русловое;
 - б) число агрегатов 4;
 - б) грунты в основании песчаник;
 - в) тип спиральной камеры бетонная трапецидальная;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;

д) расстояние между осями агрегатов.....15,34 м;

10. Основное оборудование:

а) тип турбины ПЛ30-В-710;

б) тип генератора..... СВ-1160/135-60;

в) мощность генератора 103 МВт;

г) частота вращения 100 об/мин;

д) тип трансформаторов ТДЦ-125000/220;

11. Техничко-экономические показатели:

а) сметная стоимость ГУ 19,05 млрд. руб.;

б) удельные показатели 89565 руб./кВт;

в) себестоимость энергии 21 коп/кВт·ч;

г) срок окупаемости 6,2 года.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика является одной из наиболее перспективных отраслей современной энергетики. Наша страна обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения значительно ниже, чем в других развитых странах, причём существует значительная неравномерность его освоения. В то время, как для центра характерна высокая степень освоения гидроресурсов (50%) , в таких регионах как Сибирь и Дальний Восток гидроэнергетический потенциал рек освоен на 20% и на 3% соответственно. Поэтому этому вопросу следует уделять пристальное внимание и развивать эту отрасль современной энергетики.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения. Помимо этого одной из целей было улучшение качества эксплуатации основного оборудования с помощью разработки другой измерительной аппаратуры.

1 Общие сведения

1.1 Гидрологические данные

Учур — река в Хабаровском крае и Якутии, правый приток реки Алдан. Длина — 812 км, площадь бассейна 113000 км². Берёт начало в отрогах Станового хребта, течёт по восточной окраине Алданского нагорья. Вскрывается в первой половине мая, замерзает в начале октября. На участках выходов термальных вод — полыньи.

В таблице 1.1 приведён гидрологический ряд наблюдений в период с 1922 по 1971 год.

Таблица 1.1 – Гидрологические данные по реке Курейка

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp
1922	87	82	82	82	2281	919	1637	3479	2555	274	187	114	982
1923	110	101	91	91	1783	6927	6542	1230	814	279	142	91	1517
1924	91	87	82	82	1815	1985	4896	3365	1513	274	192	123	1209
1925	101	91	87	87	1221	5967	4987	855	1184	334	169	114	1266
1926	96	87	87	82	1911	2492	2405	2930	1806	494	155	101	1054
1927	91	87	82	82	3269	3891	3035	3397	4306	389	174	114	1576
1928	101	91	87	87	2903	3479	1824	2025	1184	402	192	142	1043
1929	101	91	87	87	3035	3063	4759	5307	1957	320	183	142	1594
1930	110	96	91	91	2683	7115	4242	1833	1938	311	197	151	1572
1931	119	96	91	96	1394	7493	2821	4759	3575	576	206	142	1781
1932	119	110	91	87	1001	6533	4219	2807	2473	416	210	142	1517
1933	105	91	87	87	4466	6305	3872	3255	1920	626	320	201	1778
1934	137	101	91	87	3296	5207	2930	1925	1527	517	283	174	1356
1935	87	82	78	78	6075	6615	3099	1851	951	293	114	101	1619
1936	96	87	82	78	1088	6707	4302	407	1417	293	256	128	1245
1937	110	87	78	78	2373	5015	3963	3584	1394	393	146	105	1444
1938	91	82	78	78	3145	3214	2327	384	581	197	133	96	867
1939	91	82	78	78	1394	4837	3200	2048	1339	448	219	119	1161
1940	91	87	82	78	1221	5569	4014	2025	1504	343	169	114	1275
1941	87	78	78	78	2784	3859	2834	2619	2290	347	201	128	1282
1942	87	82	78	78	1303	5294	2555	1870	1317	219	155	110	1096
1943	91	82	78	78	1435	5157	3895	1829	1801	398	160	110	1259
1944	96	87	82	82	2395	5660	3479	2674	887	306	197	128	1339

Окончание таблицы 1.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср
1945	105	96	87	82	1061	8311	4165	818	997	544	242	146	1388
1946	105	87	82	78	1271	3676	2345	1586	873	155	146	105	876
1947	101	96	87	87	3680	4746	3113	1143	1966	343	201	165	1311
1948	101	82	78	78	1527	4746	2331	1349	3109	361	210	133	1175
1949	101	82	78	82	5760	4311	3497	2203	2779	594	178	114	1648
1950	91	82	82	78	6080	6620	3104	1856	955	297	119	114	1623
1951	101	91	87	82	1093	6711	4306	411	1422	297	261	155	1251
1952	114	91	82	82	2377	5020	3968	3589	1399	398	151	110	1448
1953	96	87	78	82	3150	3219	2331	389	585	219	137	101	873
1954	110	82	82	82	2345	4727	2030	3497	2414	270	165	128	1328
1955	101	82	78	78	2203	2734	1042	219	1280	389	215	178	717
1956	142	110	96	101	4553	4837	2816	1509	2327	343	165	119	1426
1957	91	82	78	78	3008	4791	3063	2510	5029	329	160	123	1612
1958	96	91	82	82	1367	4791	1591	14	448	133	114	96	742
1959	82	78	78	78	2277	915	1632	3474	2551	270	183	110	977
1960	105	96	87	87	1778	9066	6537	1225	809	274	137	87	1691
1961	87	82	78	78	1810	1980	4891	3360	1573	270	187	119	1210
1962	96	87	82	82	1216	5963	4983	869	1179	329	165	110	1263
1963	91	87	82	78	1906	2487	2400	2926	1801	503	146	110	1051
1964	87	82	78	82	3264	3886	2981	3392	4302	384	169	110	1568
1965	96	87	82	82	2898	3475	1819	2021	1179	398	187	137	1039
1966	96	87	82	82	3031	3059	4754	5303	1952	315	178	137	1590
1967	105	91	87	87	2734	8146	4238	1829	1934	306	192	146	1658
1968	114	96	87	91	1390	7580	2816	4754	3570	571	201	137	1784
1969	114	105	87	82	997	6529	4215	2802	2469	411	206	137	1513
1970	101	91	82	82	4462	6300	3867	3250	1915	622	315	197	1774
1971	128	96	82	82	3291	5203	2926	1920	1522	512	279	187	1352

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно 1334 м³/с.

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

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{ВБ}, м$	$W, км^3$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
180,00	0,00	180,00	0	180,00	0
186,75	0,28	183,00	1203	183,00	1719
190,75	0,45	186,00	2750	186,00	3929
193,00	0,59	188,24	4297	188,28	6139
195,25	0,78	189,93	5844	190,09	8349
200,00	1,32	191,30	7391	191,70	10559
203,00	1,99	192,57	8938	193,37	12769
206,00	3,24	193,95	10485	-	-
208,00	4,99	-	-	-	-
209,40	6,88	-	-	-	-
210,00	8,60	-	-	-	-
211,00	9,50	-	-	-	-

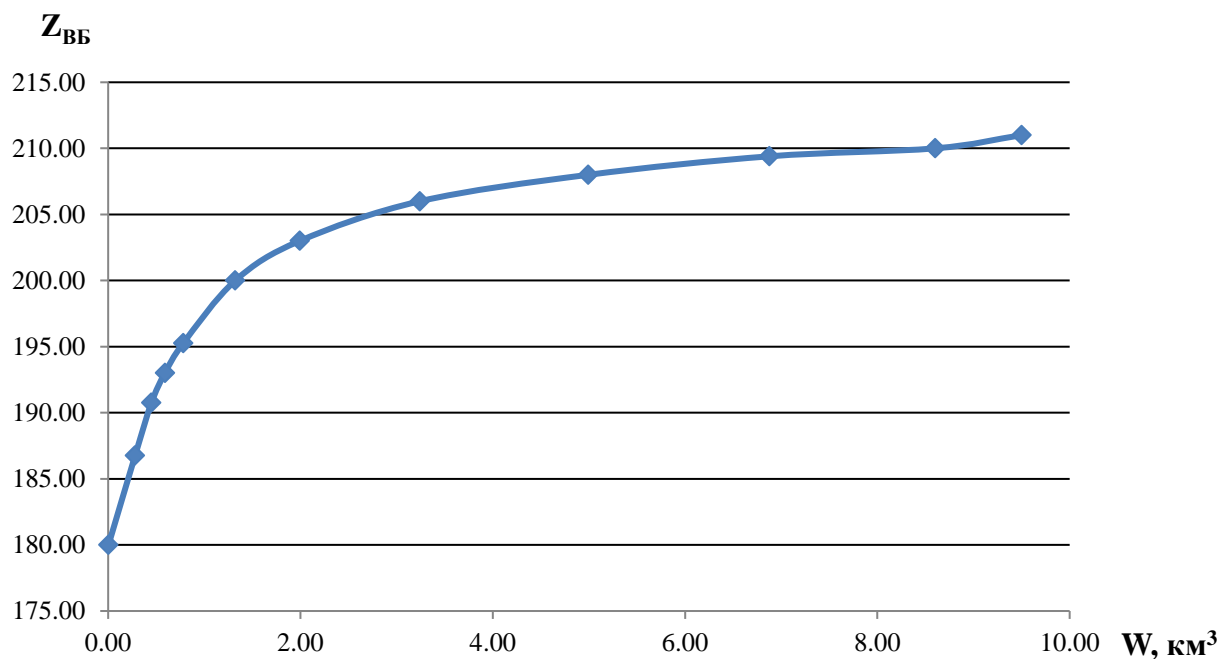


Рисунок 1.1 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

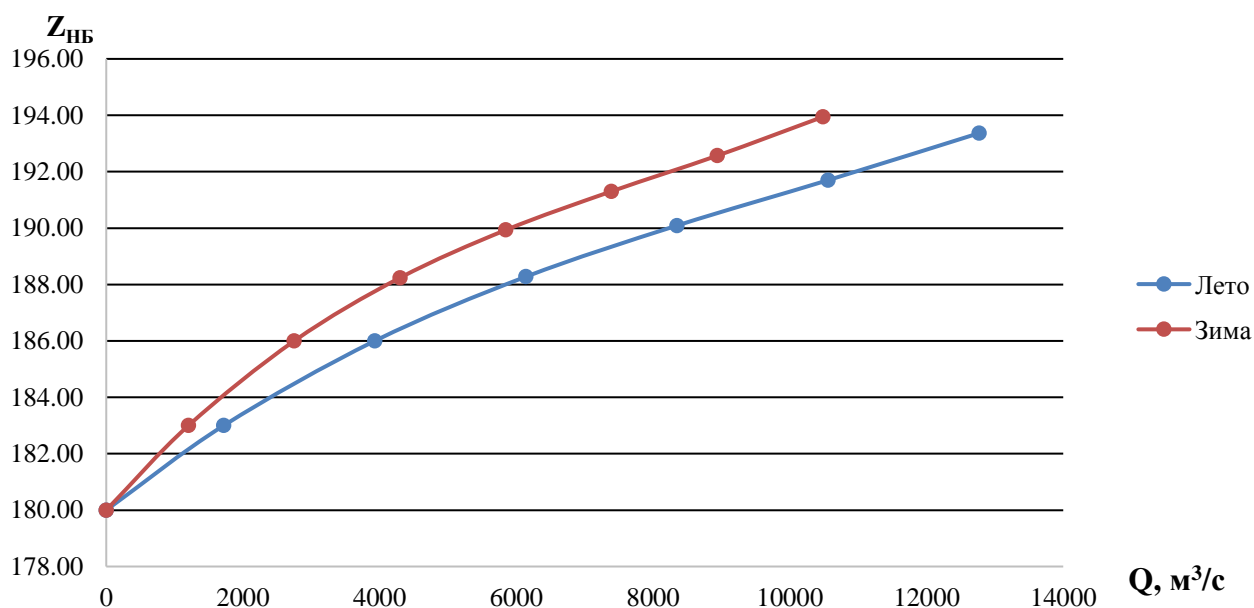


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.3

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м³/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	160	160	160	320	320	320	320	320	320	320	160	160
Потребление из Водохранилища	4	4	2	-1	-1	3	4	3	3	3	4	4
Фильтрация	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испарение	-	-	-	1	1	1	2	1	1	1	-	-
Льдообразование	2	2	-	-4	-4	-	-	-	-	-	2	2

Потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h = 0,5$ м.
НПУ Чагдайской ГЭС 210 м.

1.2 Инженерно – геологические условия

В основании сооружения залегает песчанник. Ширина по створу 800 метров. Дно находится на отметке 180 метров.

1.3 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2012) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Чагдайской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 5 баллам шкалы MSK-64.

1.4 Данные по энергосистеме

Годовой максимум нагрузки с перспективой на развитие республики Саха (Якутия) составляет 1500 МВт.

В данном проекте рассматривается изолированная энергосистема. —
Резервы: нагрузочный резерв системы 5%, аварийный резерв системы 8%.
Коэффициент мощности $k_N=8,9$.

1.5 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналогов в ходе проектирования были выбраны Вилюйская ГЭС-3 и Нижне-Бурейская ГЭС.

2 Гидрологические расчёты

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

Гидрограф-это график изменения во времени расходов воды в реке за несколько лет.

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов нужно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Изначально можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся VI, VII, VIII и IX месяцы; к периоду межени относятся X, XI, XII, I, II, III, IV и V месяцы). Начало года считаем с начала половодья.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

где m - порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных), ранжированного в убывающем порядке; $n = 50$ - общее число членов ряда.

Результаты расчётов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в таблицах 2.1 и 2.2.

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

Таблица 2.1– Проранжированные в порядке убывания данные

№	Годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	№	Годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %
1	1935-1936	876	2	24	1949-1950	616	51
2	1968-1969	826	4	25	1942-1943	616	53
3	1936-1937	767	6	26	1972-1973	616	55
4	1952-1953	710	9	27	1955-1956	608	57
5	1944-1945	710	11	28	1937-1938	606	60
6	1938-1939	692	13	29	1941-1942	603	62
7	1939-1940	689	15	30	1961-1962	598	64
8	1964-1965	682	17	31	1946-1947	596	66

Окончание таблицы 2.1

№	Годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	№	Годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %
9	1975-1976	677	19	32	1959-1960	591	68
10	1963-1964	675	21	33	1962-1963	590	70
11	1951-1952	674	23	34	1978-1979	589	72
12	1947-1948	671	26	35	1958-1959	586	75
13	1966-1967	664	28	36	1940-1941	584	77
14	1954-1955	644	30	37	1979-1980	584	79
15	1953-1954	641	32	38	1967-1968	582	81
16	1950-1951	640	34	39	1980-1981	581	83
17	1969-1970	633	36	40	1957-1958	580	85
18	1943-1944	632	38	41	1965-1966	572	87
19	1945-1946	632	40	42	1971-1972	567	89
20	1948-1949	631	43	43	1977-1978	558	92
21	1974-1975	629	45	44	1976-1977	550	94
22	1973-1974	625	47	45	1956-1957	519	96
23	1970-1971	618	49	46	1960-1961	384	98

Таблица 2.2 – Ранжированный ряд для маловодных и средневодных лет

Половодье						Межень					
Годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	Годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	Годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %	Годы	$Q_{\text{сред}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	P, %
1935-1936	2385	2	1961-196	1631	51	1936-1937	259	2	1938-1939	117	51
1968-1969	2316	4	1937-1938	1615	53	1941-1942	222	4	1958-1959	115	53
1952-1953	1866	6	1949-1950	1611	55	1943-1944	166	6	1965-1966	113	55
1938-1939	1842	9	1955-1956	1604	57	1944-1945	165	9	1973-1974	111	57
1944-1945	1798	11	1962-1963	1603	60	1942-1943	161	11	1955-1956	110	59
1936-1937	1785	13	1978-1979	1586	62	1939-1940	147	13	1980-1981	107	61
1975-1976	1785	15	1940-1941	1573	64	1967-1968	146	15	1956-1957	103	63
1963-1964	1778	17	1943-1944	1566	66	1966-1967	144	17	1970-1971	103	65
1964-1965	1778	19	1979-1980	1565	68	1959-1960	137	19	1937-1938	102	67
1939-1940	1772	21	1946-1947	1553	70	1964-1965	135	21	1976-1977	100	69
1947-1948	1763	23	1957-1958	1547	72	1952-1953	132	23	1957-1958	97	71

Окончание таблицы 2.2

Половодье						Межень					
Годы	$Q_{\text{сред}}, \text{ м}^3/\text{с}$	P, %	Годы	$Q_{\text{сред}}, \text{ м}^3/\text{с}$	P, %	Годы	$Q_{\text{сред}}, \text{ м}^3/\text{с}$	P, %	Годы	$Q_{\text{сред}}, \text{ м}^3/\text{с}$	P, %
1951-1952	1761	26	1980-1981	1529	74	1951-1952	130	26	1977-1978	96	73
1969-1970	1735	28	1958-1959	1528	77	1947-1948	125	28	1979-1980	94	75
1974-1975	1715	30	1942-1943	1525	79	1950-1951	124	30	1971-1972	93	76
1966-1967	1706	32	1971-1972	1520	81	1963-1964	124	32	1940-1941	90	78
1972-1973	1698	34	1959-1960	1498	83	1975-1976	123	34	1978-1979	90	80
1954-1955	1689	36	1965-1966	1490	85	1953-1954	122	36	1974-1975	86	82
1953-1954	1679	38	1977-1978	1484	87	1935-1936	122	38	1962-1963	83	84
1950-1951	1673	40	1967-1968	1455	89	1954-1955	121	40	1961-1962	82	86
1945-1946	1660	43	1976-1977	1449	91	1948-1949	119	43	1969-1970	81	88
1948-1949	1654	45	1941-1942	1365	94	1949-1950	119	45	1968-1969	81	90
1973-1974	1652	47	1956-1957	1353	96	1945-1946	118	47	1972-1973	75	92
1970-1971	1649	49	1960-1961	1007	98	1946-1947	118	49	1960-1961	72	94

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

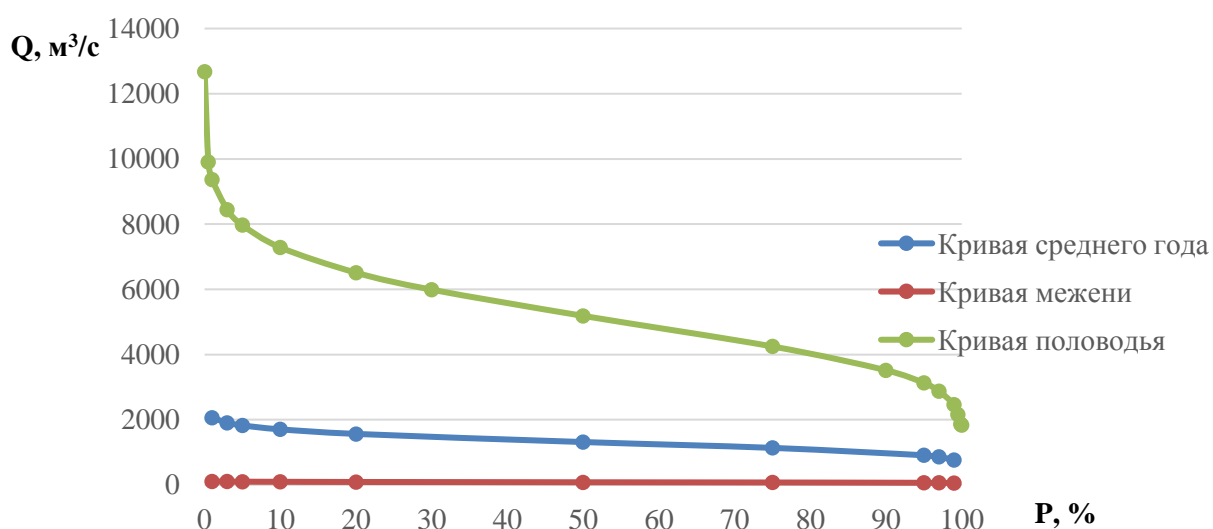


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайший год расчетной обеспеченности 90%: 1946 год. В нашем случае для маловодного года приведения не требовалось, поэтому расчётный маловодный год остаётся таким же (таблица 2.3). Гидрограф представлен на рисунке 2.3.

Таблица 2.3 – Расчётный маловодный год (1946)

Месяцы	Половодье				Межень							
	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V
$Q_{i90\%}$, $м^3/с$	915	1591	800	448	155	119	91	82	78	78	78	997

Аналогично предыдущему, по кривой обеспеченности годовых расходов определяем год расчётной обеспеченности 50%: 1954. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$\alpha_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}}^{90\%}}{Q_{\text{меж}}^{\text{баз}}} = 0,84; \quad (2.2)$$

где $Q_{\text{меж}}^{90\%}$ – расход меженного периода.

$$\alpha_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}}^{50\%}}{Q_{\text{пол}}^{\text{баз}}} = 1,03; \quad (2.3)$$

где $Q_{\text{пол}}^{50\%}$ – расход половодья.

Теперь умножаем месяцы, относящиеся к половодью на $\alpha_{\text{пол}}$, а месяцы, относящиеся к межени на $\alpha_{\text{меж}}$. Таким образом средневодный год был приведён к типичному. Теперь необходимо, чтобы расход каждого месяца маловодного года был меньше или равен расходу соответствующего средневодного месяца. Если это условие не выполняется, то производим корректировку: принимаем в этом месяце средневодного года расход равный расходу этого же месяца маловодного года, а получившуюся разницу вычитаем из соседних месяцев. В таблице 2.4. расчётный средневодный год без приведения, с приведением и с корректировкой. Гидрограф представлен на рисунке 2.3.

Таблица 2.4 – Средневодный год с приведением и корректировкой

Месяцы	Половодье				Межень								среднее
	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	
Без корректировки													
$Q_{i50\%}$, $м^3/с$	4727	2030	3497	2414	270	165	128	110	82	82	82	2345	1328
$Q_{\text{пр}50\%}$, $м^3/с$	4869	2091	3602	2486	227	139	108	92	69	69	69	2415	1353
С корректировкой													
$Q_{\text{кор}50\%}$, $м^3/с$	4774	2050	3532	2438	227	139	108	92	69	69	69	2368	1328

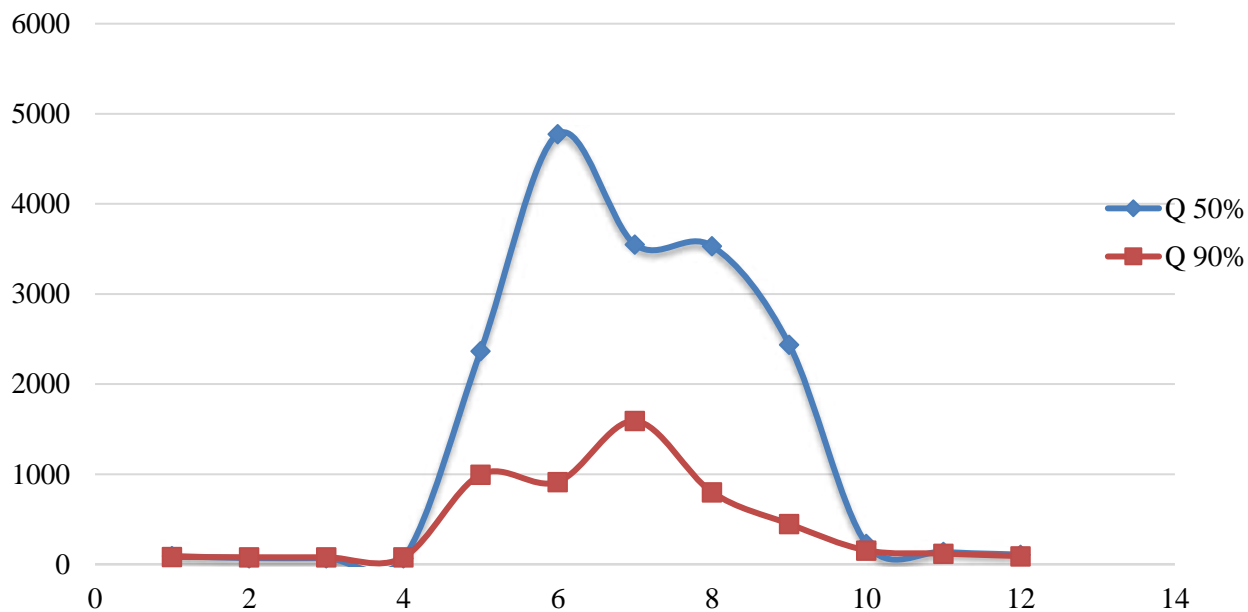


Рисунок 2.3 – Гидрографы средневодного и маловодного года

2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы

Используя план генерации и потребления, с сайта системного оператора единой энергетической системы можем получить суточный график нагрузки для летнего и зимнего периодов.

Используя суточные мощности можем построить интегральную кривую нагрузки по координатам представленным в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Данные для построения ИКН зимних и летних суток

Часы	P_c^{max} , МВт	Зима				Лето				
		a_t^3	$b_{сут}^3$	b_t^3	P_t^3 , МВт	$a_{лет}$	$a_t^л$	$b_{сут}^л$	$b_t^л$	$P_t^л$, МВт
0	1500	2,04	0,824	-1,03	976	0,57	1,86	0,849	-0,84	632
1		2,28		-1,27	913		2,06		-1,04	606
2		2,3		-1,3	893		2,15		-1,14	586
3		2,3		-1,33	848		2,25		-1,25	565
4		2,3		-1,3	893		2,34		-1,33	561
5		2,34		-1,32	912		2,19		-1,2	564
6		2,36		-1,3	967		2,06		-1,07	580
7		1,55		-0,55	1091		1,5		-0,505	657
8		0,84		0,16	1278		0,85		0,15	745
9		0,16		0,834	1449		0,163		0,84	762
10		0,195		0,79	1426		0		1	855
11		0,292		0,68	1381		0,26		0,742	758
12		0,455		0,5	1312		0,49		0,508	790
13		0,39		0,575	1345		0,39		0,611	806
14		0,29		0,697	1404		0,26		0,742	823
15		0,33		0,641	1369		0,39		0,666	853
16		0,454		0,53	1378		0,62		0,38	775
17		0,098		0,9	1425		0,39		0,606	801
18		0		1	1500		0,49		0,508	790
19		0,126		0,84	1416		0,62		0,38	775
20		0,24		0,742	1410		0,66		0,313	747
21		0,29		0,707	1419		0,62		0,39	784
22		0,78		0,22	922		0,75		0,26	767
23	1,36	0,36	976	1,14	0,125	632				

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учётом введённых в работу ГЭС. (Приложение А, рисунок А.1,А.2).

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

$$P_t^{max} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.4)$$

где t – порядковый номер месяца в году;
 a, b – коэффициенты, определяемые по формулам 2.5, 2.6.

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.5)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.6)$$

где $P_{зим}^{max}$ – максимальная нагрузка за зиму;
 $P_{лет}^{max}$ – максимальная нагрузка за лето.
 Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываем аналогично:

$$P_t^{cp} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.7)$$

Итоги расчетов графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Таблица для построения графика максимальных и средних годовых нагрузок

t , мес	P_{max}	P_{cp}	Бетта сут
1	1489	1166	0,824
2	1406	1107	0,829
3	1261	999	0,834
4	1094	872	0,839
5	949	761	0,844
6	866	698	0,849
7	866	698	0,849
8	949	761	0,844
9	1094	872	0,839
10	1261	999	0,834
11	1406	1107	0,829
12	1489	1166	0,824

Графики средних и максимальных мощностей представлены на рисунке 2.4 и 2.5.

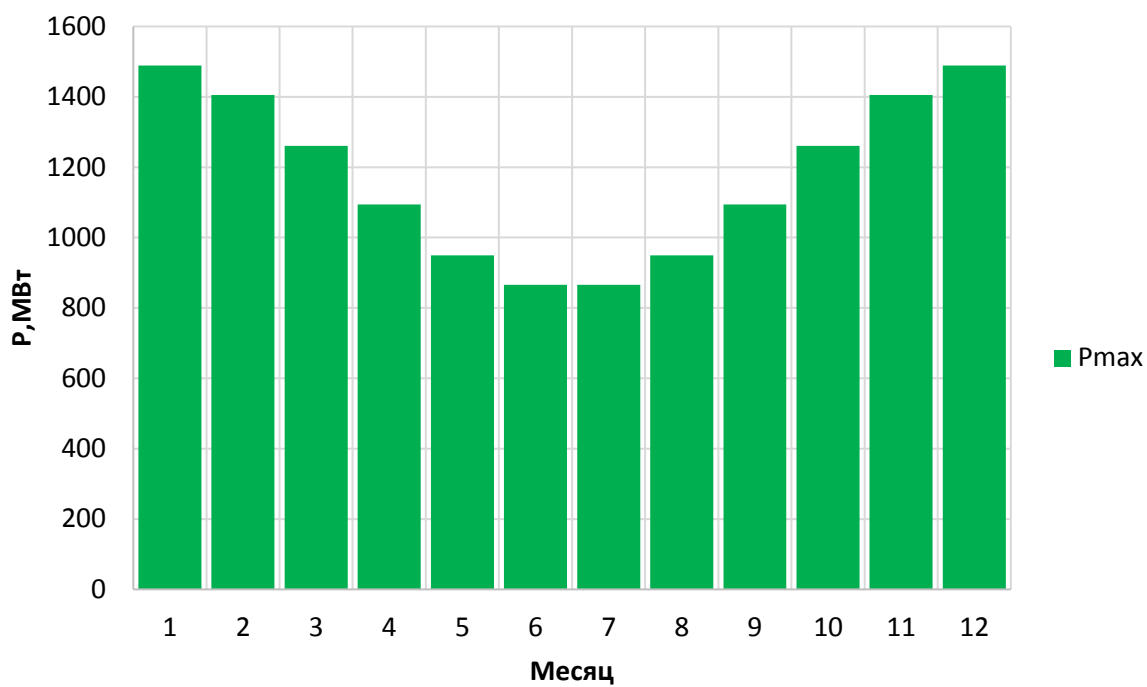


Рисунок 2.4 – График максимальных мощностей

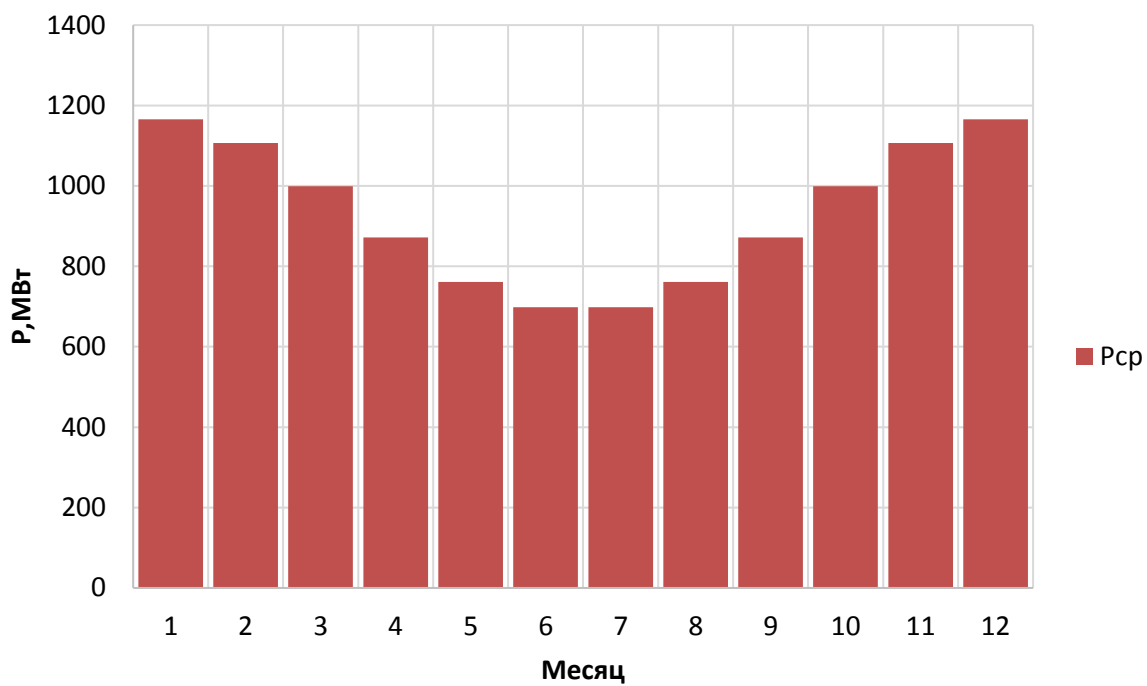


Рисунок 2.5 – График среднегодовых мощностей

2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС в рамках дипломного проектирования является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.8)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,9$;

H – подведенный напор;

$Q_{\text{полез}}$ – полезный бытовой расход.

Подведенный напор:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.9)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ, м;

$Z_{\text{НБ}}$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Также необходимо рассчитать мощность ГЭС с учётом требований ВХК:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.10)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Расчеты сведены в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{пот}},$ м ³ /с	$Z_{\text{ВБ}}$ м	$Z_{\text{НБ}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт
1	82	4	210,00	180,21	29,56	20
2	78	4	210,00	180,20	29,58	19
3	78	2	210,00	180,15	29,63	19
4	78	-1	210,00	180,15	29,63	20
5	997	-1	210,00	181,82	27,96	237
6	915	3	210,00	181,67	28,11	218
7	1591	4	210,00	182,79	26,99	364
8	800	3	210,00	181,47	28,31	192
9	448	3	210,00	180,84	28,94	109
10	155	3	210,00	180,29	29,49	38

Окончание таблицы 2.7

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пот}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{вб}}$ м	$Z_{\text{нб}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт
11	119	4	210,00	180,32	29,46	29
12	91	4	210,00	180,24	29,54	22

Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку и работы ГЭС по ВХК представлено в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Сравнение режимов работы по $N_{\text{быт}}$ и $N_{\text{ВХК}}$

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	сумма
$N_{\text{разн}}$	-21	-22	-21	-61	161	141	291	115	31	-42	-11	-18	1862

Из таблицы видим, что сработку нужно начинать с 10-ого месяца.

Теперь отобразим работу проектируемой ГЭС без регулирования на графике баланса энергии энергосистемы. Для этого необходимо сведения о среднемесячной выработке существующих гидроэлектростанций, которые взяты с сайта РусГидро. Далее, для большего вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет сработки 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, аккумулированных в водохранилище в период с мая по сентябрь месяц.

Баланс энергий проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.6.

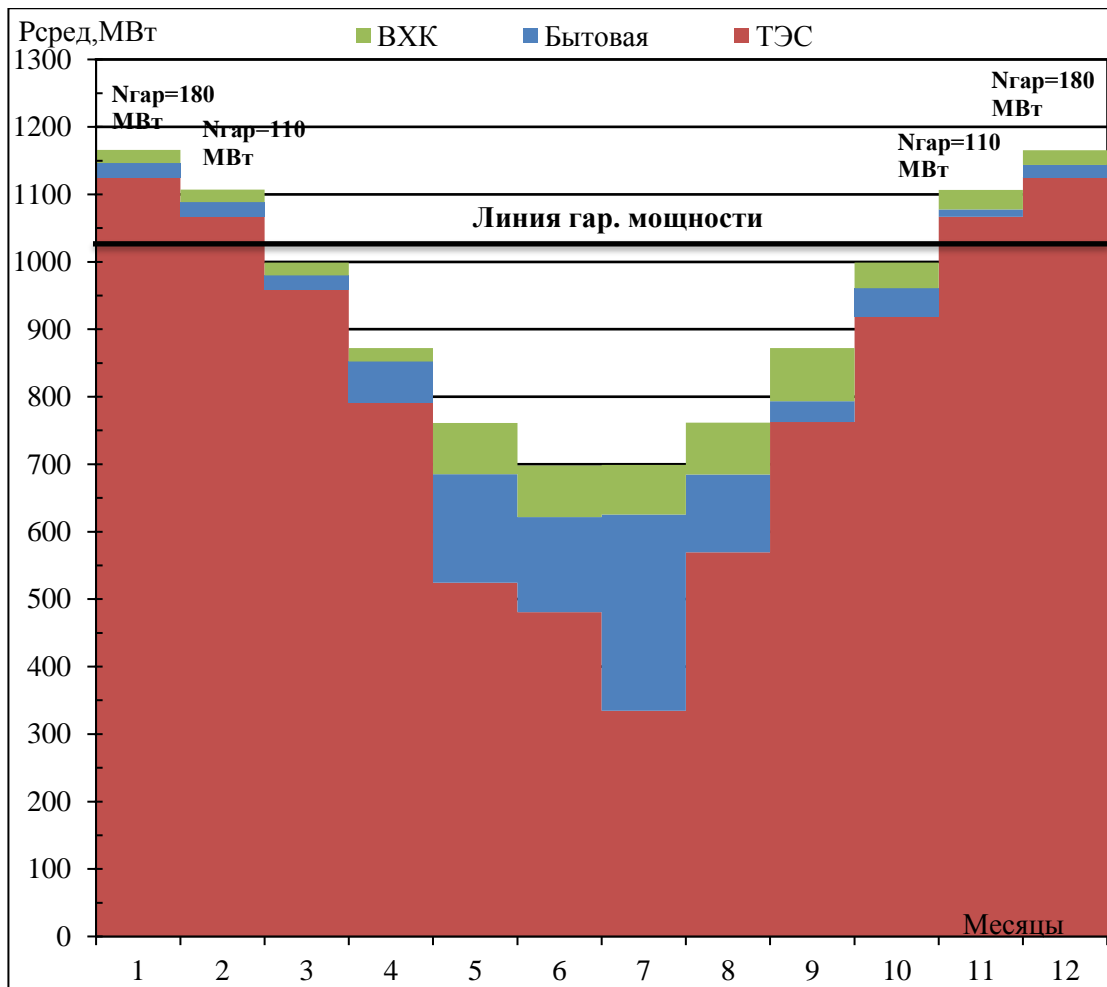


Рисунок 2.6 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

2.5 Водноэнергетические расчеты режима работы ГЭС

Главная задача водноэнергетических расчётов – определение гарантированных мощностей для каждого месяца, минимального уровня сработки водохранилища (отметки УМО), среднемноголетней выработки. Также на основе данного расчёта происходит определение установленной мощности проектируемой станции.

При расчёте соблюдались следующие условия:

- обеспечение минимума холостых сбросов в средневодном году
- диапазон колебаний напоров на ГЭС не должен превышать 30-40%

$H_{\max}^{подв}$ (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС).

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, то есть, с отметки НПУ=210 м.

Сработку средневодного года производим двумя способами:

1.Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.

2.Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За конечный вариант принимаем тот способ в котором больше среднемноголетняя выработка электроэнергии.

Сработка за маловодный и средневодные годы представлена в приложении. (Приложение А, таблица А.1, А.2.).

Выработка в средневодном году при сработке по мощностям получилась равной 2,378 млрд. кВт*ч. При сработке по отметкам равной 0,859 млрд. кВт*ч. Следовательно сработку будем осуществлять по первому способу.

График сработки – наполнения за маловодный и средневодный год представлен на рисунке 2.7.



Рисунок 2.7 – График сработки и наполнения водохранилища

2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Для энергосистемы Востока нагрузочный резерв составляет 5 %, аварийный составляет 8%. С учётом этого рассчитаем установленную мощность проектируемой Чагдайской ГЭС:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 370 \text{ МВт.} \quad (2.10)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{ав.рез.}^{ТЭС} + N_{нагр.рез.}^{ТЭС} \quad (2.11)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования производится с учётом особенностей использования электроэнергии в нашей стране. Ремонт оборудования ГЭС производится в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, то есть когда на ГЭС имеется свободная мощность. В России это конец лета и осень. При этом, согласно стандартам РусГидро продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения-1 раз в 6 лет.

Баланс мощности для энергосистемы Сибири представлен на рисунке 2.8.

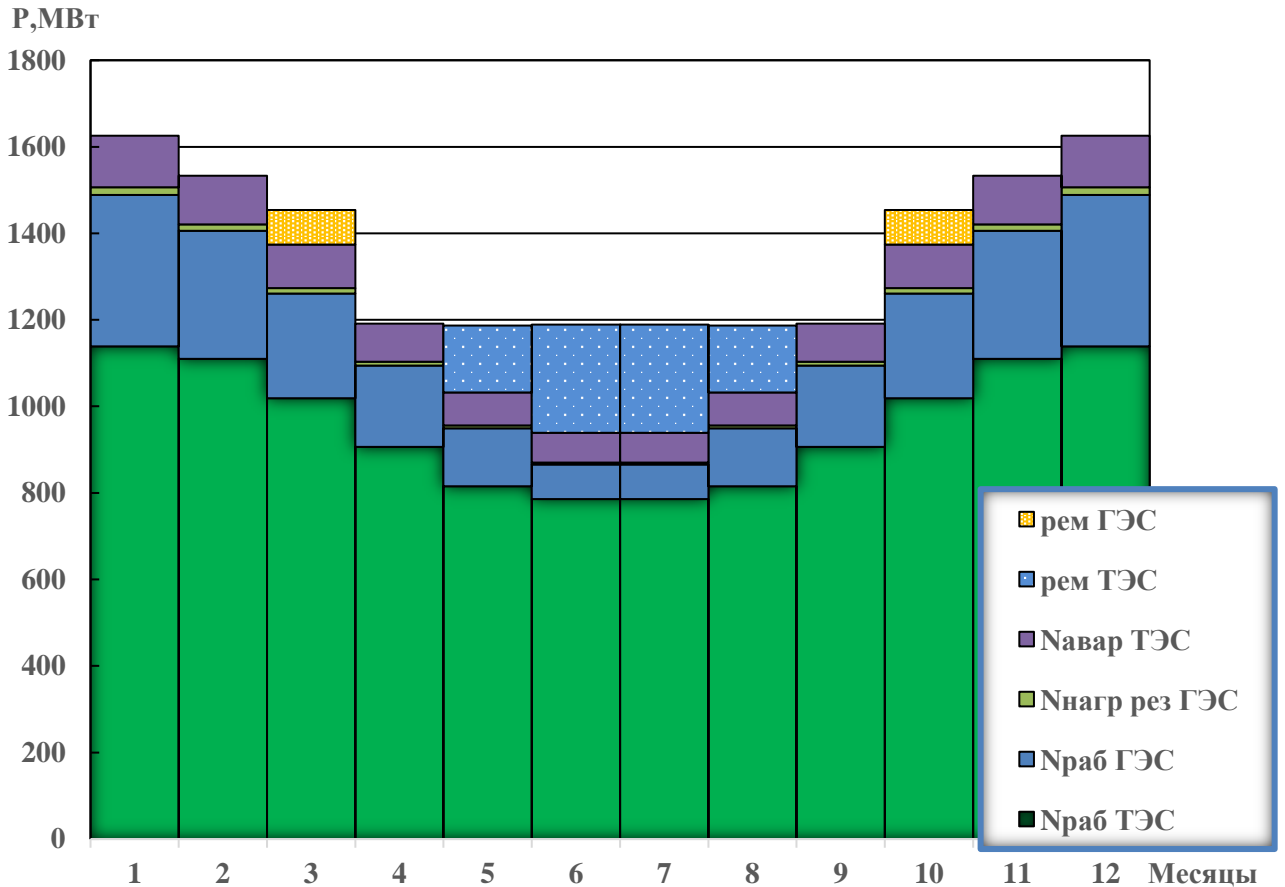


Рисунок 2.8 – Баланс мощности энергосистемы

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению :

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

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 210$ м, для линии расчётного напора $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 205,2$ м, для нижней границы $\nabla ВБ = \nabla УМО = 195,4$ м;
 $z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{min} = 160 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где $N_{уст} = 370$ Мвт – установленная мощность Чагдайской ГЭС;
 $k_N = 8,5$ – коэффициент мощности;
 $H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС, который 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

$Q_{НБ}, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{НБ}, \text{м}$	$H^{\nabla НПУ}, \text{м}$	$H^{\nabla УМО}, \text{м}$	$H^p, \text{м}$	$H_{ГЭС}, \text{м}$	$Q_{ГЭС}, \text{м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{м}$	$Q_{ГЭС}, \text{м}^3/\text{с}$
0	180,00	29,70	18,0	28,2	32,2	1352	25,2	1727
150	180,29	29,41	17,7	27,9	31,7	1373	24,2	1693
300	180,57	29,13	17,4	27,6	31,2	1395	22,7	1639
450	180,85	28,85	17,1	27,3	30,7	1418	21,2	1584
600	181,12	28,58	16,9	27,1	30,2	1441	19,7	1527
750	181,39	28,31	16,6	26,8	29,7	1466	18,2	1468
900	181,65	28,05	16,3	26,5	29,2	1491	16,7	1406
1050	181,91	27,79	16,1	26,3	28,7	1517	15,2	1342
1200	182,16	27,54	15,8	26,0	28,2	1544	13,7	1274
1350	182,41	27,29	15,6	25,8	27,7	1571	12,2	1202
1500	182,65	27,05	15,3	25,5	27,2	1600	10,7	1126
1650	182,89	26,81	15,1	25,3	26,7	1630	9,2	1044
1800	183,13	26,57	14,9	25,1	26,2	1661	7,7	955
1950	183,35	26,35	14,6	24,8	25,7	1694	6,2	857
2100	183,58	26,12	14,4	24,6	25,2	1727	4,7	746

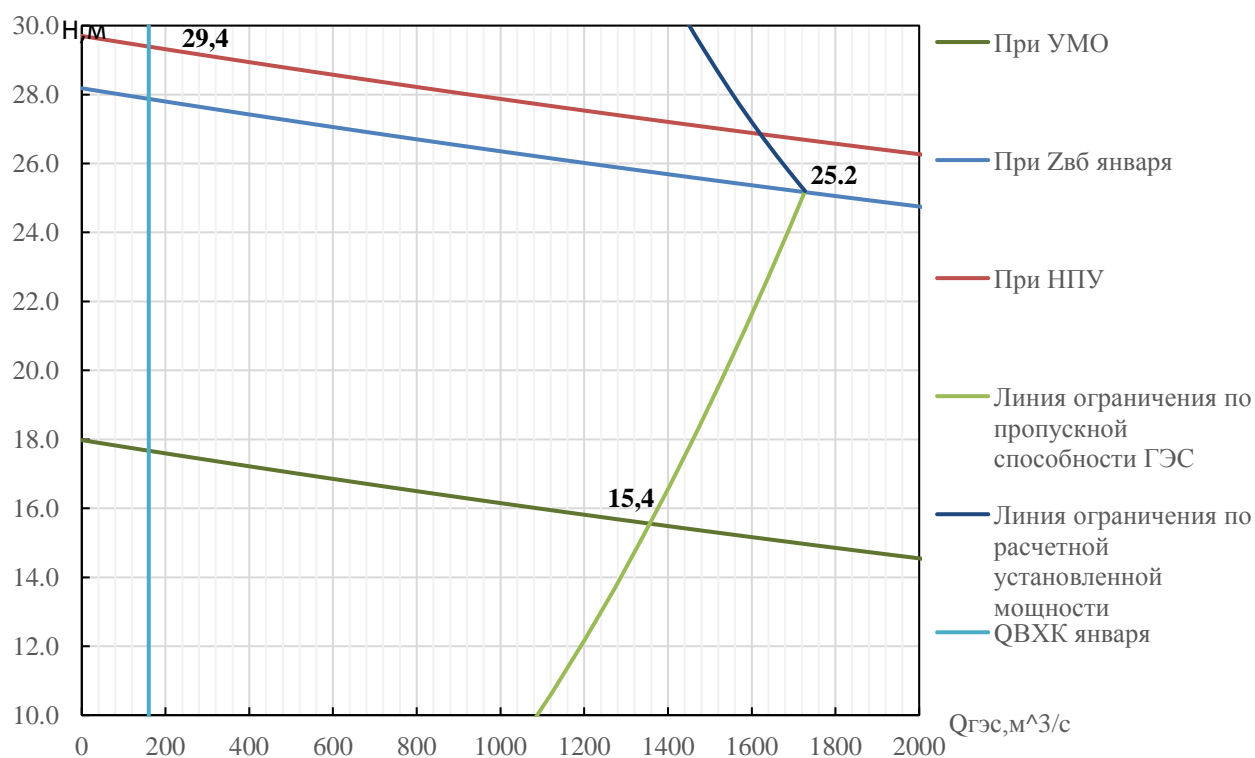


Рисунок 3.1 – Режимное поле Чагдайской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

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

$$H_{max} = 29,4 \text{ м.}$$

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

$$Q^{max} = 1727 \text{ м}^3/\text{с.}$$

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

$$H_p = 25,2 \text{ м.}$$

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

$$H_{min} = 15,4 \text{ м.}$$

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

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.

Диапазону напоров соответствует ПЛ 30а-В и ПЛ 30б-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ30а-В	Турбина ПЛ30б-В
Максимальный напор	$H_{пред}$	30	30
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{ мин}^{-1}$	126	130
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мо}$	0,886	0,890
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{ л/с}$	1770	1820

Продолжение таблицы 3.2

Параметр		Турбина ПЛ30а-В	Турбина ПЛ30б-В
Приведенный диаметр РК	$D'_{1м}, м$	0,46	0,46
Коэффициент кавитации	σ	1,0	1,0
Напор модельной турбины	$H_m, м$	4	8
Коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	1,51	0,899

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{\nu_n}{\nu_m}} \right), \quad (3.4)$$

где $\eta_m, D_{1м}, H_m$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_m, ν_n – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_n и t_m (таблица 3.2);

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (для поворотно-лопастных гидротурбин $\varepsilon = 0,75$).

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1р} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N} \eta_T \eta_G^{cp}, \quad (3.5)$$

где $Q'_{1р}$ – приведенный расход в расчетной точке;

η_G^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_T = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{гэс}^{уст}}{N_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{гэс}^{уст} = 370$ МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону Z_a . Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}, \quad (3.7)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Iр} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где $n'_{Iр}$ – 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 точки.

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

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:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

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:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T\text{ ср}}}. \quad (3.10)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии $n'_{Iр}$, чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Рассчитанные величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицы приложения 1 и 2.

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, а также учитывая подходящий гидрогенератор под рассматриваемую турбину, принимается турбина ПЛ30б-В с диаметром рабочего колеса $D_1=7,1$ м, количество агрегатов $Z_a = 4$, синхронная частота вращения $n_c = 100$ об/мин.

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационной работы.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Полное представление о таких режимах дает кавитационная характеристика, которая представляет собой совмещение кривой связи нижнего бьефа и характеристики $H_S(Q_{НБ})$ при различном числе работающих агрегатов ГЭС.

Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H + Z_{Х.Пл.}, \quad (3.12)$$

где $B = 10,3$ м – барометрическое давление;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

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

H – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{НБ}(Q_{НБ})$;

$Z_{Х.Пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, выражение (для поворотно-лопастных гидротурбин $Z_{Х.Пл.} = 0$).

Минимальная приведённая частота вращения:

$$n'_I = \frac{100 \cdot 7,1}{\sqrt{29,4 \cdot 1,04}} = 128,27 \text{ мин}^{-1}.$$

Для этой точки:

$$\sigma = 0,42.$$

$$Z_{НБ}(Q_{НБ}) = 180,74 \text{ м.}$$

Пользуясь формулой (3.12) определяется высота отсасывания:

$$H_S = 10,3 - \frac{180,74}{900} - 0,42 \cdot 29,4 - 1,5 = -3,75 \text{ м.}$$

Расчётная приведённая частота вращения:

$$n'_I = \frac{100 \cdot 7,1}{\sqrt{25,2 \cdot 1,04}} = 138,54 \text{ мин}^{-1}.$$

Для этой точки:

$$\sigma = 0,61.$$

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 180,83 \text{ м.}$$

Пользуясь формулой (3.12) определяется высота отсасывания:

$$H_S = 10,3 - \frac{180,83}{900} - 0,61 \cdot 25,2 - 1,5 = -6,77 \text{ м.}$$

Данный режим соответствует на режимном поле расчётной точке.

Максимальная приведённая частота вращения:

$$n'_I = \frac{100 \cdot 7,1}{\sqrt{15,4 \cdot 1,04}} = 177,23 \text{ мин}^{-1}.$$

Для этой точки:

$$\sigma = 0,425$$

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 180,55 \text{ м.}$$

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,3 - \frac{180,55}{900} - 0,425 \cdot 15,4 - 1,5 = 2,05 \text{ м.}$$

Выбирается наименьшее значение высоты отсасывания:

$$H_S = -6,77 \text{ м.}$$

3.4 Определение геометрических размеров проточной части

По чертежу проточной части (приложение 4) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 1,352 \cdot D_1 = 1,352 \cdot 7,1 = 9,6 \text{ м.} \quad (3.13)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,663 \cdot D_1 = 1,663 \cdot 7,1 = 11,81 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 187,5^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,695 \cdot D_1 = 2,695 \cdot 7,1 = 19,13 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 3,794 \cdot D_1 = 3,794 \cdot 7,1 = 26,94 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,765 \cdot D_1 = 2,765 \cdot 7,1 = 19,63 \text{ м.} \quad (3.17)$$

По полученным данным, учитывая остальные параметры проточной части (приложение Б) строится бетонная спиральная камера.

3.5 Выбор типа маслonaпорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслonaпорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС.

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

По номограмме [2] определяется тип маслonaпорной установки:

МНУ 16/1 – 40.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 16/1-40 вместимостью 16 м³, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа=40 кгс/см².

3.6 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме [2] определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭГРК (для ГА с двумя регулируемыми органами). Диаметр главного золотника 150 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-150.

3.7 Выбор гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения. Принимаем гидрогенератор типа СВ-1160/135-60.

3.8 Определение параметров и размеров гидрогенератора

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.18)$$

где $\cos\varphi = 0,8$.

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c}, \quad (3.19)$$

где n_c – синхронная частота гидрогенератора.

Номинальная мощность:

$$S_H = \frac{N_{ген}}{\cos\varphi} = \frac{103}{0,8} = 128,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.18)$$

Число полюсов:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{100} = 60. \quad (3.21)$$

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{128,75}{60} = 2,15 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.22)$$

Полюсное деление:

$$\tau^* = \frac{\pi D_i}{2p}. \quad (3.23)$$

Полюсное деление зависит от удельной нагрузки и способа охлаждения:

$$\tau^* = AS^{*\alpha} = 0,456 \cdot 2,15^{0,239} = 0,548 \text{ м}. \quad (3.24)$$

где A и α – эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,548 \cdot 60}{3,14} = 10,47 \text{ м}. \quad (3.25)$$

Остальные параметры гидрогенератора представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры гидрогенератора

Тип гидрогенератора	$S_{ном}$, МВА	$P_{ном}$, МВт	$\cos\phi$	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$n_{ном}$, об/мин	Диаметр статора, мм	Высота, мм
СВ-1160/135-60	128.7	103	0.8	13.8	5.38	100	13100	8100

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Главная электрическая схема Чагдайской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать основным требованиям:

1. Надежность и безотказность в работе
2. Маневренность схемы т.е. возможность лёгкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы, как в эксплуатации, так и при расширении станции, ремонтпригодность;
3. Простота и наглядность;
4. Экономичность, минимум затрат на ресурсы и времени на строительство РУ.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций.

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.

Для рассмотрения принимаются две схемы, представленные на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

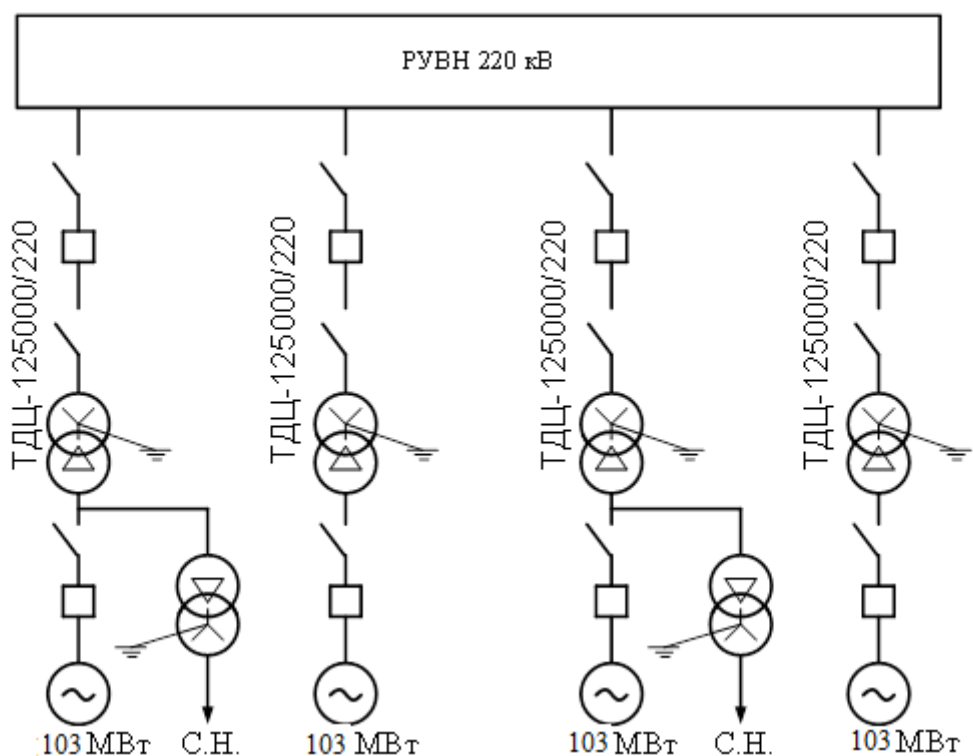


Рисунок 4.1 – Структурная схема электрических соединений с единичными блоками

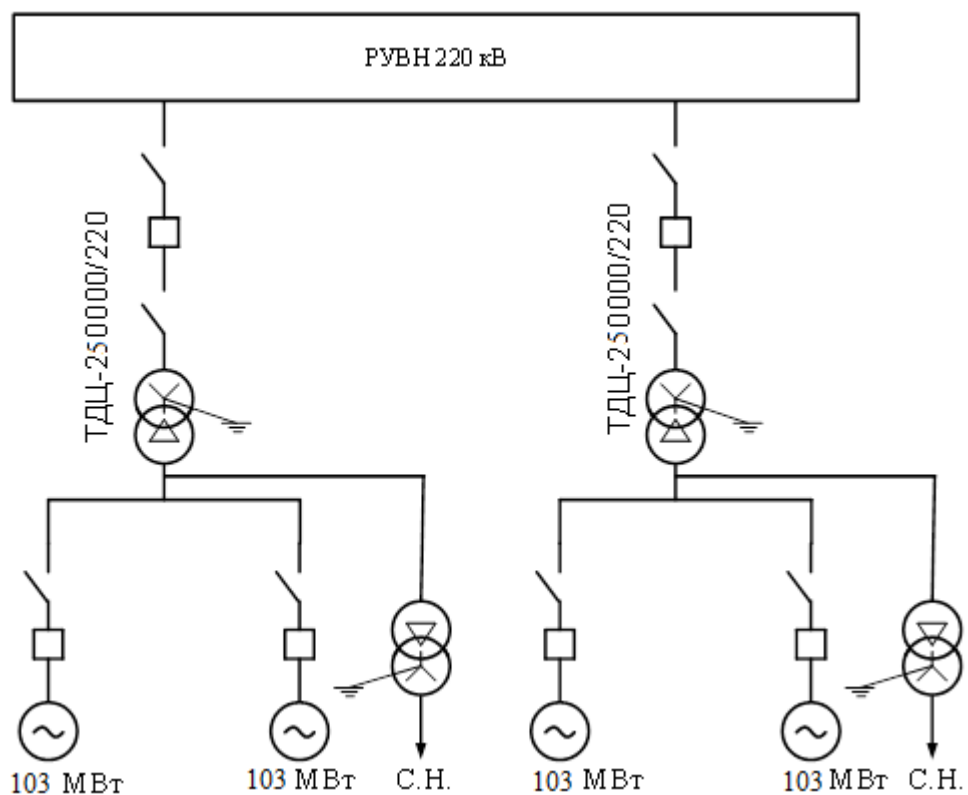


Рисунок 4.2 – Структурная схема электрических соединений с объединенными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ГНОМ}} - P_{\text{С.Н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{103 - 3,09}{0,8} = 124,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{С.Н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 125000/220-У1. Паспортные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Паспортные данные трансформатора ТДЦ 125000/220-У1

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	242	13,8	11	380	135	0,5

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ ч/год}. \quad (4.2)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8735 = 1179,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.3)$$

где $n_{\text{Т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ТНОМ}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{124,8}{125}\right)^2 \cdot 3411 = 1292 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.4)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И_{\text{пот.СН1}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{ХХ}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{Н}}, \quad (4.5)$$

$$I_{\text{пот}} = 5,47 \cdot 1179,2 + 5,47 \cdot 1292 = 13517 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}},$$

где β_1, β_2 – стоимость одного кВт · ч электроэнергии.

Для 4-х блоков:

$$I_{\text{пот1}} = 4 \cdot 13517 = 54068 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.2 Схема с объединёнными блоками с трансформатором на 2 генератора

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{2 \cdot (103 - 3,09)}{0,8} = 249,7 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.6)$$

где $P_{\text{с.н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 250000/220. Паспортные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Паспортные данные трансформатора ТДЦ 250000/220

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
250	242	13,8	11	650	240	0,45

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 3411 \frac{\text{ч}}{\text{год}}, \quad (4.7)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,24 \cdot 8723 = 2093,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.8)$$

где $n_{\text{Т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,65}{1} \cdot \left(\frac{249,7}{250}\right)^2 \cdot 3411 = 2211,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного объединенного блока:

$$I_{\text{пот.СН1}} = 5,47 \cdot 2093,5 + 5,47 \cdot 2211,8 = 23550 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Для 2-х блоков:

$$I_{\text{пот.СН2}} = 2 \cdot 23550 = 47100 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.3 Выбор трансформаторов СН

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 3 % от $S_{\Gamma \text{ ном}}$:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,03 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 0,03 \cdot \frac{103}{0,8} = 3863 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.10)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Тс.н.}} \geq S_{\text{с.н.}}$$

Выбираем трансформатор в соответствии с Технической политикой «РусГидро».

Выбирается трансформатор ТСЗ-4000/10 У1 . Паспортные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Паспортные данные трансформатора ТСЗ-4000/10 У1

$S_{\text{НОМ}}, \text{ МВ} \cdot \text{ А}$	$U_{\text{Н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{ кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
4	10,5	6,3	6,5	33,5	5,2

4.4 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ-1160/135-60 производства НПО "ЭЛСИБ".

Таблица 4.4 - Паспортные данные генератора СВ-1160/135-60.

Номинальная мощность, МВ·А		$U_{\Gamma \text{ ном}}, \text{ кВ}$	$\cos \varphi_{\Gamma}, \text{ о.е.}$	Индуктивные сопротивления		
$S_{\Gamma \text{ ном}}$	$P_{\Gamma \text{ ном}}$			$x_{\text{д}}''$	$x_{\text{д}}'$	$x_{\text{д}}$
128,7	103	13,8	0,8	0,22	0,32	1,05

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = t \cdot K_{\text{ОРУ}} + n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}, \quad (4.11)$$

где K_{T} – стоимость силовых трансформаторов;
 $K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;
 $K_{\text{ОРУ}}$ – стоимость ячейки ОРУ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек ОРУ

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком по формуле (4.11):

$$K_1 = 30 \cdot 120800 + 4 \cdot 1200 + 2 \cdot 15800 = 3660400 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с объединенным блоком по формуле (4.11):

$$K_2 = 30 \cdot 280600 + 2 \cdot 2925 + 2 \cdot 15800 = 8455450 \text{ тыс. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_{\text{н}} \cdot K_i + I_i, \quad (4.12)$$

где $E_{\text{н}}$ – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям. Принимается равным процентной ставке за хранение средств в банке α (по приказу Минстроя); в настоящее время $E_{\text{н}} = 0,15$.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.12):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 3660400 + 117821 = 666881 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком по формуле (4.12):

$$Z_2 = 0,15 \cdot 8455450 + 44171,2 = 1312488 \text{ тыс. руб.}$$

Из сравнения экономических показателей рассмотренных вариантов блочных схем видно, что предпочтительнее вариант 1 – схема с простыми блоками. Этот вариант является более экономичным.

4.6 Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{CH}); \quad (4.13)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot (128,7 - 3,86) = 499,36 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,8.$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} = \frac{499,36}{(1,2 \cdot 135 / 0,8)} = 2,47 \text{ шт.} \quad (4.14)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 2 + 1 = 3$ шт.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{499,36}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 230} = 0,417 \text{ кА.} \quad (4.15)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\Gamma} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 417 = 437,8 \text{ А} \quad (4.16)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_{\Gamma} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока выбираем провод АС – 240/32. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 695 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.17)$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{499,36}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,655 \text{ кА}.$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.7 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 150 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-220 кВ –7:

- 3 ВЛ 220 кВ;

- 4 блока;

В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", применяем схему с двумя рабочими системами шин и обходной, рекомендуемая схема 13Н. В общем виде представлена на рисунке 4.3.

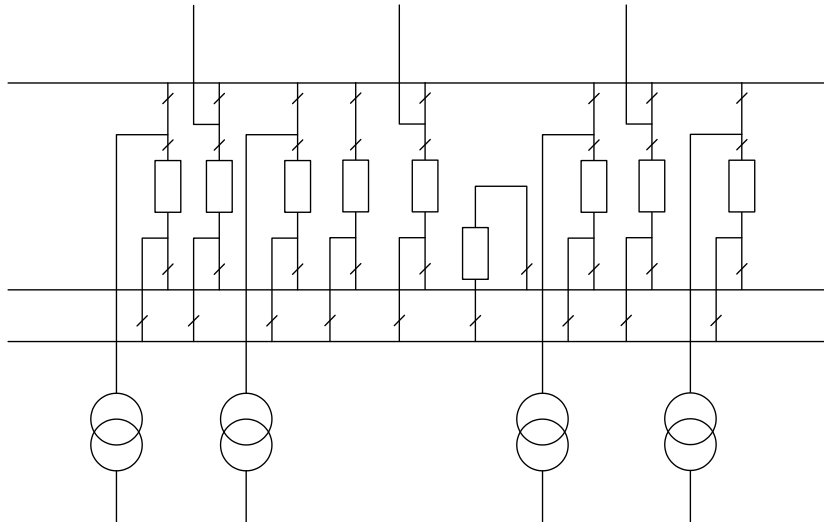


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ-220 кВ

4.8 Расчёт токов короткого замыкания

4.8.1 Расчёт в программном комплексе «RastrWin»

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Схема для расчёта в программном комплексе представлена на рисунке 4.4

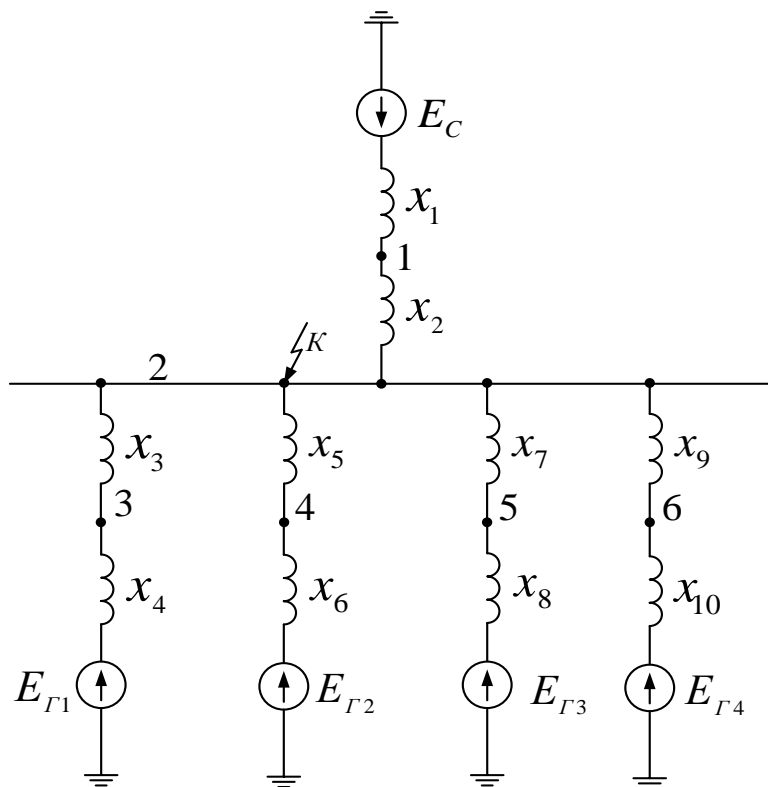


Рисунок 4.4 - Схема для расчёта в программном комплексе RastrWin

Сопротивление генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{баз}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.18)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{\Gamma}}, \quad (4.19)$$

где x_d'' – сверхпереходное продольное сопротивление генератора;
 $U_{\text{баз}}$ – базисное напряжение генератора;
 $T_{\Gamma} = 0,045\text{с}$ – постоянная времени для гидрогенератора;
 $S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность генератора.

$$x_{\Gamma} = 0,22 \cdot \frac{15,75^2}{92,2} = 0,59 \text{ Ом},$$

$$r_{\Gamma} = \frac{0,59}{314,2 \cdot 0,045} = 0,04 \text{ Ом}.$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.20)$$

$$r_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (4.21)$$

где $u_{\text{к}\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;
 $U_{\text{ВН}}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора;
 $S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность трансформатора;
 $\Delta P_{\text{к}}$ – потери короткого замыкания трансформатора.

$$x_{\text{T}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{T}} = 0,38 \cdot \frac{242^2}{125^2} = 1,42 \text{ Ом}.$$

Сопротивление системы:

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{к.з}}}, \quad (4.22)$$

$$r_{\text{с}} = \frac{x_{\text{с}}}{20}, \quad (4.23)$$

где $U_{\text{б}}$ – базисное напряжение системы;
 $S_{\text{к.з}}$ – мощность короткого замыкания системы;

$$x_c = \frac{230^2}{150} = 352,70 \text{ Ом},$$

$$r_c = \frac{352,70}{20} = 17,70 \text{ Ом}.$$

Удельные сопротивления проводов воздушных линий АС 240/32:

$$x_{o,уд} = 0,435 \text{ Ом/км},$$

$$r_{o,уд} = 0,121 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление воздушной линии 220 кВ:

$$x_{вл} = \frac{x_{o,уд} \cdot l}{n}, \quad (4.24)$$

$$r_{вл} = \frac{r_{o,уд} \cdot l}{n}, \quad (4.25)$$

где l – длина электропередачи.

$$x_{вл} = \frac{0,435 \cdot 95}{3} = 13,8 \text{ Ом},$$

$$r_{вл} = \frac{0,121 \cdot 95}{3} = 3,8 \text{ Ом}.$$

ЭДС генераторов:

$$E_g = 1,13 \cdot U_6, \quad (4.26)$$

где U_6 – базисное напряжение генератора.

$$E_g = 1,13 \cdot 15,75 = 17,8 \text{ кВ}.$$

ЭДС системы:

$$E_c = 230 \text{ кВ}.$$

На рисунках 4.5, 4.6, 4.7 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета, а на рисунках 4.8, 4.9 и 4.10 представлены результаты расчёта.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Система		230
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Шина 220 кВ		230
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Г1		14
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Г2		14
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Г3		14
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	Г4		14

Рисунок 4.5 - Узлы

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	1	2		Система - Шина 220 кВ	3,80	13,80
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Шина 220 кВ - Г1	1,42	51,54
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	4		Шина 220 кВ - Г2	1,42	51,54
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	5		Шина 220 кВ - Г3	1,42	51,54
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	6		Шина 220 кВ - Г4	1,42	51,54

Рисунок 4.6 - Ветви

	S	s0	N арм	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	3	0,040	0,590	0,040	0,59	0,040	0,59	17,800
2			2	Г2	4	0,040	0,590	0,040	0,59	0,040	0,59	17,800
3			3	Г3	5	0,040	0,590	0,040	0,59	0,040	0,59	17,800
4			4	Г4	6	0,040	0,590	0,040	0,59	0,040	0,59	17,800
5			5	С	1	17,700	352,700	17,700	352,70	17,700	352,70	230,000

Рисунок 4.7 - Генераторы

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	2			3,5366	-86,67

Рисунок 4.8 - Состав для трёхфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	3			41,9929	-86,92

Рисунок 4.9 - Состав для трёхфазного КЗ

Узлы/Несим/МД									
Ветви/Несим/МД									
Генератор/Несим									
Состав/Несим									
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1		1	1	1ф	2			1,7683	-86,67

Рисунок 4.10 - Состав для однофазного КЗ

Ток ударный:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_y, \quad (4.27)$$

$$r_c = \frac{x_c}{20}, \quad (4.28)$$

где k_y – ударный коэффициент;

I_{n0} – начальное значение переодической составляющей тока КЗ;

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}. \quad (4.29)$$

$$T_{a,эк} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}}. \quad (4.30)$$

$$x_{12} = x_1 + x_2 = 352,67 + 13,78 = 366,44 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

$$r_{12} = r_1 + r_2 = 17,64 + 3,83 = 21,46 \text{ Ом}. \quad (4.32)$$

$$x_{34} = x_3 + x_4 = 51,54 + 0,59 = 52,13 \text{ Ом}, \quad (4.33)$$

$$r_{34} = r_3 + r_4 = 1,42 + 0,04 = 1,47 \text{ Ом}. \quad (4.34)$$

$$x_{3-13} = \frac{x_{34}}{n} = \frac{52,13}{4} = 13,03 \text{ Ом}, \quad (4.35)$$

$$r_{3-13} = \frac{r_{34}}{n} = \frac{1,47}{4} = 0,37 \text{ Ом}. \quad (4.36)$$

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{12} \cdot x_{3-13}}{x_{12} + x_{3-13}} = \frac{366,44 \cdot 13,03}{366,44 + 13,03} = 12,59 \text{ Ом}, \quad (4.37)$$

$$r_{\Sigma} = \frac{r_{12} \cdot r_{3-13}}{r_{12} + r_{3-13}} = \frac{21,47 \cdot 0,37}{21,47 + 0,37} = 0,36 \text{ Ом}. \quad (4.38)$$

$$T_{a,эк} = \frac{12,59}{314,2 \cdot 0,36} = 0,110 \text{ с.}$$

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,110}} = 1,914.$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,291 \cdot 1,914 = 14,321 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К-3 при коротком замыкании:

$$x_{5-13} = \frac{x_{56}}{n} = \frac{52,13}{3} = 17,38 \text{ Ом,} \quad (4.39)$$

$$r_{5-13} = \frac{r_{56}}{n} = \frac{1,47}{3} = 0,49 \text{ Ом} \quad (4.40)$$

$$x_{14} = \frac{x_{12} \cdot x_{5-13}}{x_{12} + x_{3-13}} = \frac{366,44 \cdot 17,38}{366,44 + 17,38} = 16,59 \text{ Ом,} \quad (4.41)$$

$$r_{14} = \frac{r_{12} \cdot r_{5-13}}{r_{12} + r_{5-13}} = \frac{21,46 \cdot 0,49}{21,46 + 0,49} = 0,48 \text{ Ом} \quad (4.42)$$

$$x_{15} = x_{14} + x_3 = 16,59 + 51,54 = 68,13 \text{ Ом,} \quad (4.43)$$

$$r_{15} = r_{14} + r_3 = 0,48 + 1,42 = 1,9 \text{ Ом.} \quad (4.44)$$

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{15} \cdot x_4}{x_{15} + x_4} = \frac{68,13 \cdot 0,59}{1,9 + 0,59} = 0,59 \text{ Ом,} \quad (4.45)$$

$$r_{\Sigma} = \frac{r_{15} \cdot r_4}{r_{15} + r_4} = \frac{1,9 \cdot 0,04}{1,9 + 0,04} = 0,04 \text{ Ом} \quad (4.46)$$

$$T_{a,эк} = \frac{0,59}{314,2 \cdot 0,04} = 0,046 \text{ с.}$$

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a,эк}}} = 1,803. \quad (4.47)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 41,992 \cdot 1,803 = 107,083 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы представим в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

Точка КЗ	T_a	$i_y, \text{кА}$	$I_{п0}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{п0}^{(1)}, \text{кА}$
К-2	0,111	14,321	3,536	5,291
К-3	0,046	107,083	41,992	—

4.9 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения.

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

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) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов.

4.9.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г4:

$$I_{Г, \text{раб. макс}} = 1,05 \cdot I_{Г, \text{ном}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г, \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г, \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{128,7}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5,65 \text{ кА} \quad (4.48)$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ 125000/220 У1:

$$I_{Т1-Т2, \text{раб. макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т, \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т, \text{ном}} \cdot K_T} = 1,05 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 17,5} = 20 \text{ А.} \quad (4.49)$$

Рабочий ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{Л1-Л2, \text{раб. макс}} = \frac{S_{\text{раб. макс}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\Gamma1-\Gamma4} - S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4 \cdot (128,7 - 3,86)}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = 436 \text{ А}; \quad (4.50)$$

$$I_{Л1-Л2, \text{раб. утж}} = \frac{S_{\Gamma1-\Gamma4} - S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4 \cdot (128,7 - 3,86)}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 655 \text{ А}. \quad (4.51)$$

4.10 Выбор и проверка электрических аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения

4.10.1 Выбор выключателей

В качестве коммутационного аппарата распределительного устройства примем баковый элегазовый выключатель ВЭБ-220 производства «Уралэлектротяжмаш».

Выключатели применяются в открытых распределительных устройствах 220 кВ. Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 220 кВ.

Выключатель комплектуется встроенным трансформатором тока типа ТВГ-220, которые устанавливаются на вводы выключателя. На полюсы выключателя устанавливается шесть трансформаторов тока.

Паспортные данные выключателя ВЭБ-220 представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6- Паспортные данные выключателя ВЭБ-220

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{наиб. раб}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$I_{\text{ном откл}}, \text{кА}$
220	252	3150	50

Выполним проверку по току термической стойкости:

$$W_{\text{к, норм}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}, \quad (4.52)$$

где $t_{\text{T}}=4 \text{ с}$;

$I_{\text{T}}=50 \text{ кА}$ – ток термической стойкости.

$$W_{\text{к, норм}} = 50^2 \cdot 4 = 10000 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$$W_{\text{к, расч}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{в}} + t_{\text{рз}}); \quad (4.53)$$

$$W_{\text{к, расч}} = 6,9^2 \cdot (3 + 0,01) = 143,55 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$$W_{\text{к, норм}} > W_{\text{к, расч}}$$

Выключатель проходит проверку на термическую стойкость.

4.10.2 Выбор разъединителей

Выбираем разъединитель РГ- 220 производства «ЗЭТО».

Разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа РГ- 220 предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 220, с созданием видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей как с одной стороны, так и с двух сторон.

Серия разъединителей РГ- 220 на номинальное напряжение 220 кВ сертифицирована для российского рынка. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ Р 52726-2007, а также полностью адаптированы к российским условиям.

Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Паспортные данные разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7- Паспортные данные разъединителя РГ-220/1000 УХЛ1

$U_{ном}, кВ$	$I_{ном}, А$	$I_{терм}, кА$	$I_{дин}, кА$
220	1000	31,5	80

4.10.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбираем трансформатор напряжения ЗНОГ-220 производства «ЗЭТО».

Трансформатор напряжения серии ЗНОГ-220 заземляемый однофазный с газовой изоляцией, предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 220 кВ.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 3Р;
- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальная мощность В·А: 150.

4.10.4 Выбор ограничителя перенапряжения

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений.

Ограничители перенапряжений предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 220 кВ.

Устанавливаем ОПН-П1-220/146/10/550 производства «Балтэнерго».

4.11 Выбор и проверка электрических аппаратов на генераторном напряжении

4.11.1 Выбор выключателей

В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении примем элегазовый выключатель ВГГ-15 производства «Электроаппарат».

Генераторный выключатель элегазовый типа ВГГ-15, предназначен для эксплуатации в электроустановках номинальным напряжением 15 кВ.

Паспортные данные выключателя ВГГ-15 представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8- Паспортные данные выключателя ВГГ-15

$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{наиб.раб}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{ном откл}}$, кА
15	17,5	6300	50

4.11.2 Выбор разъединителей

Выбираем разъединитель РВРЗ-20 производства «ЗЭТО».

Разъединители внутренней установки рубящего типа РВРЗ-20, предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи, находящихся под напряжением, а так же заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей.

Паспортные данные разъединителя РВРЗ-20 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9- Паспортные данные разъединителя РВРЗ-20

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{терм}}$, кА	$I_{\text{дин}}$, кА
20	8000	100	250

4.11.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ-15 производства «Свердловский завод трансформатора тока».

Заземленный однофазный трансформатор напряжения с литой изоляцией ЗНОЛ-15, предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 15 кВ.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 3Р;
- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальная мощность В· А: 25.

4.11.4 Выбор ограничителя перенапряжения

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений.

Ограничители перенапряжений предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 220 кВ.

Устанавливаем ОПН-15/17,5/10/550 УХЛ1 производства ООО «Балтэнерго».

4.11.5 Выбор трансформаторов тока

Выбираем трансформатор тока ТШЛ-20 производства «Электрощит».

Шинный трансформатор тока с литой изоляцией ТШЛ-20, предназначен для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты автоматики, сигнализации и управления, служит для использования в электрических установках переменного тока на класс напряжения 20 кВ.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 10Р;
- Номинальное ток вторичной обмотки В: 5.

4.11.6 Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора

Выбираем, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ» (г. Москва), микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3.

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбираем отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ ромсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

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 автоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

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

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе ГГ СВ-1160/135-60:

- 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 ТДЦ-125000/220:

- 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 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 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 220 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 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_N$) 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: $I_{НОМ} = 5380$ А.

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

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{CP,0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

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

где $K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.2)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

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

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:

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

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;

$$I_{МАКС} = \frac{E''_Г}{x''_d} \cdot I_H. \quad (5.4)$$

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

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,1}{0,22} \cdot 5380 = 2690 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T} = \frac{2690 \cdot 2}{26900} \quad (5.5)$$

$$K_T > 0,2,$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора ($I_T = I_{МАКС}$).

Принимаем уставку $K_T = 0,3$

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.6)$$

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

$$V \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.7)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

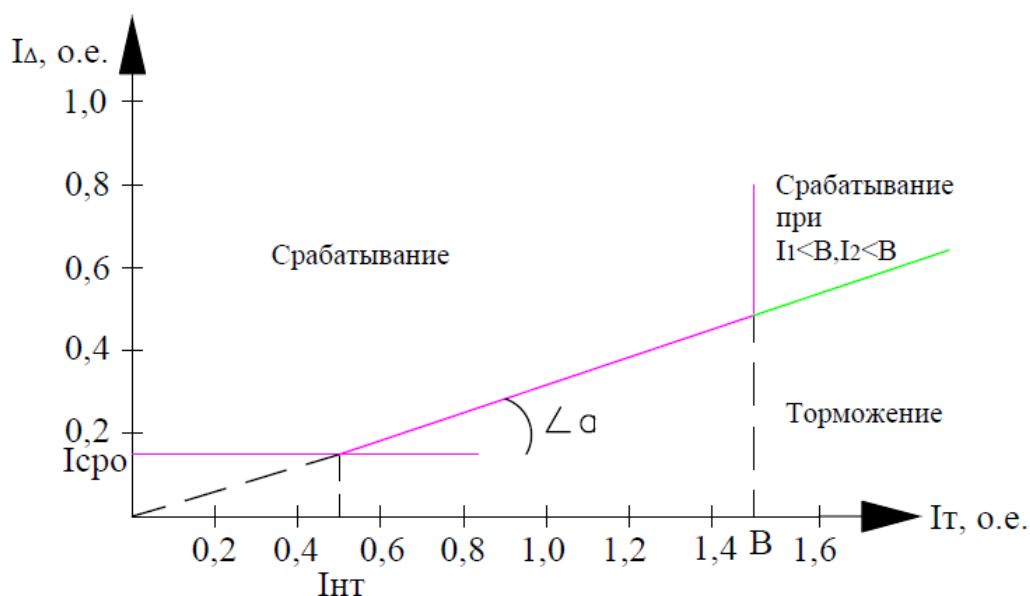


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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 ($U_N (U_0)$)

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 (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков

обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ 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 ($U_{0\text{эл.ст.}}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет $U_{0\text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

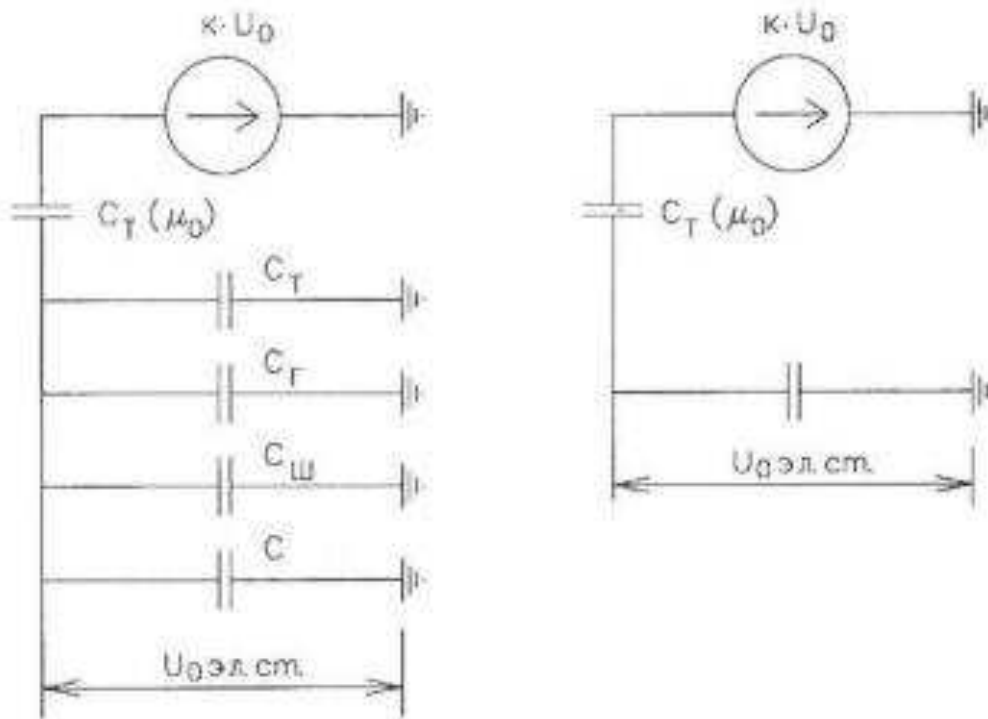


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора:

- C_T – 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:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_T + C_{ш} + C_{ВГ} + C_{ВТ} = 0,0072 + 1,02 + 0,008 + 0,26 + 0,13 \quad (5.8)$$

$$C_{\Sigma} = 1,425 \text{ мкФ/фазу}$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.9)$$

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:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ}, \quad (5.10)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 10,7 \text{ А}. \quad (5.11)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46574 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,425} = 146,1 \text{ В}.$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}}, \quad (5.12)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 146,1}{\frac{13,8}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,1}{3}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,9,$$

где $K_{\text{Н}} = 1,5$ – коэффициент надежности;

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

$K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемая 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 :

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

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:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.14)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.15)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 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_{*2} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.16)$$

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:

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ($I_{2\text{СИГН}}$) срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,08$; $I_{2\text{СИГН}} = 0,08 \cdot I_H$.

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) 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 $t_{\text{МАКС}} = 600$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.18)$$

Уставка равна:

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

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

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

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2ПУСК} = 0,15$:

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

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

$$t_{ср} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \tag{5.21}$$

$$A_{ио} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{ср}. \tag{5.22}$$

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.

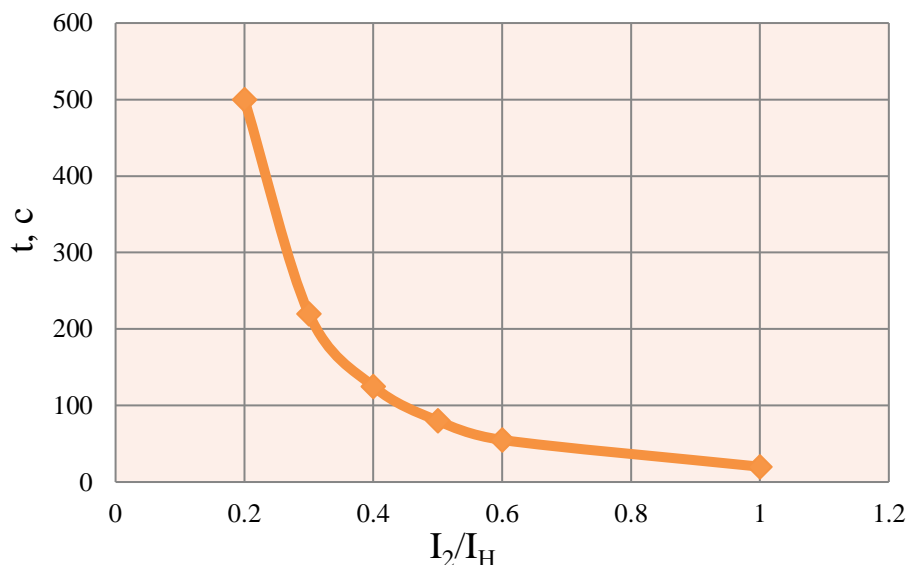


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + x_{\text{T}})} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,22 + 0,32 + 0,16)} = 1,1 \text{ о. е.}, \quad (5.23)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

x_{Γ} - сопротивление обратной последовательности генератора;

x_{T} - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.24)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{\text{МИН}} = I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma\Gamma}}{2(x_{\text{Л}} + x_{\Sigma\Gamma})} + \frac{E_{\text{С}}}{(x_{\text{С}} + \frac{x_{\text{Л}}}{n-1})^2} \quad (5.25)$$

$$I_{*}^{\text{МИН}} = \frac{1,1}{2(0,09 + 0,032)} + \frac{0,956}{\left(1,3 + \frac{0,09}{4-1}\right)^2} = 5,785 + 0,357 = 5,21 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{Г}} = \frac{S_{\text{Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ГІ}}} = \frac{370}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,929 \quad (5.26)$$

$$I_{\text{МИН.Г}} = I_{*}^{\text{МИН}} / (N_{\text{ген}} + N_{\text{Л}}) = 5,21 / 8 = 0,651 \text{ о.е.} \quad (5.27)$$

$$I_{\text{МИН}} = I_{*}^{\text{МИН}} \cdot I_{\text{Г}} = 0,651 \cdot 0,929 = 0,604 \text{ кА} \quad (5.28)$$

$$I_{2\text{С.З.}} \leq \frac{2 \cdot I_{\text{КЗ}}^{(2)} \cdot K_{\text{Г}}}{\frac{\sqrt{3}}{K_{\text{Ч}}}} = \frac{2 \cdot 0,604 \cdot 17,5}{\frac{\sqrt{3}}{1,2}} = 14,64 \text{ кА} \quad (5.29)$$

$$I_{2\text{С.З.}} = 1,25 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.30)$$

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 выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.31)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 0,98$ – 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:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.32)$$

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 (I_1) представлена на рисунке 5.4.

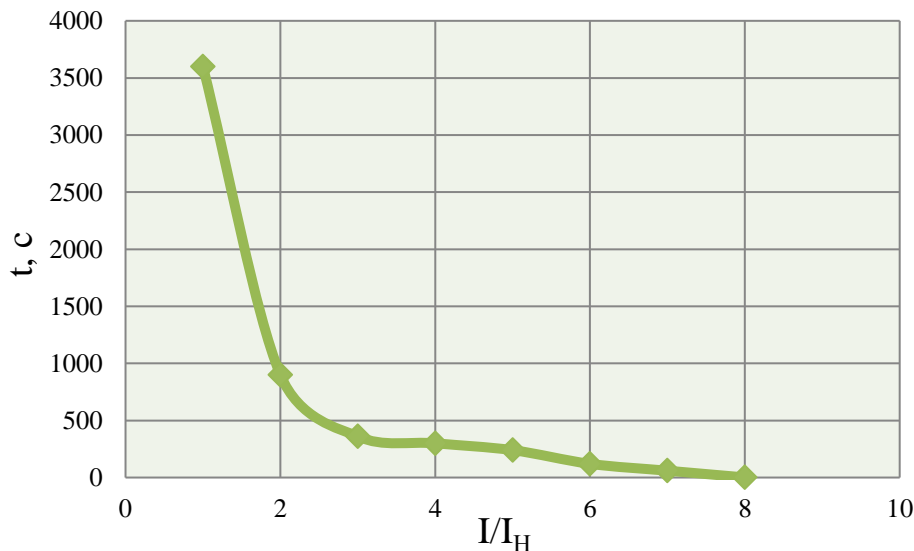


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,22 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.33)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_T <$. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66 \text{ В}. \quad (5.34)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.6 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

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 220 кВ. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Чагдайской ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 42,5 + \frac{0,8}{5} \cdot 9,7 = 35,5 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{л}^2 + r_{л}^2} = \sqrt{8,5^2 + 4,7^2} = 9,7 \text{ Ом} \quad (5.36)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{370} = 15,73 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{370}{370} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{370}{230^2} \cdot 9,7 = 0,098,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,098 \cdot 1,48 = 0,145 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{128,7} = 1,48$.

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,145 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,68 \text{ Ом}. \quad (5.38)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,7 \text{ Ом}$.

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:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7100} = 1,12 \text{ Ом},$$

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

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ($2 \cdot I_{\text{В.Н.}}$) и напряжения на зажимах статора $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$ (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,1 - 0,95}{1,05} = 3,09 \text{ о. е.}, \quad (5.39)$$

где $I_{\text{В.Х.Х.}}$ – 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:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{3,09} = 0,31 \text{ о. е.}, \quad (5.40)$$

$$\cos\varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 3,09} = 0,29, \quad (5.41)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{НАГР.Ф} = 73,14^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{CЗИ} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,31}{1,1} = 0,28 \text{ о. е.}, \quad (5.42)$$

$$Z_{CЗИ} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,28 \cdot \frac{13,8^2}{125} = 0,427 \text{ Ом.} \quad (5.43)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{CЗИ} = \frac{Z_{C.З.И} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,427 \cdot 8000/5}{13800/100} = 4,95 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 5 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{СМ1} = 0,204 \text{ Ом}$, $Z_{СМ2} = 0,6 \text{ Ом}$.

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 220 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.

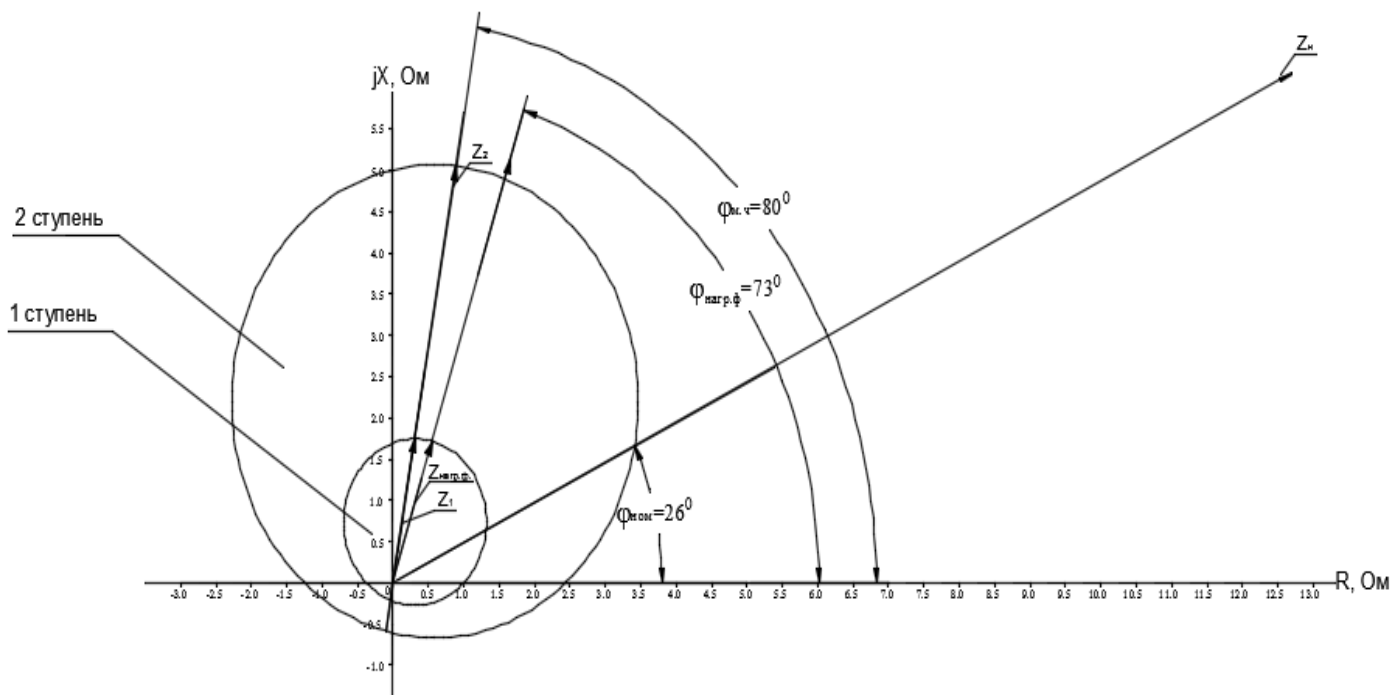


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.45)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,2 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.46)$$

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.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

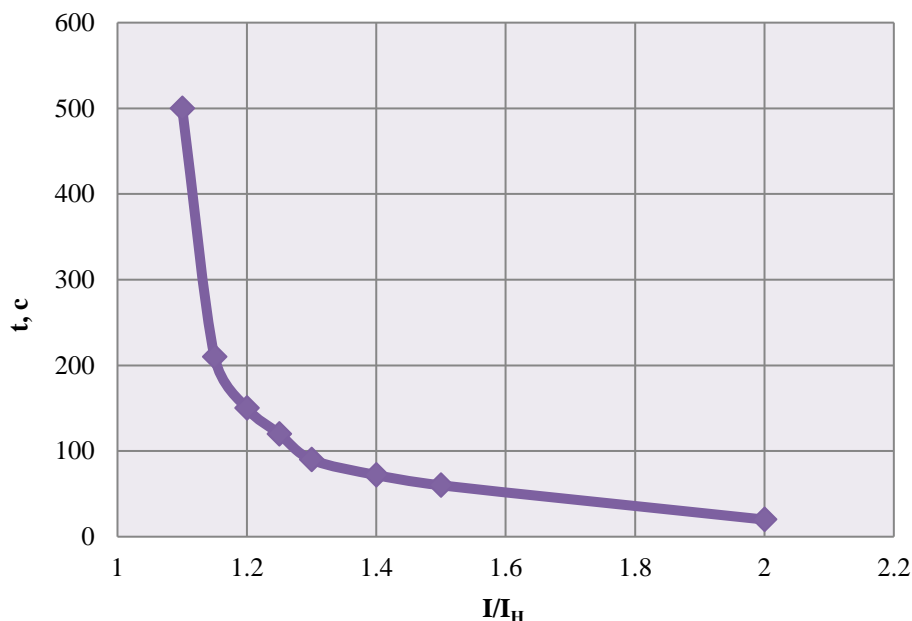


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.47)$$

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 ШЭ1110М производства «ЭКРА».

ШЭ1110М применяется для защит генераторов, трансформаторов и блоков средней мощности.

Комплекс содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы системы возбуждения в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями.

5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,5 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1,68 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	5,04 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,08 \cdot I_H$	0,27 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,5 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$1,25 \cdot I_H$	4,2 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,6 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	3,7 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22 \cdot I_{НОМ}$	4,1 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,098	1,7 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,28	5 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,01 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,2 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,5 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	8,21 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Матрица отключений защит

Действие		Отключение ВГ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ГСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Защиты	Обозначение								
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2						+	
		t_3	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1				+		
			t_2	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- стационарная часть плотины;
- правобережная бетонная плотина;
- левобережная бетонная плотина;
- русловое здание ГЭС.

6.2 Определение класса плотины и отметки гребня плотины

6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Для начала расчётов требуется определить класс будущего гидротехнического сооружения. Согласно СНиП «Плотины бетонные и железобетонные» [2] назначаем класс сооружения I по объёму водохранилища. Коэффициент надёжности для сооружений I класса [2]:

$$\gamma_n = 1,25.$$

6.2.2 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается:

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

где h_s – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в ВБ.

$$h_s = \nabla h_{\text{set}} + h_{\text{run}1\%} + 0,8, \quad (6.2)$$

где ∇h_{set} – высота ветрового нагона;

$h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности;

$h_{\text{run}1\%}$ – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1 % на откос грунтовой плотины;

Высота ветрового нагона:

$$\nabla h_{\text{set}} = k_W \frac{v_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где k_W – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра, $k_W = 2,01 \cdot 10^{-6}$;

v – Максимальная скорость ветра, $v = 13$ м/с;

L – длина разгона воды, $L = 1520$ м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, $\alpha = 0$;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{210 - 181,1}{2} = 14,45 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Определяем высоту ветрового нагона по формуле (6.3):

$$\nabla h_{\text{set}} = 2,01 \cdot 10^{-6} \frac{13^2 \cdot 1520}{9,81 \cdot 14,45} \cdot 1 = 0,004 \text{ м;}$$

$$\nabla h_{\text{set}} = 2,01 \cdot 10^{-6} \frac{13^2 \cdot 1520}{9,81 \cdot (14,45 + 0,5 \cdot 0,004)} \cdot 1 = 0,004 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности.

Вычисляем безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 1520}{13^2} = 88,2; \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{13} = 16230. \quad (6.6)$$

С помощью полученных значений определяется период волны и время, за которое развивается одна длина волны, для этого находятся величины, сведённые в таблицу 6.1.

Таблица 6.1.

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
2,1	0,025	4,0	0,08

Для определения периода волны T и средней высоты волны \bar{h} используются наименьшие значения из таблицы 2:

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 2,1 \Rightarrow T = \frac{2,1 \cdot V_w}{g} = \frac{2,1 \cdot 13}{9,81} = 2,78 \text{ с,} \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,025 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,025 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,025 \cdot 169}{9,81} = 0,43 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{2,78^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 12,07 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Выполняем проверку на глубоководность:

$$d > 0,5 * \bar{\lambda}_d,$$

$$14,45 > 0,5 * 12,07;$$

14,45 > 6,035 – условие выполнено.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,43 \cdot 2,1 = 0,9 \text{ м,} \quad (6.10)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику.

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%},$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые исходя из того, что конструкция крепления откосов – каменное, заложение верхового откоса грунтовой плотины равно 4 ;

k_{sp} – коэффициент, принимаемый в зависимости от скорости ветра и угла наклона откоса к горизонту;

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$, на глубокой воде и $\text{ctg } \varphi$.

$$k_r = 1, k_p = 0,9, k_{sp} = 1,1.$$

$$k_{run} = 1,1 \text{ при } \bar{\lambda}_d/h_{1\%} = 13,34.$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,1 \cdot 0,9 = 0,98 \text{ м}$$

Таким образом, подставляя найденные значение в формулу (6.2), получим:

$$h_s = 0,004 + 0,98 + 0,8 = 1,784 \text{ м,}$$

Тогда отметка гребня плотины:

$$\nabla_{ГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 210 + 1,784 = 211,784 \text{ м.}$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем $\nabla_{ГП} = 211,784 \text{ м.}$

6.3 Гидравлический расчет водосливной плотины

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Из исходных данных известен $Q_{\max\text{расч}0,1\%} = 4545 \text{ м}^3/\text{с}$.

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая, который должен пропускаться при НПУ с учетом пропуска через ГА

$$Q_{\text{расч}} = Q_{\max\text{расч}0,1\%} - Q_{\text{ГА}} \cdot (n - 1), \quad (6.11)$$

где $Q_{\max\text{расч}0,1\%}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{\text{ГА}}$ – расход через гидроагрегаты ГА;

n – количество гидроагрегатов.

$$Q_{\text{расч}} = 11098 - 435 \cdot (4 - 1) = 9793 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.12)$$

где $q_{\text{в}}$ – удельный расход на водосливе, равный

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}}, \quad (6.13)$$

где $q_{\text{р}}$ – удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = v_h \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 12,1 = 60,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.14)$$

где v_h – допустимая скорость на рисберме, $v_h = 5 \frac{\text{м}}{\text{с}}$;

$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 192,1 - 180 = 12,1 \text{ м}$ – глубина воды в НБ, которая определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн} \max 0,01\%}$, $h_{\text{НБ}} = 12,1 \text{ м}$.

По формулам (6.13) и (6.12) определяем:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot 60,5 = 75,63 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$B = \frac{9793}{75,63} = 129,49 \text{ м}.$$

Принимаем ширину водосливного фронта $B=130 \text{ м}$.

Определяем количество водосливных отверстий. Задаемся стандартной шириной пролета водосливного отверстия $b = 30$ м, тогда число водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{129,49}{30} = 4,31. \quad (6.15)$$

Округляем до целого и принимаем $n = 5$.

$$B = 5 \cdot 30 = 150 \text{ м.}$$

Поскольку $b = 30$ м, то ширина быка:

$$d \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b, \quad (6.16)$$

$$d \geq (0,12 \div 0,16) \cdot 30 \text{ м,}$$

$$d \geq (3,6 \div 4,8) \text{ м.}$$

Выбираю разрезной бык с $d = 4$ м.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быка:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 30 \cdot 5 + (5 - 1) \cdot 4 = 166 \text{ м.} \quad (6.17)$$

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} :

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{9793}{0,49 \cdot 150 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,7 \text{ м,} \quad (6.18)$$

где m – коэффициент расхода водослива, принимается в зависимости от типа водослива, $m = 0,49$.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.19)$$

где σ_n – коэффициент подтопления водослива, $\sigma_n = 0,82$;
 $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.20)$$

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

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7+(3-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{9,7}{30} = 0,95,$$

$$H_{02} = \left(\frac{9793}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 0,82 \cdot 150 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,97 \text{ м.}$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.21)$$

где α – коэффициент Кориолиса, $\alpha = 1,1$;

v_0 – скорость в живом сечении пред плотиной:

$$v_0 = \frac{Q_{расч}}{(\nabla НПУ - \nabla ДНА) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{9793}{(210-180) \cdot (150+(5-1) \cdot 4)} = 1,97 \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \quad (6.22)$$

Тогда по формуле (4.21) определяем:

$$H = 9,97 - \frac{1,1 \cdot 1,97^2}{2 \cdot 9,81} = 9,8 \text{ м.}$$

Округляем полученное значение до стандартного $H_{ст} = 10$ м.

Определяем отметку гребня водослива:

$$\nabla ГВ = НПУ - H_{ст} = 210 - 10 = 200 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Определяем отметку гребня быка:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ст} = 200 + 1,6 \cdot 10 = 216 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Так как $\nabla ГП = 211,784$ м (см. п 6.1), окончательную отметку гидроузла выбираем максимальную 216 м.

Проверка ФПУ

Определяем поверочный расход через водосливную плотину:

$$\begin{aligned} Q_{расч.пов.} &= Q_{maxпов0,01\%} - Q_{ГА} \cdot n = 12677 - 435 \cdot 4 \\ &= 10937 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \end{aligned} \quad (6.25)$$

где $Q_{\max\text{пов}0,01\%}$ – максимальный поверочный расход.

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{10937}{0,49 \cdot 150 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,4 \text{ м.} \quad (6.26)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч.пов}}}{m \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{10937}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 150 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,7 \text{ м.} \quad (6.27)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g}; \quad (6.28)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч.пов}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{10937}{(210-180) \cdot (150 + (5-1) \cdot 4)} = 2,2 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. \quad (6.29)$$

По формуле (6.27):

$$H_{\text{пов}} = 10,7 - \frac{1,1 \cdot 2,2^2}{2 \cdot 9,81} = 10,47 \text{ м.}$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 200 + 10,47 = 210,47 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Вывод: оставляем заданную $\nabla\text{ФПУ} = 212 \text{ м}$, т.к. она достаточна для пропускной способности.

Построение профиля оголовка.

Принимаем профиль оголовка без вакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицерова.

Таблица 6.2 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$.

x	y	x	y	X	y	x	y
0	1,26	12	3,94	24	18,94	36	40,31
1	0,36	13	4,75	25	19,6	37	42,49
2	0,36	14	5,64	26	21,22	38	44,71
3	0,07	15	6,61	27	22,89	39	46,98
4	0	16	7,64	28	24,62	40	49,3
6	0,27	18	9,87	30	28,24	42	51,2
7	0,6	19	11,08	31	30,13	43	53,22
8	1,0	20	12,35	32	32,07	44	54,96
9	1,46	21	13,69	33	34,05	45	57,01
10	2,56	22	15,08	34	36,09	48	59,16

6.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Схема к расчету сопряжения бьефов представлена на рисунке 6.1.

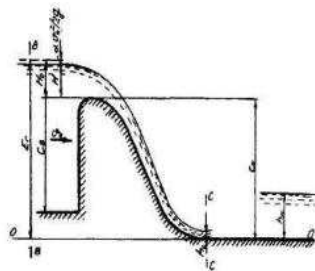


Рисунок 6.1 – Схема к расчету сопряжения бьефов

Определим параметры гидравлического прыжка для прямоугольного русла. Предварительно определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B+(n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 9793^2}{(150+(4-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 7,6 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Вычислим полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 210 - 180 = 30 \text{ м.} \quad (6.32)$$

По графику М.Д. Чертоусова определяют ξ_c и $c\xi''$.
Определим сопряженные глубины:

$$h_{c'} = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,21 \cdot 7,6 = 1,61 \text{ м,}$$

$$h_{c''} = \xi'' \cdot c \cdot h_{кр} = 1,61 \cdot 7,6 = 12,2 \text{ м}$$

Глубина в НБ $h_{НБ} = 13,6 \text{ м.}$

$h_{НБ} > h_{c''}$ следовательно сопряжение в виде затопленного прыжка.

6.4.1 Расчет водобойной плиты.

Длина гидравлического прыжка:

$$L_{\Pi} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 12,2 - 1,61) = 53,93 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Длина водобойной плиты принимается:

$$L_{\text{вод}} = L_{\Pi} = 54 \text{ м.}$$

Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c''} = 7,0 \text{ м,} \quad (6.34)$$

где v_c – скорость потока в сжатом сечении по формуле:

$$v_c = \frac{Q_p}{B_{\text{п}} \cdot h_c} = \frac{9793}{166 \cdot 1,61} = 36,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.35)$$

Принимаем толщину водобойной плиты $\delta_B = 2,5$ м.
Водобой анкеруем в скалу.

6.5 Конструирование основных элементов плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу (см. рисунок 6.4).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

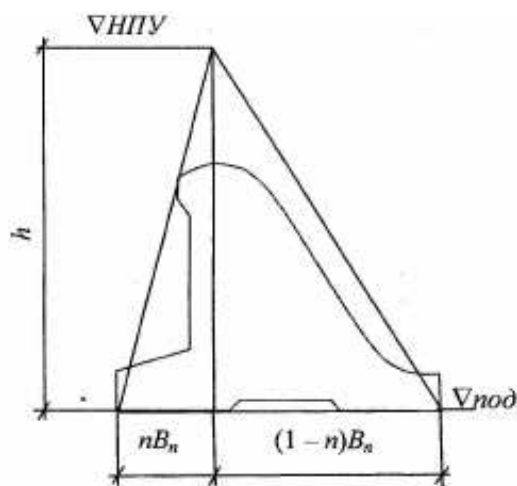


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины.

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} (1 - n) + n(2 - n) - \alpha_1}}, \quad (6.36)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 210 - 177,5 = 32,5 \text{ м.} \quad (6.37)$$

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 2,5 = 180 - 2,5 = 177,5 \text{ м.}$$

ρ_b и ρ_w – плотности бетона и воды соответственно.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определится из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg}\varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.38)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения;
 $\text{tg}\varphi=0,7$.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

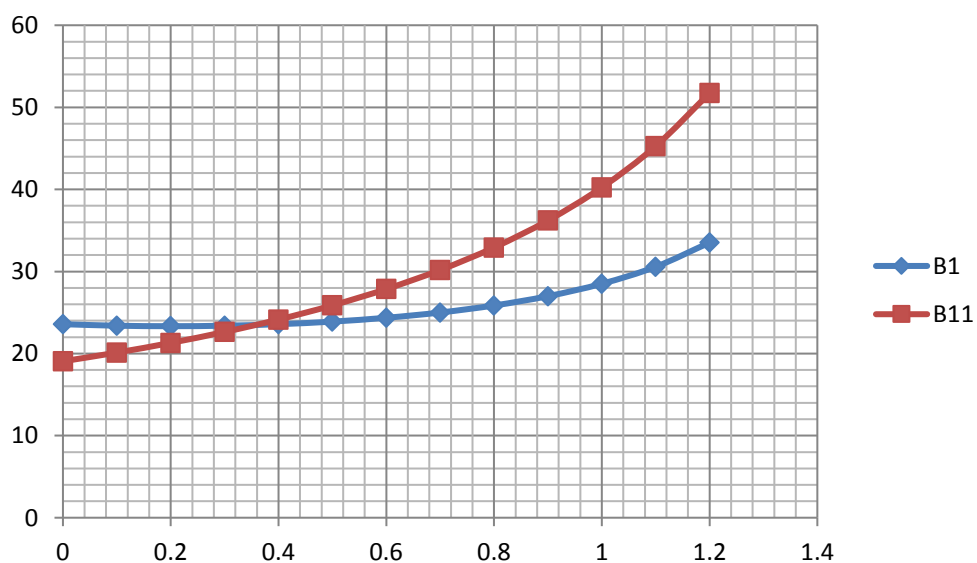


Рисунок 6.5 – Пересечение кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Таблица 6.3 - Координаты зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

n	Bn'	Bn''
0	23,57798	19,06015
0,1	23,39401	20,11905
0,2	23,33364	21,30252
0,3	23,39401	22,63393
0,4	23,57798	24,14286
0,5	23,89448	25,86735
0,6	24,35978	27,85714
0,7	25	30,17857
0,8	25,85561	32,92208
0,9	26,98978	36,21429
1	28,50439	40,2381

Графики пересекаются в точке $B = 23,5$ м при $n=0,36$.

Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Ранее была определена ширина быка $d = 4$ м (см. 6.2.1). Режу по быку.

Толщина шейки быка:

$$\delta_{\text{ш.б.}} \geq 0,8 \div 1,5 \text{ м.}$$

Пазы ремонтного и рабочего затворов размерами $0,5*0,5$.

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.

Устраиваем разделительный устой между зданием ГЭС и водосбросом, задача которого является защита потока в НБ за зданием ГЭС от сбойных течений.

Разрезка плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Расстояние меж секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м, принимаем 17 м в связи с выбором ширины быка и пролета.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

Галереи в теле плотины

Одну из продольных галерей спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размер смотровой галереи принимаем 1,25*2 м; буровой – 3,5*4 м. По высоте галереи устраиваем через каждые 14 м.

Дренаж тела бетонных плотин

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 принимать 10 - 30 см; расстояние между осями дрен - 2 - 3 м. Принимаю дренажные скважины диаметром 15 см с расстоянием между осями дрен 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м.

6.5.2 Подземный контур плотины

Фильтрационные расчеты производятся с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на флутбет, определения градиентов и скорости фильтрационного потока при выходе его в НБ.

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B, \quad (6.39)$$

где B – ширина подошвы плотины.

Принимаем:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot 23,5 \text{ м},$$

$$l_1 = 1,175 \div 2,35 = 2 \text{ м}.$$

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (6.40)$$

где $H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}min} = 210 - 181,2 = 28,8 \text{ м}.$

Принимаем:

$$h_{\text{зав}} = 0,7 \cdot 28,8 = 20,16 \text{ м.}$$

Принимаю $h_{\text{зав}} = 21 \text{ м.}$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}. \quad (6.41)$$

Принимаем

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot 21 = 12,6 \text{ м.}$$

Диаметр скважин для дренажа принимают более 20-25 см. принимаем диаметр 0,22 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.42)$$

где ΔH – потери напора, $\Delta H = 17,28 \text{ м}$ (п. 6.5.3):

$J_{\text{кр}}$ – критический градиент напора на скальном основании, $J_{\text{кр}} = 15$.

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{17,28 \cdot 1,25}{15} = 1,44 \text{ м.}$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем из следующих условий:

$$l_2 > 4 \text{ м и } l_2 > \frac{\delta_{\text{зав}}}{2};$$

$$\frac{\delta_{\text{зав}}}{2} = \frac{1,44}{2} = 0,72 \text{ м;}$$

Принимаю $l_2 = 5 \text{ м.}$

6.6 Статические расчеты плотины

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится согласно стандарту.

Производится для следующего случая:

– уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, через плотину пропускаем расход на нужды водохозяйственного комплекса (основной).

6.6.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости ГТС выполняем для основного сочетания нагрузок и воздействий.

Производим расчеты для нормального эксплуатационного случая при НПУ в ВБ и минимальном уровне воды в НБ.

Вес водосливной части плотины на единицу длины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{325 \cdot 30 \cdot 9,81 \cdot 2400}{30 + 4} = 6752 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.45)$$

где $\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона;

$S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины, определяемая в AutoCad;

b – ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Вес бычка плотины определяется аналогично:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{385 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{30 + 4} = 1066 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.46)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения быка.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 375 \cdot \sqrt{375} \cdot 9,81 = 3918 \text{ кН}, \quad (6.47)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (212 - 200 + 0,5) \cdot 30 = 375 \text{ м}^2. \quad (6.48)$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81 (210 - 200)^2 \cdot 0,5 \cdot 30 = 14715 \text{ кН} \quad (6.49)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{3918}{30 + 4} = 115 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.50)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_{\text{в}}^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 32,5^2}{2} = 5181 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.51)$$

где $H_B = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 210 - 177,5 = 32,5$ м.
 - со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,7^2}{2} = 67 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.52)$$

где $H_H = \nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{ПОД} = 181,2 - 177,5 = 3,7$ м.

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления и сила фильтрационного давления

Равнодействующую силу взвешивающего давления и силу фильтрационного давления определяем по СНиП.

Для основного случая:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}} = 210 - 181,2 = 28,8 \text{ м}, \quad (6.53)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 28,8 = 11,52 \text{ м}, \quad (6.54)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 28,8 = 5,76 \text{ м}, \quad (6.55)$$

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 28,8 - 11,52 = 17,28. \quad (6.56)$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения для основного случая. Плечо взвешивающего давления равно нулю.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{взв} = \rho_w \cdot g \cdot B_{п} \cdot (\nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{подошвы}) = \\ = 1000 \cdot 9,81 \cdot 23,5 \cdot (181,2 - 177,5) = 853 \text{ кН}. \quad (6.57)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения для основного случая:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 139,1 = 1365 \text{ кН}. \quad (6.58)$$

6.6.4 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 4 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{22}{2} \right) = 26,7 \text{ кН/м}^2$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{26,7 \cdot 4}{2} = 53,4 \text{ кН/м}^2.$$

Вывод: активное давление грунта отсутствует в связи с большим коэффициентом трения и сцепления скалы.

6.6.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\ &= 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,9 \cdot \left(\frac{12,1}{3,14} + \frac{0,23}{2} \right) = 17,5 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.59)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1%-ной обеспеченности;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,9}{12,1} = 0,23. \quad (6.60)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{12,1}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,9 = 1,59. \quad (6.61)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1 \cdot h_{1\%}$ над УВБ, а другая не ниже $8 \cdot h_{1\%}$ УВБ.

6.6.6 Расчет прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+».

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
T_B	1,00	→	5181	13,1	67870
T_H	1,00	←	67	0,58	-38,9
G_6	0,95	↓	1013	14,04	-14224
$G_{пл}$	0,95	↓	6414	10,1	-64781
$W_{взв}$	1,00	↑	853	0	0
$W_{волн}$	1,00	→	17,5	2,68	47
W_ϕ	1,00	↑	1365	5,41	7382
Q_3	0,9	↓	104	74,21	-7681
ΣM					-12519
$\Sigma N_{\text{верт}}$					9546

Выполняем расчет напряжений в горизонтальном сечении по подошве плотины (при расчете на 1 п. м. длины):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6\Sigma M}{B_d^2} = -\frac{9546}{23,5} + \frac{6 \cdot (12519)}{23,5^2} = -270 \text{ кПа}; \quad (6.62)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -270 \cdot 0 - 10 \cdot 30 \cdot (1 - 0) = \\ &= -300 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.63)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 30 + (-270)) \cdot 0 = 0; \quad (6.64)$$

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -270 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 30 \cdot 0 = \\ &= -270 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.65)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 30 = -300 \text{ кПа}; \quad (6.66)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6\Sigma M}{B_d^2} = -\frac{9546}{23,5} - \frac{6 \cdot (12519)}{23,5^2} = -542 \text{ кПа}; \quad (6.67)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -542 \cdot 0,723^2 - 10 \cdot 1,2 \cdot \\ &(1 - 0,723^2) = -317 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.68)$$

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 1,2 - 542) \cdot 0,723 = \\ &= 202 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.69)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -542 \cdot (1 + 0,723^2) + 10 \cdot 1,2 \cdot \\ &0,723^2 = -819 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.70)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 1,2 = -12 \text{ кПа}; \quad (6.71)$$

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 граней;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у верховой и низовой граней;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_3^t, \sigma_1^t$ – главные напряжения соответственно у верховой и низовой граней;

N – нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

B_d – ширина подошвы;

m_u, m_t – заложение верховой и низовой грани на уровне расчетного сечения, $m_u = 0, m_t = 0,723$;

H_d^u, H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны ВБ и НБ, $H_d^u = 30$ м, $H_d^t = 1,2$ м.

В приведенных данных изгибающий момент по часовой стрелке принимаем со знаком «+», против часовой – со знаком «-».

Расчитанные напряжения представлены в таблице 6.4

Таблица 6.4 - Расчет напряжений в горизонтальном сечении по подошве плотины

σ_y^u , кПа	-270	σ_y^t , кПа	-542
σ_x^u , кПа	-300	σ_x^t , кПа	-317
τ_{xy}^u , кПа	0	τ_{xy}^t , кПа	202
σ_1^u , кПа	-270	σ_1^t , кПа	-12
σ_3^u , кПа	-300	σ_3^t , кПа	-819

Проверяем следующие условия:

1) Проверяем в сечении по подошве. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq R_b \cdot \gamma_{cd}, \quad (6.72)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности, учитывающий класс сооружения, $\gamma_n = 1,25$;

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок, $\gamma_{1c} = 1,0$;

σ_3 – максимальное главное напряжение;

R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию, которое определяем по СНиП 2.06.08-87 «Бетонные и железобетонные конструкции ГТС»;

γ_{cd} – коэффициент условия работы, $\gamma_{cd} = 1,0$.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_{max}|}{\gamma_{cd}};$$

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1,0 \cdot |-819|}{1,0};$$

$$R_b \geq 1023 \text{ кПа.}$$

Из условия прочности на сжатие предварительно принимаем класс бетона В 5, для которого $R_b = 2,8$ МПа.

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u \leq 0;$$

$$-270 \text{ кПа} \leq 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.73)$$

$$270 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 32,5 \text{ кПа};$$

$$270 \geq 82 \text{ кПа}.$$

Условия прочности плотины соблюдаются, что говорит о том, что сооружение проходит по критериям прочности.

6.6.7 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности. Считаем, что сдвиг плоский.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.74)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения;

γ_{1c} – коэффициент сочетания нагрузок;

γ_{cd} – коэффициент условий работы;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющиеся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_6 + Q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot tg\varphi + c \cdot \omega, \quad (6.75)$$

где ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м. $\omega = B_n \cdot 1$;

F – сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}}, \quad (6.76)$$

$$R = (6414 + 1013 + 104 - 1162 - 853) \cdot 0,7 + 130 \cdot 23,5 = 6916 \text{ кПа};$$

$$F = 5181 - 67 + 17,5 = 5131 \text{ кПа};$$

$$\frac{6916 \cdot 0,95}{5131 \cdot 1,0} = 1,28;$$

$$1,28 > 1,25.$$

Условие выполняется, следовательно, сооружение удовлетворяет условию устойчивости против сдвига.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими для всего региона, поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием этого закона является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление 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 несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников ГЭС

7.2.1 Общие положения

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участвует в организации работ на оборудовании и сооружениях ГЭС;
- разрабатывает мероприятия по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются для рабочего персонала – должностные инструкции, а также для всех работников станции – охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования» [40];
- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ» [41];
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328 [42];
- РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [43];
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [44];
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.2.2 Охрана труда ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- 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;

- 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 должны производить только высококвалифицированные работники;

- 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, специальной обувью 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;

- 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;
- 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.

7.2.3 Ответственность

Руководители (работодатели и другие должностные лица) и работники несут в соответствии с Законодательством РФ дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Ответственность за состояние пожарной безопасности

1. Ответственность за противопожарное состояние объектов ГЭС возлагается на первого заместителя директора - главного инженера.
2. Руководители служб, отделов, групп несут ответственность за противопожарное состояние закрепленных за ними зданий, сооружений, помещений, оборудования, за сохранность и готовность к работе закрепленных за ними первичных средств пожаротушения.

3. Каждый работник лично отвечает за соблюдение им правил и инструкций по пожарной безопасности на своем рабочем месте и в других местах его пребывания на территории.

4. Ответственность за пожарную безопасность помещений при их аренде (обязательно должно быть оговорено в договоре) несет организация – Арендатор.

5. Лица, виновные в нарушении данной инструкции, в зависимости от характера действия или бездействия и их последствий несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется 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 оборудоваться 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 оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает 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 отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться 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 потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой 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 использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

7.3.4 Содержание территории, дорог, подъездов к зданиям и сооружениям

1. Территория должна своевременно очищаться от горючих отходов, мусора, тары, опавших листьев и пр. Горючие отходы, мусор ежедневно собираются в контейнеры и по мере их наполнения вывозятся. На территории

следует регулярно скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение высушенной травы на территории подстанции и на прилегающей территории на расстоянии ближе 100 м. Запрещается сжигание мусора на территории с разведением костров для этой цели.

2. Подъезды к пожарным гидрантам, гребенкам, пирсу, подступы к пожарному инвентарю должны быть всегда свободными, содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время очищаться от снега и льда. На период закрытия дорог или проездов, в соответствующих местах должны быть установлены указатели направления объезда или устроены переезды через ремонтируемые участки.

3. Не допускается использование территории под складирование материалов, оборудования и тары, стоянку транспорта и строительства (установки) зданий и сооружений, металлических вагончиков, шкафов без согласования с соответствующими службами и без соблюдения нормативно требуемых противопожарных разрывов

7.3.5 Содержание зданий, сооружений, помещений

1. В зданиях, помещениях и сооружениях не допускается:

1.1. Использовать чердаки, технические этажи, венткамеры и другие технические помещения для организации производственных участков, мастерских, хранения продукции, оборудования, мебели и других предметов.

1.2. Проводить уборку помещений и стирку одежды с применением бензина, керосина и других ЛВЖ и ГЖ.

1.3. Производить отогревание замерзших труб паяльными лампами и другими способами с применением открытого огня.

1.4. Оставлять неубранными горючие отходы, промасленный обтирочный материал.

1.5. Устраивать в зданиях антресоли, конторки и другие встроенные помещения из горючих материалов.

1.6. Хранение и применение в подвалах и цокольных этажах ЛВЖ и ГЖ, баллонов с газами и других взрывопожароопасных веществ и материалов.

2. Окна чердаков, технических этажей и подвалов должны быть остеклены, а их двери содержаться в закрытом состоянии. На всех дверях, имеющих врезные или навесные замки должно быть указано место хранения ключей, доступное для получения их в любое время суток.

3. В местах пересечения противопожарных стен, перекрытий и ограждающих конструкций различными инженерными и технологическими коммуникациями, образовавшиеся отверстия и зазоры должны быть заделаны строительным раствором или другими негорючими материалами, обеспечивающими требуемый предел огнестойкости и дымогазонепроницаемость.

4. Нарушения огнезащитных покрытий (штукатурки, специальных красок, лаков, обмазок и т.п., включая потерю и ухудшение огнезащитных свойств) строительных конструкций, горючих отделочных и теплоизоляционных материалов должны немедленно устраняться.

5. Наружные пожарные лестницы и ограждения на крышах (покрытиях) зданий должны содержаться в исправном состоянии, не реже один раз в 5 лет необходимо проводить эксплуатационные испытания с составлением акта испытаний.

6. Не разрешается проводить работы на оборудовании с неисправностями, которые могут привести к пожару.

7. Противопожарные системы и установки (средства пожарной автоматики, системы противопожарного водоснабжения, противопожарные двери, другие защитные устройства в противопожарных стенах и перекрытиях и т.п.) помещений, зданий и сооружений должны постоянно содержаться в исправном рабочем состоянии.

8. Спецодежда лиц, работающих с красками, растворителями, мастиками и другими ЛВЖ и ГЖ, должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах. В карманах спецодежды оставлять промасленные тряпки и обтирочные материалы запрещается.

9. Перепланировка помещений, изменение их функционального назначения или установка нового технологического оборудования должна проводиться только по утвержденному проекту.

10. На путях эвакуации из зданий, технологических помещений, кабельных коридоров и туннелей должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, должны быть выполнены указатели для выхода персонала. Двери в перегородках между отсеками кабельных галерей, кабельных полуэтажей, на выходах из помещений должны быть samozакрывающимися, открываться в сторону ближайшего выхода и иметь плотный притвор.

11. Не допускается:

11.1. Загромождать проходы, коридоры, лестничные площадки, марши лестниц и люки мебелью, шкафами, оборудованием и другими предметами (минимальная ширина проходов в помещениях должна быть не менее 1 метра), а также забивать двери эвакуационных выходов.

11.2. Пользоваться лифтами для эвакуации людей в случае возникновения пожара.

11.2. Устраивать в лестничных клетках и коридорах кладовые (чуланы), а также хранить под маршами лестниц и на их площадках вещи, мебель и другие горючие материалы.

11.3. Фиксировать samozакрывающиеся двери лестничных клеток, коридоров, холлов и тамбуров в открытом положении, а также снимать их.

11.4. Устраивать в тамбурах (в том числе временное) любого инвентаря и материалов.

11.5. Устраивать на путях эвакуации пороги, турникеты, раздвижные, подъемные и вращающиеся двери и другие устройства, препятствующие свободной эвакуации людей.

11.6. Применять на путях эвакуации горючие материалы для отделки, облицовки, окраски стен и потолков, а в лестничных клетках - также ступеней и площадок.

12. Для каждой мастерской, участка, лаборатории, склада и т.п. лицами ответственными за пожарную безопасность этих помещений должны быть разработаны и утверждены в установленном порядке инструкции о мерах пожарной безопасности.

7.4 Охрана природы

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [45];
 - Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [46];
 - Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [47];
 - Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [48];
 - Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996 [49];
 - Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ) [50];
 - Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ) [51];
 - Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [52];
 - Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [53];
 - Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ) [54];
 - Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [55].
 - Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [56];
 - Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [57];
 - Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006 [58];
 - Другие нормативные документы РФ.
- К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и

эксплуатации ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные 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;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение животных и пересадка редких растений;
- переселение населения из зоны затопления.

7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс 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 водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей 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, попадающих в зону 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 действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются 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.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится 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. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться 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, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо 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.

7.4.2 Водоохранная зона

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 [52] вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется 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.

7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических 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, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти

воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии 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 надлежащего 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;

Осуществление строительства гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению и лесочистке.

В санитарном отношении р. Селенга является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Селенга невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющих на территории строительства ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб

экосистеме зоны влияния гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

8 Оценка объемов продаж и текущих затрат

8.1 Оценка объемов продаж электроэнергии

Главными показателями (товаром) ГЭС являются электроэнергия и мощность, они взаимосвязаны между собой балансами мощности и энергии энергосистемы.

Мощность вырабатываемая станцией равна установленной мощности ГЭС, и реализуется на рынке в зависимости от тарифной ставки для заданного региона по «Единым сценарным условиям» ПАО «РусГидро». Результаты продаж электроэнергии представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов продаж

Название	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Установленная мощность, МВт	370	370	370	370
Число часов установленной мощности, час	5000	5000	5000	5000
Выработка электроэнергии, МВт*ч	126000	126000	126000	126000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	0,17	0,17	0,17	0,17
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт*ч	210	210	210	210
Объем реализации, МВт*ч	125790	125790	125790	125790
Тариф на электроэнергию, руб./МВт*ч	970	1007	1042	1077
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	6355,01	10555,87	10922,76	11289,65
НДС к выручке, млн.руб.	969,40	1610,21	1666,18	1722,15

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии. Расходы рассчитывались для каждого из рассматриваемых вариантов.

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 рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) –0,08%;

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Величина, тыс.руб
ФОТ	248,30	918720
Прочие расходы	266,59	986400
Итого по ГЭС	514,89	1905120

Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25 лет	0,14
Свыше 25 лет	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	131,72 тыс.руб./МВт	48736,8
НП АТС (администратор торговой системы)	9,22 тыс.руб./МВт *ч	3412,108
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000308 тыс.руб./МВт*ч	0,114
Итого	-	52149,023

Налог на воду в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Учур, составляет 4,80 рублей за 1 тыс. кВт*ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2019 по 2023 год приведены в таблице 8.5. График распределения текущих затрат по гидроузлу по годам в течение всего срока проекта изображен на рисунке 8.1.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Амортизационные отчисления, руб	177,98	196,32	196,32	196,32	196,32
Расходы на страхование, руб	55,037	54,956	53,071	51,187	49,302
Эксплуатационные затраты, руб	119,07	190,51	190,51	190,51	190,51
Расходы на ремонт производственных фондов, руб	6,8797	3,4348	6,6339	4,7988	4,6221
Расходы на услуги регулирующих компаний, руб	32,593	52,149	52,149	52,149	52,149
Налог на воду, руб	8,4829	14,534	14,93	14,93	14,93
Итого	400,05	511,9	513,61	509,89	507,83

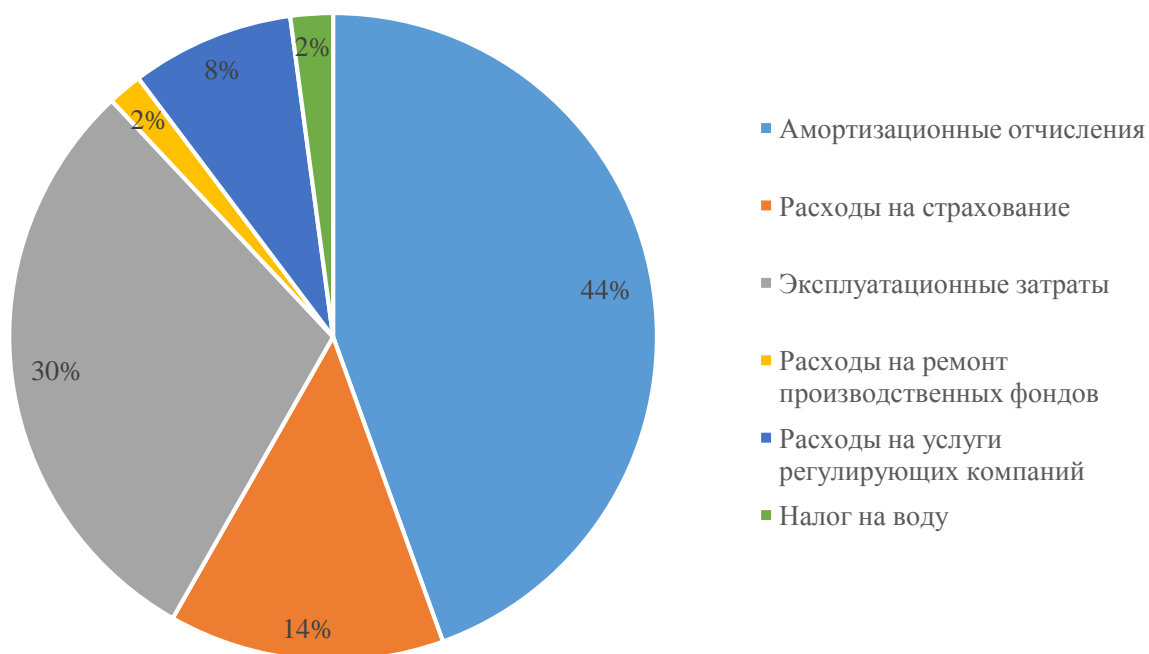


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности ГЭС.

Учтены следующие налоги:

- НДС-18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от остаточной стоимости проекта;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 8.2.
Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта

приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Налоги	млн. руб.			
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Налог на прибыль	461,9812	497,0412	517,0204	535,7968
НДС	225,343	508,3838	525,5877	541,709
Взносы в социальные фонды	1,05264	1,05264	1,05264	1,05264
Налог на имущество	131,6445	122,8818	118,5629	114,2439

Налоговые выплаты в Федеральный бюджет представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Налоговые выплаты в федеральный бюджет

Годы	млн. руб.			
	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Налоговые поступления	14,14	353,20	834,56	1144,29
В Федеральный бюджет	1,05	242,39	702,91	1021,4
В региональный бюджет	13,08	110,8	131,64	122,88

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации проекта

Отчет о прибылях и убытках является основной формой отражения эффективности производственной деятельности нового энергетического объекта. Структура отчета позволяет определить такие показатели как: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, нераспределенная прибыль.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.8 и на рисунке 8.2.

Таблица 8.8- Годовая прибыль в первые годы эксплуатации,

млн. руб.

Наименование показателя	Интервалы планирования			
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Выручка (нетто)	2735,60	2832,42	2927,88	3016,91
Текущие расходы	511,9	513,61	509,89	507,83
ЕВITDA (Валовая прибыль)	2223,7	2318,81	2417,99	2509,08
Скорректированный налог на прибыль	37,06	38,64	40,29	41,81
НОРАТ(Чистая прибыль)	2186,63	2280,16	2377,69	2467,26

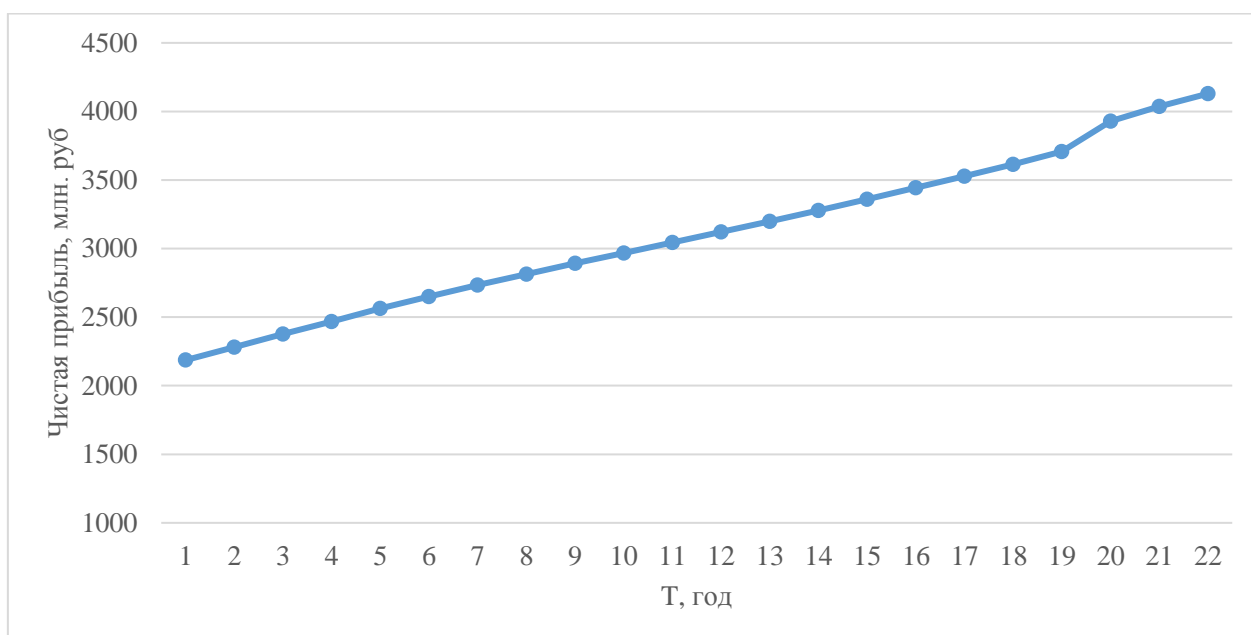


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

8.5 Показатели эффективности проекта

Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Критерии эффективности инвестиций приведены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Эффективность инвестиций

Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	74,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	1136,825
Индекс прибыльности - PI	1,55
Себестоимость руб./кВт*ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб./кВт	89565,22

8.6 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности - заключается в оценке влияния изменения исходных параметров проекта на его конечные характеристики, в качестве которых, обычно, используется внутренняя норма прибыли или NPV. Техника проведения анализа чувствительности состоит в изменении выбранных параметров в определенных пределах, при условии, что остальные параметры остаются неизменными.

Анализ чувствительности проекта позволяет оценить, как изменяются результирующие показатели реализации проекта при различных значениях заданных переменных, необходимых для расчета. Этот вид анализа позволяет определить наиболее критические переменные, которые в наибольшей степени могут повлиять на осуществимость и эффективность проекта.

На рисунках 8.3, 8.4 и 8.5 представлены показатели чувствительности.

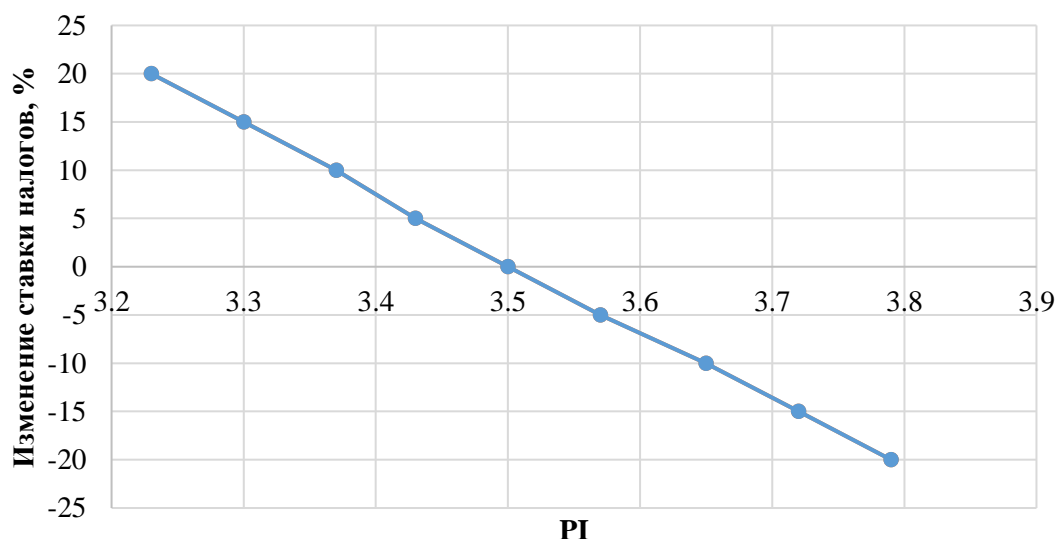


Рисунок 8.3 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

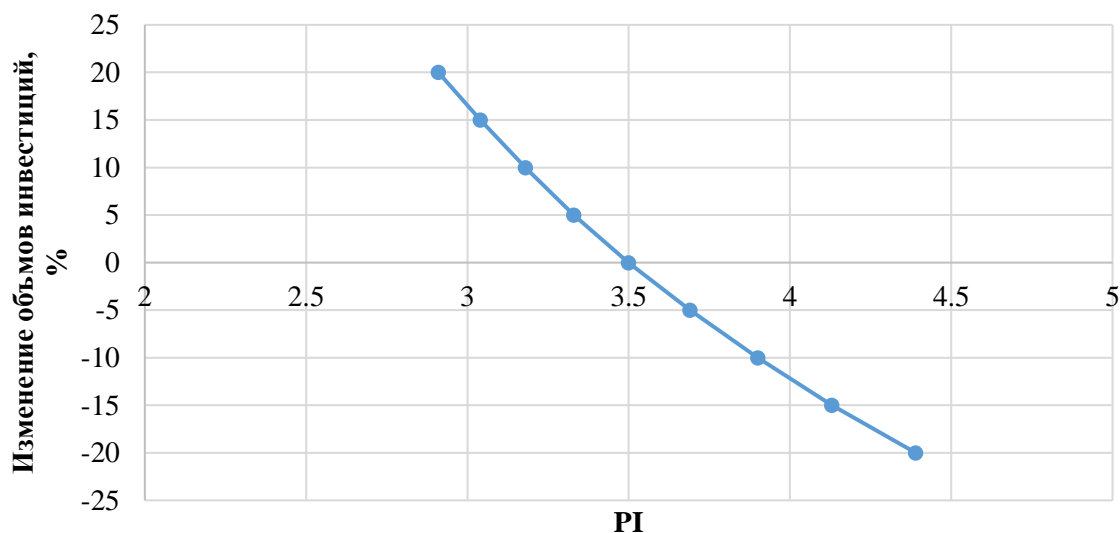


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

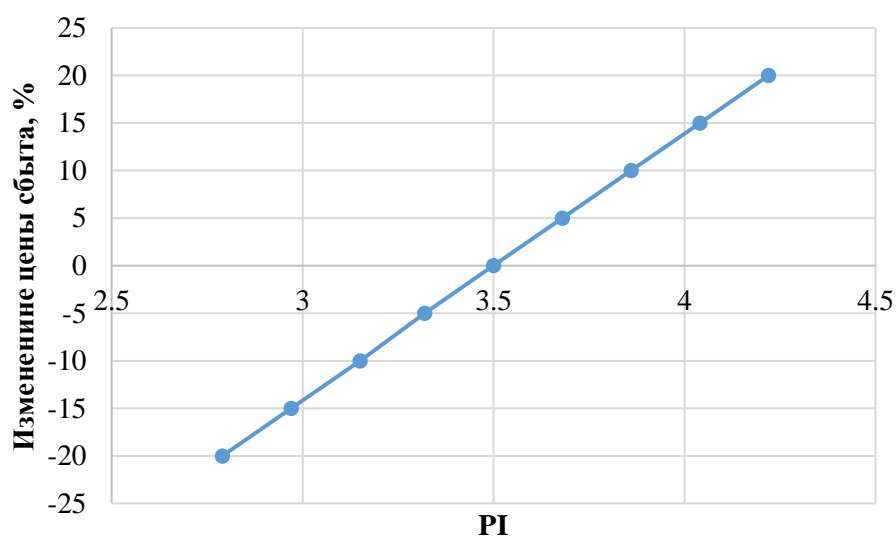


Рисунок 8.5 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей ссти. Ставка дисконтирования применяется при расчёте дисконтированной стоимости будущих денежных потоков NPV.

Показатели ставки дисконтирования представлены на рисунке 8.6

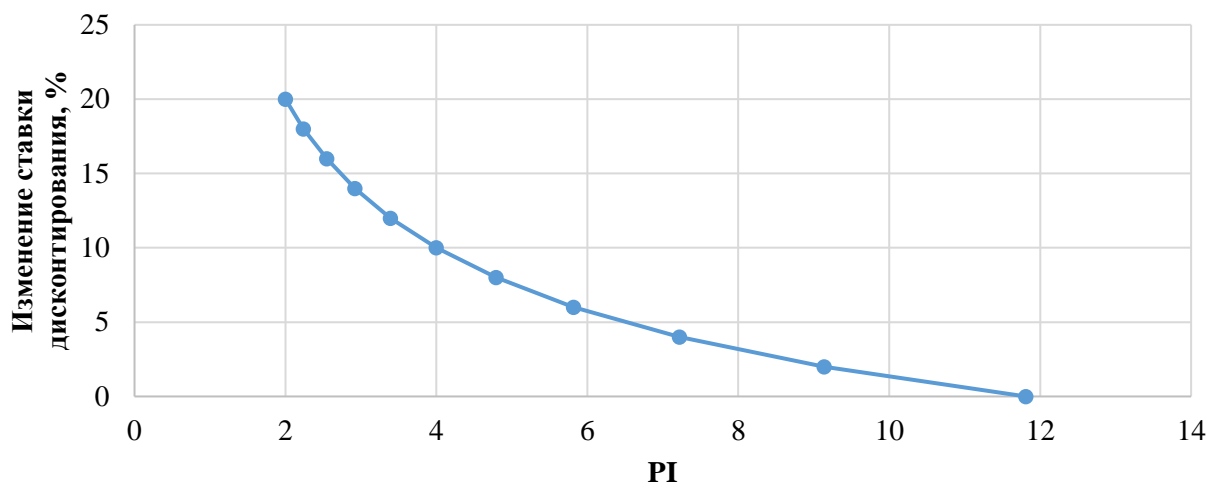


Рисунок 8.6 – График изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения PI, уменьшение – обратный эффект.

9 Автоматизированные системы оперативного контроля гидротехнических сооружений (АСОК ГТС)

Для выполнения требований технической документации, при соблюдении всех требований к составу и количеству наблюдений, для обеспечения оперативного, информативного, качественного и надежного контроля необходимо внедрение системы АСОК ГТС.

АСОК ГТС внедряется на основании следующих основных нормативно-технических документов (НТД) представленных в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – НТД

Поз.	Нормативный документ	Цитата
1	2	3
1.	Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» №117	Собственник обязан выполнять меры по обеспечению мониторинга за показателями состояния ГТС и на основании полученных данных осуществлять оценку его безопасности.
2.	РД 34-20-501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ) п.3.1.28	Для повышения оперативности и достоверности контроля ответственные напорные гидротехнические сооружения следует оснащать автоматизированными системами оперативного контроля (АСОК).
3.	Техническая политика ПАО «РусГидро»	Для повышения оперативности контроля безопасности эксплуатации ГТС и ведения баз данных натуральных наблюдений на сооружениях I и II класса (в соответствии с законодательством Российской Федерации) должны создаваться автоматизированные системы оперативного контроля безопасности ГТС (АСОК ГТС), представляющие собой интегрированную систему, предусматривающую возможность автоматизированного опроса КИА (АСО КИА).

Окончание таблицы 9.1

Поз.	Нормативный документ	Цитата
4.	СТО 70238424.27.140.035-2009 ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и требования.	Основой мониторинга состояния гидротехнических сооружений являются регулярные комплексные инструментальные и визуальные наблюдения за диагностическими показателями их состояния в период эксплуатации. Основу технической системы мониторинга составляют: приборные измерительные устройства (ИУ), контрольно-измерительная
5.		аппаратура (КИА), автоматизированные (АС, АСО, АСОК) и информационно-диагностические (ИДС) системы для получения, обработки и оценки достоверной оперативной информации наблюдений, информации о работе и состоянии сооружения.
6.	СТО 17330282.27.140.004-2008 Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования.	Для ответственных гидротехнических сооружений I и II класса контрольно-измерительные системы, контролирующие их состояние, должны быть оснащены автоматизированными системами оперативного контроля (АСОК) с целью оценки состояния сооружений в режиме реального времени. АСОК должна включать автоматизированную систему опроса КИА (АСО КИА) и информационно-диагностическую систему контроля безопасности.

Цель создания АСОК ГТС - сбор всех данных, параметров и показателей, характеризующих и влияющих на состояние гидротехнических сооружений для обеспечения возможности оперативной обработки и всестороннего анализа собранной информации, получения комплексной оценки и работоспособности гидротехнического сооружения.

9.1 Требования к АСО КИА

Основные технические требования к АСО КИА:

- надёжность;
- функциональность;
- открытость;
- совместимость с другими подсистемами контроля ГТС;
- самоконтроль датчиков и аппаратуры;

- удобство при ремонте, возможность проведения ремонта аппаратуры путем ее блочной замены;
- обеспечение эксплуатационной проверки работоспособности датчиков и каналов связи;
- надежность результатов, получаемых при обработке измерительной информации;
- ремонтпригодность и возможность замены вышедших из строя контрольно-измерительной аппаратуры и отдельных элементов АСО КИА;
- обеспечение безопасного проведения наблюдений, эксплуатационного и технического обслуживания контрольно-измерительных систем и аппаратуры, включая их ремонт и замену.

Общая концепция построения АСО КИА основана на следующих принципах:

- использование серийных датчиков промышленного производства для выполнения инструментальных наблюдений различного вида;
- применение системы автоматизированного контроля «открытого» типа, позволяющей наращивать АСО КИА по мере необходимости с применением датчиков и аппаратуры от различных производителей.

Распределенная система дистанционного контроля строится на основе технологии «промышленной сети» с использованием серийно выпускаемых модулей и контроллеров как элементной базы системы удаленного сбора данных.

АСО КИА будет обеспечивать, сквозную передачу данных от первичных датчиков до центрального пульта сбора данных, выполняемого на базе промышленного компьютера-сервера. На выходе АСО КИА интегрируется с информационно-диагностической системой (ИДС) контроля ГТС, которая автоматически передает результаты измерений в общую базу данных АСОК ГТС.

Информационно-диагностическая система (ИДС) контроля безопасности ГТС, как заключительное звено АСОК ГТС, должна получать данные от АСО КИА в автоматическом режиме, проводить анализ полученных данных и автоматически выдавать диагностические сообщения об отклонениях показателей состояния от критериев безопасности.

ИДС должна быть программно совместима с АСО КИА, обеспечивать архивацию и хранение полученной информации, содержать ранее разработанные блоки действующих на станции информационно-диагностических подсистем.

АСО КИА должна быть «открытой системой», то есть построенной на основе стандартов, поддерживаемых большим числом фирм-производителей аппаратуры, и удовлетворяющей требованиям по функциональности, надежности, совместимости и взаимозаменяемости. Открытая система автоматизации должна обладать следующими свойствами:

- взаимодействие и совместимость - возможность построения работоспособной сети на основе компонентов и устройств от разных производителей;
- взаимозаменяемость - возможность замены компонентов аналогичными устройствами от других производителей.

Технические требования к функциональности АСО КИА:

- система должна обеспечивать автоматизированный опрос датчиков, сбор информации, ее хранение, обработку, передачу и анализ в информационно-диагностической системе (ИДС) контроля безопасности ГТС;
- система осуществляет периодический автоматический опрос датчиков по заданному временному режиму; одновременно должна существовать возможность запуска опроса вручную оператором;
- система производит обработку измерительной информации: пересчет отсчетов в показания, при необходимости осреднение данных по заданным правилам, визуализацию результатов опроса КИА, определяет работоспособность датчиков и каналов связи, выполняет сравнение показаний с пределами измерений.
- АСО КИА должна формировать информационный пакет данных натуральных наблюдений с сохранением всей информации в памяти сервера - промышленного компьютера и в архивах на независимых электронных носителях; должна создавать и хранить протоколы ошибок и сбоев в работе системы.

-

9.2 Натурные наблюдения за состоянием ГТС

В качестве исходных данных, для разработки АСО КИА проектируемой ГЭС, должны использоваться данные проекта оснащения сооружений КИА.

Объем наблюдений и состав КИА, устанавливаемой на гидротехнических сооружениях, должны определяться проектом.

Согласно ПТЭ на гидротехническом сооружении I класса в сроки, установленные местной инструкцией, и в предусмотренном ею объеме должны вестись наблюдения за:

- осадками и смещениями сооружений и их оснований;
- деформациями сооружений и облицовок, трещинами в них, состоянием деформационных и строительных швов, состоянием напорных водоводов;
- режимом уровней бьефов гидроузла, фильтрационным режимом в основании и теле грунтовых, бетонных сооружений и береговых примыканий, работой дренажных и противофильтрационных устройств, режимом грунтовых вод в зоне сооружений;
- воздействием льда на сооружения и их обледенением;
- напряженным и термонапряженным состоянием плотины и ее основания;

- разуплотнением скального основания в зоне контакта с подошвой плотины;
- напряжениями в арматуре.

9.3 Перечень автоматизированных датчиков и приборов

Функционирование АСОК ГТС обеспечивается комплексом датчиков и приборов КИА.

Измерения параметров состояния ГТС ведутся в соответствии с утвержденной программой и графиком наблюдений с момента установки соответствующих приборов по перечню наблюдений п.9.2.

В рамках разработки проекта АСОК ГТС автоматизироваться будет:

- 1) геодезическая КИА: гидронивелиры, прямые и обратные струнные отвесы.

В качестве поставщика автоматизированного геодезического оборудования выбираем ООО «НПК «Фаза».

- 2) фильтрационная КИА: пьезометры напорные, безнапорные, дренажи итд.

В качестве поставщика автоматизированных датчиков выбираем завод «Метран». Для автоматизация измерений в пьезометрической сети, а также сбор данных с любых датчиков, имеющих стандартный токовый выход 4÷20 мА, — комплект аппаратуры семейства «Струна».

- 3) закладная КИА: ПЛДС, ПЛПС, ПДС итд. Для автоматизации измерений будет использоваться комплект аппаратуры семейства «Струна».

9.4 Общая концепция и архитектура построения АСОК ГТС

АСОК ГТС представляет собой открытую распределенную систему для получения, предварительной обработки, передачи, окончательной обработки, сохранения, а также отображения информации о состоянии гидротехнических сооружений и имеет состоящую из двух взаимодействующих подсистем:

- нижний уровень - автоматизированная система опроса контрольно-измерительной аппаратуры (АСО КИА) ГТС;
- верхний уровень – программно-технический комплекс, содержащий блок автоматизированного опроса АСО КИА и информационно-диагностическую систему контроля безопасности сооружений (ИДС) с соответствующим компьютерным и программным обеспечением.

9.4.1 Функции АСОК

Функциональные возможности АСОК ГТС позволяют ей реализовывать следующие задачи:

- автоматизированный опрос датчиков КИА, установленных на гидротехнических сооружениях и здании ГЭС;
- обработка данных, полученных от датчиков КИА, и представление данных в виде нормированных значений;
- сравнение полученных данных с критериями безопасной эксплуатации ГЭС;
- выдача предупреждающих сообщений о нарушениях критериев безопасной эксплуатации ГЭС в АСУ ТП ГЭС;
- создание долговременных архивов на серверном оборудовании;
- отображение информации о состоянии гидротехнических сооружений ГЭС на экране мониторов автоматизированных рабочих мест (далее АРМ) службы мониторинга ГЭС в виде таблиц, графиков, трендов, трехмерных моделей;
- внеочередной опрос датчиков КИА по инициативе персонала службы мониторинга ГЭС;
- интеграция с внешними автоматизированными системами ГЭС;
- отображение информации самодиагностики о работоспособности системы и наличии связи с внешними подсистемами.

9.4.2 Состав АСОК КИА

АСО КИА охватывает следующие объекты и сегменты ГЭС:

- 1) правобережную глухую бетонную плотину;
- 2) станционную плотину;
- 3) водосливную плотину;
- 4) здание ГЭС;
- 5) левобережную глухую бетонную плотину.

АСО КИА построена как открытая распределенная система для приема, обработки, отображения, хранения и документирования информации о состоянии гидротехнических сооружений ГЭС. АСО КИА имеет трехуровневую иерархическую структуру.

Инфраструктуру системы составляют:

- 1) датчики различного типа, которые установлены на объектах ГЭС;
- 2) регистраторы данных, которые выполняют первичную обработку замеров, поступающих от датчиков;
- 3) серверы и рабочие станции пункта управления;
- 4) каналы передачи данных и телекоммуникационную систему, которые обеспечивают передачу информации на пункт управления и связи сервера базы данных с рабочими станциями.

В связи с расположением станции в северной климатической зоне, дополнительно устанавливаем метеостанцию, с помощью которой проводят измерения атмосферного давления, относительной влажности воздуха, температуры воздуха, скорости ветра, направления ветра, количества осадков.

Структура технических и программных средств обеспечивает возможность модернизации, введение дополнительного оборудования, которое позволит повысить технические и эксплуатационные характеристики АСО КИА, в соответствии с требованиями указанными в п.9.1.

АСО КИА структурно включает следующие элементы:

1. нижний уровень – контрольно-измерительная аппаратура (КИА): первичные датчики и измерительные устройства;
2. средний уровень – система телекоммуникаций, преобразования и передачи информации в цифровом коде на центральный блок сбора данных АСО КИА;
3. верхний уровень – программно-технический комплекс, содержащий блок автоматизированного опроса АСО КИА и информационно-диагностическую систему контроля безопасности сооружений (ИДС) с соответствующим компьютерным и программным обеспечением.

Рассмотрим подробнее каждый уровень:

1. Нижний уровень АСО КИА.

Технические средства нижнего уровня АСО КИА обеспечивают:

- получение информации о состоянии гидротехнических сооружений от измерительных датчиков;
- передача информации на средний уровень АСО КИА.

Нижний уровень содержит в своем составе: автоматизируемые датчики геодезической, фильтрационной и закладной КИА.

2. Средний уровень АСО КИА

Технические средства среднего уровня АСО КИА обеспечивают:

- сбор информации от технических средств нижнего уровня АСО КИА о состоянии гидротехнических объектов контроля;
- первичную обработку информации на сервере УСООД;
- хранение полученных результатов измерений на сервере баз данных АСО КИА;
- передачу по каналам связи обобщенного массива информации от датчиков о состоянии гидротехнических объектов контроля на верхний уровень АСО КИА (ИДС) для ее окончательной обработки и комплексного анализа;
- параметризацию и контроль работы датчиков и приборов при помощи автоматизированного рабочего места (АРМ ГТС).

Средний уровень содержит в своем составе:

- 1) распределительные измерительные подсистемы (РИП), территориально распределенные по помещениям в галереях плотины.

РИПы изготовлены в различных вариантах исполнений, отличающихся друг от друга количеством монтажных единиц (шкафов), количеством измерительных каналов, количеством и типом коммутационных портов. Используемая модульная структура РИПов позволяет наращивать количество точек измерений. Всего в АСОК ГТС используется пять территориально распределенных по помещениям в галереях плотины РИПов. Внутри шкафа РИП смонтированы и налажены следующие технические средства:

- многоканальный периодомер-частотомер для опроса закладных датчиков;
 - терминальный сервер для преобразования интерфейса из RS-485 в Ethernet;
 - модуль ввода нормированных сигналов 4–20 мА для опроса фильтрационной КИА;
 - модуль ввода дискретных сигналов;
 - коммутаторы и медиаконверторы Ethernet для обеспечения связи по локально-вычислительной сети;
 - кроссовая часть.
- 2) устройство сбора, обработки и обмена данными (УСООД) – сервер сбора данных, отвечает за опрос РИП;
 - 3) сервер баз данных АСО КИА, предназначенный для хранения архива необработанных данных и передачу их в сервер ИДС;
 - 4) АРМ ГТС – персональный компьютер отвечающий требованиям вычислительной мощности, с установленным программным обеспечением АСО КИА (разработка ЗАО «Фирма ЭПРО»).

Локально-вычислительная сеть (далее ЛВС) АСО КИА, объединяющая между собой все РИПы и серверы АСО КИА, организована с использованием одномодового оптоволоконного кабеля и соответствующего сетевого оборудования. ЛВС образует резервированное кольцо — технология turbo- ring, обеспечивая высокопроизводительную, надежную и защищенную от помех связь.

3. Верхний уровень АСО КИА

Технические средства верхнего уровня АСО КИА обеспечивают:

- прием информации от технических средств среднего уровня АСО КИА о состоянии гидротехнических объектов контроля и о текущем состоянии технических и программных средств среднего и нижнего уровней;
- прием и передачу информации внешним абонентам по стандартным каналам связи;
- обработку информации о состоянии гидротехнических объектов контроля;
- отображение информации;

- долговременное и оперативное хранение информации; документирование информации;
- управление техническими и программными средствами АСО КИА.

Верхний уровень содержит в своем составе:

- 1) сервер ИДС (сервер сбора и базы данных);
- 2) АРМы пользователей;

АРМ, реализованное на базе персонального компьютера, является средством доступа к результатам измерений и вычислений системы, обеспечивает вывод на экран монитора, а также в виде твердой копии таблиц, графиков, трендов, сообщений о текущем состоянии и отклонениях в работе ГТС ГЭС, а также ввод ручных измерений и визуальных наблюдений.

- 3) локально-вычислительная сеть, объединяющая между собой АРМы и сервер ИДС.

Структурная схема АСОК ГТС Чагдайской ГЭС представлена на рисунке 9.1

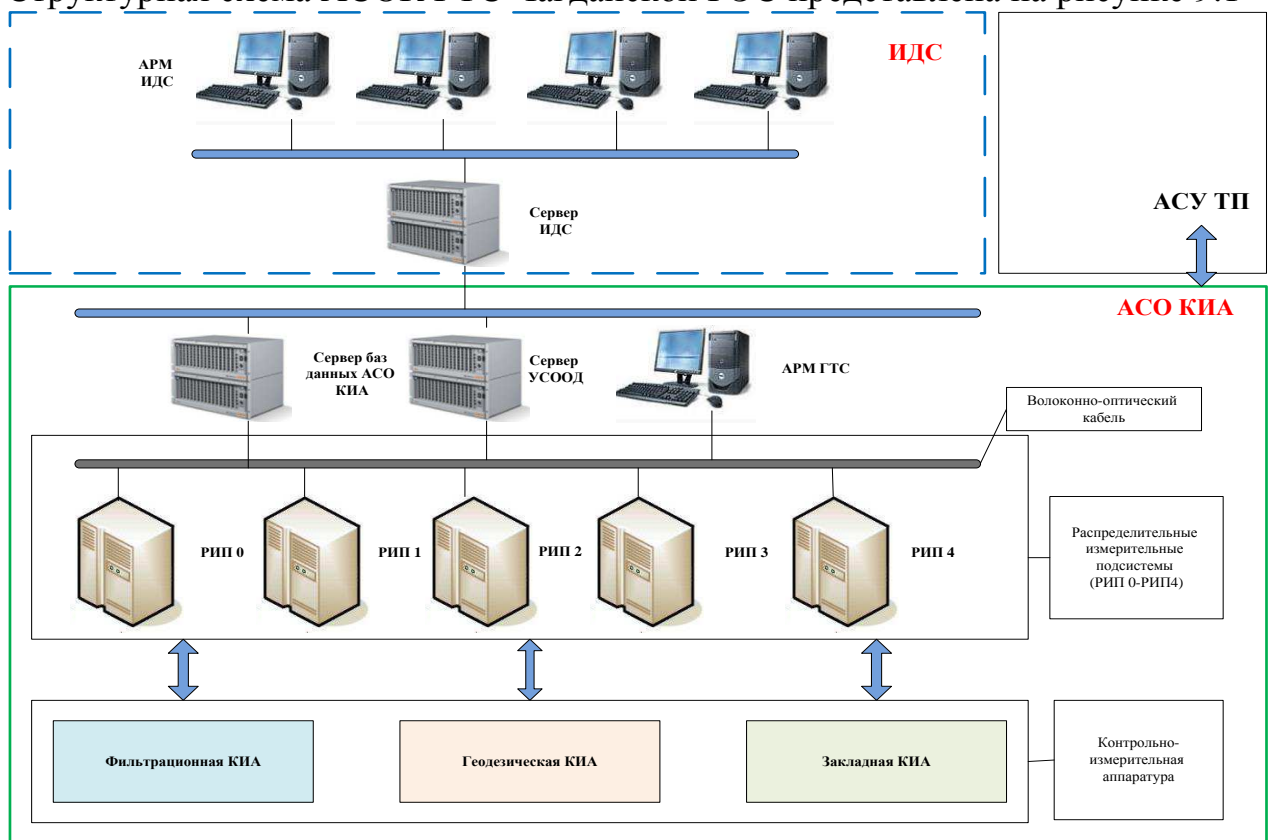


Рисунок 9.1 - Структурная схема АСОК ГТС Чагдайской ГЭС

9.5 Принцип действия АСО КИА

Контрольные точки размещаются в соответствующих створах плотины и в сооружениях ГЭС и составляют группы точек.

Данные замеров от контрольных точек (датчиков) по кабельным линиям связи поступают на регистраторы систем сбора данных.

Линиями телекоммуникационной сети данные, собранные регистраторами, передаются на пункт управления (к серверу базы данных), который размещается, как правило, в инженерной комнате.

В инфраструктуру ИДС входит метеостанция, которая размещается, как правило, на крыше здания ГЭС.

Функционирование АСО КИА в различных режимах работы обеспечивается соответствующими режимами работы технических средств, математическим, информационным, программным и метрологическим обеспечением.

АСОК ГТС Чагдайской ГЭС реализует задачу взаимодействия как между составляющими ее блоками, так и с внешними подсистемами (рис.9.2).

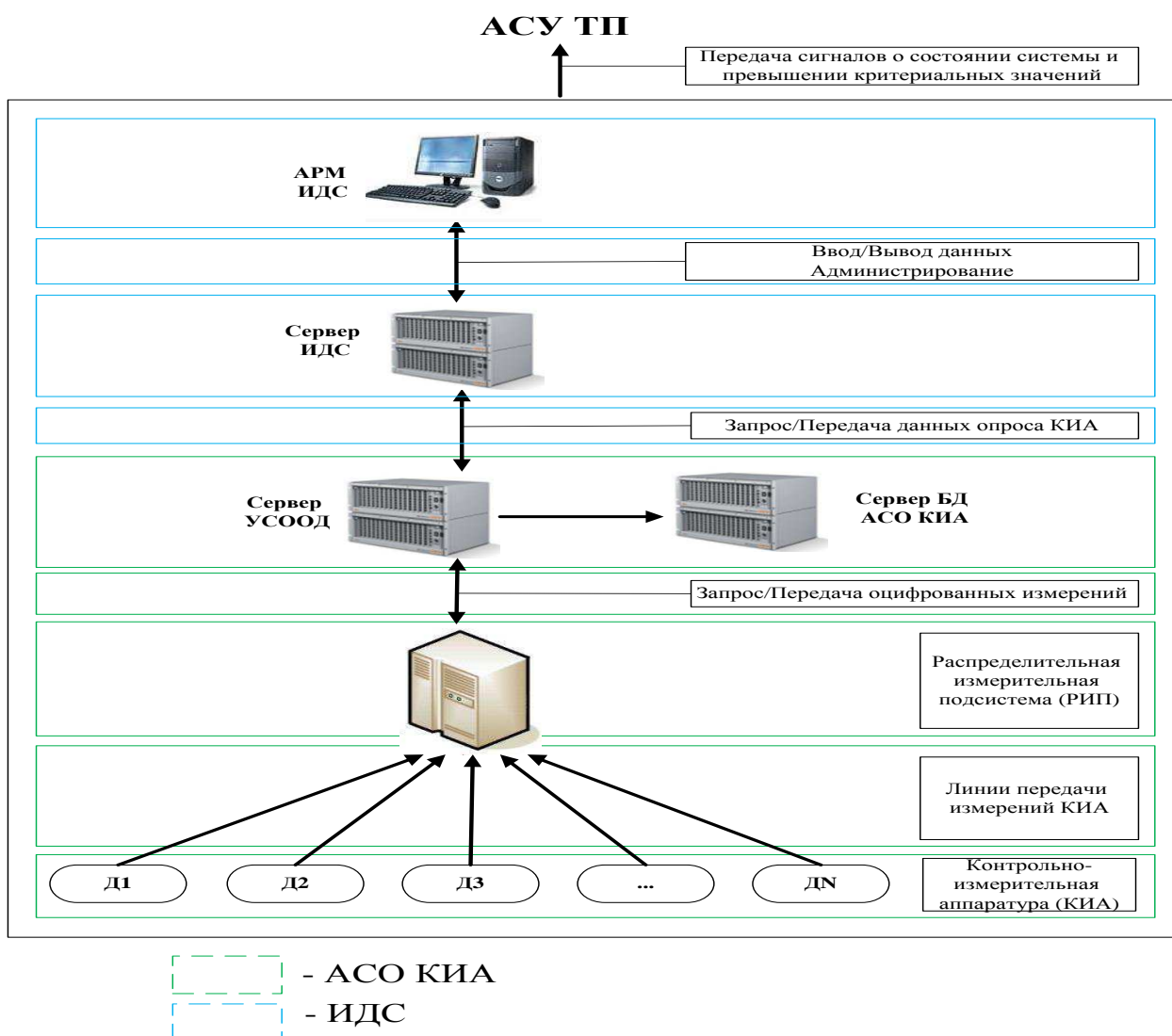


Рисунок 9.2 – Функциональная схема АСОК ГТС

К числу внешних подсистем относятся автоматизированная система управления технологическими процессами (далее АСУТП) станции. Обмен данными реализован с использованием механизма SQL-запросов и изолированных каналов связи (технология VLAN) через резервированную сеть. Сигналы о превышении критериальных значений и потери связи с подсистемами АСОК ГТС передаются в общестанционную сигнализацию АСУТП.

9.6 Критерии и пределы безопасного состояния работы АСОК ГТС

Технические средства нижнего и среднего уровней при эксплуатации устойчивы к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха в следующих диапазонах:

- нижнее значение температуры окружающего воздуха должно быть не ниже чем минус 30°C;
- верхнее значение температуры окружающего воздуха должно быть не выше чем 40°C;
- верхнее значение относительной влажности при 30°C должно быть не выше чем 80%.

Технические средства верхнего уровня, которые реализованы в офисном исполнении, устойчивы к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха в следующих диапазонах:

- нижнее значение температуры окружающего воздуха должно быть не ниже чем 10°C;
- верхнее значение температуры окружающего воздуха должно быть не выше чем 40°C;
- верхнее значение относительной влажности при 30°C должно быть не выше чем 75%.

9.7 Результат внедрения АСОК ГТС

Внедрение АСОК ГТС позволит достичь следующих целей:

- повышена точность, надежность и достоверность результатов натуральных наблюдений;
- увеличена оперативность контроля и диагностирования состояния ГТС гидроузла;
- обеспечен постоянный контроль работоспособности КИА в процессе мониторинга состояния ГТС;
- достигнут качественно новый эффект при проведении инструментальных наблюдений;

- повышенная частота опроса датчиков, по сравнению с ручным опросом КИА;
- позволяет осуществлять регистрацию и анализ нестационарных процессов, связанных с быстрыми изменениями режима работы ГЭС;
- снижены трудозатраты и практически исключены ошибки в процессе опроса КИА и ввода информации в базу данных;
- повышена производительность и улучшены условия труда персонала ГЭС, занятого натурными наблюдениями и обработкой их результатов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Чагдайской ГЭС, с плотиной высотой 32,5 м на реке Учур, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев: $Q_{0,1\%} = 11097 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%} = 12677 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов была выбрана установленная мощность Чагдайской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки в период межени и половодья. Установленная мощность составила 370 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 198,5 м. Полезный объем при отметке НПУ составляет $7,45 \text{ км}^3$. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 2,4 млрд. кВт·ч.

На втором 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 – 29,4 м;
расчетный – 25,2 м;
минимальный – 15,4 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет $1740 \text{ м}^3/\text{с}$.

Была выбрана турбина типа ПЛ30 – В – 710. По результатам расчетов оптимальным оказался вариант с четырьмя гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 7,1 м.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 100 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-1160/135-60 с номинальной активной мощностью 103 МВт.

Далее был выбран класс напряжения и тип РУ 220 кВ, а также структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства – "две системы сборных шин с обходной системой шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ – 125000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-4000/10 У1.

Распределительное устройство принято типа ОРУ, т.к. этот вариант экономически выгодный.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый выключатель ВГГ-15 производства «Электроаппарат».

Затем был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Чагдайская ГЭС спроектирована по русловой схеме.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина;
- глухая бетонная плотина;
- станционная часть;
- правобережная и левобережные бетонные плотины.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 23,5 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 177,5 м;
- отметка гребня водослива – 216 м;
- число водосливных отверстий – 5;
- ширина водосливных отверстий в свету – 30 м;

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,28 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Чагдайской ГЭС отвечает требованиям надежности.

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 – 21 коп/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 89565 руб/кВт.
- срок окупаемости 6,2 года.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Чагдайской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
3. 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.
4. 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.
5. Каталог «Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ООО "Тольяттинский Трансформатор"». – Режим доступа: <http://transformator.com.ru/>
6. 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.
7. Официальный сайт Федеральной службы по тарифам [Электронный ресурс] // «Федеральная служба по тарифам, Фактические цены – Режим доступа: http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1/
8. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
9. 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.
10. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014. – 296 с.
11. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.– Введ. 16.06.2010 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.

12. Каталог «Выключатели генераторные элегазовые ВГГ-20» [Электронный ресурс] // «ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru>
13. Каталог «Разъединители однополюсные высокого напряжения типов РВП-20/12500Н УЗ и РВПЗ-20/12500Н УЗ» [Электронный ресурс] // «ЗАО ВЗВА». – Режим доступа: <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-rvpz.html>
14. Каталог «Синхронизатор типа АС-МЗ» [Электронный ресурс] // «ООО «АСУ-ВЭИ»». – Режим доступа: <http://asu-vei.ru/>
15. Каталог «Трансформаторы тока ТШ-20» [Электронный ресурс] // «ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru>
16. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара»». – Режим доступа: <http://electroshield.ru>
17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/>
18. Каталог «Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-220 на напряжение 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
19. Каталог «Трансформаторы напряжения ЗНОГ-220» [Электронный ресурс] // «ОАО "ПО "МЗ "Молния"». – Режим доступа: <http://electra-hvac.ru/>
20. СНиП 33-01-2003 Строительные нормы и правила Российской Федерации. Гидротехнические сооружения. – Введен 01-01-2004. – ФГУП ЦПП, 2004. - 30 с.
21. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
22. Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с
23. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
24. Плотины бетонные и железобетонные: СНиП 2.06.06-85. Издание официальное. - М. : Госстрой России, ГУП ЦПП, 2000. - 40 с.
25. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения.- М.: ФГУП ЦПП, 2012.
26. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
27. СНиП 2.02.02-85. Основания гидротехнических сооружений. -М.: Госстрой, 1989.26. СНИП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М. : ФГУП ЦПП, 2004.
28. ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования». [Электронный ресурс]

// «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-230-2007-ssbt>

29. РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [Электронный ресурс] // «АО «Кодекс»». – Режим доступа: http://snipov.net/database/c_4024867195_doc_4294813092.html

30. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

33. Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

34. Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

35. Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

36. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

37. Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ). [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

38. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

39. Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

40. Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006. [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

41. 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.

42. 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.

43. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) – Москва : «РусГидро», 2016 – 14 с.

Приложение А – Водно-энергетические расчёты

Таблица А.1 - Сработка Чагдайской ГЭС в маловодном году.

Qбытпол	Q, м ³ /с				Q _{ВХК} <Q _{НБ}		Q _{ГЭС}	V _{вдхщ} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	H, м	N, МВт	N _{гар} , МВт	t, час	Э, МВт.ч
	Qхолсбр	Qфильтр	Qвдхщ	Qвхк	Qнб	Qгэс		нач	dV	кон	нач	кон	средн						
152	0	2	166	320	320	318	8,53	0,43	8,10	210,0	209,6	209,82	180,61	28,91	78	ПО ВХК	730	57	
115	0	2	345	160	462	460	8,10	0,89	7,21	209,6	209,2	209,46	180,87	28,29	111	110	730	81	
87	0	2	695	160	784	782	7,21	1,80	5,41	209,2	208,6	208,99	181,45	27,23	181	180	730	132	
78	0	2	760	160	840	838	5,41	1,97	3,44	208,6	205,9	207,32	181,55	25,47	181	180	730	132	
74	0	2	480	160	556	554	3,44	1,24	2,19	205,9	203,7	204,83	181,05	23,49	111	110	730	81	
76	0	2	189	160	267	265	2,19	0,49	1,70	203,7	202,1	202,95	180,51	22,14	50	ПО ВХК	730	36	
79	0	2	239	320	320	318	1,70	0,62	1,08	202,1	198,4	200,33	180,61	19,42	53	ПО ВХК	730	38	
998	0	2	-625	320	375	373	1,08	-1,62	2,70	198,4	204,7	201,61	180,71	20,60	65	ПО ВХК	730	48	
912	0	2	-539	320	375	373	2,70	-1,40	4,10	204,7	207,0	205,88	180,71	24,87	79	ПО ВХК	730	58	
1587	0	2	-1214	320	375	373	4,10	-3,15	7,25	207,0	209,3	208,16	180,71	27,14	86	ПО ВХК	730	63	
797	0	2	-424	320	375	373	7,25	-1,10	8,35	209,3	209,8	209,56	180,71	28,55	91	ПО ВХК	730	66	
445	0	2	-72	320	375	373	8,35	-0,19	8,53	209,8	210,0	209,91	180,71	28,90	92	ПО ВХК	730	67	

Продолжение приложения А

Таблица А.2- Сработка Чагдайской ГЭС в средневодном году.

Q, м³/с					Qвхк <Qнб		Vвдхц, км³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N, М Вт	Nгар , МВт	t, час ы	Э, млн кВт*ч
Qбытп ол	Qхолс бр	Qфиль тр	Qвдх щ	Qвх к	Qнб	Qгэс	на ч	dV	кон	нач	кон	средн						
227	0	2	91	320	320	318	8,5	0,24	8,30	210,00	209,78	209,89	180,61	28,98	78	ПО ВХК	730	57
139	0	2	320	160	461	459	8,3	0,83	7,47	209,78	209,34	209,56	180,87	28,39	111	110	730	81
108	0	2	670	160	780	778	7,4	1,74	5,73	209,34	208,92	209,13	181,45	27,39	181	180	730	132
92	0	2	780	160	874	872	5,7	2,02	3,71	208,92	206,39	207,66	181,61	25,75	191	180	730	139
69	0	2	480	160	551	549	3,7	1,24	2,47	206,39	204,30	205,35	181,04	24,01	112	110	730	82
69	0	2	250	160	321	319	2,4	0,65	1,82	204,30	202,62	203,46	180,61	22,55	61	ПО ВХК	730	45
69	0	2	283	320	354	352	1,8	0,73	1,08	202,62	198,48	200,55	180,67	19,57	59	ПО ВХК	730	43
2368	0	2	-760	320	1610	1608	1,0	- 1,97	3,05	198,48	205,33	201,91	182,83	18,78	257	ПО ВХК	730	187
4774	0	2	-1837	320	2939	2937	3,0	- 4,76	7,82	205,33	209,46	207,40	184,76	22,34	558	ПО ВХК	730	407
2050	0	2	-138	320	1914	1912	7,8	- 0,36	8,17	209,46	209,68	209,57	183,30	25,97	422	ПО ВХК	730	308
3532	0	2	-123	320	3411	3409	8,1	- 0,32	8,49	209,68	209,96	209,82	185,37	24,15	700	ПО ВХК	730	511
2438	0	2	-16	320	2424	2422	8,4	- 0,04	8,53	209,96	210,00	209,98	184,05	25,63	528	ПО ВХК	730	385

Приложение Б – Зона работы проектируемой турбины

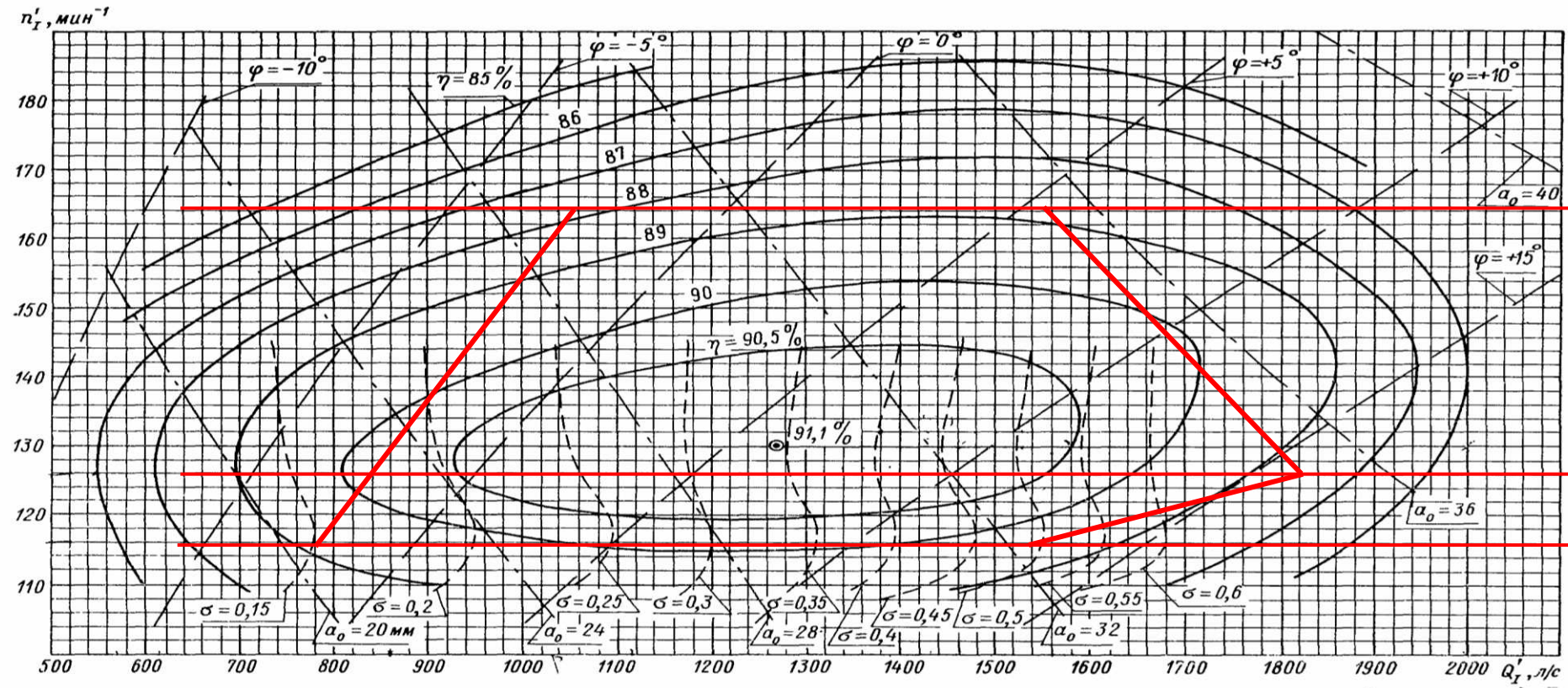


Рисунок Б.1 – ГУХ проектируемой турбины

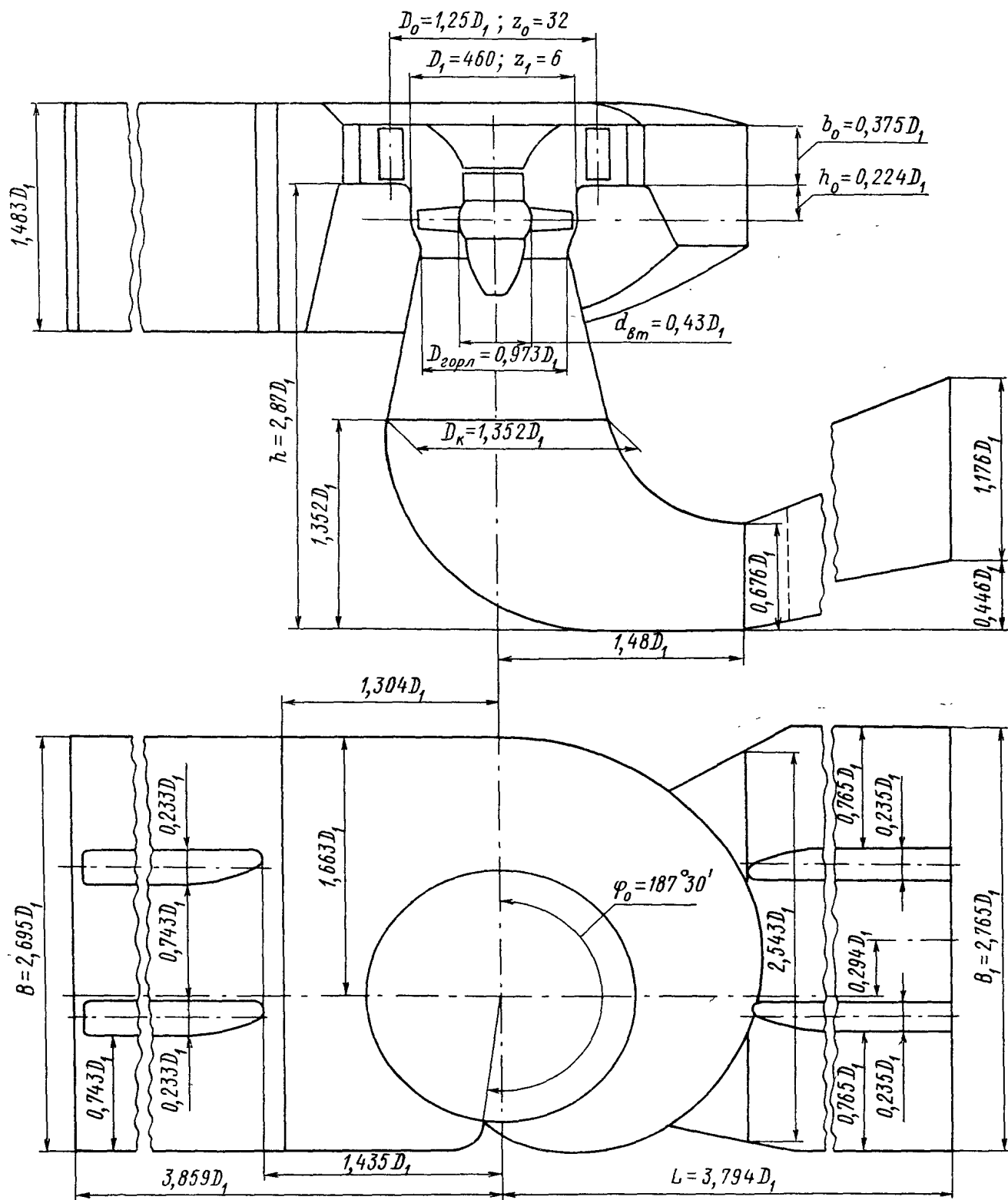
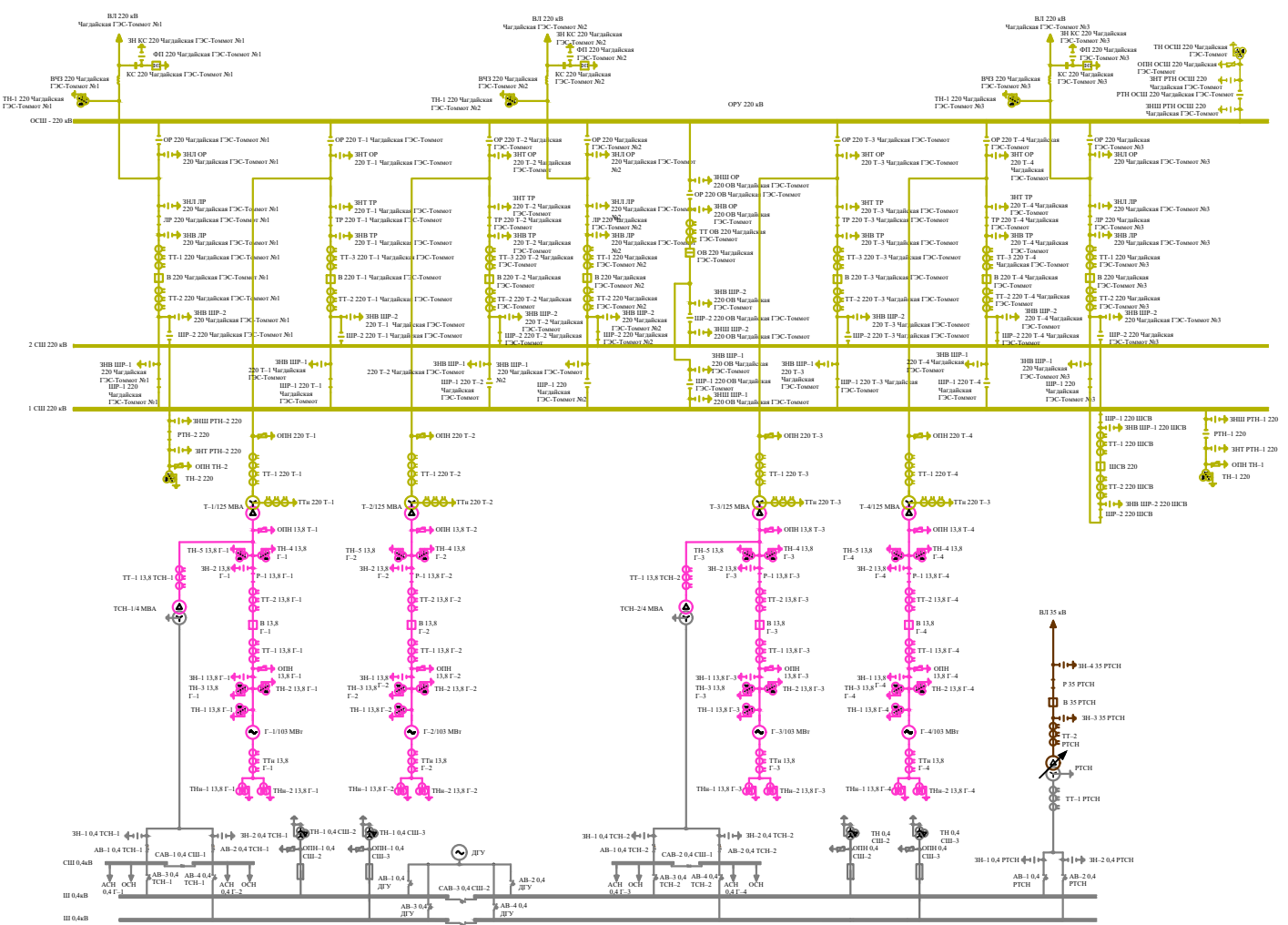


Рисунок Б.2 – Проточная часть турбины ПЛ – 30В-710

Главная электрическая схема



1. Ведомость проекта см. на чертеже
ВКР-13.03.02 - 1203245 - ГП.

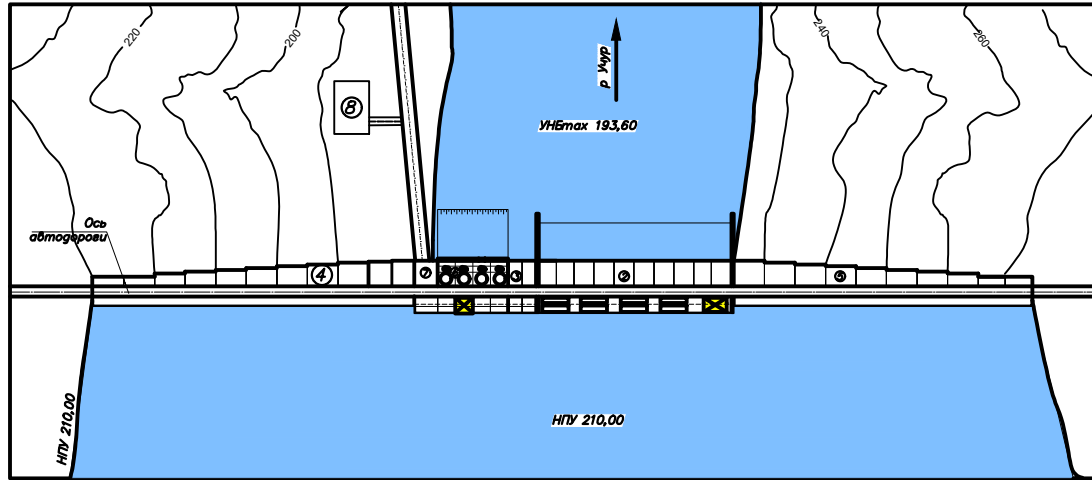
ВКР-13.03.02 - 1203245 - 93					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Имя	Курс	Лист	Измен.	Дата	Длина
Проектировщик	Иван				
Проверщик	Иван				
Н. Ковалева	Иван				
Имя	Комментарий				

Проектирование Чавдарской ГЭС на реке Уур		
Состав	Лист	Листов
2		5

Главная электрическая схема		ИЗЭС, 2017
Имя	Комментарий	Формат А1

Генеральный план Чагдайского гидроузла на реке Учур

М 1:2000



Экспликация

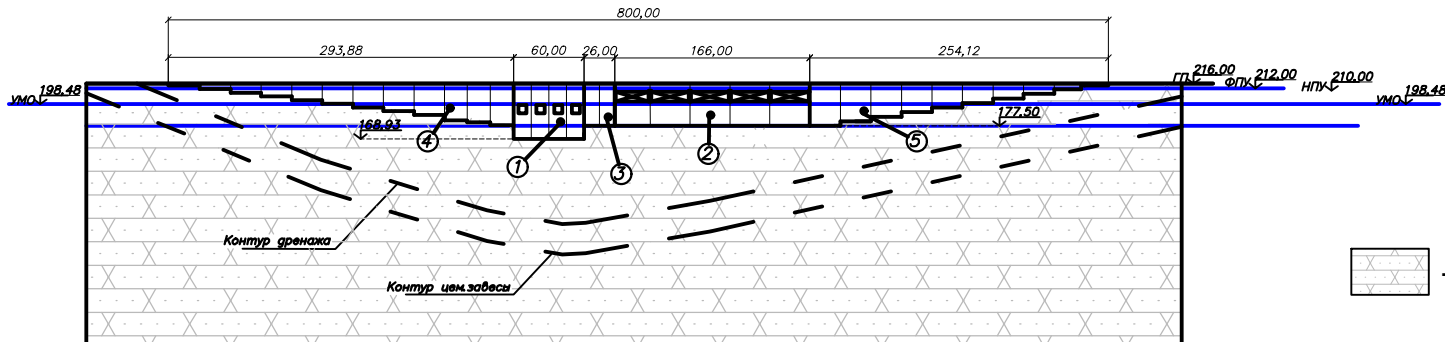
1	Станционная часть плотины
2	Водосливная бетонная плотина
3	Глухая бетонная плотина
4	Левобережная глухая плотина
5	Правобережная глухая плотина
6	Здание ГЭС
7	Монтажная площадка
8	ОРУ 220 кВ

Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ПП	Генеральный план. Вид с нижнего бьефа. Ведомость состава проекта
2	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ЗЗ	Глобальная электрическая схема
3	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ГР1	Поперечный разрез станционной части гидрострелы
		Основные характеристики гидрострелы
4	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ГР2	Поперечный разрез по водосливной плотине
5	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - РР	Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий
		Эпюры напряжений
6	ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ПЗ	Пояснительная записка

Вид с верхнего бьефа

М 1:2000

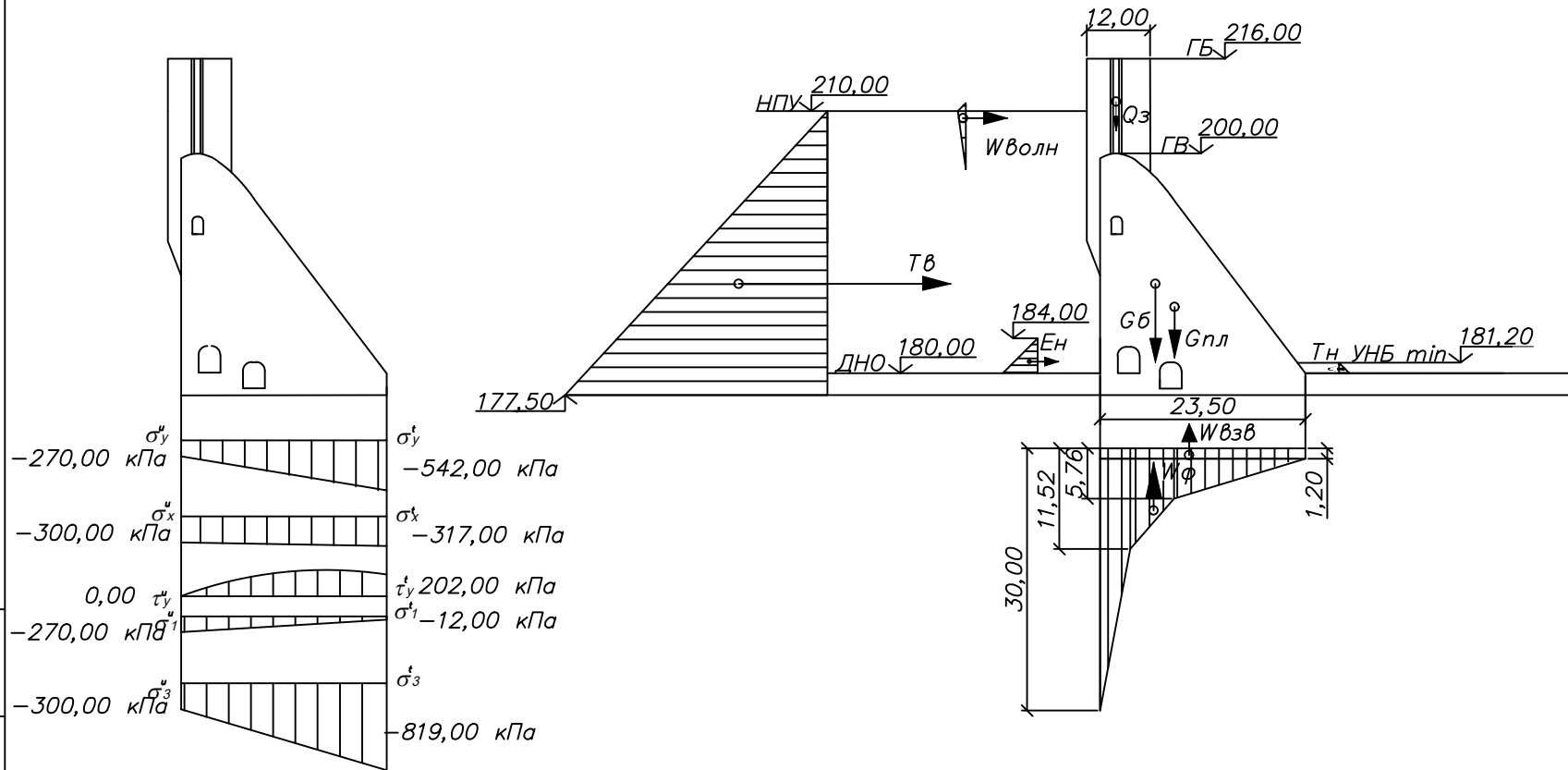


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02 - 1203245 - ПП.

		ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ПП		
		Саяно-Шушенский филиал СФУ		
Имя	Курс	Имя	Курс	Имя
Лопух	Имя	Проектирование	Имя	Имя
Белобров	Имя	Проектирование	Имя	Имя
И. Имя	Имя	ГЭС на реке Учур	3	5
		Генеральный план Чагдайского ГЭС. Вид с верхнего бьефа. Ведомость состава проекта		
Имя	Имя	ПЗЭС, 2017		

Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий. Эюры напряжений

Масштаб
1:500



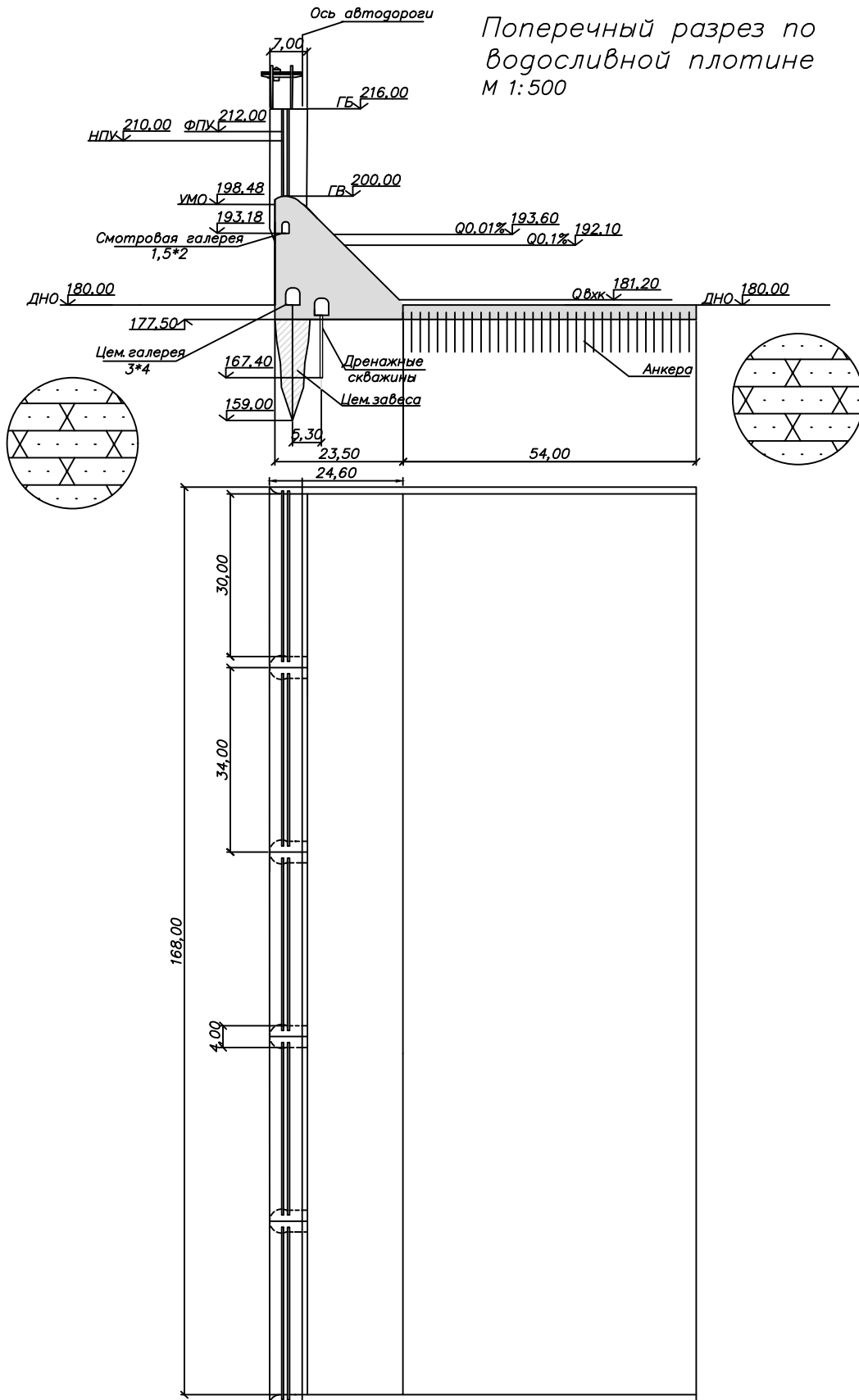
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02 - 1203245 - ГП.

					ВКР-13.03.02 - 1203245 - РР				
					Саяно-Шушенский филиал СФУ				
Изм.	Куч.	Лист	ИГрок.	Попл.	Дата	Проектирование Чагадской ГЭС на реке Угур	Стация	Лист	Листов
Разраб.	Вето						5	5	
Проверил	Затеев					Нагрузки и напряжения на водосливную часть плотины. Эюры напряжений	ГТЭС, 2017		
Т. Констр.	Сибирь								
И. Констр.									
Утв.	Татарников								

Формат А2

Имя, И. Ф. Фамилия
Полн. и дата
Имя, И. Ф. Фамилия

Поперечный разрез по водосливной плотине
М 1:500



Имя, № листа	Лист и дата	Взам. инв. №	Стр. №	Перв. примен.

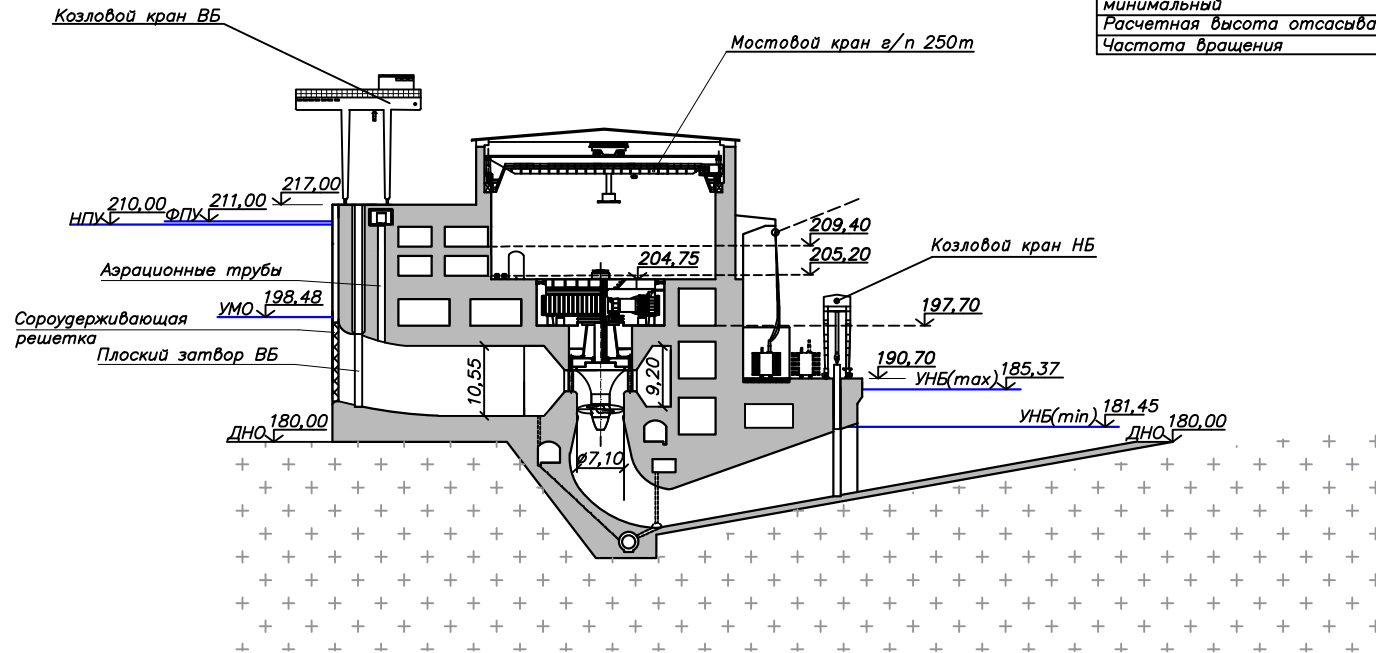
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеж ВКР-13.03.02 - 1203245 - ГП.

ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ГР2						Саяно-Шушенский филиал СФУ		
Имя	Куч.	Лист	Ирок.	Подп.	Дата	Проектирование Чавдайской ГЭС на реке Учур		
Разраб.	Вико	Затеев				Стр.	Лист	Листов
Продер.	Сидоров					4	5	
Н. Констр.						Поперечный разрез по водосливной плотине		
Утв.	Татаринков					ГТЭС, 2017		
Формат А2								

Поперечный разрез станционной части Чагдайской ГЭС
М 1:500

Основные характеристики ГА

Тип турбины	ПЛ 30-В
Тип генератора	СВ-1160/135-60
Количество агрегатов	4
Напор:	
максимальный	29,40 м
расчетный	25,20 м
минимальный	15,40 м
Расчетная высота отсасывания	-6,77 м
Частота вращения	100 об/мин

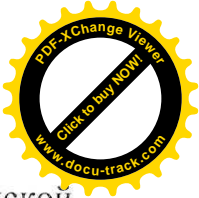
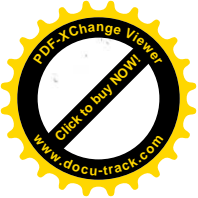


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02 - 1203245 - ПП.

ВКР - 13.03.02.06 - 1203245 - ГР1					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Куч.	Лист	ИГрос.	Попр.	Дата
Разроб.	Вино				
Проверил	Масленников				
Т. Констр.	Сибирь				
Н. Констр.					
Утв.	Татарников				
Проектирование Чагдайской ГЭС на реке Учур				Страниц	Лист
Поперечный разрез станционной части Чагдайской ГЭС. Основные характеристики ГА				1	5
				ГТЭС, 2017	

Формат А2

Имя, И. фам.
Долг. и дата
Имя, И. фам.



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чагдайской ГЭС на реке Учур. Автоматизированные системы оперативного контроля гидротехнических сооружений (АСОК ГТС)».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 13.06.17 Е.Ю. Замеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Гидротурбинное,
Гидромеханическое и
вспомогательное оборудование

Алексей 16.06.17 А.В. Масленкина
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Зайд 15.06.17 А.Н. Сивцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Зайд 16.06.17 В.В. Козанцова
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и
гидроузла

Зайд 16.06.2017 В.Б. Засел
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная
безопасность

Зайд 16.06.17 М.Т. Пирожков
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Зайд 13.06.17 В.В. Ларасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

М. 20.06.17 А.А. Заданский
подпись, дата инициалы, фамилия