

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Б.И. Татарников
подпись
«19» 05 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УРАЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧУСОВАЯ. ЛОКАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ОПОВЕЩЕНИЯ ГЭС (СРЕДСТВА, МЕТОДЫ, СИСТЕМЫ ОПОВЕЩЕНИЯ ПРИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ НА ГЭС, ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С МЧС И РЕГИОНАЛЬНЫМИ ВЛАСТЯМИ)

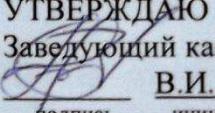
Руководитель 16.06.17 подпись, дата ст. археолог должность, ученая степень А.М. Волошин инициалы, фамилия

Выпускник Илья 16.06.17
подпись, дата

Саяногорск; Черёмушки 2017

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись В.И. Татарников
инициалы, фамилия
«16» июня 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Премичкиной Эмилии Николаевне.

Группа ЗГЭ12-01Б. Направление 13.03.02.06 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Уральской ГЭС на реке Чусовая. Локальные системы оповещения ГЭС (средства, методы, системы оповещения при чрезвычайных ситуациях на ГЭС, взаимодействие с МЧС и региональными властями)».

Утверждена приказом по университету № 47 от 31 марта 2017 г.

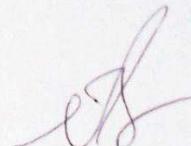
Руководитель ВКР А.М. Волошин, ст. преподаватель кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ.

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компоновка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Технико-экономические показатели; 9) Локальные системы оповещения ГЭС (средства, методы, системы оповещения при чрезвычайных ситуациях на ГЭС, взаимодействие с МЧС и региональными властями).

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Уральской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Уральской ГЭС; главная схема Уральской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Уральской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Уральской ГЭС; основные технико-экономические показатели строительства Уральской ГЭС; иллюстрационные материалы к спец.вопросу.

Руководитель ВКР


подпись

А.М. Волошин

Задание принял к исполнению


подпись

Э.Н. Премичкина

«16» июня 2017 г.

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

ОТЗЫВ

руководителя Волошина А.М. ст. преподавателя кафедры ГГЭЭС Саяно-
Шушенского филиала СФУ о бакалаврской работе «Проектирование
Уральской ГЭС на реке Чусовая. Локальные системы оповещения ГЭС
(средства, методы, системы оповещения при чрезвычайных ситуациях на
ГЭС, взаимодействие с МЧС и региональными властями)»
Премичкиной Эмилии Николаевны

Бакалаврская работа «Проектирование Уральской ГЭС на реке Чусовая. Локальные системы оповещения ГЭС (средства, методы, системы оповещения при чрезвычайных ситуациях на ГЭС, взаимодействие с МЧС и региональными властями)» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на 151 листе пояснительной записки и 5 чертежах. Все части работы выполнены достаточно подробно.

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

Все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, стандартам «РусГидро» и выполнены по стандартной методике.

В рамках специального вопроса были рассмотрены принципы создания локальных систем оповещения ГЭС, требования к ним, нормативная документация и особенности их исполнения. После изучения прилегающей к ГЭС территории с учетом мест проживания населения и требований нормативной документации был определен план размещения оборудования ЛСО и разработана структурная схема для проектируемой в данной бакалаврской работе Уральской ГЭС.

Основным замечанием данной работы является превышение объема пояснительной записки.

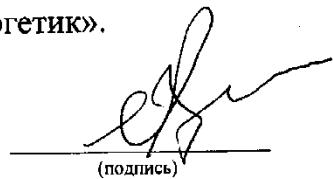
Бакалаврская работа выполнена аккуратно, четко, в полном и качественном изложении.

В процессе работы Премичкина Эмилия показала хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Уральской ГЭС на реке Чусовая. Локальные системы оповещения ГЭС (средства, методы, системы

оповещения при чрезвычайных ситуациях на ГЭС, взаимодействие с МЧС и региональными властями)» заслуживает высокой оценки, а автор работы – присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 16.06.2017


(подпись)

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В.И. Татарников

ПОДПИСЬ

«___» _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УРАЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧУСОВАЯ. ЛОКАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ОПОВЕЩЕНИЯ ГЭС (СРЕДСТВА, МЕТОДЫ, СИСТЕМЫ ОПОВЕЩЕНИЯ ПРИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ НА ГЭС, ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С МЧС И РЕГИОНАЛЬНЫМИ ВЛАСТЯМИ)

Руководитель 16.06.17 подпись, дата ст. археолог должность, ученая степень А.М. Волошин инициалы, фамилия

Выпускник Ильин 16.06.17
подпись, дата

Саяногорск; Черёмушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Уральской ГЭС на реке Чусовая. Локальные системы оповещения ГЭС (средства, методы, системы оповещения при чрезвычайных ситуациях на ГЭС, взаимодействие с МЧС и региональными властями)».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 13.06.17 Е.Ю.Замейко
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Мелеев 14.06.17 Р.В. Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тюн 16.06.17 Л.В. Постухина
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Мир 13.06.17 Д.В. Шарков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Чуб 14.06.17 Н.Н. Чубченко
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

Р 17.06.17 Б.Г. Гайдуков
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Юрий 16.06.17 В.В. Лапасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Юрий 19.06.17 А.И. Чадаков
подпись, дата инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Уральской ГЭС.....	7
Введение.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Климатические условия.....	10
1.2 Гидрологические данные	10
1.3 Инженерно-геологические условия	14
1.4 Данные по энергосистеме.....	14
1.5 Аналоги проектируемого гидроузла	14
2 Водно-энергетические расчеты	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	21
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	23
2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС	26
2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	27
3 Основное и вспомогательное оборудование	30
3.1 Построение режимного поля	30
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	32
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	36
3.4 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала	38
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора	40
3.6 Выбор вспомогательного оборудования	41
3.6.1 Выбор крана	41
3.6.2 Выбор маслонапорной установки	41
3.6.3 Выбор электрогидравлического регулятора	41
4 Электрическая часть	42
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	42
4.2 Выбор блочных трансформаторов 500 кВ.....	43
4.2.1 Выбор блочных трансформаторов для схемы с единичными блоками	43
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов для схемы с объединенными блоками	45
4.3 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта ...	46
4.4 Выбор основного силового оборудования	48
4.4.1 Выбор блочных трансформаторов	48
4.4.2 Выбор трансформаторов собственных нужд для схемы	

с укрупненными блоками.....	48
4.4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий	48
4.5 Выбор схемы распределительного устройства.....	50
4.6 Расчет токов короткого замыкания в РУ ВН	50
4.6.1 Расчет тока трехфазного короткого замыкания.....	50
4.6.2 Расчет тока однофазного короткого замыкания в точке К ₁	53
4.6.3 Расчет тока трехфазного короткого замыкания на генераторном напряжении.....	55
4.7 Выбор электрических аппаратов	58
4.7.1 Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников	58
4.7.2 Выбор выключателей и разъединителей	59
4.7.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения	60
4.7.4 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении.....	61
4.8 Выбор ячеек КРУЭ.....	61
5 Релейная защита и автоматика.....	62
5.1 Перечень защит основного оборудования.....	62
5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	63
5.3 Расчет уставок защит генератора	63
5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора	63
5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	66
5.3.3 Защита от повышения напряжения	68
5.3.4 Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора	69
5.3.5 Защита от симметричных перегрузок статора	72
5.3.6 Дистанционная защита генератора	73
5.3.7 Защита ротора от перегрузки.....	77
5.4 Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор	78
5.5 Таблица уставок	78
6 Компоновка и сооружения гидроузла	80
6.1 Состав и компоновка гидроузла	80
6.2 Определение класса плотины и отметки гребня плотины	80
6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения.....	80
6.2.2 Определение отметки гребня плотины	80
6.3 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины	83
6.3.1 Определение ширины водосливного фронта	83
6.3.2 Определение отметки гребня водослива	84
6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода	86
6.3.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	87
6.3.5 Расчет параметров принятых гасителей	88
6.4 Конструирование бетонной плотины.....	91
6.4.1 Определение ширины подошвы плотины	91
6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами.....	92

6.4.3 Быки.....	93
6.4.4 Устои	93
6.4.5 Галереи в теле плотины.....	93
6.4.6 Дренаж тела бетонной плотины	94
6.5 Назначение размеров основных элементов плотины	94
6.5.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	94
6.6 Определение основных нагрузок на плотину	96
6.6.1 Вес сооружения	96
6.6.2 Сила гидростатического давления воды.....	97
6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления	97
6.6.4 Сила фильтрационного давления	98
6.6.5 Давление грунта	98
6.6.6 Волновое давление.....	98
6.6.7 Фильтрационные расчеты подземного контура	99
6.7 Расчет прочности плотины.....	99
6.7.1 Определение напряжений	99
6.7.2 Критерии прочности плотины	102
6.8 Расчет устойчивости плотины	103
6.9 Расчет высоты перемычек первой очереди	104
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	106
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	106
7.2 Охрана труда.....	106
7.3 Пожарная безопасность	109
7.4 Мероприятия по охране природы.....	111
8 Технико-экономические показатели	113
8.1.1Оценка объемов продаж	113
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	113
8.1.3 Налоговые расходы.....	116
8.2 Оценка суммы прибыли	116
8.3 Оценка инвестиционного проекта.....	117
8.3.1 Методология, исходные данные.....	117
8.3.2 Коммерческая эффективность проекта.....	118
8.3.3 Бюджетная эффективность	119
8.4 Анализ рисков инвестиционных проектов.....	120
9 Локальные системы оповещения ГЭС (средства, методы, системы оповещения при чрезвычайных ситуациях на ГЭС, взаимодействие с МЧС и региональными властями).....	123
9.1 Цели, назначения и области использования ЛСО	123
9.2 Нормативная документация по организации ЛСО в районах размещения потенциально опасных объектов	124
9.3 Организация и порядок задействования локальных систем оповещения	126

9.3.1 Организация локальных систем оповещения гидроэлектростанции.....	126
9.3.2 Порядок задействования локальной системы оповещения	128
9.4 Создания ЛСО Уральской ГЭС	128
9.4.1 Описание близлежащей зоны проектирования Уральской ГЭС.....	128
9.4.2 Организационно-техническое построение локальной системы оповещения в районе размещения Уральской ГЭС	128
9.5 Структура комплекса технических средств для проектируемой ГЭС	131
9.5.1 Описание функционирования комплекса технических средств (КТС) ЛСО Уралькой ГЭС	131
9.5.2 Описание КТС на объектах	133
9.5.3 Особенности функционирования технических средств в пусковом, нормальном и аварийном режимах. Система электроснабжения.....	134
9.6 Средства телеобработки и передачи данных	134
9.7 Общий принцип работы системы оповещения	134
Заключение	136
Список использованных источников	138
Приложение А - Г	141-151

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ УРАЛЬСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Чусовая;
2. Местонахождение ГЭС Пермский край;
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 3799 м³/с;
 - б) всех турбин 2580 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% 6576 м³/с;
0,01% 7325 м³/с;
 - г) минимальный 1200 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 219 м;
ФПУ 220 м;
УМО 176 м;
 - в) объемы:
 - полный 35 км³;
 - полезный 27,5 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 82 м;
 - б) расчетный 65,5 м;
 - в) минимальный 47 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 1350 МВт;
 - гарантированная 1167 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 12929 млн. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая 138 м / 100,4 м;
 - б) правобережная глухая 114 м / 100,4 м;
 - в) станционная 266 м / 100,4 м;
 - г) глухая сопрягающая водосливную и станционную 20 м / 100,4 м;
 - д) водосливная 57 м / 100,4 м;
8. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 3 отверстия 16 м;
 - в) общая длина 57 м;
 - г) максимальная высота 100,4 м;
9. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 6;
 - б) грунты в основании известняк;
 - в) тип спиральной камеры металлическая круглая;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;

д) расстояние между осями агрегатов.....38 м;

10.Основное оборудование:

а) тип турбиныПЛД90-В-750;

б) тип генератора.....СВ-1436/200-80УХЛ4;

в) мощность генератора..... 225 МВт;

г) частота вращения 93,8 об/мин;

д) тип трансформаторов ТНДЦ 630000/500-У1;

11.Технико-экономические показатели:

а) срок окупаемости5,25 лет

б) удельные капиталовложения76 702,30 руб./кВт;

в) себестоимость энергии 14 коп/кВт·ч.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особое место в современных энергосистемах, выполняя главную роль по регулированию её параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидроэнергетика является ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой Энергосистемы страны, располагая более 90% резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС являются наиболее маневренными и способны при необходимости существенно увеличить объемы выработки в считанные минуты, покрывая пиковые нагрузки. Для тепловых станций этот показатель измеряется часами, а для атомных — целыми сутками.

Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы всей Единой электроэнергетической системы страны.

В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидроэлектростанции являются сложными природно-техническими комплексами. Их проектирование, строительство и эксплуатация требуют знакомства с широким кругом общетехнических и специальных дисциплин.

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.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Климатические условия

Климат на всей территории Пермского края умеренно-континентальный. Находясь на пути западного переноса воздушных масс, хребет Басеги, как и Урал в целом, несмотря на сравнительно небольшую высоту, значительно сдерживает распространение атлантического воздуха на восток. Климат области характеризуется ярко выраженной континентальностью, в чем существенную роль играет арктический воздух, вторгающийся сюда чаще всего весной. Холодный воздух с Карского моря отличается малой влажностью, массы атлантического воздуха, напротив, богаты влагой (до 700-800 мм в год).

В области относительно теплое лето: средняя дневная температура воздуха в июле составляет 24° . Средняя температура января $-17,9^{\circ}$, в некоторые годы самым холодным месяцем оказывается февраль. Половина осадков приходится на снег. Дожди бывают в основном в сентябре и июне, на западных склонах значительная часть - в августе. Минимум осадков выпадает в феврале и декабре. Летом в горах часты грозы. Для района характерны частые летние туманы, которые иногда держатся по несколько суток.

Продолжительность безморозного периода - 80-90 дней. Устойчивый снежный покров образуется обычно в 3-й декаде октября и держится в среднем до 3-й декады апреля, т. е. около 180 дней. Средняя глубина снежного покрова - 115-120 см на западных склонах и почти на 30 см меньше - на восточных. В долинах глубина снежного покрова может достигать 1,5 и даже 2 м, а на вершинах не превышает 50-70 см.

В зимние месяцы преобладают ветры западного и юго-западного направлений, их средняя скорость довольно высока - от 4,1 до 5 м/с, она заметно возрастает в горах, особенно выше границы леса. Летом кроме западных и юго-западных ветров часты северо-западные.

1.2 Гидрологические данные

Чусовáя (Полдневая) — река на Среднем Урале, левый приток Камы.

Река берёт начало на восточных склонах Уральского хребта, в Азии, пересекает его и в основном протекает по его западным склонам, в европейской части России, дважды переходя из Свердловской области в Пермский край.

Длина Чусовой — 592 км. Из них Чусовая течёт по Челябинской области — 20 км, по Свердловской области — 377 км, по Пермскому краю — 195 км. Площадь водосборного бассейна реки составляет $23\ 000\ km^2$, средний уклон 0,4 м/км. Средняя высота водосбора составляет 356 м.

В верховьях Чусовая принимает много притоков, причём правые в основном более крупны и полноводны. Долина реки в верхнем течении широкая, склоны пологие.

В среднем течении долина сужается, часто склоны носят каньонообразный характер (на этом участке реку нередко именуют Горная Чусовая), местами долина слегка расширяется, склоны становятся более пологими. Имеющие осадочное происхождение известняковые, реже доломитовые, ангидритовые и сланцевые бойцы возвышаются над урезом воды на высоту от 10 до 115 м и имеют длину вдоль берега от 30 метров до полутора километров. Известняковые скалы подвержены выветриванию, поэтому нередко принимают причудливые очертания, а также окрашиваются в буро-грязный цвет с пятнами лишайников. В данной местности весьма активны карстовые процессы, что привело к возникновению многочисленных пещер, гротов, выемок и т.п.

Течение реки здесь принимает отчётливо горный характер, на реке насчитывается около 70 перекатов (местное название — переборы), крупнейший из них — Кашкинский перебор, падение уровня достигает 40 см/км. Пологие берега, сопряжённые с отмелами чередуются с крутыми скалами-бойцами. В русле попадаются крупные валуны, иногда выступающие над водной поверхностью. Река часто извивается, огибая горные массивы. Ширина реки в среднем течении — 120—140 м.

В низовьях (после города Чусового), после выхода из Уральских гор, река носит типично равнинный характер. Скорость реки замедляется, русло расширяется местами до 300 м: Чусовая неторопливо течёт в окружении заливных лугов, болот, лиственных и смешанных лесов, временами описывая широкие излучины.

Впадает река в Чусовской залив Камского водохранилища, образованного при строительстве Камской ГЭС в 693 км от устья Камы, немного выше города Перми. Подпор плотины водохранилища привёл к затоплению низовьев Чусовой на расстоянии до 125 км от устья.

На своём протяжении Чусовая принимает свыше 150 притоков, основные из них (в порядке впадения, от истока к устью):

- Ревда (левый);
- Большая Шайтанка (правый);
- Шайтанка (Чатаевская Шайтанка) (левый);
- Большой Шишим (правый);
- Сулём (правый);
- Межевая Утка (правый);
- Серебряная (правый);
- Койва (правый);
- Усьва (правый);
- Лысьва (левый).

Питание реки смешанное, с преобладанием снегового (55 %). Дождевое составляет 27 %, подземное 18 %. Половодье характерно с середины апреля до

середины июля. За лето бывает 6—7 дождевых паводков. Впрочем, обычно в июле-августе Чусовая мелеет.

Среднегодовой расход воды — 3445 м³/с. Скорость течения реки весьма значительная: в среднем течении она составляет около 8 км/ч, на перекатах и быстринах — до 25 км/ч, что в 10 раз превышает скорость течения таких равнинных рек как Волга или Кама.

Замерзает Чусовая обычно в конце октября, начале декабря.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Чусовая за период с 1923 по 1972 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно 3799 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			
		летняя		зимняя	
$z_{\text{ВБ}}$, м	W , км ³	Q , м ³ /с	$z_{\text{НБ}}$, м	Q , м ³ /с	$z_{\text{НБ}}$, м
129	0	0	129	0	129
140	0,282	500	132,53	500	133,15
160	2,472	1000	135,24	1000	136,15
180	8,081	1500	137,35	1500	138,5
200	18,25	2000	139,1	2000	140,5
230	46,266	2500	140,64	2500	142,3
н/д	н/д	3000	142,04	3000	144
н/д	н/д	3500	143,4	3500	145,65
н/д	н/д	4000	144,7	4000	147,25
н/д	н/д	4500	146	4500	148,74
н/д	н/д	5000	147,24	5000	150,16
		5500	148,46	5500	151,52
		6000	149,63	6000	152,85
		6500	150,75	6500	154,1
		7000	151,84	7000	155,3
		7500	152,9	7500	156,6

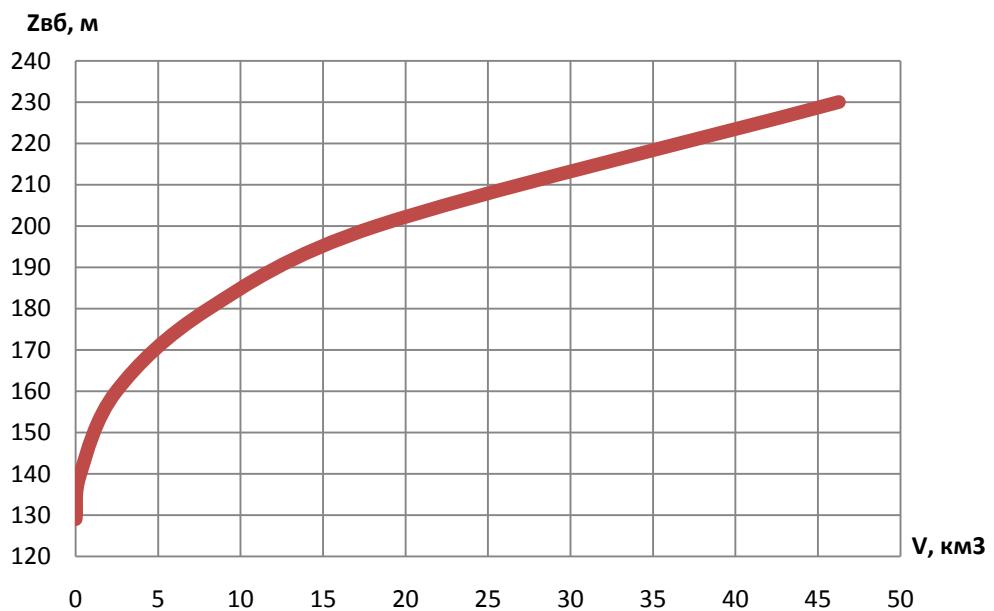


Рисунок 1.1 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

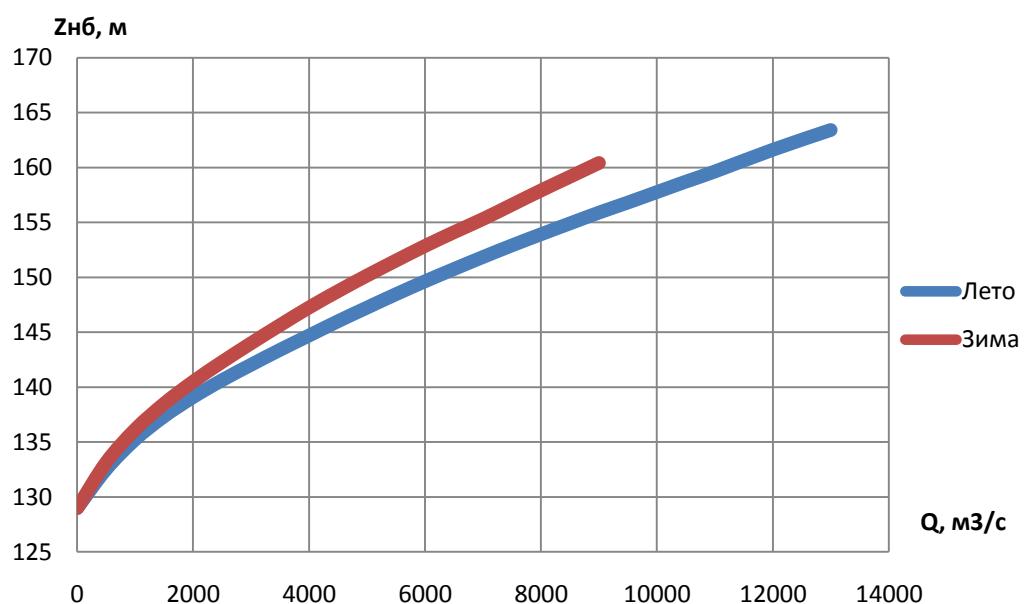


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

$Q, \text{м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	1200	1200	1200	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	1200	1200
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	-	-	-	1	1	1	2	1	1	1	-	-
Льдообразование	13	13	13	-26	-26	-13	-	-	-	-	13	13
Σ	14	14	14	-24	-24	-11	3	2	2	2	14	14

Потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h = 0,9$ м.
НПУ Уральской ГЭС составляет 219 м.

1.3 Инженерно – геологические условия

В основании сооружения залегает известняк. Ширина по створу 598 метров. Дно находится на отметке 129 метров.

1.4 Данные по энергосистеме

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Пермского края, Удмуртской Республики и Кировской области» (Пермское РДУ) осуществляет функции диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Пермского края, Кировской области и Удмуртской Республики Российской Федерации.

Входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала.

Территория операционной зоны расположена на площади 322,7 тыс. кв. км с населением 5,4 млн. человек.

В управлении и ведении Филиала АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 8609,4 МВт. Основными объектами генерации являются Пермская ГРЭС ОАО «ИНТЕР РАО-Электрогенерация» и Вотkinsкая ГЭС ОАО «РусГидро» и Яйвинская ГРЭС ПАО «Юнипро».

В диспетчерском управлении и ведении Пермского РДУ находятся 460 линий электропередачи класса напряжения 110-500 кВ. Объекты диспетчеризации Пермского РДУ расположены на 345 трансформаторных подстанциях и распределительных устройствах электростанций напряжением 110-500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 24834,9 МВА.

Установленная мощность существующих ГЭС: 1020 МВт.

1.5 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналогов в ходе проектирования была выбрана Зейская ГЭС.

2 Водно-энергетические расчеты

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 IV, V, VI, VII месяцы; к периоду межени относятся I, II, III, VIII, IX, X, XI и XII, месяцы).

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 таблице 2.1.

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

Таблица 2.1 – Ранжированный ряд для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных лет

m	$p \%$	Годы	Qср. год	Годы	Qср. пол	Годы	Qср. меж
1	2	1970	5506	1970	12605	1971	2060
2	4	1955	5458	1955	12452,5	1956	1989
3	6	1943	5237	1943	11877,5	1955	1961
4	8	1962	5076	1962	11767,5	1970	1956
5	10	1956	4995	1956	11007,5	1950	1930
6	12	1954	4933	1954	10962,5	1954	1918
7	14	1971	4874	1971	10502,5	1943	1916
8	16	1950	4637	1949	10280	1941	1910
9	18	1949	4513	1952	10167,5	1947	1869

Окончание таблицы 2.1

m	p %	Годы	Qср. год	Годы	Qср. пол	Годы	Qср. меж
10	20	1952	4501	1960	10160	1944	1805
11	22	1944	4408	1950	10050	1958	1800
12	24	1960	4373	1944	9612,5	1972	1796
13	25	1958	4304	1946	9350	1935	1769
14	27	1959	4209	1958	9312,5	1962	1730
15	29	1972	4197	1966	9237,5	1940	1723
16	31	1966	4082	1959	9225	1959	1701
17	33	1940	4012	1972	8997,5	1926	1691
18	35	1946	4004	1957	8920	1967	1669
19	37	1937	3977	1939	8835	1952	1668
20	39	1957	3924	1937	8795	1924	1665
21	41	1939	3805	1940	8590	1969	1660
22	43	1965	3783	1923	8415	1949	1630
23	45	1941	3701	1931	8270	1925	1618
24	47	1924	3678	1965	8220	1930	1583
25	49	1933	3654	1934	8052,5	1937	1568
26	51	1931	3653	1938	7910	1965	1564
27	53	1923	3646	1933	7882,5	1929	1553
28	55	1926	3622	1924	7705	1933	1540
29	57	1934	3579	1968	7677,5	1964	1520
30	59	1964	3563	1964	7650	1966	1504
31	61	1969	3500	1942	7507,5	1951	1494
32	63	1951	3492	1951	7487,5	1960	1479
33	65	1942	3474	1926	7482,5	1942	1458
34	67	1925	3459	1948	7317,5	1963	1439
35	69	1947	3351	1953	7300	1936	1439
36	71	1938	3340	1941	7282,5	1957	1426
37	73	1948	3283	1961	7215	1931	1344
38	75	1953	3237	1969	7180	1934	1343
39	76	1935	3210	1925	7142,5	1946	1331
40	78	1968	3208	1945	6927,5	1939	1290
41	80	1945	3131	1947	6315	1948	1265
42	82	1929	3045	1927	6260	1923	1261
43	84	1961	3000	1935	6092,5	1945	1233
44	86	1967	2960	1932	6070	1953	1205
45	88	1930	2927	1929	6030	1932	1174
46	90	1963	2841	1963	5644	1938	1055
47	92	1932	2806	1930	5615	1968	973
48	94	1936	2798	1928	5610	1961	893
49	96	1927	2544	1967	5542,5	1928	836
50	98	1928	2428	1936	5517,5	1927	686

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

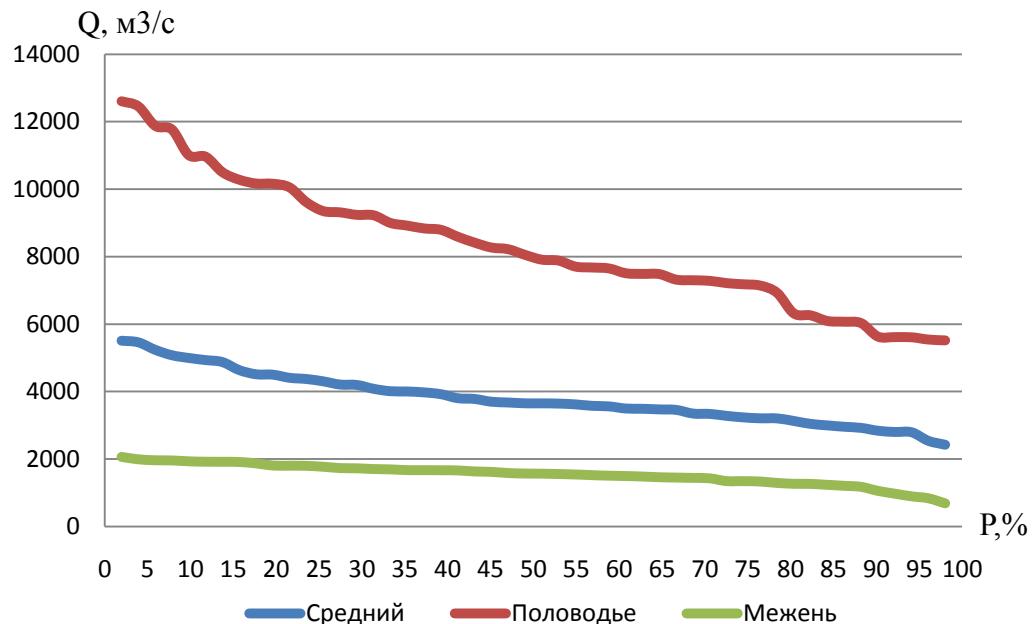


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

По таблице 2.1 определяется ближайший год расчетной обеспеченности 90%: 1963 г. В нашем случае для маловодного года приведения не требовалось, поэтому расчётный маловодный год остаётся таким же (таблица 2.2). Гидрограф представлен на рисунке 2.2

Таблица 2.2 – Расчётный маловодный год (1963)

Водный режим	Межень			Половодье				Межень					
	Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q90%, м ³ /с		1246	1256	1376	4634	5014	7071	5857	1968	1838	1578	1086	1166

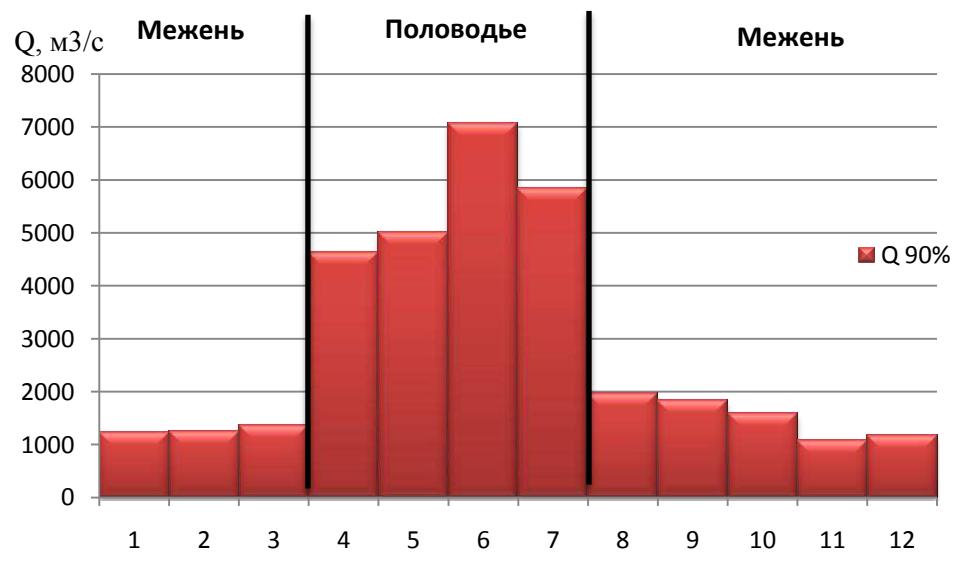


Рисунок 2.2 – Гидрограф маловодного года

Аналогично предыдущему, по кривой обеспеченности годовых расходов определяется год расчётной обеспеченности 50%: 1931 либо 1933. Вычисляются коэффициенты приведения по межени и половодью.

Для 1931 года:

По межени:

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{1965}}{Q_{1931}} = \frac{1564}{1344} = 1,16; \quad (2.2)$$

По половодью:

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{1938}}{Q_{1931}} = \frac{7910}{8270} = 0,956. \quad (2.3)$$

Для 1933 года:

По межени:

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{1965}}{Q_{1933}} = \frac{1564}{1540} = 1,01; \quad (2.4)$$

По половодью:

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{1938}}{Q_{1933}} = \frac{7910}{7882} = 1. \quad (2.5)$$

Выбирается 1933 год, поскольку его коэффициенты приведения лежат ближе к единице.

Далее умножаются месяцы, относящиеся к половодью на $K_{\text{пол}}$, а месяцы, относящиеся к межени на $K_{\text{меж}}$. 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 производится корректировка: принимается в этом месяце средневодного года расход равный расходу этого же месяца маловодного года, а получившуюся разницу вычитаем из соседних месяцев.

В приложении Б, таблице Б.1 представлен расчётный средневодный год без приведения, с приведением и с корректировкой. Гидрограф представлен на рисунке 2.3.

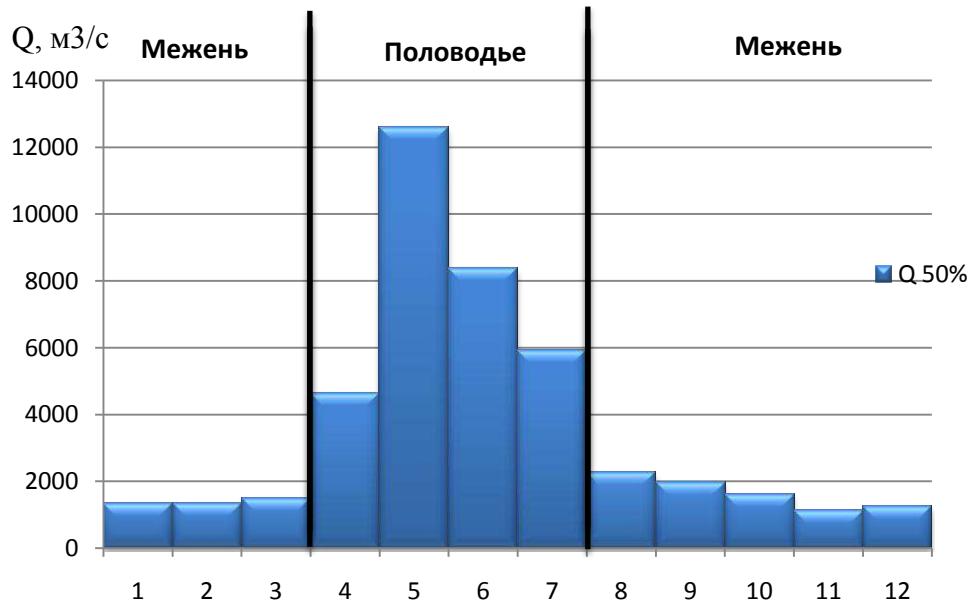


Рисунок 2.3 – Гидрограф средневодного года

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 таблицах 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Данные для построения ИКН зимних суток

$\Delta t, \text{ч}$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta \mathcal{E}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$	$\Sigma P, \text{МВт}$	$\Sigma \mathcal{E}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$
0	8749	0	0	0	0
1	8743	6	6	6	6
2	8733	10	20	16	26
3	8706	27	81	43	107
4	8639	67	268	110	375
5	8623	16	80	126	455
6	8595	28	168	154	623
7	8590	5	35	159	658
8	8584	6	48	165	706
9	8579	5	45	170	751
10	8556	23	230	193	981
11	8552	4	44	197	1025
12	8489	63	756	260	1781

Окончание таблицы 2.3

$\Delta t, \text{ч}$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta \mathcal{E}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$	$\sum P, \text{МВт}$	$\sum \mathcal{E}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$
13	8362	127	1651	387	3432
14	8225	137	1918	524	5350
15	8032	193	2895	717	8245
16	8031	1	16	718	8261
17	7585	446	7582	1164	15843
18	7569	16	288	1180	16131
19	7514	55	1045	1235	17176
20	7505	9	180	1244	17356
21	7395	110	2310	1354	19666
22	7374	21	462	1375	20128
23	7360	14	322	1389	20450
24		7360	176640	8749	197090

Таблица 2.4 – Данные для построения ИКН летних суток

$\Delta t, \text{ч}$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta \mathcal{E}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$	$\sum P, \text{МВт}$	$\sum \mathcal{E}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$
0	7297	0	0	0	0
1	7281	16	16	16	16
2	7184	98	195	113	211
3	7172	12	36	125	247
4	7148	24	94	149	341
5	7127	22	108	170	448
6	7117	10	57	180	505
7	7106	11	77	191	582
8	7099	7	56	198	638
9	7094	6	52	203	690
10	7087	7	68	210	757
11	7064	23	250	233	1008
12	7060	4	45	237	1053
13	7008	52	676	289	1729
14	6989	19	266	308	1995
15	6664	326	4883	633	6877
16	6663	1	8	634	6885

Окончание таблицы 2.4

$\Delta t, ч$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, МВт$	$\Delta \mathcal{E}, МВт\cdot ч$	$\sum P, МВт$	$\sum \mathcal{E}, МВт\cdot ч$
17	6238	426	7234	1059	14119
18	6190	48	860	1107	14978
19	5964	227	4304	1333	19282
20	5819	145	2900	1478	22182
21	5768	50	1055	1529	23237
22	5695	73	1606	1602	24843
23	5656	40	909	1641	25751
24		5656	135738	7297	161489

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учётом введённых в работу ГЭС представлены в приложении Б, на рисунках Б.1, Б.2 соответственно.

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:

$$P_t^{max} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.6)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a, b – коэффициенты, определяемые по следующим формулам:

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.7)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.8)$$

где $P_{зим}^{max}$ – максимальная нагрузка за зиму;

$P_{лет}^{max}$ – максимальная нагрузка за лето.

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываются аналогично:

$$P_t^{cp} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.9)$$

Расчеты графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлены в таблицах 2.5 и 2.6.

Таблица 2.5 – Расчетная таблица для построения графика максимальных годовых нагрузок

t , мес	a	b	P_{max} , МВт
1	8023	726,25	8725
2			8537
3			8211
4			7836
5			7510
6			7322
7			7321
8			7508
9			7833
10			8209
11			8535
12			8724

Таблица 2.6 – Расчетная таблица для построения графика среднегодовых нагрузок

t , мес	a	b	P_{cp} , МВт
1	7470,34	741,63	8187
2			7995
3			7663
4			7279
5			6947
6			6754
7			6754
8			6945
9			7277
10			7660
11			7993
12			8186

График средних и максимальных мощностей представлен на рисунке 2.4.

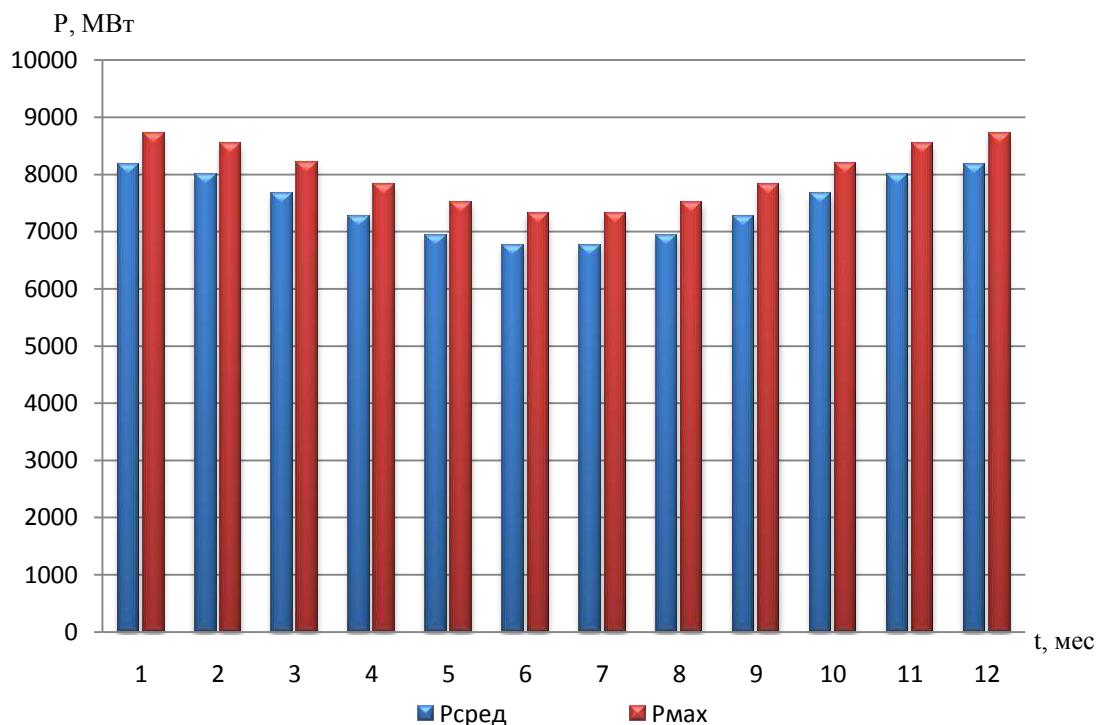


Рисунок 2.4 – График средних и максимальных мощностей

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 находится значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

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

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,64$;

H – подведенный напор;

$Q_{полез} = Q_{90\% \ быт} - Q_{ном}$ – полезный бытовой расход.

Подведенный напор:

$$H = Z_{ВБ} - Z_{НБ} - \Delta h, \quad (2.11)$$

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

$Z_{НБ}$ – 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:

$$N_{ГЭС\text{вхк}} = k_N \cdot Q_{вхк} \cdot H, \quad (2.12)$$

где $Q_{вхк}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, $\text{м}^3/\text{с}$.

Расчеты сведены в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q 90%	1246	1256	1376	4634	5014	7071	5857	1968	1838	1578	1086	1166
Qвхк	1200	1200	1200	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	1200	1200
Qпотери	14	14	14	-24	-24	-11	3	2	2	2	14	14
Qполез	1146	1056	976	4634	5014	7071	5857	2268	2238	1578	1086	1166
Zвб	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219
Zнб	137	136	136	146	147	152	149	140	140	138	137	137
H	81	82	82	72	71	66	69	78	78	80	82	81
Nбыт	688	693	755	2310	2465	3150	2785	1075	1009	877	604	646
Режим по ВХК												
Nвхк	671	671	671	1092	1092	1092	1092	1092	1092	1092	671	671
Zнбвхк	137	137	137	139	139	139	139	139	139	139	137	137
Hвхк	81	81	81	79	79	79	79	79	79	79	81	81

Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку и работы ГЭС по ВХК представлено в таблице 2.8. Месяц, в котором транзитная мощность ГЭС меньше требуемой по водохозяйственному режиму, будем считать месяцем начала сработки.

Таблица 2.8 – Сравнение режимов работы по $N_{быт}$ и $N_{вхк}$

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Сумма
$N_{разн}$	17	22	84	1218	1374	2058	1693	-17	-83	-215	-67	-25	6058

Из таблицы видно, что сработку нужно начинать с 8-ого месяца.

В таблице 2.8 была определена разность мощности при работе по бытовому стоку маловодного года и работе по ВХК. Найдя сумму полученных значений, можно судить о том сколько «лишней» воды мы имеем:

$$\Sigma(N^{быт} - N^{ВХК}) = 6058 \text{ (МВт).} \quad (2.13)$$

Далее распределяем получившуюся мощность таким образом, чтобы в декабре и январе, мощность была наибольшей, а в остальные месяцы была не меньше мощности ВХК.

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 без учёта перераспределения энергий проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.5.

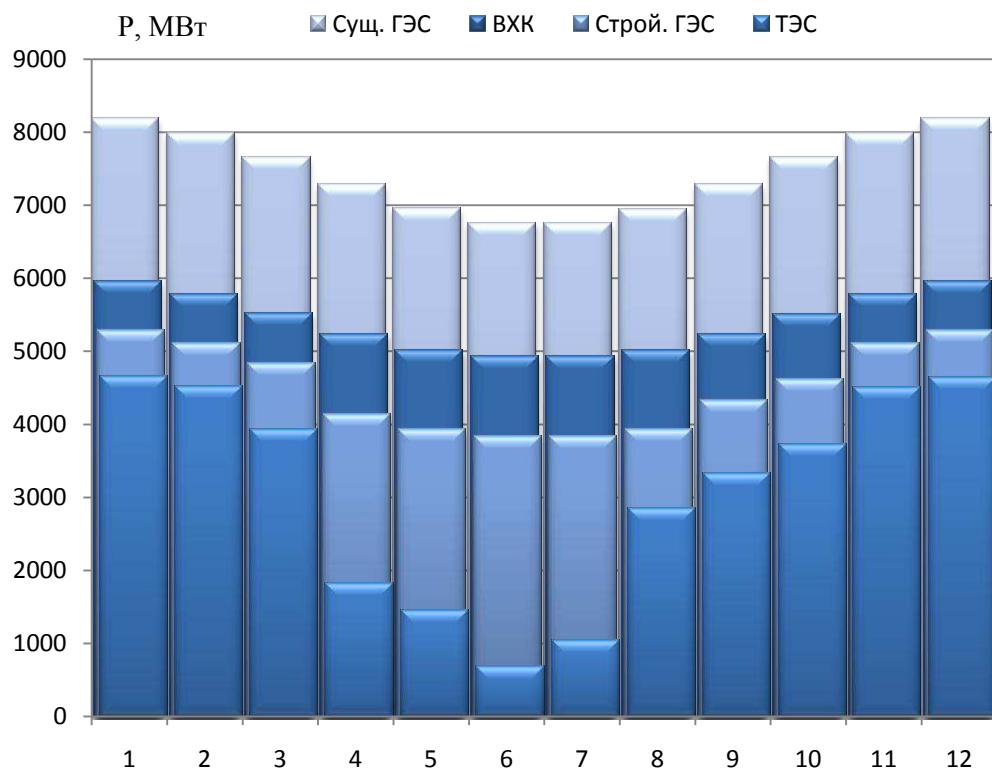


Рисунок 2.5 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, работающей на бытовом стоке

Баланс энергии с учётом перераспределения стока представлен на рисунке 2.6.

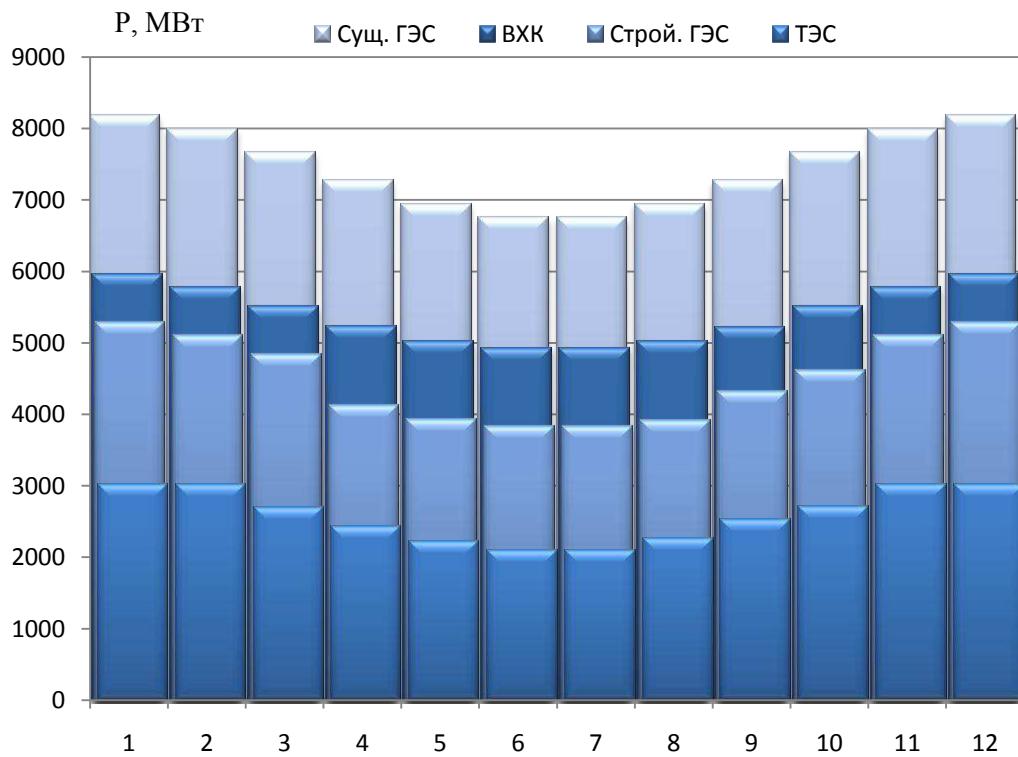


Рисунок 2.6 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учетом перераспределения бытовых мощностей

2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

Расчет работы водохранилища ГЭС производится календарным методом на заданный режим среднемесячных мощностей. Обязательным условием для водоно-энергетических расчётов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчётного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища.

За начало сработки водохранилища принимается месяц после окончания половодья, в данном случае – это август.

Главной задачей ВЭР является 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 50% $H_{max}^{подв}$ (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС).

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

Сработка средневодного года производится 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 средневодный годы представлена в приложении Б. (Приложение Б, таблица Б.2, Б.3, Б.4).

Выработка в средневодном году при сработке по мощностям получилась равной 12,93 млн. МВт·ч. При сработке по отметкам - мощность равна 12,69 млн. МВт·ч. Следовательно, сработку будем осуществлять по первому способу.

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

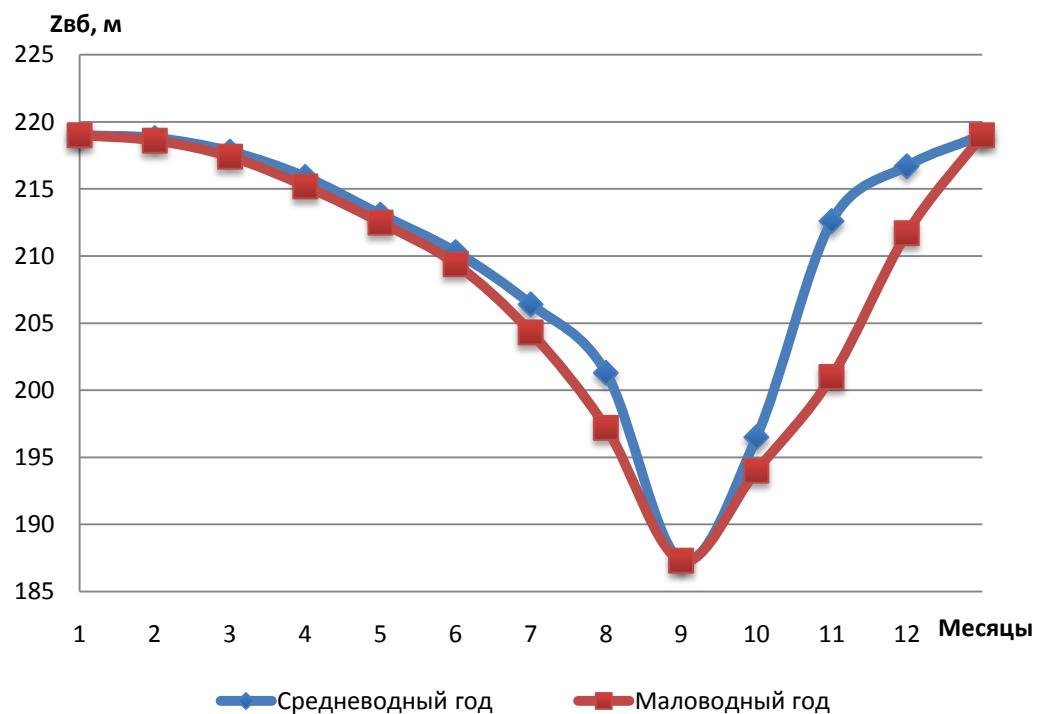


Рисунок 2.7 – График сработки и наполнения водохранилища

2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Установленная мощность станции – это вытесняющая рабочая мощность с учётом резервов. Так как на проектируемой станции не предусматривается дополнительного объёма водохранилища, то располагаем на ней только нагрузочный резерв.

Таким образом, установленная мощность станции составит:

$$N_{уст}^{пр.ГЭС} = N_{выт.раб.}^{пр.ГЭС} + N_{рез}^{нагр} = N_{выт.раб.}^{пр.ГЭС} + 0,02 \cdot N_{выт.раб.}^{пр.ГЭС} = 1320 + 0,02 \cdot 1320 = 1346,4 \text{ МВт}, \quad (2.14)$$

где $N_{рез}^{нагр}$ – нагрузочный резерв, равный 2% от вытесняющей рабочей мощности.

Для построения графика баланса мощностей необходимо определить величины резервов существующих ГЭС и тепловых станций и, как следствие, их установленную мощность.

Нагрузочный резерв составляет 2,5% рабочей мощности. Определяем нагрузочный и аварийный резерв существующих ГЭС (Приложение Б, таблица Б.5) и их рабочую мощность за каждый месяц:

$$N_{рез}^{нагр} = 0,025 \cdot N_{раб}^{сущ,ГЭС}. \quad (2.15)$$

Рабочую мощность ТЭС определяем из условия полного покрытия графика нагрузки:

$$N_{раб}^{TЭС} = N^{max} - N_{раб}^{np,ГЭС}, \quad (2.16)$$

где N^{max} – месячный максимум нагрузки;

$N_{раб}^{np,ГЭС}$ – рабочая мощность проектируемой станции.

Установленная мощность тепловых электростанций будет определяться суммой рабочей мощности и резервов:

$$N_{уст}^{TЭС} = N_{раб}^{TЭС} + N_{ав,рез.}^{TЭС} + N_{нагр,рез.}^{TЭС}, \quad (2.17)$$

где $N_{раб}^{TЭС}$ – рабочая мощность ТЭС;

$N_{нагр,рез.}^{TЭС} = 0,02 \cdot N_{раб}^{TЭС}$ – нагрузочный резерв тепловых станций;

$N_{ав,рез.}^{TЭС} = 0,1 \cdot N_{раб}^{TЭС}$ – аварийный резерв тепловых станций.

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.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ,ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{сущ,ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{1020}{6} = 170 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.18)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр,ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр,ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{1346,4}{6} = 224,4 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.19)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

Отсюда ремонтная площадь ТЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{TЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left(\frac{6955}{4} + \frac{6955}{2} \right) \cdot \frac{1}{2} = 2608 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.20)$$

Данные, полученные в ходе расчётов, сводим в приложение Б, таблица Б.5.

Баланс мощности представлен на рисунке 2.8.

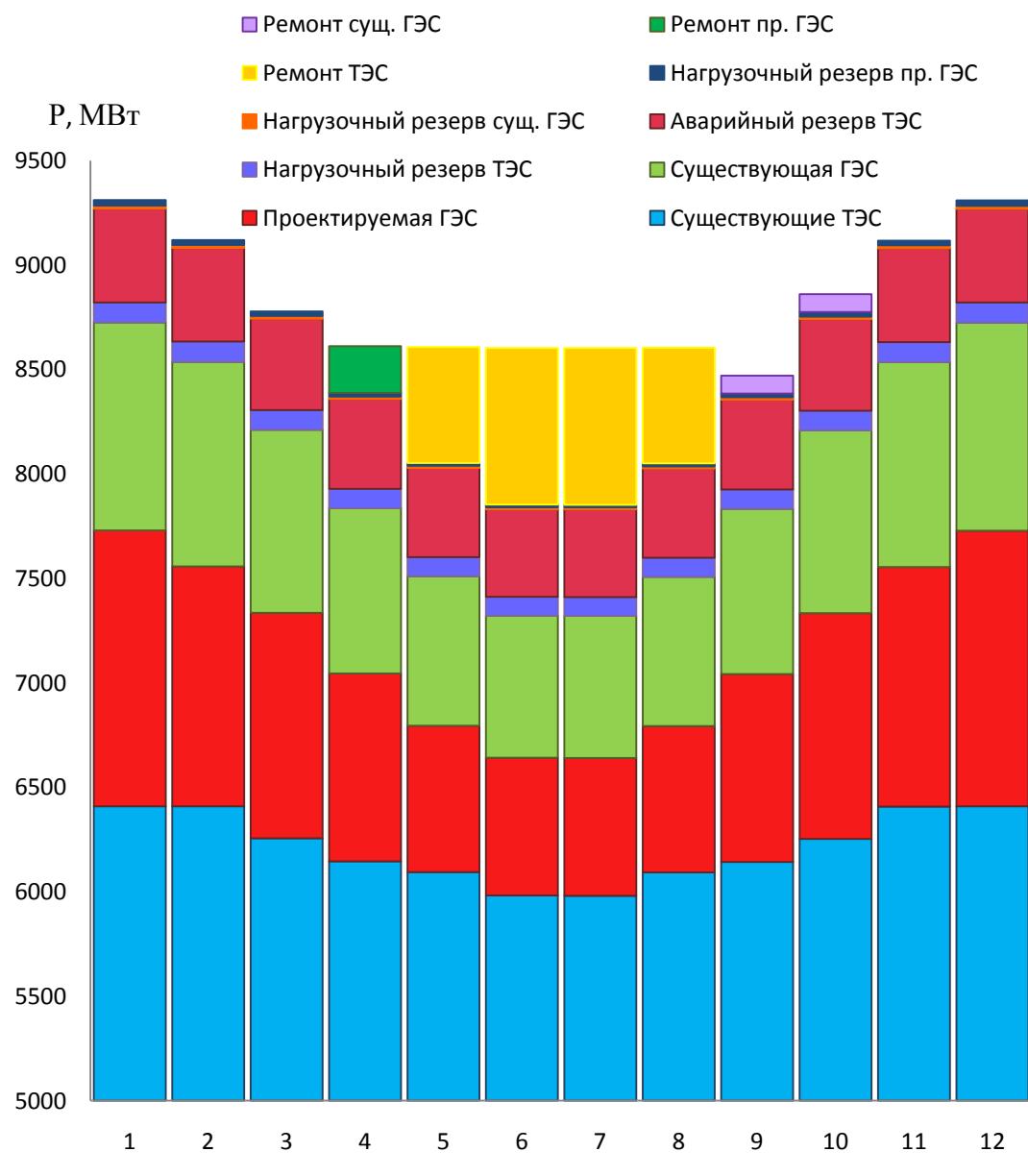


Рисунок 2.8 – Баланс мощности энергосистемы

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 $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 219$ 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:

$$Q_{min} = 1200 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где $N_{ycm} = 1346,4$ Мвт – установленная мощность Уральской ГЭС;

$k_N = 8,58$ – 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

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб	Zнб	Hнпу	Hумо	Hвб	H	Q	H	Q
5500	148,43	69,7	38,9	58	78	2316,1	65,5	2758,1
5000	147,21	70,9	40,1	59	77	2346,1	64	2726,3
4500	145,96	72,1	41,3	61	76	2377,0	62	2683,4
4000	144,7	73,4	42,6	62	75	2408,7	60	2639,8
3500	143,41	74,7	43,9	63	74	2441,3	58	2595,4
3000	142,08	76,0	45,2	65	73	2474,7	56	2550,3
2500	140,67	77,4	46,6	66	72	2509,1	54	2504,3
2000	139,12	79,0	48,2	68	71	2544,4	52	2457,5
1500	137,34	80,8	50,0	69	70	2580,8	50	2409,8
1000	135,2	82,9	52,1	72	68	2656,7	49	2385,5
500	132,51	85,6	54,8	74	66	2737,2	48	2361,1
0	129,03	89,1	58,3	78	65,5	2758,1	47	2336,4

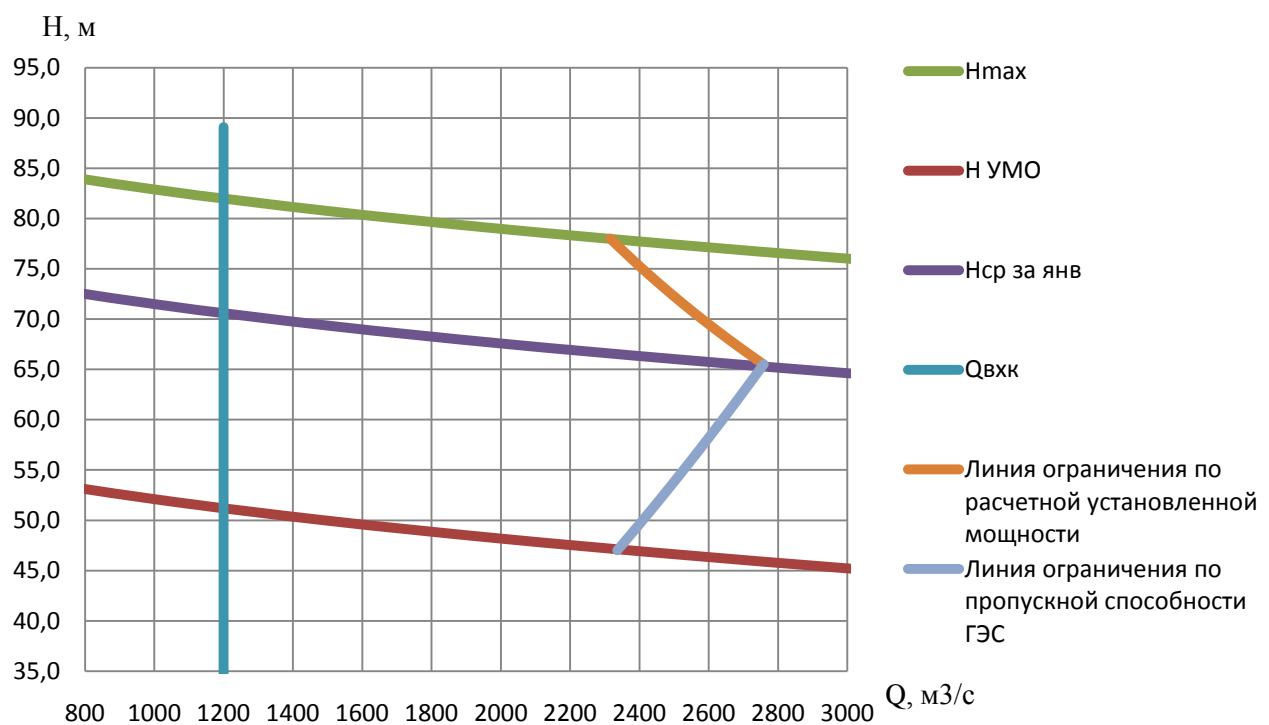


Рисунок 3.1 – Режимное поле Уральской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{max} = 82$ (м). Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- максимальный расход $Q_{ГЭС}^{max} = 2758,1 \left(\text{м}^3/\text{с} \right)$. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- расчётный напор $H_{расч} = 65,5$ (м). Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 47$ (м). Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится, 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.

Диапазон напоров соответствует ПЛД90-В45° со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛД90-В45°
Максимальный напор	$H_{пред}$	90
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1o}, \text{мин}^{-1}$	85
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мо}$	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{л/с}$	1200
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{1max}	0,38
Приведенный диаметр РК	$D'_{1M}, \text{м}$	0,46
Напор модельной турбины	$H_m, \text{м}$	4
Коэффициент вязкости	ν_{mod}	1,14

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

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.4)$$

где η_M, D_{1M}, H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины соответственно;
 D_1, H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины;
 v_M, v_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий t_H и t_M ;
 ε – коэффициент, выражющий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (для поворотно-лопастных гидротурбин $\varepsilon = 0,75$).
Мощность одного агрегата:

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

где Q'_{1p} – приведенный расход в расчетной точке;
 η_g^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимается $\eta_g = 0,97$).
Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

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

где $N_{gэс}^{уст} = 1346,4$ МВт – расчетная установленная мощность.

Рассчитанное 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 по формуле:

$$N_a = \frac{N_{gэс}^{уст}}{Z_a}. \quad (3.7)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{1p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n'_{1p} – 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 расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по 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:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{exp}}. \quad (3.10)$$

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

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.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.11), подстановкой в формулу максимального напора.

Выбор подходящего типа гидротурбин производится в следующем порядке. В первую очередь не учитываются те гидротурбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним. После чего из нашего рассмотрения удаляются турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Далее предоставляются расчеты, произведенные заранее для выбранной турбины, для остальных производился аналогичный расчет.

Для ПЛД90-В45°-750:
КПД натурной турбины будет равно:

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - 0,906) \cdot \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{7,5}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4,0}{65,5}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,14 \cdot 10^6}{1,14 \cdot 10^6}} \right) = 0,946.$$

Мощность одного агрегата равна:

$$N'_a = 9,81 \cdot 1,2 \cdot 7,5^2 \cdot 65,5 \cdot \sqrt{65,5} \cdot 0,946 \cdot 0,97 = 322,1 \text{ МВт.}$$

Число устанавливаемых агрегатов:

$$Z'_a = \frac{1346,4}{322,1} = 4,2. \text{ Принимается } Z_a = 6 \text{ шт.}$$

Уточненная мощность агрегата:

$$N_a = \frac{1346,4}{6} = 224,4 \text{ МВт.}$$

Определяется поправка Δ и синхронная частота вращения турбины:

$$\Delta = \frac{0,946}{0,906} = 1,044;$$

$$n' = \frac{85\sqrt{1,044 \cdot 65,5}}{7,5} = 93,6 \text{ об/мин.}$$

Принимается $n_{\text{синхр}} = 93,8 \text{ об/мин.}$

Для уточнения положения рабочей точки вычисляется n' при H_{\max} , $H_{\text{расч}}$, H_{\min} .

$$n'_{H_{\min}} = 93,8 \cdot \frac{7,5}{\sqrt{1,044 \cdot 82}} = 76 \text{ об/мин;}$$

$$n'_{H_p} = 93,8 \cdot \frac{7,5}{\sqrt{1,044 \cdot 65,5}} = 85,1 \text{ об/мин;}$$

$$n'_{H_{\max}} = 93,8 \cdot \frac{7,5}{\sqrt{1,044 \cdot 47}} = 100,4 \text{ об/мин.}$$

Определение расчетной точки турбины на универсальной характеристикике:
При расчетном напоре:

$$(Q'_{1,0} \cdot \eta_m) = \frac{224,4}{9,81 \cdot 7,5^2 \cdot 65,5^{1,5} \cdot 0,97} = 0,819;$$

Координаты расчетной точки $Q_1' = 0,892 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta_m = 0,918$ о.е., $\sigma = 0,18$.
При максимальном напоре:

$$(Q_1' \cdot \eta_m) = \frac{224,4}{9,81 \cdot 7,5^2 \cdot 821,5 \cdot 0,97} = 0,565;$$

Координаты расчетной точки $Q_1' = 0,624 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta_m = 0,905$ о.е., $\sigma = 0,08$.

Результаты расчета параметров оборудования для остальных значений D_1 гидротурбин ПЛД90-В45° представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛД90-В45°

$D_1 m, \text{м}$	6,7	7,1	7,5	8	8,5
η_T	0,945	0,946	0,946	0,946	0,946
N_a^*, kVt	256782	288663	322105	366484	366484
Z_a^*	5,24	4,66	4,18	3,67	3,67
Z_a	6	6	6	6	4
N_a, kVt	224400	224400	224400	224400	336600
Δ	1,043	1,044	1,044	1,044	1,044
$n_c^*, \text{об/мин}$	104,9	99,0	93,6	87,9	87,9
$n_c, \text{об/мин}$	107,1	100,0	93,8	93,8	93,8
$n_{\min}, \text{об/мин}$	77,6	76,7	76,0	81,1	81,1
$n'p, \text{об/мин}$	86,8	85,9	85,1	90,7	90,7
$n'_{\max}, \text{об/мин}$	102,5	101,4	100,4	107,1	107,1
$Q_1 \cdot \eta_T, \text{Нр}$	0,991	0,882	0,819	0,695	1,043
$Q_1 \cdot \eta_T, H_{\max}$	0,707	0,630	0,565	0,496	0,744
$Q_1', \text{м}^3/\text{с}; (H_{\max})$	0,723	0,643	0,576	0,507	0,507
$Q_1', \text{м}^3/\text{с}; (H_{\min})$	0,965	0,859	0,770	0,676	0,676

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, выбираем турбину ПЛД90-В45° с диаметром рабочего колеса $D_1=7,5 \text{ м}$, количество агрегатов принимаем $Z_a = 6$, синхронная частота вращения $n_c = 93,8 \text{ об/мин}$.

Главная универсальная характеристика выбранной турбины представлена в приложении В, рисунок В.1.

3.3 Определение заглубления 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.

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

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

где $Z_{H.B.}(Q_{H.B.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{H.B.}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_S .

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

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и расчётным напором;
3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с минимальным напором и соответствующей ему мощностью.

Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{\nabla Z_{H.B.}(Q_{H.B.})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_X, \quad (3.13)$$

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

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

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

$Z_{X.P.L.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛД:

$$Z_{X.P.L.} = \frac{B_0}{2} = \frac{1,875}{2} = 0,937 \text{ м}, \quad (3.14)$$

где B_0 – высота направляющего аппарата натурной гидротурбины, для ПЛД 90 диаметром 7,5 равна:

$$b_0 = 0,25 \cdot D_1 = 0,25 \cdot 7,5 = 1,875. \quad (3.15)$$

Рассчитаем допустимую высоту отсасывания.

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ.

На главной универсальной характеристике (приложение В) проектируемой ГЭС находится точка максимального напора и соответствующий ей расход.

Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H} = 0,624 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{1,044 \cdot 82} = 324,8 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (3.16)$$

В найденной точке коэффициент кавитации $\sigma = 0,08$.

По кривой связи НБ определяем $\nabla Z_{H.B.}(Q_a) = 131,39$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{131,39}{900} - 0,08 \cdot 82 - 1,5 + 0,937 = 3,06 \text{ м.}$$

2. Работа одного агрегата с Нр и Нр.

На универсальной характеристике этому режиму соответствует точка 2. Рассчитываем аналогично предыдущему пункту $Q = 414,94 \text{ м}^3/\text{с.}$

$$\sigma = 0,18;$$

$$\nabla Z_{HB}(Q) = 131,98 \text{ м};$$

$$H_S = 10,33 - \frac{131,98}{900} - 0,18 \cdot 65,5 - 1,5 + 0,937 = -2,17 \text{ м.}$$

3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с Нmin и соответствующей ему N.

На режимном поле этому режиму соответствует точка 3.

Рассчитываем аналогично предыдущему пункту $Q = 307,4 \text{ м}^3/\text{с.}$

$$\sigma = 0,13;$$

$$\nabla Z_{HB}(Q) = 131,28 \text{ м};$$

$$H_S = 10,33 - \frac{131,28}{900} - 0,13 \cdot 47 - 1,5 + 0,937 = 3,51 \text{ м.}$$

Высота отсасывания выбирается из рассчитанных таким образом, чтобы обеспечить бескавитационную работу во всех режимах, то есть наименьшее:

$$H_S = -2,17 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Отсюда находится отметка рабочего колеса:

$$\nabla Z_{P.K.1} = 131,98 - 2,17 = 129,8 \text{ м.}$$

3.4 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

По чертежу проточной части (Приложение В, рисунок В.2) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 4,1 \cdot D_1 = 4,1 \cdot 7,5 = 30,75 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{c.k.ex} = 1,247 \cdot D_1 = 1,247 \cdot 7,5 = 9,35 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{c.k} = 345^\circ. \quad (3.20)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{CK} = 3,683 \cdot D_1 = 3,683 \cdot 7,5 = 27,62 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 8,771 \cdot D_1 = 8,771 \cdot 7,5 = 65,78 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 1,615 \cdot D_1 = 1,615 \cdot 7,5 = 12,11 \text{ м.} \quad (3.23)$$

По полученным данным строится металлическая спиральная камера.

Наружный диаметр вала:

$$D_e^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{kp}}{[\tau_{don}]} \right)^{0,33}, \quad (3.24)$$

где $[\tau_{don}] = 30 - 35 \text{ МПа};$

M_{kp} - крутящий момент.

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

$$M_{kp} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{cuhx}} = 0,00974 \cdot \frac{224400}{93,8} = 23,3. \quad (3.25)$$

Отсюда:

$$D_e^* = \left(\frac{5,1 \cdot 23,3}{30} \right)^{0,33} = 1,57 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного $D_e = 1,6 \text{ м.}$

По рекомендациям ширина здания ГЭС находится по формуле:

$$B'_{ГЭС} = B_{CK} + 7,1 = 27,62 + 7,5 = 35,12 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Принимаем ширину машинного зала:

$$B_{M3} = 38 \text{ м.}$$

Ширина монтажной площадки:

$$L_{mn} = B_{M3} = 38 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Длина машинного зала:

$$L_{M3} = n \cdot B_{\delta\pi} + L_{mn} = 6 \cdot 38 + 38 = 266 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Высота машинного зала определяется из условия проноса краном самой габаритной части ГА.

Высота машинного зала:

$$H_{M3} = 25 \text{ м.} \quad (3.29)$$

3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{225}{0,9} = 250 \text{ МВА.} \quad (3.30)$$

Число полюсов:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{93,8} = 64. \quad (3.31)$$

По каталогу ОАО «Силовые машины» выбираем гидрогенератор СВ-1436/200-80УХЛ4 с номинальной мощностью 250 МВ·А и номинальным напряжением 15,75 кВ.

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4- Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1436/200-80УХЛ4
Мощность номинальная	Полная, МВА	250
	Активная, МВт	225
Номинальное напряжение, кВ		15,75
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,9

Окончание таблицы 3.4

Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		93,8
Угонная частота вращения, об/мин		189,5
Номинальный ток возбуждения, кА		1,6
Коэффициент полезного действия		98,25
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	1,4
	переходное X'_d	0,45
	сверхпереходное X''_d	0,28
Исполнение		Зонтичное

3.6 Выбор вспомогательного оборудования

3.6.1 Выбор крана

По массе ротора (650 тонн) принимаем два мостовых крана КМ350/190/32, грузоподъемностью главного крюка – 350 тонн, вспомогательного – 190 и 32 тонны.

3.6.2 Выбор маслонапорной установки

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса.

По номограмме для турбины [4] определим тип маслонапорной установки: МНУ-16/1-40-16-2.

Основные параметры МНУ [4]. Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА16/1-40 вместимостью 16 м^3 , состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см^2); с маслонасосным агрегатом, имеющим сливной бак МА16-2 вместимостью 16 м^3 с двумя насосами, с потребляемой мощностью 72 кВт.

3.6.3 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме [4] определим тип ЭГР. Так как турбина ПЛД, то выбираем ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 150 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-МП-150-4.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу.

Учитывая режим работы ГЭС в системе, маневренность и мобильность агрегатов, а также необходимость уменьшения капиталовложений, помимо одиночных блоков (рисунок 4.1) широко применяются укрупненные блоки (рисунок 4.2).

Их применение возможно только в том случае, когда общая мощность такого блока (в данном случае $P_{бл} = 2 \cdot P_{Г} = 2 \cdot 225 = 450$ МВт) не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в ЭС $P_{рез}$ (аварийный резерв), которая для данного задания составляет $P_{рез} = S_{рез} \cdot \cos \varphi_{ном} = 800 \cdot 0,9 = 720$ МВт.

Следовательно, для данной ГЭС применение укрупненных блоков в структурной схеме является возможным.

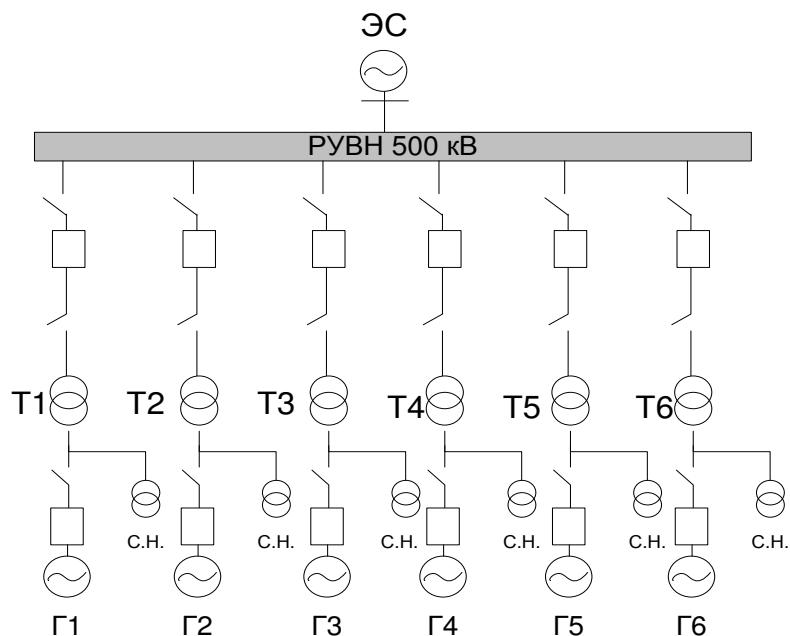


Рисунок 4.1 - Схема с единичными блоками

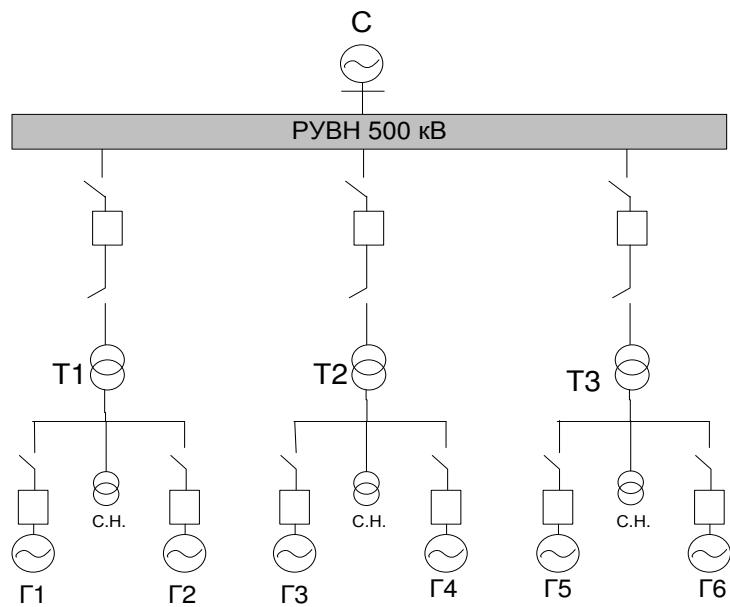


Рисунок 4.2 - Схема с укрупненными блоками

На рисунке 4.1 представлена структурная схема ГЭС с единичными блоками: блоки с трехфазными двухобмоточными трансформаторами типа ТДЦ-250000/500 присоединенных к шинам РУ 500кВ.

На рисунке 4.2 представлена структурная схема с укрупненными блоками: шесть генераторов и три трансформатора ТНДЦ 630000/500-У1 соединены в блок на РУ 500 кВ.

Рассмотрим далее возможность применения единичного или укрупненного блока для РУ ВН.

4.2 Выбор блочных трансформаторов 500 кВ

4.2.1 Выбор блочных трансформаторов для схемы с единичными блоками.

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

Так как на ответвлении к блоку присоединена только нагрузка собственных нужд, то:

$$S_{\text{расч}} = \frac{(P_{\Gamma_{\text{ном}}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\text{ном}}}; \quad (4.1)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{(225 - 0,01 \cdot 225)}{0,9} = 247,5 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

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

По каталогу ООО «Тольяттинский трансформатор» выбираем

трансформатор

ТДЦ-250000/500.

Каталожные данные приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ - 250000/500

S _{ном} , МВ·А	U _H , кВ		U _k , %	ΔP _k , кВт	ΔP _{xx} , кВт	I _x , %
	U _{ВН}	U _{НН}				
250	525	15,75	13	590	205	0,45

При проектировании элементов энергосистем потери ЭЭ при отсутствии графиков нагрузки оценивают методом времени максимальных потерь τ , используя значения максимальных нагрузок P_{max} и время максимальных потерь τ .

Значение τ определяем по эмпирической формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 \quad (4.2)$$

где T_{max} – продолжительность использования установленной мощности генераторов ГЭС,

Время максимальных потерь τ :

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4200}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2592,4 \text{ ч/год}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб}, \quad (4.3)$$

где n_T - число параллельно включенных трансформаторов;

$t_{раб}$ - время работы блока в течение года, ч, определяемое по выражению:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_B, \quad (4.4)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{пл} = 50$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,05$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_B = 220$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

Подставляя найденные показатели надежности трансформатора номинальной мощностью 250 МВ·А в формулу, получаем:

$$t_{раб} = 8760 - 1,0 \cdot 50 - 0,05 \cdot 220 = 8699 \text{ ч.}$$

Тогда потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{XX} = 1 \cdot 205 \cdot 10^{-3} \cdot 8699 = 1783,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{T_{\max}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,59}{1} \cdot \left(\frac{247,5}{250} \right)^2 \cdot 2592,4 = 1499 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.5)$$

Годовые издержки на потери электроэнергии определяются следующим образом:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{XX} + \Delta W_H), \quad (4.6)$$

где β_1 – ценовой показатель по тарифам, согласно Федеральной службе по Пермскому краю;

$$\beta_1 = 3,74 \text{ тыс. руб.}/(\text{kВт} \cdot \text{ч}).$$

Подставляя необходимое значение β_1 в формулу (4.6), находим величину издержек на потери ЭЭ для одного трансформатора блока:

$$I_{\text{пот}}^{500} = 3,74 \cdot (1783,3 + 1499) = 12275,8 \text{ тыс. руб./год.}$$

Суммарные издержки на 6 трансформаторах составляют:

$$I_{\text{пот1}}^{500} = 12275,8 \cdot 6 = 73654,8 \text{ тыс. руб./год.}$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов для схемы с объединенными блоками

Используя приведенную выше методику, аналогичный расчет выполняется для варианта 2 (схема укрупненного блока):

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{T_{\text{ном}}} - P_{c.h.})}{\cos \varphi_T} = \frac{2 \cdot (225 - 0,01 \cdot 225)}{0,9} = 495 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.7)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский трансформатор» выбираем трансформатор

ТНДЦ-630000/500-У1.

Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТНДЦ - 630000/500-У1

S _{ном} , МВт	U _H , кВ		U _K , %	ΔP _K , кВт	ΔP _{XX} , кВт	I _x , %
	U _{BH}	U _{HH}				
630	525	15,75	14	1210	420	0,4

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{XX\ 500} = 1 \cdot 420 \cdot 10^{-3} \cdot 8699 = 3653,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные потери:

$$\Delta W_{H\ 500} = \frac{1,21}{1} \cdot \left(\frac{495}{630} \right)^2 \cdot 2592,4 = 1936,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовые издержки на потери электроэнергии на 3 трансформаторах для схемы укрупненного блока составят:

$$I_{\text{пот2}}^{500} = 3 \cdot 3,74 \cdot (3656,6 + 1936,5) = 62754,6 \text{ тыс. руб./год.}$$

4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.

Рассмотрим экономическую целесообразность укрупнения блоков 500 кВ.

Определим капиталовложения K для схемы с единичными блоками (вариант 1):

$$K_1 = K_T + K_{T_{c.h.}} + K_{KРУЭ}, \quad (4.8)$$

где K_T – стоимость блочных трансформаторов ТДЦ 250000/500 (211870 тыс.руб.);

K_{T_{c.h.}} – стоимость трансформатора собственных нужд (2119 тыс.руб.);

K_{KРУЭ} – стоимость ячеек КРУЭ – 500 кВ (117310 тыс.руб.);

Таким образом, для варианта 1 капиталовложения составят:

$$K_1 = 211870 \cdot 6 + 2119 \cdot 6 + 3 \cdot 117310 \cdot 10 = 4 803 234 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения K для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2 = K_T + K_{T_{c.h.}} + K_{Opy}, \quad (4.9)$$

где K_{T2} – стоимость блочных трансформаторов ТНДЦ 630000/500-У1 (533920 тыс.руб.);

K_{T_{c.h.}} – стоимость трансформатора собственных нужд (5340 тыс.руб.);

K_{OPU} – стоимость ячеек ОРУ – 220 кВ (117310 тыс.руб).

Для варианта 2 капиталовложения составят:

$$K_2 = 533920 \cdot 3 + 5340 \cdot 3 + 3 \cdot 11731 \cdot 7 = 1\ 864\ 131 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание электрооборудования электростанции пропорциональны стоимости основных фондов (капиталовложениям):

$$I^{a+o} = \alpha_{(a+o)\Sigma} \cdot K, \quad (4.10)$$

где $\alpha_{(a+o)\Sigma} = 0,084$ о. е. - норма суммарных амортизационных отчислений (отчисления на реновацию и капитальный ремонт) и затрат на эксплуатацию электроустановки.

Для варианта 1:

$$I_1^{a+o} = 0,084 \cdot 4\ 803\ 234 = 403\ 471,65 \text{ тыс. руб.}$$

для варианта 2:

$$I_2^{a+o} = 0,084 \cdot 1\ 864\ 131 = 156\ 587 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные издержки, найдены в параграфе 4.2:

$$I_{\text{пот1}}^{500} = 73654,8 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$I_{\text{пот2}}^{500} = 62754,6 \text{ тыс. руб./год.}$$

Следовательно, суммарные годовые издержки по вариантам составят:

$$I_1 = I_1^{a+o} + I_{\text{пот1}}^{500} = 403\ 471,65 + 73654,8 = 477\ 126,45 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$I_2 = I_2^{a+o} + I_{\text{пот2}}^{500} = 156\ 587 + 62754,6 = 219\ 341,6 \text{ тыс. руб./год.}$$

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

$$Z_i = E \cdot K_i + I_i; \quad (4.11)$$

$$Z_1 = E \cdot K_1 + I_1 = 0,15 \cdot 4\ 803\ 234 + 477\ 126,45 = 1\ 197\ 611,55 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_2 = E \cdot K_2 + I_2 = 0,15 \cdot 1\ 864\ 131 + 219\ 341,6 = 498\ 961,25 \text{ тыс. руб.}$$

Из сравнения экономических показателей рассмотренных вариантов блочных схем видно, что предпочтительнее вариант 2 схемы с укрупненными блоками.

После проведенного технико-экономического анализа вариантов окончательно принимаем к дальнейшему рассмотрению структурную схему с укрупненными блоками.

4.4 Выбор основного силового оборудования

4.4.1 Выбор блочных трансформаторов

Данные расчеты выполнены и выбран блочный трансформатор типа:

ТНДЦ 630000/500-У1.

4.4.2 Выбор трансформаторов собственных нужд для схемы с укрупненными блоками

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции составляет 1% от $S_{Г_{ном}}$. Поскольку блоки укрупненные, данную долю мощности необходимо умножить на 2:

$$S_{С.Н.} = 2 \cdot 0,01 \cdot S_G = 2 \cdot 0,01 \cdot 250 = 5000 \text{ кВА.} \quad (4.12)$$

Условия выбора трансформатора собственных нужд запишем в виде:

$$S_{ТСН} \geq S_{С.Н.}$$

При этом ближайшая стандартная мощность трансформатора составляет 6300 кВА. По каталогу ЗАО «Энергомаш» (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» выбираются трансформаторы:

ТМН – 6300/20.

Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Каталожные данные трансформатора ТМН – 6300/20

$S_{ном}$, кВ·А	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт
6300	15,75(20)	6,3	7,5	46,5	8

4.4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 500 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_g \cdot (S_g - S_{ch}); \quad (4.13)$$

$$S_{\Sigma} = 6 \cdot (250 - 2,5) = 1485 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Пропускная способность воздушных линий 500 кВ:

$$P_{\text{доп}} = 900 \text{ МВт};$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 500 кВ:

$$S_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{доп}}}{\cos \varphi_C} = \frac{900}{0,9} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.14)$$

Число отходящих линий:

$$n_{500} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{доп}}} = \frac{1485+1000}{1000} = 2,48. \quad (4.15)$$

Принимаем количество отходящих линий ВЛ 500 кВ с РУВН равным $n_{500} = 3 + 1 = 4$.

Расчётный ток ВЛ 500 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}}; \quad (4.16)$$

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

$\alpha_T = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_L \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (4.17)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{1485}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,429 \text{ кА.}$$

Отсюда:

$$I_{\text{расч}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 429 = 450,45 \text{ А.}$$

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 3×300/66.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 680 \cdot 3 = 2040 \text{ А.}$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_L - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (4.18)$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{1485}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,571 \text{ кА.}$$

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

4.5 Выбор схемы распределительного устройства

Выбор главных схем электрических соединений электростанций производится на основании утвержденных схем развития энергосистемы и схемы развития электрических сетей прилегающего района на планируемое пятилетие с перспективой до десяти лет.

Число присоединений к РУ – 7:

- 4 ВЛ;
- 3 блока;

В соответствии со стандартом: "Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", применяется полуторную схему.

Выбранная схема РУ в общем виде представлена на рисунке 4.3.

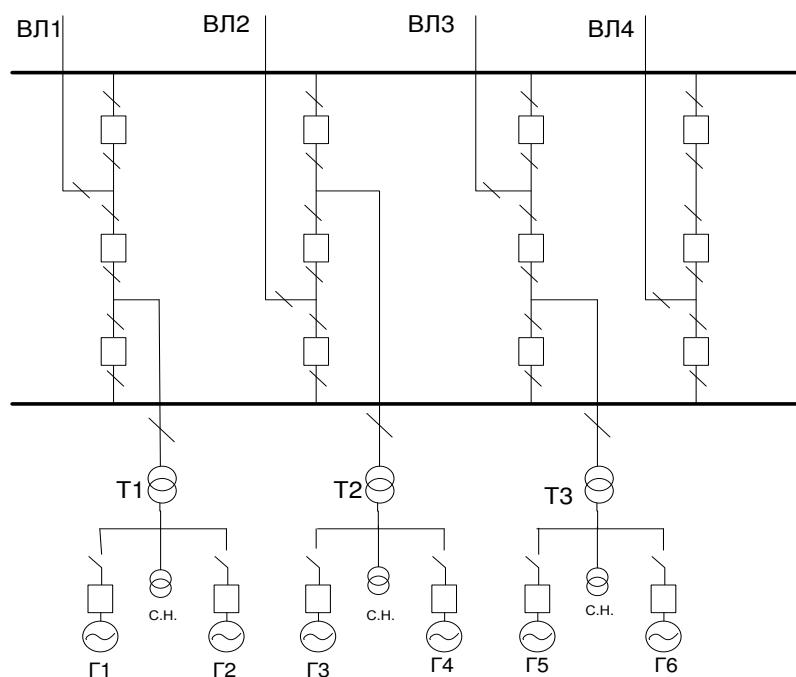


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ

4.6 Расчёт токов короткого замыкания в РУ ВН

4.6.1 Расчет тока трехфазного короткого замыкания

Примем за базисную мощность $S_b = 630 \text{ МВА}$.

За базисное напряжение принимаем среднеэксплуатационное на ступени, соответствующей рассматриваемой точке КЗ:

$$U_{6I} = 515 \text{ кВ.}$$

Базисный ток:

$$I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6I}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 515} = 0,706 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

Определим параметры элементов цепи в относительных единицах при базисных условиях для структурной схемы РУ рисунок 4.3.

Составим схему замещения прямой последовательности (рисунок 4.4).

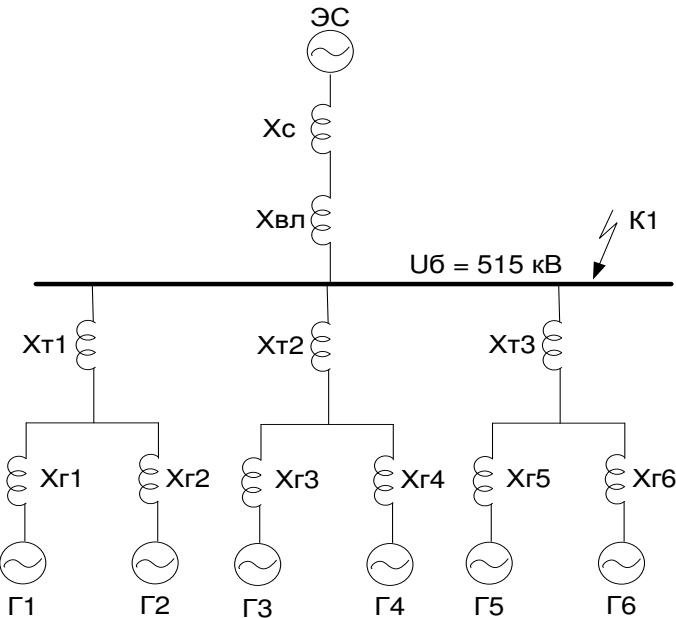


Рисунок 4.4 – Схема замещения прямой последовательности

Сопротивление генераторов:

$$x_{\Gamma1} \div x_{\Gamma6} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\Gamma,\text{ном}}} = 0,28 \cdot \frac{630}{250} = 0,706; \quad (4.20)$$

где x_d'' – сверхпереходное продольное сопротивление для данного генератора, $x_d'' = 0,28$.

$$E_{\Gamma1} \div E_{\Gamma6} = 1,13.$$

Сопротивление энергосистемы:

$$x_c = \frac{S_6}{S_{\text{к.з}}} = \frac{630}{200} = 3,15. \quad (4.21)$$

$$E_C = 1,0.$$

Сопротивление трансформаторов:

$$x_{T1} = x_{T2} = x_{T3} = \frac{u_{\text{кВН}, \%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{14 \cdot 630}{100 \cdot 630} = 0,14. \quad (4.22)$$

где $u_{\text{к}\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, из таблицы 4.2; $S_{\text{ном}}$ – полная номинальная мощность трансформатора, из таблицы 4.2. Удельные сопротивления проводов воздушных линий АС $3 \times 300/66$:

$$x_{0,\text{уд}} = 0,310 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление воздушной линии 500 кВ:

$$x_{\text{вл}} = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = \frac{0,31 \cdot 21}{4} \cdot \frac{630}{515^2} = 0,004, \quad (4.23)$$

где l – длина электропередачи.

Свернём схему прямой последовательности к точке $K_1^{(3)}$ (рисунок 4.5):

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_{\Gamma 1} \parallel x_{\Gamma 2} = \frac{0,706}{2} = 0,35; \quad (4.24)$$

$$x_4 = (x_1 + x_{T1})/3 = (0,35 + 0,14)/3 = 0,16; \quad (4.25)$$

$$E_1 = E_{\Gamma 1} \parallel E_{\Gamma 2} \parallel E_{\Gamma 3} \parallel E_{\Gamma 4} \parallel E_{\Gamma 5} \parallel E_{\Gamma 6} = 1,13; \quad (4.26)$$

$$x_5 = x_{\text{вл}} + x_C = 0,004 + 3,15 = 3,154; \quad (4.27)$$

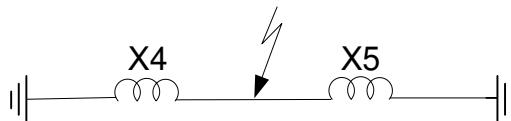


Рисунок 4.5 – Результирующее сопротивление $x_{1\Sigma}$

$$x_{1\Sigma} = x_5 \parallel x_4 = \frac{3,154 \cdot 0,16}{3,154 + 0,16} = 0,15; \quad (4.28)$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_C \cdot x_4 + E_1 \cdot x_5}{x_4 + x_5} = \frac{1,0 \cdot 0,16 + 1,13 \cdot 3,154}{0,16 + 3,154} = 1,12; \quad (4.29)$$

$$I_{no}^{''(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1\Sigma}} = \frac{1,12}{0,15} = 7,46. \quad (4.30)$$

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ в точке K_1 :

$$I_{\text{п}0}^{(3)} = I_{no}^{''(3)} \cdot I_{6I} = 7,46 \cdot 0,706 = 5,27 \text{ кА.} \quad (4.31)$$

Определение $x_{(0)\Sigma}$:

$$x_6 = \frac{x_{\tau 1}}{3} = \frac{0,14}{3} = 0,046; \quad (4.32)$$

$$x_{(0)\Sigma} = x_C \| x_6 = \frac{3,15 \cdot 0,046}{3,15 + 0,046} = 0,045. \quad (4.33)$$

4.6.2 Расчет тока однофазного короткого замыкания в точке К₁

Схема замещения с активным сопротивлением представлена на рисунке 4.6.

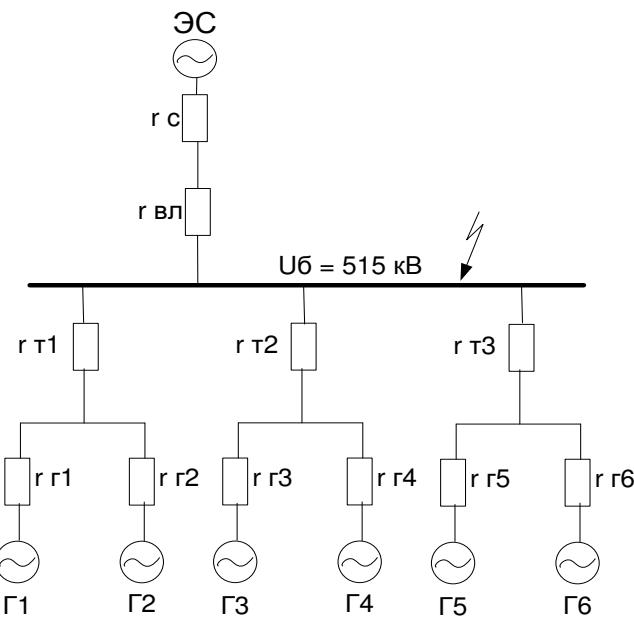


Рисунок 4.6 – Схема замещения с активным сопротивлением

Начальное значение тока однофазного КЗ:

$$I_{no}^{''(1)} = \frac{E_\Sigma}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}, \quad (4.34)$$

где $x_{0\Sigma}$ – результирующее эквивалентное сопротивление схемы замещения, в которой все элементы расчетной схемы (генераторы, трансформаторы) учтены только их индуктивными сопротивлениями.

Для гидрогенераторов с демпферными обмотками принимаем допущения $x_{1\Sigma} \approx x_{2\Sigma}$.

$$I_{no}^{''(1)} = \frac{1,12}{0,15 + 0,15 + 0,045} = 3,25.$$

Ток однофазного КЗ в именованных единицах:

$$I_{\text{п0}}^{(1)} = 3 \cdot I_{no}^{''(1)} \cdot I_{6I} = 3 \cdot 3,25 \cdot 0,706 = 6,88 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Сопротивления трансформаторов:

$$r_{T1} \div r_{T3} = \Delta P_k \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = 1,21 \cdot \frac{525^2}{630^2} = 0,84; \quad (4.36)$$

Активные сопротивления генераторов:

$$r_{\Gamma 1} \div r_{\Gamma 6} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_a} = \frac{0,706}{314 \cdot 0,045} = 0,05. \quad (4.37)$$

где $T_g = 0,045$ с – постоянная времени для гидрогенератора.

Сопротивление системы:

$$x_C = \frac{U^2}{S_{\text{к.з.}}} = \frac{515^2}{200} = 1326,1; \quad (4.38)$$

$$r_C = \frac{x_C}{\omega \cdot T_{a,C}} = \frac{1326,1}{314 \cdot 0,045} = 93,85. \quad (4.39)$$

$$E_C = 1,0 \cdot U_{cp,C} = 1,0 \cdot 515 = 515 \text{ кВ.} \quad (4.40)$$

Удельные сопротивления проводов воздушных линий АС 3×300/66:

$$r_{o,\text{уд}} = 0,034 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление воздушной линии 500 кВ:

$$r_{vl} = \frac{r_{o,\text{уд}} \cdot l}{n} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = \frac{0,034 \cdot 21}{4} \cdot \frac{630}{515^2} = 0,0004 \approx 0. \quad (4.41)$$

$$r_1 = r_{\Gamma 1} \parallel r_{\Gamma 2} = \frac{0,05}{2} = 0,025; \quad (4.42)$$

$$r_2 = r_1 + r_{T1} = 0,025 + 0,84 = 0,865; \quad (4.43)$$

$$r_3 = \frac{r_2}{3} = \frac{0,865}{3} = 0,288. \quad (4.44)$$

Схема с результирующим сопротивлением представлена на рисунке 4.7.

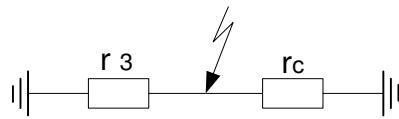


Рисунок 4.7 - Результирующее сопротивление r_{Σ}

$$r_{\Sigma} = r_3 \parallel r_C = \frac{0,288 \cdot 93,85}{0,288 + 93,85} = 0,287. \quad (4.45)$$

Найдём ударный ток в месте КЗ (точке К1):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot (1 + e^{-t/T_a}); \quad (4.46)$$

$$T_a = \frac{X_{\Sigma(R=0)}}{\omega \cdot R_{\Sigma(x=0)}}, \quad (4.47)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, с;
 $t=0,01$ с. – полупериод волны;
 $X_{\Sigma(R=0)}$ – результирующее сопротивление схемы замещения, в которой все элементы расчетной схемы (генераторы, трансформаторы, линии электропередач) учтены только их индуктивными сопротивлениями;
 $R_{\Sigma(x=0)}$ – результирующее сопротивление схемы замещения, в которой все элементы расчетной схемы учтены только их активными сопротивлениями.

$$T_a = \frac{0,15}{314 \cdot 0,287} = 0,0016 \text{ с.}$$

Ударный ток в месте КЗ (К1):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot (1 + e^{-t/T_a}); \quad (4.48)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,27 \cdot (1 + e^{-0,01/0,0016}) = 7,46 \text{ кА.}$$

4.6.3 Расчет трехфазного тока короткого замыкания на генераторном напряжении

В данном случае в схеме замещения (рисунок 4.8) не учитывается нагрузка собственных нужд на ответвлениях генератора вследствие их значительной электрической удаленности от места КЗ.

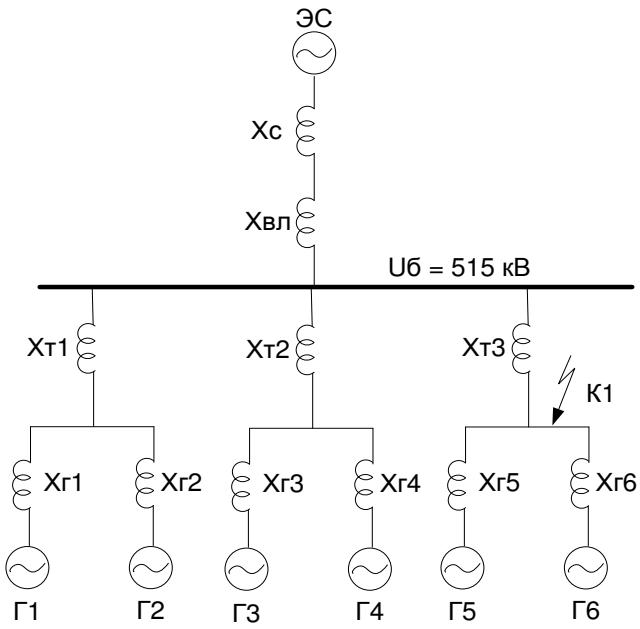


Рисунок 4.8 – Схема замещения прямой последовательности для расчета ТКЗ на генераторном напряжении

Сопротивление генератора:

$$x_{\Gamma 1} \div x_{\Gamma 6} = x_d'' \cdot \frac{U_{баз}^2}{S_{ном}}, \quad (4.49)$$

$$x_{\Gamma 1} \div x_{\Gamma 6} = 0,28 \cdot \frac{15,75^2}{250} = 0,28 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{T1} = x_{T2} = x_{T3} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}}, \quad (4.50)$$

где U_{BH} – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, из таблицы 4.2.

$$x_{T1} = x_{T2} = x_{T3} = \frac{14}{100} \cdot \frac{525^2}{630} = 61,25 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_6^2}{S_{к.з}} = \frac{515^2}{200} = 1326,12 \text{ Ом}, \quad (4.51)$$

где U_6 – базисное напряжение системы;
 $S_{к.з}$ – мощность короткого замыкания системы.

Сопротивление воздушной линии 500 кВ:

$$x_{\text{вл}} = \frac{x_{\text{o,уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,31 \cdot 21}{4} = 1,63 \text{ Ом.} \quad (4.52)$$

ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = 1,13 \cdot U_6 = 1,13 \cdot 15,75 = 17,8 \text{ кВ,} \quad (4.53)$$

где U_6 – базисное напряжение генератора.

ЭДС системы:

$$E_c = 515 \text{ кВ.}$$

Свернём схему прямой последовательности к точке $K_1^{(3)}$ (рисунок 4.9):

$$x_7 = x_{\Gamma 1} \| x_{\Gamma 2} = \frac{0,28}{2} = 0,14 \text{ Ом;} \quad (4.54)$$

$$x_8 = (x_7 + x_{T1})/2 = (0,14 + 61,25)/2 = 30,69 \text{ Ом;} \quad (4.55)$$

$$x_9 = x_{\text{вл}} + x_C = 1,63 + 1326,12 = 1327,75 \text{ Ом;} \quad (4.56)$$

$$x_{10} = x_8 \| x_9 = \frac{30,69 \cdot 1327,75}{30,69 + 1327,75} = 29,99 \text{ Ом;} \quad (4.57)$$

$$x_{11} = x_{10} + x_{T3} = 29,99 + 61,25 = 91,24 \text{ Ом.} \quad (4.58)$$

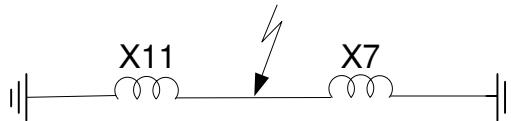


Рисунок 4.9 – Результирующее сопротивление $x_{1\Sigma}$

$$x_{1\Sigma} = x_{11} \| x_7 = \frac{91,24 \cdot 0,14}{91,24 + 0,14} = 0,139 \text{ Ом;} \quad (4.59)$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_c \cdot x_7 + E_{\Gamma} \cdot x_{11}}{x_3 + x_9} = \frac{515 \cdot 0,14 + 17,8 \cdot 91,24}{0,14 + 91,24} = 18,56 \text{ кВ.} \quad (4.60)$$

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ на генераторном напряжении в точке K_1 :

$$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1\Sigma}} = \frac{18,56}{0,139} = 133,54 \text{ кА.} \quad (4.61)$$

4.7 Выбор электрических аппаратов

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.

4.7.1 Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Один из важнейших вопросов – обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников.

Проверка токоведущих частей на термическую стойкость состоит в том, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

Изоляция электрических аппаратов и кабелей должна соответствовать номинальному напряжению установки, для чего должно быть выполнено условие.

Для присоединений генераторов наибольший расчётный ток определяется при работе с номинальной мощностью и снижением напряжения на 5 %:

$$I_{\Gamma \text{ раб}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma \text{ ном}} = \frac{1,05 \cdot S_{\Gamma \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ ном}}}; \quad (4.62)$$

$$I_{\Gamma \text{ раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9622,5 \text{ A.}$$

Расчётный ток присоединения крупнённого блочного трансформатора $T_1 - T_3$ РУ 500 кВ определяется рабочим током генератора:

$$I_{T1-T3 \text{ раб max}} = \frac{1,05 \cdot S_{T \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T \text{ ном}}}; \quad (4.63)$$

$$I_{T1-T3 \text{ раб max}} = \frac{2 \cdot 1,05 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 525} = 577 \text{ A.}$$

Присоединение линий связи с системой 500 кВ:

$$I_{L1-L7 \text{ раб max}} = \frac{S_{\text{раб max}}}{\sqrt{3} \cdot n_L \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\Gamma1-\Gamma6 \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot n_L \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (4.64)$$

$$I_{L1-L7 \text{ раб max}} = \frac{6 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 500} = 433 \text{ A.}$$

Расчётный ток утяжелённого режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{\text{Л1-Л7 раб утяж}} = \frac{S_{\Gamma 1-\Gamma 6 \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot (n_{\text{Л}} - 1) \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (4.65)$$

$$I_{\text{Л1-Л7 раб утяж}} = \frac{6 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot (4 - 1) \cdot 500} = 577 \text{ А.}$$

Расчётный ток присоединения трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении:

$$I_{\text{TCH раб max}} = \frac{1,05 \cdot S_{\text{TCH ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{TCH ном}}} ; \quad (4.66)$$

$$I_{\text{TCH раб max}} = \frac{1,05 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 242 \text{ А.}$$

4.7.2 Выбор выключателей и разъединителей

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} ; \quad (4.67)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,max}} . \quad (4.68)$$

Используя каталоги производителей ОАО ВО «Электроаппарат» и ООО «ЭТИ Промкомплект» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-20-90/10000 УЗ и разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н УЗ. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20-90/10000 УЗ	Разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 9622,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$I_{n0} = 133,54 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 160 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 490 \text{ кА}$
$i_y = 7,46 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 250 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 160 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 490 \text{ кА}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, указаны в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность ($\text{В}\cdot\text{А}$)
	В цепи статора:			
Анализатор сети	Siemens SENTRON PAC3200	RS485	0,5	8
	В цепи ротора:			
Анализатор сети	Siemens SENTRON PAC3200	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АСУ-ВЭИ АС-М3	RS485	0,5	10
				$\sum = 26 \text{ В}\cdot\text{А}$

4.7.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-20Б-ГУЗ. Производитель ООО «ОАО ВО «Электроаппарат» [17]. Проверка трансформатора тока ТШЛ-20Б-ГУЗ представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Проверка трансформатора тока ТШЛ-20Б-ГУЗ

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 9622,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$26 \text{ В}\cdot\text{А}$	$40 \text{ В}\cdot\text{А}$

Выбран трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ 20. Производитель ОАО "Электрощит Самара" [18]. Параметры трансформатора напряжения НОЛ-СЭЩ 20 представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$26 \text{ В}\cdot\text{А}$	$75 \text{ В}\cdot\text{А}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 15,75 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-РТ/TEL-35/40,5 УХЛ2 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.7.4 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении

На генераторном напряжении принят генераторный комплекс НЕС-3 компании АВВ. Проверка представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Генераторный комплекс НЕС-3

Параметры	Расчётные данные	НЕС-3
Номинальное напряжение, кВ	15,75	До 25,3
Ток максимальный рабочий, кА	0,429	12
Ток КЗ, кА	133,54	300
Ток ударный, кА	7,46	100

4.8 Выбор ячеек КРУЭ

Схема КРУЭ для напряжения 500 кВ – полуторная схема. В настоящее время КРУЭ получает большое распространение. Появляются новые производители, в том числе отечественные. Поэтому был рассмотрен вариант установки КРУЭ отечественного производителя ОАО "Энергомеханический завод".

Нам подходит КРУЭ серии ЯЭГ-500Л1.

Проведем проверку, сведя в таблицу 4.9 расчетные данные и каталожные данные КРУЭ:

Таблица 4.9 – Сравнения расчетных данных и параметров КРУЭ

Параметры	Расчётные данные	ЯЭГ-500Л1
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	515	До 550
Ток максимальный рабочий, кА	0,429	4
Ток КЗ, кА	133,54	150
Ток ударный	7,46	160

В состав входят трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, заземлители, разъединители.

5 Релейная защита и автоматика

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

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

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВ-1436/200-80УХЛ4:

- 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.

Защиты силового трансформатора ТНДЦ 630000/500-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Контроль изоляции вводов 500кВ (КИВ-500);
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока.

Защиты трансформатора собственных нужд ГЭС:

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

Защиты линий электропередачи 500 кВ:

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

5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Учитывая неоспоримые преимущества цифровой техники – высокое качество, надежность срабатывания, упрощенная эксплуатация, уменьшение времени по обслуживанию, гибкость функций, постоянное диагностирование, внедрение микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики на элементах Уральской ГЭС существенно повышает надежность обслуживания и эксплуатации оборудования и совместно с АСУТП обеспечит в достаточной степени безаварийную работу станции.

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики научно-производственного предприятия «АВВ».

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы.

5.3 Расчет уставок защит генератора

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора

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

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

Действие защиты основано на сравнении величин и фаз токов в начале и в конце обмотки фазы статора.

Номинальный ток генератора: $I_H = 9165 \text{ A}$.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина I_{cp0} выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима.

Ток небаланса:

$$I_{HB(K)} = K_{ODN} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H, \quad (5.1)$$

где $K_{ODN} = 0,5$ - коэффициент однотипности ТТ;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность ТТ.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{cp0} \geq K_H \cdot I_{HB(H)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H. \quad (5.2)$$

Принимается уставка:

$$I_{cp0} = 0,15 \cdot I_H = 1374,75. \quad (5.3)$$

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:

$$I_{HB(KZ)} = K_{AP} \cdot f_i \cdot K_{ODN} \cdot I_{MAXC} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{MAXC} = 0,05 \cdot I_H, \quad (5.4)$$

где $K_{AP} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей;

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

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

I_{MAXC} - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{MAXC} = \frac{E''_r}{x_d} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,28} \cdot 9,165 = 36,987 \text{ kA}; \quad (5.5)$$

$$I_{HB(K3)} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 36,987 = 3698,7 \text{ A.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{HB(K3)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.6)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;
 I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

$$K_T = \frac{3698,7 \cdot 2}{36987} = 0,2.$$

Принимается уставка $K_T=0,3$.

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

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

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq I_{HT} = 0,5. \quad (5.8)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,9$ (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

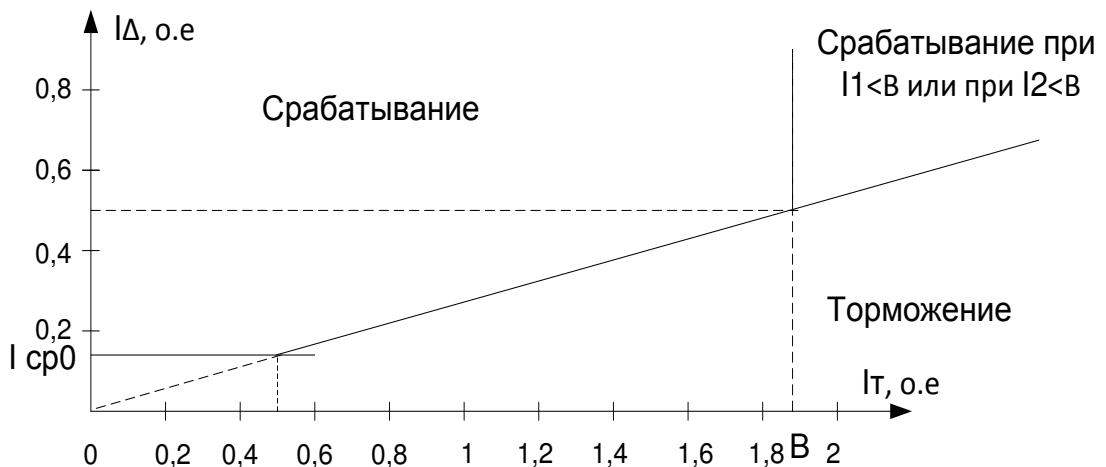


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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».

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{515}{\sqrt{3}} = 99,11 \text{ кВ.} \quad (5.9)$$

Напряжение срабатывания органа основной гармоники 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.

Напряжение нулевой последовательности $U_{0 \text{ эл.ст.}}$ на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 500 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = k \cdot U_0 \cdot \frac{C_t(\mu_0)}{C_t(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.10)$$

где k – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящим и Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью принимается равным 0,5;

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

C_Σ - суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_{\Pi} + C_{\text{НЕС(Т)}} + C_{\text{НЕС(Г)}}, \quad (5.11)$$

где C_Γ - емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю, по данным завода равно $1,13 \text{ мкФ/фазу}$;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю по данным завода $0,00733 \text{ мкФ/фазу}$;

$C_{\text{Ш}}$ - емкость шинопровода по отношению к земле, принимаем 0,008 мкФ/фазу;

$C_{\text{НЕС(Т)}}$ – емкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ НЕС-3 со стороны трансформатора блока по паспортным данным 0,26 мкФ/фазу;

$C_{\text{НЕС(Г)}}$ – емкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ со стороны генератора по паспортным данным 0,13 мкФ/фазу.

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 1,13 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 1,535 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

Отсюда:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 99111 \cdot \frac{0,009}{0,009+1,535} = 289 \text{ В.}$$

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

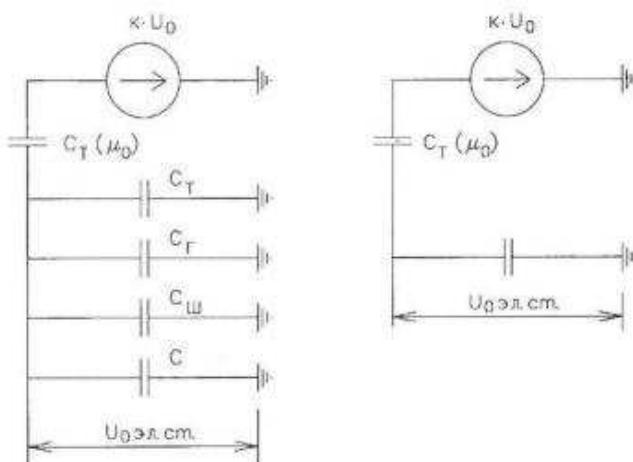


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Напряжение срабатывания защиты определяется по выражению:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_{\text{H}}}{K_{\text{B}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{TH}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot 0,1}} \cdot 289 = 5,02 \text{ В}, \quad (5.12)$$

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

n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;

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

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

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

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третей 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 :

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,2+2} = 0,3125 \text{ о.е.} \quad (5.13)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,25 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.3.3 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта ($U2>$) выбирается:

$$U_{cp2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.14)$$

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. Второй орган ($U1 >$) с уставкой при холостом ходе и сбросе нагрузки:

$$U_{cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.15)$$

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

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

5.3.4 Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора

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 содержит следующие функциональные органы:

- 1) Сигнальный орган ($I_{2\text{ сигн}}$), срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки с независимой выдержкой времени ($t = 9$ с, действует в предупредительную сигнализацию)

Уставка сигнального органа:

$$I_{*2\text{ сигн}} = 0,07;$$

$$I_{2\text{ сигн}} = 0,07 \cdot I_H. \quad (5.16)$$

- 2) Пусковой орган ($I_{2\text{ пуск}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличение значения I_{*2} выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа.

$$t_{\max} = 600 \text{ с.}$$

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,183. \quad (5.17)$$

Уставка равна:

$$I_{2\text{ пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,152. \quad (5.18)$$

$$I_{2\text{ пуск}} = 0,152 \cdot I_H. \quad (5.19)$$

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.20)$$

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

Допустимая длительность перегрузки:

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,152^2} = 864 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{cp}} = \frac{20}{I_{*2}^2}. \quad (5.21)$$

$$A_{\text{ио}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{cp}}. \quad (5.22)$$

Допустимая длительность протекания тока обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Длительность протекания тока обратной последовательности

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1	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.

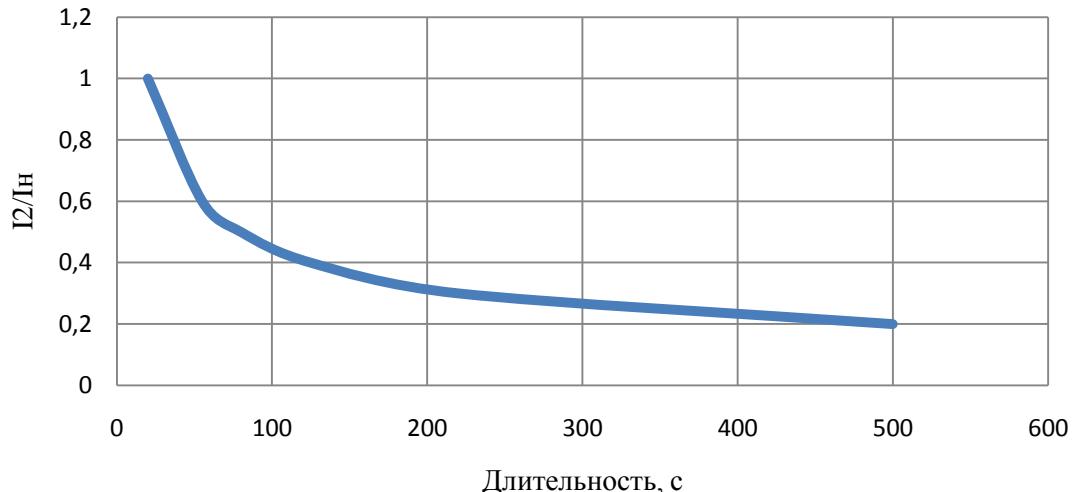


Рисунок 5.3 - Характеристика срабатывания интегрального органа

Время срабатывания интегрального органа принимается $t_{\text{мин}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс}} = 600 \text{ с}$.

4) Орган токовой отсечки (I_2 отс) с независимой выдержкой времени срабатывает при увеличение тока I_{*2} выше уставки срабатывания и является защищой 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 допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности I_2 .

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах 500 кВ:

$$I_{2c.3} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_q} = \frac{1}{2 \cdot (x_d'' + x_T)} = \frac{1}{2 \cdot (0,28 + 0,14)} = 1,19 \text{ о.е.}, \quad (5.23)$$

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 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2c.3} \leq \frac{I_{2\min}^2}{K_q} = \frac{I_{\min}^2}{K_q \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.24)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2c.3} \leq \frac{\frac{0,87 \cdot 5,27}{40} \cdot 500}{\frac{\sqrt{3} \cdot 15,75}{1,2}} = 1750 \text{ А} (0,191 \cdot I_H). \quad (5.25)$$

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

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

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок статора

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 равна:

$$I_{1\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 9165}{0,98} = 9820 \text{ A}, \quad (5.26)$$

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

$K_B=0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t=9,0$ с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,1 \cdot I_H}{1,0} = 1,1 I_H = 1,1 \cdot 9165 = 10082 \text{ A}. \quad (5.27)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

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

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика 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 срабатывания интегрального органа

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:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (5.28)$$

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

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 15750 / 100} = 66 \text{ В}. \quad (5.29)$$

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

5.3.6 Дистанционная защита генератора

Задача 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 1 секунды.

Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока.

Z1, приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 58,9 + \frac{0,8}{4} \cdot 1,64 = 47,5 \text{ Ом}, \quad (5.30)$$

где Z'_{1L} – сопротивление линии;

K_T – коэффициент, учитывающий количество отходящих линий.

Z_T – сопротивление трансформатора 630000 кВА, приведенное к напряжению стороны 500 кВ:

$$Z_T = \frac{0,14 \cdot 515^2}{630} = 58,9 \text{ Ом}, \quad (5.31)$$

Сопротивление воздушной линии 500 кВ:

$$Z'_{1L} = \sqrt{(x^2 + r^2)} = \sqrt{(1,63^2 + 0,178^2)} = 1,64 \text{ Ом}, \quad (5.32)$$

$$x_{VL} = \frac{x_{o,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,31 \cdot 21}{4} = 1,63 \text{ Ом}; \quad (5.33)$$

$$r_{VL} = \frac{r_{o,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,034 \cdot 21}{4} = 0,178 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где - удельные сопротивления проводов воздушных линий АС 3×300/66:

$$x_{o,уд} = 0,31 \text{ Ом/км},$$

$$r_{o,уд} = 0,034 \text{ Ом/км}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1o.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{250}{630} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{250}{515^2} \cdot 1,64 = 0,033 \quad (5.35)$$

Z1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1o.e.} \cdot Z_6; \quad (5.36)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{HГ}} = \frac{15,75^2}{250} = 0,99 \text{ Ом}; \quad (5.37)$$

$$Z_1 = 0,033 \cdot 0,99 = 0,032 \text{ Ом.}$$

Уставка реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,0326 \cdot \frac{10000/5}{157,5} = 0,40 \text{ Ом.} \quad (5.38)$$

Принимается уставка $Z_1=0,4$ Ом.

Выдержки времени 1 ступени:

$t_1=0,5$ с – отключение выключателей 500 кВ и выключателей 0,4 кВ ТСН;

$t_2=1,0$ с – отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивление. Ввиду отсутствия необходимых данных для расчета принимаем $\Delta Z=30$ Ом/с/фазу.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{nагр}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{nагр}}} = \frac{15750}{\sqrt{3} \cdot 9165} = 0,99 \text{ Ом,} \quad (5.39)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{в.ном}}}{I_{\text{в.хх}}} - 0,95}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1600}{681} - 0,95}{1,4} = 2,68, \quad (5.40)$$

где $I_{\text{в.хх}}$ – 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 принимается $2,5 I_{\text{ном}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{nагр.ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{н.}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.41)$$

$$\cos \varphi_{\text{nагр.ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{н.}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38. \quad (5.42)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{nагр.ф}} \approx 68^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{c3II*} = \frac{Z_{\text{nагр.ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,34 \text{ о. е.} \quad (5.43)$$

$$Z_{c3II} = Z_{c3II*} \cdot Z_6 = 0,34 \cdot \frac{15,75^2}{250} = 0,34 \text{ Ом.} \quad (5.44)$$

Значение уставки на реле составит:

$$Z_{cpII} = \frac{Z_{c3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,34 \cdot 10000 / 5}{157,5} = 4,3 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Принимается уставка $Z_{II} = 4,3 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,096 \text{ Ом}, Z_{CM2} = 0,49 \text{ Ом.}$

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

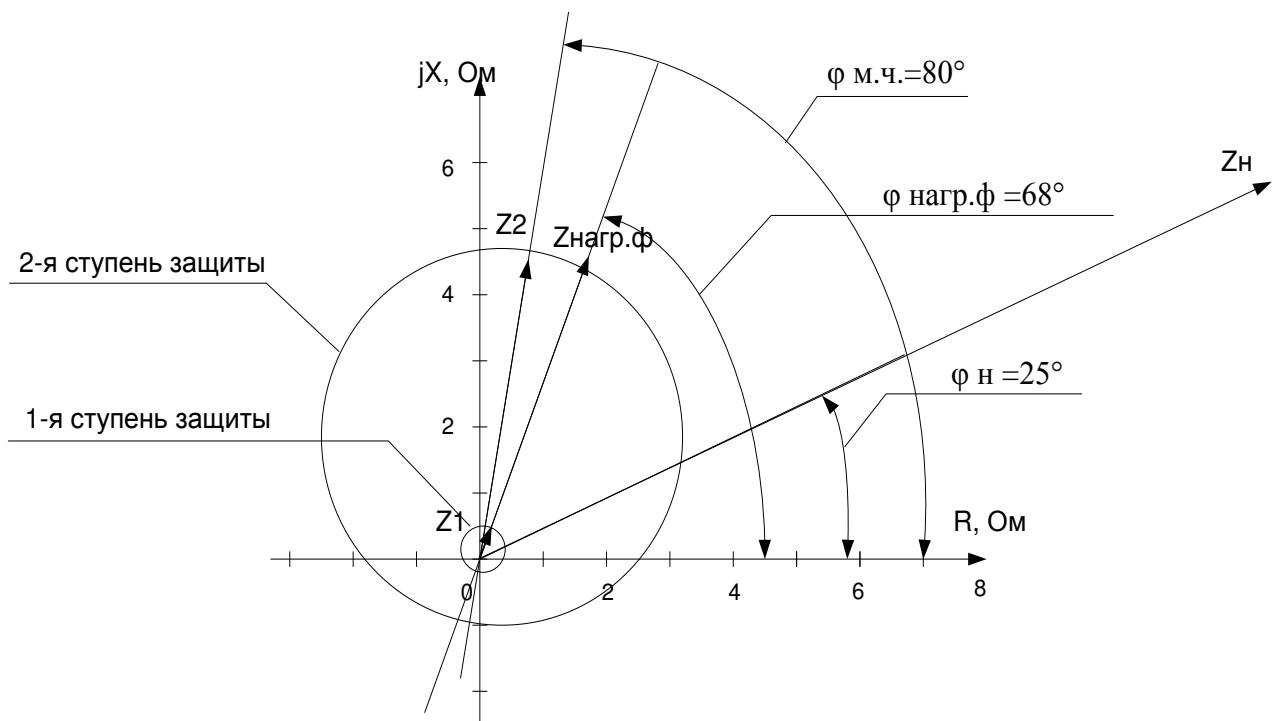


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.7 Защита ротора от перегрузки

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 действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{ном}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (5.46)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,1 \cdot I_{\text{ном}}}{1,0} = 1,1 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (5.47)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени.

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I _н	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность, с	Длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика перегрузочной способности представлена на рисунке 5.6.

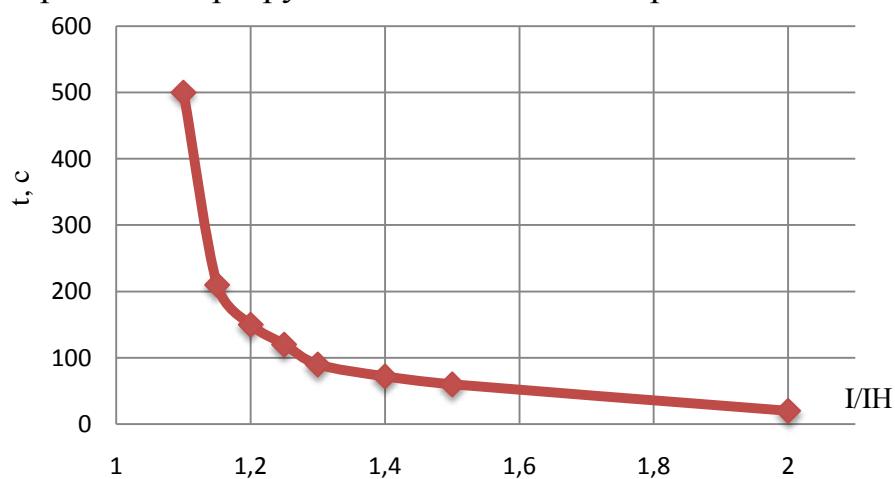


Рисунок 5.6 – Характеристика перегрузочной способности обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{\text{отс}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (5.48)$$

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

5.4 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 любых типов малой и большой величины REG670 производства ABB.

REG670 ABB содержит обширную библиотеку защит, удовлетворяющую требованиям, которые предъявляются к релейной защите генераторов. Большое количество аналоговых входов, а также обширная библиотека функций, позволяют реализовать множество функций защиты в одном **REG670 ABB**. В типовом применении два **REG670 ABB** защиты способны обеспечить все необходимые функциональные возможности с высокой степенью резервирования. **REG670 ABB** также может применяться для защиты и управления шунтирующих реакторов.

5.5 Таблица уставок

Уставки защит представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
наименование	обозначение	наименование	относит. единицы	именован. единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,69 A
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,29 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,87 A
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	- 5 B
		t_2	U_{02G}	- 10 B
		t_3	U_{0G}	- 15 B
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$ 140 B
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$ 120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$ 0,32 A
		ПО	$I_{2\text{пуск}}$	$0,15 \cdot I_H$ 0,69 A
		OTC I	$I_{2\text{С.З.}}$	$0,89 \cdot I_H$ 4,08 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{\text{СИГН}}$	$1,07 \cdot I_H$ 4,9 A
		ПО	$I_{1\text{пуск}}$	$1,1 \cdot I_H$ 5,04 A
		OTC	$I_{1\text{OTC}}$	$1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}$ 5,61 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,033 0,032 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,34 0,34 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P\text{ СИГН.}}$	$1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$ 4,28 A
		ПО	$I_{P\text{ ПУСК.}}$	$1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$ 4,4 A
		Отсечка	$I_{P\text{ ПУСК.}}$	$2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$ 8,76 A

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- станционная часть плотины;
- правобережная бетонная плотина;
- левобережная бетонная плотина;
- приплотинное 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» [29] назначаем класс сооружения I по объёму водохранилища. Коэффициент надёжности для сооружений I класса [29]:

$$\gamma_n = 1,25.$$

6.2.2 Определение отметки гребня плотины

Отметка гребня плотины определяется по формуле:

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

где h_s - превышение гребня плотины над расчётным уровнем в ВБ, создаваемое для учёта волнового воздействия.

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

где Δh_{set} - высота ветрового нагона;

$h_{1\%}$ - высота наката волн расчетной обеспеченностью 1%;

a - конструктивный запас, принимаемый не менее 0,8 м.

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha_w , \quad (6.3)$$

где α_w - угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, градусы (рассматривается перпендикулярное направление ветра в сторону плотины, 90 град.);

V_w - скорость ветра;

L – разгон, м;

K_w - коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра по таблице 6.1;

d - средняя высота водохранилища;

g - ускорение свободного падения.

Методом последовательных приближений, величине Δh_{set} находящейся в знаменателе, присваивается нулевое значение.

Таблица 6.1 - Расчётные характеристики ветра

V_w м/с	10	20	30	40	50
$K_w \cdot 10^6$	1,2	2,1	3	3,9	4,8

Для скорости ветра $V_w = 24$ м/с принимаем $K_w = 2,46 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 3,34$ км.

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{V_{\text{НПУ}} - V_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{219 - 129}{2} = 45 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Таким образом, высота волнового разгона равна:

$$\Delta h_{set} = \frac{2,46 \cdot 10^{-6} \cdot 24^2 \cdot 3340}{9,81 \cdot (45 + 0)} = 0,0107 \text{ м.}$$

С помощью метода приближённых итераций:

$$\Delta h_{set} = \frac{2,46 \cdot 10^{-6} \cdot 24^2 \cdot 3340}{9,81 \cdot (45 + 0,5 \cdot 0,0107)} = 0,0107 \text{ м.}$$

Рассчитываются составляющие формулы высоты наката на откос волн обеспеченностью 1%:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 3340}{576} = 56,88; \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 2 \cdot 60 \cdot 60}{24} = 2943, \quad (6.6)$$

где t - время разгона волны, принимается 6 часов.

С помощью полученных значений далее по графику [25] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$) и значениям $\frac{g \cdot t}{V}$ и $\frac{g \cdot L}{V^2}$ определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$.

Определяемые значения:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,014; \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,054;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 1,36; \quad (6.8)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 3,1.$$

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

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,36 \Rightarrow T = \frac{1,36 \cdot V_w}{g} = \frac{1,36 \cdot 24}{9,81} = 3,33 \text{ с}; \quad (6.9)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,014 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,014 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,014 \cdot 576}{9,81} = 0,82 \text{ м}. \quad (6.10)$$

Отсюда средняя длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 3,33^2}{2 \cdot 3,14} = 17,3 \text{ м}. \quad (6.11)$$

Необходимо выполнить проверку, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5\bar{\lambda}, \quad (6.12)$$

$$45 > 8,66.$$

Условие выполнено, расчёты подтверждены.

Таким образом, высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,82 \cdot 2,08 = 1,7 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где k_i - коэффициент, определяемый по графику [25] в зависимости от значения (6.12):

Высота наката волн 1% обеспеченности по формуле (6.2) будет равна:

$$h_s = 0,0107 + 1,7 + 0,8 = 2,51 \text{ м.}$$

Отметка гребня быка плотины:

$$\nabla ГБП = 219 + 2,51 = 221,51 \text{ м.}$$

6.3 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

Определяется расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты.

Расчётный максимальный расход для первого класса капитальности, является расход $0,1\%$ обеспеченности, для поверочного – $0,01\%$ обеспеченности.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчётного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями и через все гидроагрегаты.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{\max 0,1\%} - (n - 1) \cdot Q_{ГА}, \quad (6.13)$$

где $Q_{\text{осн.} \max}$ - расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{ГА}$ – расход через один гидроагрегат;

n – количество гидроагрегатов.

$$Q_p = 6576 - (6 - 1) \cdot 429,94 = 4426,3 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B}, \quad (6.14)$$

где q_B - удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 84,76 = 109,7 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.15)$$

где q_p - удельный расход на рисберме:

$$q_p = V_{\text{нр}} \cdot h_{\text{нб}} = 4,0 \cdot 21,94 = 84,76 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.16)$$

где $V_{\text{нр}}$ - допустимая скорость на рисберме (для слабой скалы 4,0 м/с);
 $h_{\text{нб}}$ - глубина воды в НБ при $Q_{\text{осн. max}}$ 0,1% - 21,94 м, определяется по кривой $Q=f(H)$ при $Q_{\text{осн. max}}$.

Таким образом:

$$B = \frac{4426,3}{109,7} = 40,35 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону. Принимаем 3 пролета по 16 метров.

Окончательная ширина водосливного фронта $B = 48 \text{ м.}$

Толщина быка:

$$\delta_B = 0,15 \cdot b + 0,6 = 0,13 \cdot 16 + 1 = 3 \text{ м.} \quad (6.17)$$

При данной толщине быка он принимается разрезным.

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, можно определить полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4426,3}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,18 \text{ м,} \quad (6.18)$$

где m - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимается $m = 0,49$.

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

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

где $\sigma_{\text{сж}}$ - коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_{\text{п}}$ - коэффициент подтопления (принимается равным единице).

Коэффициент сжатия определяется по формуле Френсиса – Кригера:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{12,18}{16} = 0,893, \quad (6.20)$$

где b - ширина одного пролёта;

Σ - коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива (см. рисунок 6.1).

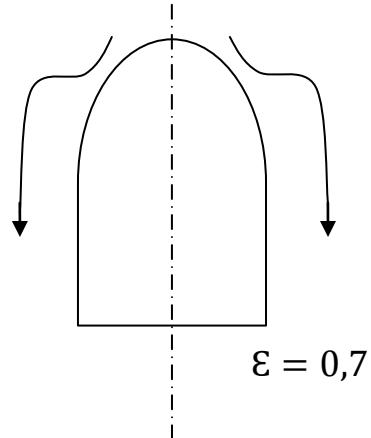


Рисунок 6.1 - Форма боковых устоев

Отсюда:

$$H_{02} = \left(\frac{4426,3}{0,49 \cdot 0,893 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,81} \right)^{2/3} = 13,126 \text{ м.}$$

Геометрический напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.21)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине;

$\alpha = 1,1$ - коэффициент Кориолиса.

Скорость потока на подходе к плотине, определяется по формуле:

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{4426,3}{(219 - 129) \cdot (48 + 2 \cdot 3)} = 0,911 \text{ м/с.} \quad (6.22)$$

Таким образом:

$$H = 13,126 - \frac{1,1 \cdot 0,911^2}{2 \cdot 9,81} = 13,08 \text{ м.}$$

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, $H_{\text{ct}} = 14 \text{ м.}$

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ct}} = 219 - 14 = 205 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ct} = 205 + 1,6 \cdot 14 = 227,4 \text{ м.} \quad (6.24)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений ($\nabla ГБП = 221,51 \text{ м}$ и $\nabla ГБ = 227,4 \text{ м}$), то есть $\nabla ГБП = 227,4 \text{ м.}$

6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла:

$$Q_{p.pov} = Q_{\max \text{ повер}} - Q_{ГЭС} - Q_C, \quad (6.25)$$

где $Q_{\max \text{ повер}}$ - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01%;

$Q_{ГЭС}$ - максимальный расход, требующийся для выработки установленной мощности станции;

Q_C - расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения;

$$Q_{p.pov} = 7325 - 2580 - 0 = 4745 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{p.pov}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{4745}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 12,754 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{p.pov}}{m \cdot \sigma_{cж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}; \quad (6.27)$$

$$\sigma_{cж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{12,754}{16} = 0,888. \quad (6.28)$$

Отсюда:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{4745}{0,49 \cdot 0,88 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 13,8 \text{ м.}$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{4745}{(220-129) \cdot (48+(3-1) \cdot 3)} = 0,966 \text{ м/с}, \quad (6.29)$$

где $\nabla\Phi\text{ПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметка ФПУ принимается равной 220 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g} = 15,58 - \frac{1,1 \cdot 0,998^2}{2 \cdot 9,81} = 13,75 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_p = \nabla\Gamma\text{В} + H_{\text{пов}} = 205 + 13,75 = 218,75 \text{ м}. \quad (6.31)$$

Расчётная отметка $\nabla\Phi\text{ПУ}$ оказалась меньше заданной, поэтому исходная отметка достаточна для пропуска паводка; $\nabla\Phi\text{ПУ} = 220 \text{ м}$.

6.3.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рисунок 6.2). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет большое значение для дальнейшего расчёта.

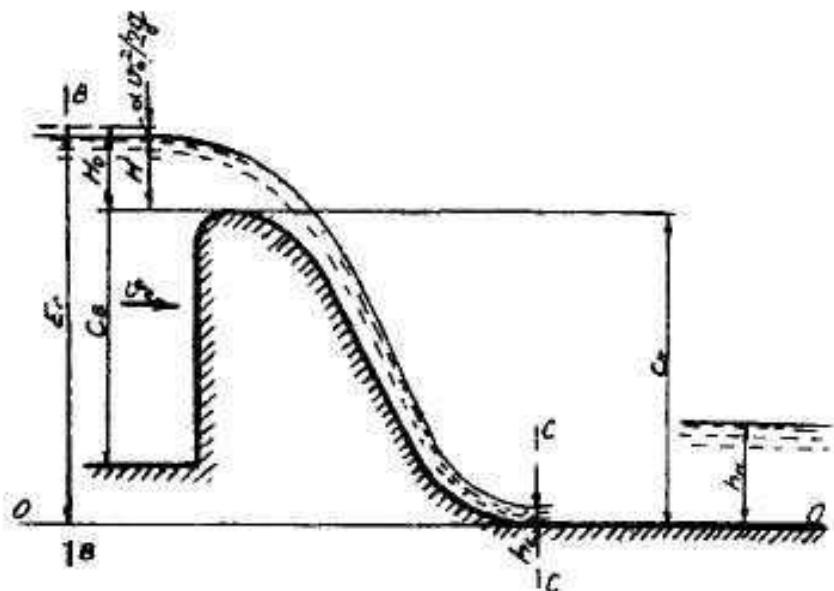


Рисунок 6.2 - Оголовок и сжатое сечение

Критическая глубина:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4426,3^2}{9,81 \cdot (48 + 2 \cdot 3)^2}} = 9,099 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 219 - 129 = 90 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{90}{9,099} = 9,89 \text{ м.} \quad (6.34)$$

По графику [28, рис. 9.55] определяются $\xi_c = 0,256$ и $\xi_c'' = 2,7$. Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,256 \cdot 9,055 = 2,33 \text{ м;} \quad (6.35)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{kp} = 2,7 \cdot 9,055 = 24,57 \text{ м.} \quad (6.36)$$

$$h_c'' > h_{\text{НБ}}$$

Глубина в НБ при $Q_p=6576 \text{ (м}^3/\text{с)}$, $h_{\text{НБ}} = 21,94 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{\text{НБ}}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

6.3.5 Расчет параметров принятых гасителей

Гидравлический расчет носка-трамплина.

Так как струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса, а затем гасится при падении в воду, то необходимо обеспечить такую дальность отброса, чтобы выполнялось условие устойчивости водосливной плотины и других ГТС:

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(\sqrt{\left(1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)} + 1 \right) =$$

$$= 1 \cdot 64,4 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 33^0) \cdot \left(\sqrt{\left(1 + \left(\frac{66,4}{64,4} - 1\right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2(33^0)}\right)} + 1 \right) = \\ = 98,35 \text{ м}, \quad (6.37)$$

где k_a – коэффициент аэрации потока;

$\alpha = 30^0 \div 35^0$ – угол схода струи с трамплина;

φ – коэффициент скорости потока;

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 219 - 152,56 = 66,4 \text{ м}, \quad (6.38)$$

где $\nabla \text{НБ} = 152,56 \text{ м}$ (при поверочном расходе $Q_{0,01} = 7325 \text{ м}^3/\text{с}$).

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{носка} = 219 - 154,56 = 64,4 \text{ м}. \quad (6.39)$$

Коэффициент аэрации k_a можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{gh_H} = \frac{32^2}{9,81 \cdot 2,88} = 36,23, \quad (6.40)$$

где v_H – скорость потока на носке;

h_H – высота потока воды на носке.

Скорость потока воды на носке:

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 66,06} = 32 \text{ м/с}. \quad (6.41)$$

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{92,2}{32} = 2,88 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где q – удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_{\text{посн}}}{B + \sum \delta_b} = \frac{4426,3}{48} = 92,2 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.43)$$

Глубину ямы размыва рассчитывают по формуле:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 42,26 - 23,56 = 18,70 \text{ м}, \quad (6.44)$$

где t – ∇ дна ямы размыва, определяется по следующей формуле:

$$t = (0.1 + 0.45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{H}} = (0.1 + 0.45 \cdot \sqrt[4]{36,23}) \cdot \sqrt{36,23} \cdot \sqrt[4]{\frac{16,78}{1}} \cdot 2,88 = 42,26 \text{ м.} \quad (6.45)$$

Проверка достаточности отлета:

$$L > 0,5 \cdot Z_0; \quad (6.46)$$

$$98,35 \text{ м} > 0,5 \cdot 66,44 \text{ м};$$

$$98,35 \text{ м} > 33,22 \text{ м.}$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg}\alpha_1} = 98,35 + \frac{34,09}{0,714} = 146,13 \text{ м}, \quad (6.47)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$\begin{aligned} \operatorname{tg}\alpha_1 &= \sqrt{\operatorname{tg}^2 \alpha + \frac{2g(0,5h_{\text{H}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{v_{\text{H}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}} = \\ &= \sqrt{0,42 + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 2,88 \cdot 0,84 + 25,94 - 23,56)}{32^2 \cdot 0,70}} = 0,714, \end{aligned} \quad (6.48)$$

где а – высота уступа над дном:

$$a = \nabla_{\text{носка}} - \nabla_{\text{дна}} = 154,56 - 129 = 25,56 \text{ м.} \quad (6.49)$$

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

$$b_p = 2,5h_{\text{kp}} + 3,7h_{\text{паз}} = 2,5 \cdot 9,099 + 3,7 \cdot 18,70 = 91,95 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Длина по дну:

$$b_{p1} = 2,5h_{\text{kp}} = 2,5 \cdot 9,099 = 22,75 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Уклон верхового откоса ямы размыва может быть принят 1:2,2, уклон низового откоса 1:1,5.

6.4 Конструирование бетонной плотины

6.4.1 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 6.3).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

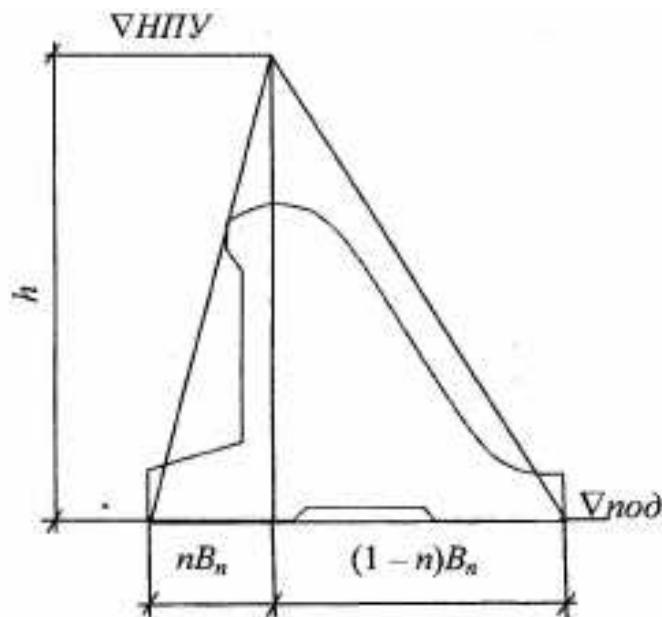


Рисунок 6.3 - Схема треугольного профиля плотины

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:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.52)$$

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

ρ_b и ρ_w – плотности бетона и воды соответственно.

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 219 - 127 = 92 \text{ м.} \quad (6.53)$$

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

$$B_n^{\text{II}} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\operatorname{tg}\varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.54)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25; $\operatorname{tg}\varphi=0,7$.

Задаваясь различными значениями n , произведен расчёт (таблица 6.2) и построен график зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{\text{II}} = f(n)$ (см. рисунок 6.4).

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

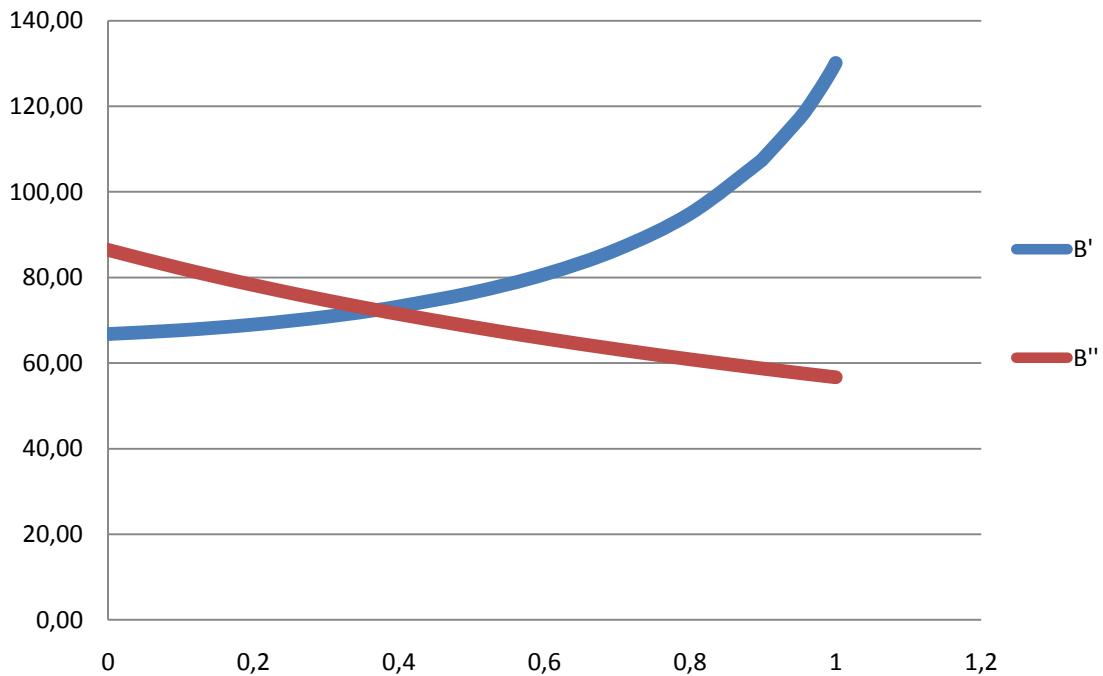


Рисунок 6.4 – График пересечения кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{\text{II}} = f(n)$

Таблица 6.2 - Координаты зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{\text{II}} = f(n)$

n	0	0,1	0,20	0,30	0,3697	0,40	0,50	0,60	0,70
$B'n$	66,74	67,64	68,96	70,77	72,38	73,19	76,40	80,69	86,55
$B''n$	86,47	82,14	78,23	74,68	72,38	71,43	68,45	65,71	63,19

Графики пересекаются в точке $n = 0,3697$ и $B_n = 72,38$ м.

6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на скальных основаниях устройство этих швов

обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными (в отличие от температурно-осадочных на нескользких основаниях). Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации, принимаем 19 м. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине (чтобы не перерезать отверстий), а также с разрезкой на блоки бетонирования.

6.4.3 Быки

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

Согласно рекомендации для $b = 16$ м, толщина быка по формуле Березинского принимается в диапазоне от $0,12b$ до $0,16b$. Толщина разрезного быка принимаем равной 3 м. Разрезной бык состоит из двух полубыков. При этом толщину пазового перешейка быка назначаем 2 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки и место для движения крана. На гребне проектируем дорожку для людей общей шириной – 4 м, проезжую часть шириной – 6 м и место под кран – 10 м. Общая ширина сооружения по гребню 20 м. Ширина плотины по гребню может измениться при расчётах сооружения на прочность и устойчивость, но не может быть меньше заданной величины.

6.4.4 Устои

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

6.4.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Галереи расположены через 20 м размером 2x2,5 м. Одна из продольных галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать не менее $3 \div 3,5$ м, что бы они обеспечивали провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Нижние галереи для устройства дренажа и цементационной завесы принимаются размером 3х3,5 м.

6.4.6 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр скважин принимаем 20 см, расстояние между осями дрен 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа a_{dp} , а также до верховой грани продольной галереи назначаем при соблюдении условия:

$$a_{dp} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{kp,m}}, \quad (6.55)$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{kp,m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины (для гравитационных плотин равен 1,25);

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\text{вхк}} = 219 - 136,1 = 82,9 \text{ м.} \quad (6.56)$$

$$a_{dp} \geq \frac{82,9 \cdot 1,25}{25} = 4,15 \text{ м.}$$

Принимаем $a_{dp} = 5$ м.

6.5 Назначение размеров основных элементов плотины

Бетонные водосбросные плотины на скальном основании имеют следующие основные элементы: водосливную грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, противофильтрационные устройства (противофильтрационные завесы), дренажи в теле плотины и в основании.

6.5.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраивается цементационная завеса и вертикальный дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\pi}, \quad (6.57)$$

где B_{π} - ширина подошвы плотины.

Принимаем:

$$l_1 = 0,07 \cdot 72,38 = 5 \text{ м.}$$

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\max} = 0,5 \cdot 82,9 = 41,4 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где H_{\max} – максимальный напор:

$$H_{\max} = \nabla \text{НПУ} - h_{\text{НБ min}} = 219 - 136,1 = 82,9 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где $h_{\text{НБ min}}$ – уровень НБ при $Q_{\text{вхк}}$.

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду составляет 2 м и 4 м в зависимости от трещиноватости скалы. Обычно один ряд таких скважин обеспечивает толщину завесы равную примерно 3 м.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h, \quad (6.60)$$

где ΔH – потери напора на завесе;

$J_{\text{кр}} = 15$ – критический градиент для завесы;

$\gamma_h = 1,25$ – коэффициент надёжности.

Потери напора на завесе определяются по формуле:

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 82,9 - 33,16 = 49,74 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где H_d, H_{as} – геометрические параметры эпюры фильтрации.

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 82,9 = 33,16 \text{ м}; \quad (6.62)$$

Таким образом:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{49,74}{15} \cdot 1,25 = 4,15 \text{ м.}$$

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

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

$$l_2 = \frac{4,15}{2} = 2,07;$$

Принимаем $l_2 = 8$ м.

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{заб}} = 0,5 \cdot 41,4 = 20,7 \text{ м.} \quad (6.63)$$

6.6 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

6.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы $G_{\text{пл}}$ определяются в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 3730,67 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{3730,67 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 3} = 73966,29 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

где $S_{\text{пл}}$ - площадь поперечного сечения плотины;

b - ширина пролета;

δ_b - толщина быка;

ρ_b - плотность бетона.

Вес быка и точка его приложения определяется по формуле:

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_b \cdot \rho_b \cdot g}{b + \delta_b} = \frac{4170,87 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{16 + 3} = 15005,11 \text{ кН/м}. \quad (6.65)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.66)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Gamma_{В} + 0,5) \cdot b = (220 - 205 + 0,5) \cdot 16 = 248 \text{ м}^2. \quad (6.67)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 248\sqrt{248} \cdot 9,81 = 2107,22 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_5} = \frac{2107,22}{16+3} = 110,9 \text{ кН/м.} \quad (6.68)$$

Находится величина силы давления воды на затвор:

$$\begin{aligned} P_3 &= \rho_w \cdot g (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81 (219 - 205)^2 \cdot 0,5 \cdot 16 = \\ &= 15382,08 \text{ кН.} \end{aligned} \quad (6.69)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаются по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 92^2}{2} = 41515,92 \text{ кН/м,} \quad (6.70)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 219 - 127 = 92 \text{ м.}$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 9,1^2}{2} = 406,18 \text{ кН/м,} \quad (6.71)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{min} - \nabla\text{ПОД} = 136,1 - 127 = 9,1 \text{ м.}$

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{взв} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_B = 658,66 \cdot 10 = 6586,6 \text{ кН/м,} \quad (6.72)$$

где $S_{\text{эп}}$ - площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая, равная $658,66 \text{ м}^2$.

6.6.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \gamma_w \cdot S_\phi = 10 \cdot 982,65 = 9826,5 \text{ кН}, \quad (6.73)$$

где S_ϕ - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна $982,65 \text{ м}^2$.

6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_h}{2} \right), \quad (6.74)$$

где γ_h - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ($9 \div 13 \text{ кН/м}^3$);

h_h - толщина слоя наносов;

$\varphi_h = (20 \div 22^\circ)$ - угол внутреннего трения наносов.

Отсюда:

$$p_h = 10 \cdot 3 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п. м:

$$E_H = \frac{p_h \cdot h_H}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,05 \text{ кН}. \quad (6.75)$$

6.6.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.76)$$

где h_0 определяется по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,7^2}{17,3} = 0,525 \text{ м}. \quad (6.77)$$

Отсюда:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,7 \left(\frac{17,3}{3,14} + \frac{0,525}{2} \right) = 48,13 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя ВБ:

$$\gamma_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{17,3}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,7 = 2,12 \text{ м.} \quad (6.78)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$\gamma_{\text{волн}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} - \gamma_c = 219 - 127 - 2,12 = 89,88 \text{ м.} \quad (6.79)$$

6.6.7 Фильтрационные расчеты подземного контура

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla \text{НПУ} = 219$ м, нижнего бьефа - $\nabla \text{УНБ}_{\min} = 136,1$ м, при пропуске водохозяйственного расхода $Q_{\text{вхк}} = 1200 \text{ м}^3/\text{с.}$

Для первого класса сооружений:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min} = 219 - 136,1 = 82,9 \text{ м,} \quad (6.80)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 82,9 = 33,16 \text{ м;} \quad (6.81)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 82,9 = 16,58 \text{ м.} \quad (6.82)$$

6.7 Расчёт прочности плотины

6.7.1 Определение напряжений

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины проводится 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 принимаются сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составляется таблица 6.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Сбор нагрузок на тело плотины представлен в приложении Г, рисунок Г.1.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.3 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	41515,92	30,67	1273293,27
Тн	1	←	406,18	-4,37	-1775,02
Ен	1,2	→	26,46	2,99	79,12
Gб	0,95	↓	14729,86	-11,45	-168656,85
Gпл	0,95	↓	70267,98	-9,26	-650681,46
Wвзв	1	↑	6586,58	0	0,00
Wф	1	↑	9826,50	17,31	170096,72
qз	0,90	↓	99,82	-31,79	-3173,14
Wволн	1	→	48,1	88,65	4266,58
ΣN		↑↓		68684,57	
ΣM				623449,22	

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\pi}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\pi}^2} = -\frac{68684,57}{72,38} + \frac{6 \cdot 623449,22}{72,38^2} = -234,93 \text{ кН/м}^2, \quad (6.83)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B_{π} – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.84)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 219 - 127 = 92 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

Отсюда:

$$\sigma_x^u = -234,93 \cdot 0 - 10 \cdot 92 \cdot (1 - 0) = -920 \text{ кН/м}^2.$$

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.85)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -234,93 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 92 \cdot 0 = -234,93 \text{ кН/м}^2; \quad (6.86)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_b \cdot H_d^u = -10 \cdot 92 = -920 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}; \quad (6.87)$$

$$\sigma_c^u = \frac{(1+m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\}; \quad (6.88)$$

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1+0^2)}{2} \cdot (-234,93 \cdot [\cos 2(0-0) + 1] + 10 \cdot 92 \cdot \\ &\cdot \left[\cos 2(0-0) - \frac{1-0}{1+0} \right]) = -234,93 \text{ кПа}. \end{aligned}$$

2) Для низовой грани по аналогичным формулам:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2} = -\frac{68684,57}{72,38} - \frac{6 \cdot 623449,22}{72,38^2} = -1662,90 \text{ кН/м}^2.$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_b \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1662,90 \cdot 0,78^2 - 10 \cdot 9,1 \cdot (1 - 0,78^2) = -1047,35 \text{ кН/м}^2,$$

где $m_t = \operatorname{ctg} \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и линией подошвы, $\operatorname{ctg} 52^\circ = 0,78$;

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{вхк}}) - \nabla \text{ПОД} = 136,1 - 127 = 9,1 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_b \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 9,1 - 1662,90) \cdot 0,78 = \\ &= 1226,08 \text{ кН/м}^2. \end{aligned}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_b \cdot 9,1 = -10 \cdot 9,1 = -91 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_b \cdot H^t_d \cdot m_t^2 = -1662,90 \cdot (1 + 0,61) + 10 \cdot 9,1 \cdot 0,61 = -2619,25 \text{ кН/м}^2.$$

Расчёт краевых напряжений сведен в таблицу 6.4. Эпюра краевых напряжений приведена в приложении Г, рисунок Г.2.

Таблица 6.4 - Краевые напряжения действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-234,93	-1662,90
σ_x	-920	-1047,35
τ_{xy}	0	1226,08
σ_1	-234,93	-91
σ_3	-920	-2619,25

6.7.2 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность. Должны выполняться следующие условия:

- 1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.89)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчётного случая $\gamma_{cd} = 0,9$.

Отсюда выразим R_b :

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 2619,25}{0,9}; \quad (6.90)$$

$$R_b \geq 3637,84 \text{ кН/м}^2.$$

Таким образом, принимается бетон класса В7,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 4500 \text{ кН/м}^2$:

$$4500 \text{ кН/м}^2 \geq 3637,84 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0; \quad (6.91)$$

$-234,93 < 0$ - условие выполнено.

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u; \quad (6.92)$$

$$234,93 \text{ кН/м}^2 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 92 \text{ кН/м}^2;$$

$$234,93 \text{ кН/м}^2 \geq 230 \text{ кН/м}^2.$$

4) В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0; \quad (6.93)$$

$$-234,93 \leq 0.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.8 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитываются на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.94)$$

$$R = (G_{\text{пл}} + G_B - W_{\text{взв}} - W_\phi + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega = (73966,29 + 15505,11 - 6586,58 - 9826,5 + 110,91 \cdot 0,7 + 100 \cdot 72,38 = 58456,67 \text{ кН/м}, \quad (6.95)$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 72,38 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = 41515,92 - 406,18 + 48,1 + 22,05 = \\ = 41179,92 \text{ кН/м.} \quad (6.96)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{58456,67 \cdot 0,95}{41179,92 \cdot 1} \geq 1,35;$$

$1,35 \geq 1,25$ – условие выполняется.

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

6.9 Расчет высоты перемычек первой очереди

Перекрытая перемычками часть русла составляет не более 50-60% ширины русла в створе для скальных оснований. Для назначения отметок гребня продольной и верховой поперечной перемычек определяется повышение уровней воды перед верховой перемычкой по формуле:

$$z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2 \cdot g} - \frac{V_o^2}{2 \cdot g}, \quad (6.97)$$

где φ – коэффициент скорости, $\varphi = 0,8 \div 0,85$ для трапецидальных перемычек;

V_o и V_c – бытовая скорость реки и скорость в суженном русле соответственно:

$$V_c = \frac{Q_{\text{стру}}}{{\omega}_c} = \frac{6576}{3150} = 2,08 \text{ м/с;} \quad (6.98)$$

$$V_o = \frac{Q_{\text{стру}}}{{\omega}_o} = \frac{6576}{5330} = 1,23 \text{ м/с,} \quad (6.99)$$

где ω_c, ω_o – площади поперечного сечения суженной части русла реки и до стеснения русла соответственно.

Отсюда повышение уровней воды перед верховой перемычкой:

$$z = \frac{1}{0,85^2} \cdot \frac{2,08^2}{2 \cdot g} - \frac{1,23^2}{2 \cdot g} = 0,23 \text{ м.}$$

Высота верховой перемычки:

$$H_{\text{вп}} = h_{\text{нб}} + z + a = 150,94 + 0,23 + 1,0 = 152,17 \text{ м,} \quad (6.100)$$

где $h_{нб}$ – глубина воды в нижнем бьефе при $Q = 6576 \frac{м^3}{с}$;
а – конструктивный запас, принимают равным 1 м.

Пропуск строительных расходов на втором этапе строительства будут проводиться через глубинные отверстия водосбросной плотины.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Уральской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Уральской ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций, основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» 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 лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Уральской ГЭС оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

7.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территории и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным

правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных

уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности изложены в федеральном законе от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль над выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования.

Каждый работник обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры по спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Уральской ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на гидроэлектростанцию, либо учащиеся и студенты, проходящие практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

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 дренчерные 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 устанавливаются дренчерные оросители.

7.4 Мероприятия по охране природы

Гидротехническое строительство приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы. Экологическая безопасность относится к центральным требованиям при эксплуатации ГЭС.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Уральской ГЭС проводится анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидроооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании Уральской ГЭС на реке Чусовая являются следующие нормативы:

- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52– ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»;
- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015 с изм. и доп., вступ. В силу с 01.01.2016);
- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200–ФЗ (ред. от 01.05.2016);
- Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 года N 136–ФЗ (ред. от 23.05.2016);
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации Уральской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, сводка 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 населения из зоны затопления.

Гидроэнергетическое строительство является крупномасштабным и долговременным по воздействию на природную среду, следовательно необходимо соблюдать все нормы и правила, чтобы сохранить природу.

8 Технико-экономические показатели

8.1.1 Оценка объемов продаж

Реализация электроэнергии – это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Электроэнергия — физический термин, широко распространённый в технике и в быту для определения количества электрической энергии, выдаваемой генератором в электрическую сеть или получаемой из сети потребителем.

Электроэнергия это уникальный товар, так как она не может быть накоплена и её реализация должна осуществляться мгновенно, по мере производства. В результате этого рынок электроэнергии разделяется на такие составляющие как: «Рынок регулируемых договоров», «Рынок на сутки вперед» и «Балансирующий рынок». Объемы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2020	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность	МВт	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350
Число часов использования установленной мощности	Часы	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Выработка электроэнергии	МВт·ч	5 670 000	5 670 000	5 670 000	5 670 000	5 670 000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	56 700	56 700	56 700	56 700	56 700
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	5 613 300	5 613 300	5 613 300	5 613 300	5 613 300
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1 071	1 107	1 146	1 183	1 219
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	500,99	517,83	536,07	553,38	570,22
НДС к выручке	млн.руб	76,42	78,99	81,77	84,41	86,98

Увеличение выручки обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии.

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	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	107,7	145,39
Прочие	165,3	223,156
Итого по ГЭС		368,55

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости. Удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт оборудования

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,02
От 6 до 15 лет	0,027
От 16 до 25 лет	0,035
Свыше 26 лет	0,040

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
АО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	182,76
АО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт·ч	12,79

Окончание таблицы 8.4

АО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/Мвт·ч	3,71
Итого		199,27

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Чусовая составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу 2020-2024 годов эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления, млн.руб.	901,92	901,92	901,92	901,92	901,92
Расходы на страхование, млн.руб.	193,28	184,62	175,96	167,31	158,65
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	368,55	368,55	368,55	368,55	368,55
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	4,023	3,85	3,66	3,48	3,31
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	199,27	199,27	199,27	199,27	199,27
Налог на воду, млн.руб.	55,99	55,99	55,99	55,99	55,99
Итого, млн.руб.	1723,04	1714,20	1705,36	1696,52	1687,68

Структура текущих затрат по гидроузлу представлена в виде диаграммы на рисунке 8.1.

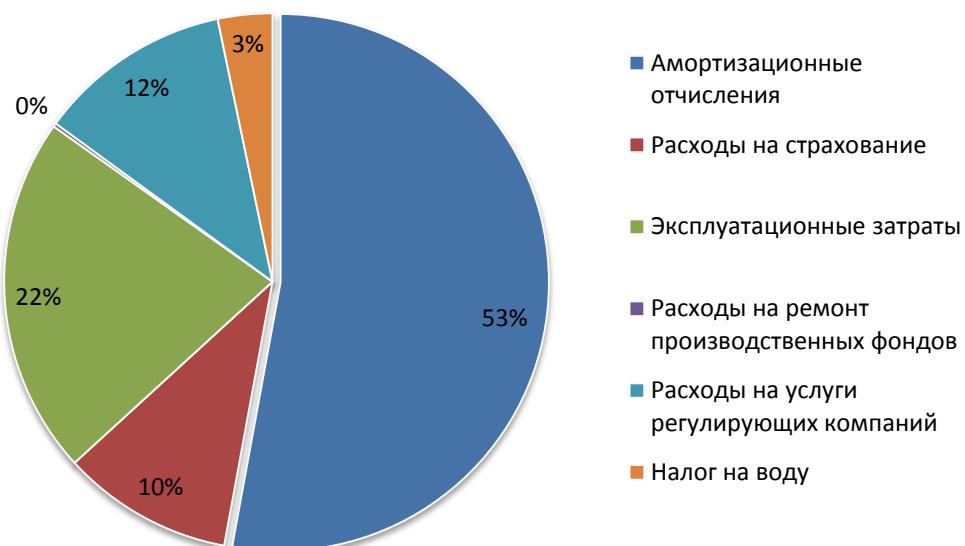


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Отсюда видно, что большая часть средств уходит на амортизационные отчисления.

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Уральской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ. При возведении ГЭС имеется возможность введения льготного периода, что существенно улучшает показатели эффективности проектируемого объекта.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2020-2024 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Налог на прибыль, млн.руб.	1 857,81	1 939,37	2 017,88	2 094,20	2 166,69
НДС, млн.руб.	1 990,79	2 060,63	2 127,71	2 192,83	2 254,50
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	92,29	92,29	92,29	92,29	92,29
Налог на имущество, млн.руб.	448,72	428,88	409,04	389,19	369,35
Итого, млн.руб.	4 389,61	4 521,17	4 646,92	4 768,51	4 882,84

Не смотря на уменьшение налога на имущество, общая сумма налогов увеличивается.

8.2 Оценка суммы прибыли

Основной формой отражения производственной деятельности Уральской ГЭС по производству электроэнергии является прибыль.

В общем виде, прибыль представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыли в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	11 089,95	11 480,47	11 851,55	12 212,45	12 553,42
Текущие расходы, млн.руб.	1 725,05	1 716,12	1 707,19	1 698,26	1 689,33
ЕБИДА (Валовая прибыль), млн.руб.	9 364,90	9 764,35	10 144,36	10 514,19	10 864,09
ЕБИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	9 364,90	9 764,35	10 144,36	10 514,19	10 864,09
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1 872,98	1 952,87	2 028,87	2 102,84	2 172,82
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	7 491,92	7 811,48	8 115,48	8 411,35	8 691,27
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.2.

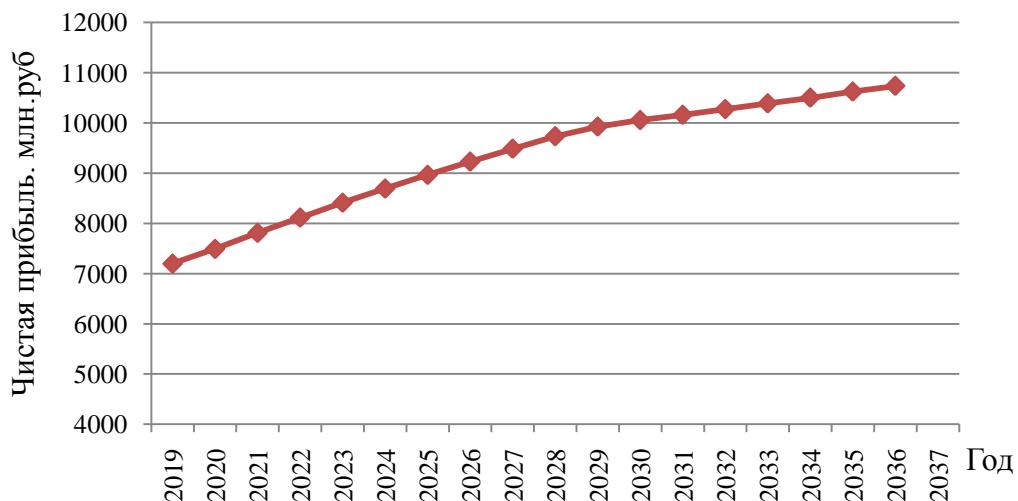


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Сумма чистой прибыли увеличивается, поскольку растут тарифы на электроэнергию и мощность.

8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности инвестиционного проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

8.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9)

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ПАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

в) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert» фирмы «Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Уральской ГЭС составляет 20 лет. Срок окупаемости - 5 лет и 3 месяца;
- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Прогнозные тарифы определены из условий обеспечения общественной и коммерческой эффективности проекта.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Уральской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства Уральской ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию для Урала принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

8.3.2 Коммерческая эффективность проекта

Цель расчета - определение прогнозного отпускного тарифа на электроэнергию ГЭС, обеспечивающего необходимую норму доходности на

затраты Заказчика, реализующего инвестиционный проект строительства Уральской ГЭС с позиции коммерческой эффективности.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Уральской ГЭС.

Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Уральской ГЭС.

Показатели целесообразности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Уральской ГЭС на реке Чусовая»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	5,25
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	42 657,99
Индекс прибыльности – PI	2,98
Себестоимость, руб/кВт·ч	0,14
Удельные капиталовложения, руб/кВт	76 702,30

Показатель эффективности соответствует требуемым нормам. Из этого следует, что данный проект целесообразен.

8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, тыс.рублей	3 904,58	4 055,9	4 201,58	4 343,01	4 477,18
В региональный бюджет, тыс.рублей	448,72	428,88	409,04	389,20	369,35
Итого налоговых поступлений, тыс.рублей	4 446,14	4 577,70	4 703,45	4 825,04	4 939,37

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

8.4 Анализ рисков инвестиционных проектов

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится для того, чтобы учесть и спрогнозировать влияния изменений различных первоначальных параметров: инвестиционных затрат, притока денежных средств, уровня реинвестиций (средств, полученных в виде доходов по инвестициям и вновь направленных на инвестирование тех же объектов).

Целями проведения этого анализа является оценка степени влияния изменения каждого (или нескольких сразу) из входных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в проекте.

Степень устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям условий реализации обычно характеризуется показателями границ безубыточности (предельных уровней объемов производства), цен производимой продукции и других параметров.

Типы риска инвестиционного проекта:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) - возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски, им удалено особое внимание.

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины РІ к изменениям:

- а) Ставки дисконтирования;
- б) Объема инвестиций;
- в) Цена сбыта.

Оценка влияния стоимости строительства, цены электроэнергии, ставки дисконтирования на величину чистого дисконтированного дохода приведена на рисунках 8.3 – 8.5.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертурно.

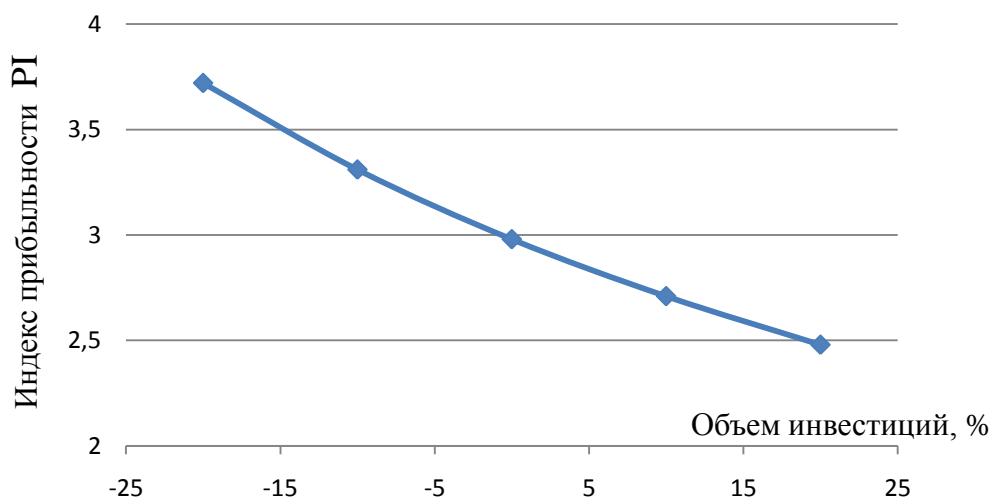


Рисунок 8.3 - Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

Увеличение объема инвестиций приводит к уменьшению величины PI.

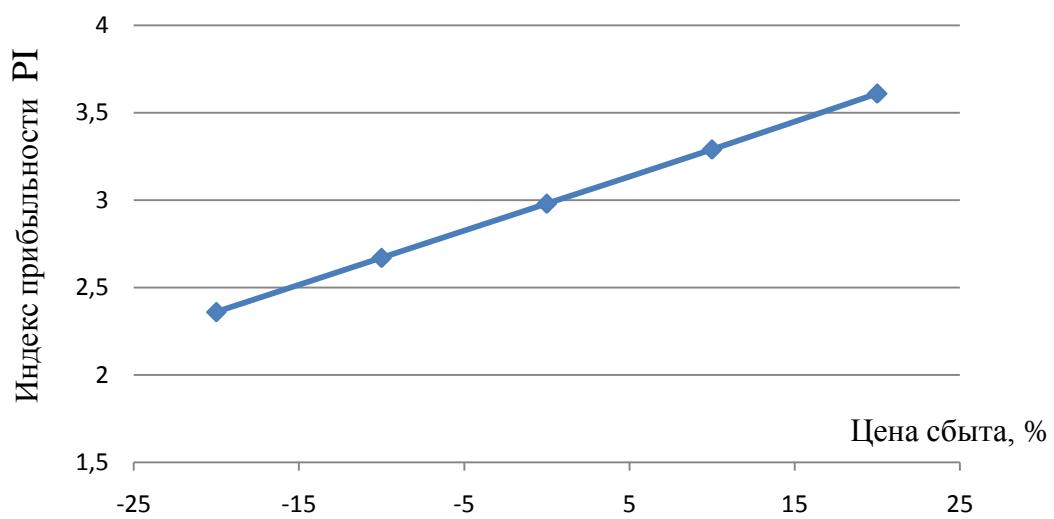


Рисунок 8.4 - Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

Изменение цены сбыта прямо влияет на эффективность проекта.

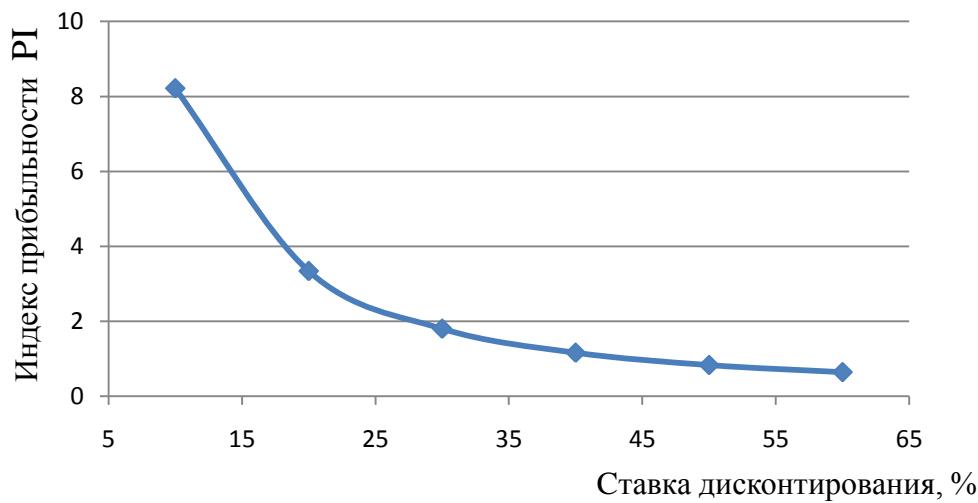


Рисунок 8.5 - Изменения PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины PI.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования;
- Уменьшение объема сбыта продукции;
- Увеличение объемов инвестиций.

9 Локальные системы оповещения ГЭС (средства, методы, системы оповещения при чрезвычайных ситуациях на ГЭС, взаимодействие с МЧС и региональными властями)

9.1 Цели, назначения и области использования ЛСО

Наиболее острой проблемой последних лет в области общественной безопасности, стоящей перед органами государственной власти и местного самоуправления является предупреждение и ликвидация последствий чрезвычайных ситуаций (ЧС), снижение рисков в районах размещения потенциально опасных предприятий, противодействие терроризму, экстремизму, организованной преступности и нелегальной миграции.

Одним из условий своевременного принятия мер по защите населения при угрозе и возникновении стихийных бедствий, крупных производственных аварий, катастроф является его своевременное оповещение. Создание автоматизированных систем оповещения – одно из важнейших мероприятий по защите населения и координации действий по ликвидации последствий ЧС.

Локальная система оповещения – это совокупность технических средств объектовой и части территориальной (городской, областной) систем оповещения. Система оповещения объекта экономики строится на базе городской, а также производственной сети связи и сети проводного вещания объекта с применением специальной аппаратуры. В качестве средств оповещения используются электрические и электронные сирены, уличные и абонентские громкоговорители.

Целью создания ЛСО является практическая реализация важнейших превентивных мероприятий в области защиты населения от ЧС природного и техногенного характера на основе использования современных технических средств и информационно-телекоммуникационных технологий.

Автоматизированные локальные системы оповещения предназначены для оперативного и надежного доведения сигналов и информации оповещения до:

- руководителей и персонала объектов;
- объектовых сил и служб гражданской обороны;
- руководителей (дежурных служб) объектов (организаций), расположенных в зоне действия соответствующей локальной системы оповещения;
- оперативных дежурных служб органов управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям субъекта Российской Федерации, города, городского района;
- населения, проживающего в зоне действия локальной системы оповещения.

При авариях (катастрофах), прогнозируемые последствия которых не выходят за границы потенциально опасного объекта, оповещаются:

- руководители и персонал объекта;
- объектовые силы и службы гражданской обороны;

– оперативные дежурные службы органов управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям (ГОЧС) субъекта Российской Федерации, города, городского района.

При авариях, прогнозируемые последствия которых выходят за границы потенциально опасного объекта, дополнительно оповещаются:

– персонал (руководители, дежурные службы) объектов (организаций), расположенных в зоне действия локальной системы оповещения;

– население, проживающее в зоне действия локальной системы оповещения.

Отдельные сегменты ЛСО в мирное время могут быть использованы для решения других задач: доведения информационных сигналов до персонала через подсистему речевого оповещения, использование занятых под оповещение телефонных абонентских линий для обычных телефонных переговоров и др.

9.2 Нормативная документация по организации ЛСО в районах размещения потенциально опасных объектов

Одним из основных документов регламентирующих создание ЛСО является постановление СМ - Правительства РФ от 1 марта 1993 г. N 178 «О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов».

Постановление гласит:

В целях совершенствования мероприятий гражданской обороны по защите населения, проживающего в районах размещения потенциально опасных объектов, последствия аварий на которых могут выходить за пределы этих объектов и создавать угрозу жизни и здоровью людей, Совет Министров - Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Органам исполнительной власти республик в составе Российской Федерации, краев, областей, автономных образований, городов Москвы и Санкт-Петербурга, министерствам, ведомствам и организациям РФ, в ведении которых находятся потенциально опасные объекты (ядерно, радиационно, химически опасные предприятия и гидроооружения), обеспечивать, начиная с 1993 года:

– включение в проекты на строительство потенциально опасных объектов разделов, предусматривающих создание локальных систем оповещения;

– проектирование и строительство ЛСО на действующих потенциально опасных объектах;

– создание объединенных ЛСО для групп потенциально опасных объектов, размещенных компактно в пределах крупных промышленных центров (зон), с централизованным управлением от местных штабов гражданской обороны, включив их проектирование и строительство в

генеральные планы развития промышленных центров (зон).

2. Установить зоны действия локальных систем оповещения:

- в районах размещения ядерно- и радиационно-опасных объектов - в радиусе 5 км вокруг объектов (включая поселок объекта);
- в районах размещения химически опасных объектов - в радиусе до 2,5 км вокруг объектов;
- **в районах размещения гидротехнических объектов (в нижнем бьефе, в зонах затопления) - на расстоянии до 6 км от объектов.**

3. Финансирование работ по созданию ЛСО осуществлять:

- а) при строительстве новых потенциально опасных объектов - за счет средств, выделяемых на строительство данных объектов;
- б) на действующих потенциально опасных объектах:
 - осуществляющих хозяйственную деятельность - за счет собственных средств этих объектов;
 - находящихся на бюджетном финансировании - за счет средств соответствующих бюджетов;
- в) при создании объединенных локальных систем оповещения - за счет долевого участия потенциально опасных объектов.

4. Возложить ответственность за организацию оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов:

- на министерства, ведомства и организации, в ведении которых находятся потенциально опасные объекты, - рабочих и служащих этих объектов, рабочих и служащих других предприятий, учреждений и населения в пределах зон действия ЛСО, штабов гражданской обороны республик в составе РФ, краев, областей, автономных образований, городов, на территории которых действуют потенциально опасные объекты;

- на органы исполнительной власти республик в составе Российской Федерации, краев областей, автономных образований, городов, на территории которых действуют потенциально опасные объекты, - остального населения, проживающего в зонах возможного радиоактивного и химического заражения (загрязнения) и катастрофического затопления, в том числе в части дублирования оповещения указанного выше населения.

Кроме того существует ряд других документов, которые регламентируют создание локальных систем оповещения:

- Федеральный закон «О гражданской обороне» от 12 февраля 1998 г. N 28-ФЗ с изменениями от 01.12.07г. 28-ФЗ;
- Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21 декабря 1994 г. N 68-ФЗ68-ФЗ;
- Приказ МЧС России «О распоряжении Правительства Российской Федерации от 25 октября 2003 г. №1544-р» от 1.12.2003 №708;
- Постановление Правительства Российской Федерации «О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов» от 1 марта 1993 г. N 178;

- «Положение о системах оповещения населения» утвержденное совместным приказом МЧС России, Минсвязи и Минкультуры России от 25 июля 2006 г. № 422/90/376;
- «Положение о системах оповещения гражданской обороны» утвержденное совместным приказом МЧС России, Госкомсвязи России и ВГТРК от 7 декабря 1998 г. № 701/212/803;
- Постановление Правительства Российской Федерации № 794 от 30 декабря 2003 года (в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 27 мая 2005 г. №335) «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»;
- Федеральная целевая программа «Снижение рисков и смягчение последствий ЧС природного и техногенного характера в Российской Федерации до 2005г.», п.15;

9.3 Организация и порядок задействования локальных систем оповещения

9.3.1 Организация локальных систем оповещения гидроэлектростанции

Типовая схема организации локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасного объекта, т.е гидроэлектростанции (ГЭС) приведена на рисунке 9.1.

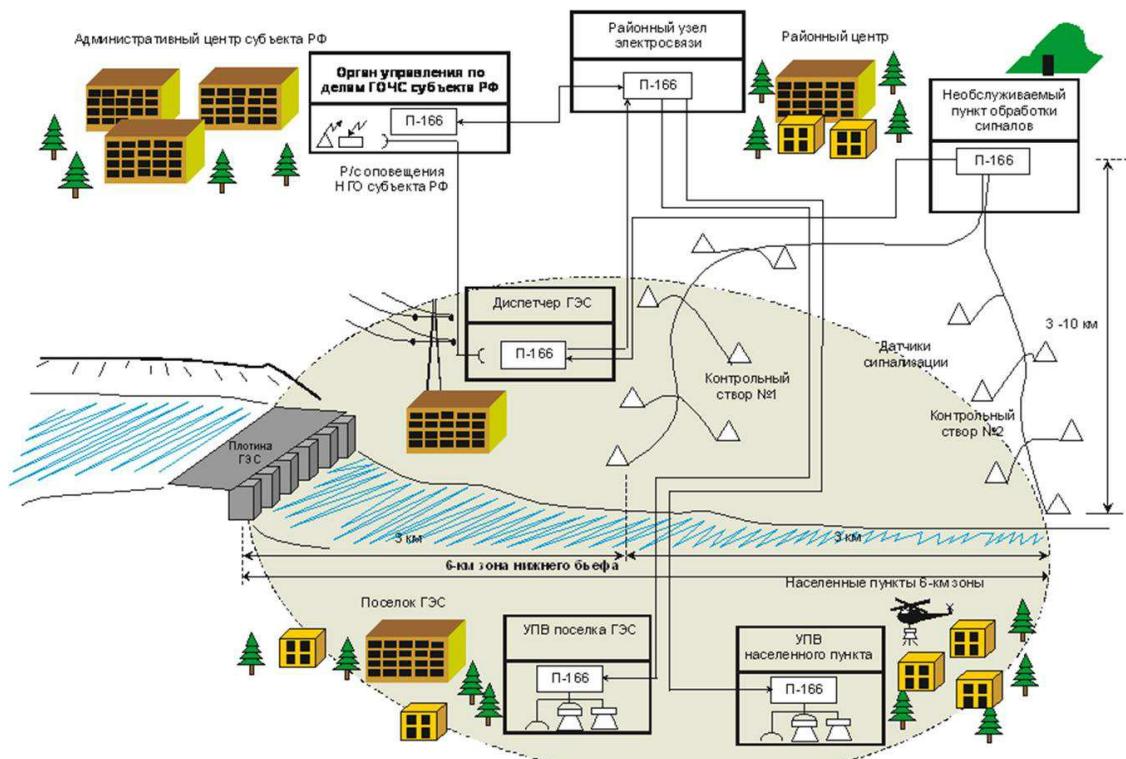


Рисунок 9.1. Организация локальной системы оповещения в районе размещения ГЭС

Дежурный диспетчер (начальник смены станции) потенциально опасного объекта отвечает за своевременное задействование локальной системы оповещения, а также информирование оперативных дежурных служб органов управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям субъекта РФ, города или городского района о факте аварии и складывающейся обстановке.

Оперативные дежурные службы органов управления по делам ГОЧС субъекта Российской Федерации, города или городского района отвечают за своевременное задействование территориальных и местных систем оповещения населения, проживающего в зонах возможного радиоактивного и химического заражения (загрязнения) и катастрофического затопления, в том числе в части дублирования оповещения населения, проживающего в зоне действия локальной системы оповещения.

Управление локальной системой оповещения на потенциально опасном объекте осуществляется с пультов, расположенных на основном и запасном пунктах управления (ЗПУ) потенциально опасного объекта.

Рабочее место дежурного диспетчера (начальника смены) потенциально опасного объекта оборудуется техническими средствами, обеспечивающими:

- управление локальной системой оповещения;
- прямую телефонную и, при необходимости, радиосвязь с оперативными дежурными службами органов управления по делам ГОЧС субъекта Российской Федерации, города или городского района;
- прямую проводную и радиосвязь дежурного диспетчера с оперативным персоналом систем аварийной сигнализации и контроля, а также с дежурными сменами аварийно-спасательных служб потенциально опасного объекта;
- прием сообщений, передаваемых по территориальной системе централизованного оповещения;
- контроль прохождения сигналов и информации, передаваемых по локальной системе оповещения;
- телефонную связь общего пользования.

Технические средства ЛСО должны находиться в режиме постоянной готовности к передаче сигналов и информации оповещения и обеспечивать автоматизированное включение оконечных средств оповещения по сигналам территориальной автоматизированной системы централизованного оповещения и от дежурного диспетчера (начальника смены) потенциально опасного объекта.

При создании ЛСО необходимо предусматривать их организационное, техническое и программное сопряжение с территориальной автоматизированной системой централизованного оповещения субъекта Российской Федерации, системами аварийной сигнализации и контроля потенциально опасного объекта.

9.3.2 Порядок задействования локальной системы оповещения

Решение на задействование локальной системы оповещения принимает руководитель потенциально опасного объекта или лицо его замещающее.

В исключительных случаях, не терпящих отлагательства, решение о задействовании ЛСО может быть принято дежурным диспетчером (начальником смены станции) потенциально опасного объекта.

При задействовании локальных систем оповещения должен соблюдаться следующий порядок:

- подается сигнал "Внимание всем!" путем дистанционного включения электронных сирен;
- передается команда дистанционного включения электропитания усилителей проводного вещания и переключения их на передачу информации оповещения;
- с микрофона или ПЭВМ осуществляется многократная (2-3 раза) передача речевой информации оповещения;
- система возвращается в дежурный режим.

Длительность передачи речевой информации оповещения не должна превышать 5 минут.

Обо всех случаях (санкционированных и несанкционированных) задействования ЛСО сообщается в орган управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям субъекта РФ (города, городского района).

9.4 Создание ЛСО Уральской ГЭС

9.4.1 Описание близлежащей зоны проектирования Уральской ГЭС

Проектируемая Уральская ГЭС расположена в Пермском крае на реке Чусовая. Ближайшим населенным пунктом данной гидроэлектростанции является город Чусовой, который расположен на расстоянии около 5,8 км со стороны нижнего бьефа от нее. Численность населения города на 1 января 2016 года составила 45 546 человек.

9.4.2 Организационно-техническое построение локальной системы оповещения в районе размещения Уральской ГЭС

Автоматизированная локальная система оповещения состоит из различного уровня подсистем (сегментов) в составе потенциально опасного объекта, объединенных в единую сеть цифровыми каналами связи.

Проектируемая система обеспечивает автоматизацию управления и выполнение задач оповещения о ЧС.

Запуск системы или подсистем осуществляется, как циркулярно, так и выборочно в зависимости от обстановки и развития ЧС на территории объекта. Передача команд, подтверждение их принятия и формирование протоколов их

выполнения осуществляется в автоматическом режиме в реальном масштабе времени с обязательной их регистрацией и распечаткой результатов. Корректировка баз данных, создание вариантов оповещения, диагностика и тестирование аппаратных и программных средств и т.п. осуществляется по паролям доступа.

Для решения поставленных задач и обеспечения заданной совокупности функциональных возможностей, в состав ЛСО должны быть интегрированы следующие структурные элементы и подсистемы:

- автоматизированная система оповещения руководящего состава, органов управления звеньев территориальной подсистемы РСЧС;
- автоматизированная система оповещения и информирования персонала предприятия об угрозе и возникновении ЧС, правилах поведения на территории, подвергшейся ее воздействию и других мероприятиях в рамках технологического процесса;
- АСО населения об угрозе и возникновении ЧС, правилах поведения на территории, подвергшейся ее воздействию.

Реализация функций оповещения руководящего состава, персонала и населения должна осуществляться обеспечивающими подсистемами АС, которые создаются из готовых программно-технических средств.

Основной подсистемой, обеспечивающей функционирование АС, является сеть связи и передачи данных (ССПД), представляющая собой единую информационно-коммуникационную сеть связи и передачи данных в системе оповещения.

Система поддерживает многоуровневую модель управления, которая реализуется путем передачи команд управления с пунктов управления предприятия на центры оповещения подчиненных объектов, проведение ими оповещения в автоматическом режиме и сбора информации о результатах оповещения. Центр оповещения объекта в автоматическом режиме производит оповещение должностных лиц, запуск сиренного и речевого озвучивания в зоне своей ответственности.

Степень развитости конфигурации всех подсистем, потенциал программно-технических средств, функциональные возможности, количество управляемых терминальных комплексов определяется ресурсами сети связи и передачи объектов и предприятия в целом, а уровень полномочий в иерархии ЛСО возрастает снизу вверх.

Предлагается в качестве основной технологической платформы, позволяющей реализовывать для оповещения и информирования населения все сервисы современных городских, территориальных и глобальных мультисервисных сетей, использовать технологию Ethernet.

Проектируемая сеть связи и передачи данных должна быть единой для всех функциональных подсистем АС и обеспечивать информационный обмен между центрами оповещения и информирования персонала и населения, пунктами управления и пунктами оповещения системы, а также взаимодействующими средствами, комплексами. В рамках ССПД

предполагается развертывание беспроводной сети передачи данных на основе стандартов IEEE 802.11b/g (Wi-Fi) для создания резервных каналов связи с пунктами оповещения.

С учетом ограниченного количества сертифицированных поставщиков оборудования ЛСО и положительного опыта применения такого оборудования в России ЛСО на Уральской ГЭС будет выполнено на основе оборудования системы оповещения населения ЗАО НПО «Сенсор» (г. Ярославль), которое установлено уже на многих станциях ОАО «РусГидро»: Саяно-Шушенской, Майнской, Жигулевской, Воткинской, Камской ГЭС.

На ЦПУ Уральской ГЭС устанавливаются:

- автоматизированный пульт управления (П-166 АПУ) - для управления локальной системой оповещения, приема сигналов и речевой информации оповещения, передаваемой по ТАСЦО, а также для передачи информации об аварии в орган управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям субъекта Российской Федерации и на ЗПУ начальника гражданской обороны субъекта Российской Федерации;
- абонентское устройство (громкоговоритель) - для контроля речевой информации, передаваемой по локальной системе оповещения;
- средства прямой телефонной связи и радиосвязи с оперативным дежурным органа управления по делам ГОЧС субъекта Российской Федерации.

На узле связи Уральской ГЭС устанавливаются:

- блок коммутации сообщений (П-166 БКС) - для коммутации команд дистанционного управления и речевой информации, передаваемых по ЛСО из ТАСЦО, на комплекты аппаратуры оповещения, установленной на узлах связи ГЭС, поселка, города, городского района;
- блок оповещения универсальный (П-166 БОУ) - для приема команд дистанционного управления и речевой информации, передаваемых по ЛСО и ТАСЦО, и передачи их на блок переключения радиотрансляционного узла (П-166 БПР), блок индивидуальных комплектов (П-166 БИК), а также дистанционного управления электросиренами;
- блок переключения радиотрансляционного узла (П-166 БПР) - для обеспечения дистанционного включения электропитания и переключения радиотрансляционного усилителя ГЭС на передачу речевой информации;
- блок индивидуальных комплектов (П-166 БИК) - для циркулярного оповещения руководства ГЭС по служебным телефонам.

На Радиотелевизионной передающей станции (РТПС) г. Чусовой устанавливаются:

- блок оповещения универсальный (П-166 БОУ) - для приема команд дистанционного управления и речевой информации, передаваемых по ЛСО и ТАСЦО, и передачи их на блок переключения радиотрансляционного узла (П-166 БПР), блок индивидуальных комплектов (П-166 БИК), а также для дистанционного управления электросиренами местной системы оповещения;

На узле связи города Чусовой (ПАО «Ростелеком») устанавливается:

- блок БКС для сопряжения локальной системы оповещения ГЭС с ТАСЦО субъекта Российской Федерации;
- блок индивидуальных комплектов (П-166 БИК) - для оповещения руководящего состава гражданской обороны ГЭС по телефонам;
- блок переключения радиотрансляционного узла (П-166 БПР).

9.5 Структура комплекса технических средств для проектируемой ГЭС

9.5.1 Описание функционирования комплекса технических средств (КТС) ЛСО Уральской ГЭС

Подсистема АСО создается на базе блока типа АСО-6-3, где 6 – количество одновременно оповещаемых каналов, таких как Чусовское медицинское училище, РТПС Чусовой, Центральная городская больница, ПАО «Ростелеком», АЗС и МБОУ ДОД Центр Дополнительного образования детей «Ровесник». Устройство позволяет оповестить руководящий состав предприятия, соответствующие службы и ведомства в случае угрозы или возникновения ЧС по служебным, домашним, сотовым и другим телефонным номерам. По 6 каналам, при условии тонального набора и 15-секундного сообщения, за 7 минут может быть оповещено до 100 абонентов. Для прямого выхода в сеть сотовой связи (на случай обрыва проводных абонентских линий) применяется устройство АСО-1-3М.

Система оповещения населения (СОН) создана на основе управляющего оборудования (УЗС1, УЗС2 и УЗС3) и технических средств оповещения. В качестве технических средств используются усилительные блоки и громкоговорители.

Устройство УЗС2-2А25Н используется для управления усилителями мощности (блок коммутации и контроля линий – БКК), оснащены Ethernet-интерфейсом для подключения к широкополосной сети передачи данных, а также интерфейсом для подключения узкополосных УКВ-трансиверов. Данное устройство устанавливается в систему оповещения на Центральной городской больнице, на АЗС и на Центре Дополнительного образования детей «Ровесник».

Устройства УЗС3-1Ах9Н применяются в качестве радиотрансляционных усилителей мощности. В зависимости от номинальной выходной мощности устройства в его обозначении буква «х» может принимать значения: 2 - для 250Вт (УМ250), 3 - для 500Вт (УМ500). Выходные трансформаторы установлены на номинал напряжения в линиях 120В. УМ250 размещается в системе оповещения на Центральной городской больнице; УМ500 - в АЗС, на Центральной городской больнице, на Центре Дополнительного образования детей «Ровесник», а так же на гидроузле Уральской ГЭС.

Устройства УЗС3-1А17Н (УЗС3.1) и УЗС3-1А35Н (УЗС3.2) применяются для перехвата теле-радиотрансляции. УЗС3-1А17Н устанавливается в здании

Уральской ГЭС в помещении узла связи и перехватывает трансляцию радиосети предприятия. УЗС3-1А35Н устанавливается в системе оповещения в Центральной городской больнице, в РПТС Чусового и в Центре Дополнительного образования детей «Ровесник» и служит для перехвата каналов звукового сопровождения трех федеральных программ телевизионного вещания.

Управление обеими составляющими (АСО и СОН) осуществляется с ПУО, представляющего собой технологические ПЭВМ (ТПЭВМ), которые содержат базы данных оповещаемых абонентов и возможные сценарии оповещения. ПУО устанавливается в помещение узла связи Уральского гидроузла. К нему подключаются все блоки управления оконечными устройствами, система оповещения по телефонам, система записи переговоров диспетчера.

Программное обеспечение комплекса оповещения имеет собственную службу безопасности и распределения прав. В зависимости от них различным диспетчерам, в соответствии с установленным на предприятии регламентом, могут быть определены допуска и права использования ресурсов системы. Специальное программное обеспечение позволяет создавать иерархическую, распределительную систему, в которой оператор (диспетчер ЦПУ Уральской ГЭС), может самостоятельно использовать устройства подчиненного уровня. Это делает систему более живучей и управляемой.

С помощью устройства УУЗС1 обеспечивается сопряжение с региональной автоматизированной системой централизованного оповещения Пермского края.

Система обеспечивает постоянный мониторинг состояния оборудования и каналов передачи данных. При возникновении сбоев в работе выдается информация о типе ошибки, размещении вышедшего из строя устройства или канала связи. Это позволяет значительно сократить время устранения неисправностей и существенно снижает стоимость владения системой.

Аппаратура ПУО обеспечивает выполнение в автоматическом режиме следующих функций:

- прием от вышестоящего ПУО сигналов и информации оповещения, ее регистрацию на машинных (технических) носителях с фиксацией источника и времени поступления и ее хранение;
- звуковую индикацию факта поступления сигнала (информации), представление полученной информации оперативному составу ПУО в звуковом виде, на экране видеотерминального устройства, вывод полученной информации на печатающие устройства;
- ретрансляцию полученной от вышестоящего ПУО информации на ПУО нижестоящего уровня или оконечные устройства в соответствии с адресацией, содержащейся в поступившем сигнале;
- контроль состояния аппаратуры ПУО, индикацию состояния аппаратуры на средствах отображения и передачу сигнала исправности (неисправности) на вышестоящий ПУО;

- получение сигналов результатов контроля состояния аппаратуры ПУО нижестоящего уровня и окончных устройств, подключенных к ПУО;
- прием сигналов квитанции о получении информации оповещения от ПУО нижестоящего уровня и окончных устройств, подключенных к ПУО, отображение информации на средствах отображения;
- документирование процесса оповещения с регистрацией сообщения (сигнала), времени его передачи (получения), причин неполучения, хранение информации документирования.

9.5.2 Описание КТС на объектах

Комплекс технических средств оповещения можно разделить на следующие группы:

- пульты управления оповещением (ПУО);
- пункты оповещения;
- средства связи.

Пульт управления оповещением – представляет собой ПЭВМ с установленным специальным программным обеспечением, позволяющая осуществлять полнофункциональное управление системой в соответствии с приоритетами и уровнями ответственности. В помещении узла связи Уральского гидроузла устанавливается запасной ПУО. Главный размещается на ЦПУ Уральской ГЭС.

ПУО включает в себя:

- АС оповещения абонентов по телефонным каналам;
- коммуникационное оборудование проектируемой сети связи для связи с пунктами оповещения;
- устройства переключения радиотрансляционного узла и системы командно-поисковой связи на передачу сигналов оповещения;

Пункты оповещения размещаются в городе Чусовой. Они включают в себя звукоусилительные комплексы и громкоговорители.

Громкоговоритель рупорный П-05-01 120В размещается на Уральском гидроузле, на Центральной городской больнице и на Центре Дополнительного образования детей «Ровесник».

Громкоговоритель рупорный ГР100.03 120В размещается на Центральной городской больнице, на Центре Дополнительного образования детей «Ровесник», на АЗС, на Чусовском мед. училище и на ПАО «Ростелеком».

Громкоговоритель рупорный ГР10.04 размещается на АЗС.

Звукоусилительный блок со встроенным устройством управления УЗС-2-0А35Н мощностью 400Вт (УБ400) устанавливается в системе оповещения на Чусовском мед. училище и на ПАО «Ростелеком».

Устройство сопряжения УУЗС1-1Т0Р с действующей АСЦО города устанавливается в ГУ МЧС России по Пермскому краю, размещается в УС Уральского гидроузла и подключается к арендованному 4-х проводному каналу

к ТЭЗ МДК-04А, который устанавливается в устройство П166-БКС РАСЦО в Перми.

9.5.3 Особенности функционирования технических средств в пусковом, нормальном и аварийном режимах. Система электроснабжения

Технические средства функционируют одинаково в пусковом и нормальном режимах. В аварийном режиме (отключение основных источников электропитания) устройства переходят на электроснабжение от встроенных или внешних источников бесперебойного питания.

Для пунктов размещения оборудования, предусматривается установка источников бесперебойного питания, позволяющих поддерживать работоспособность системы:

- звукоусилительное оборудование – минимум 2 часов после отключения основного источника электроэнергии;
- остальное оборудование – минимум 6 часов после отключения основного источника электроэнергии.

9.6 Средства телеобработки и передачи данных

Создаваемая в рамках этого проекта беспроводная широкополосная сеть передачи данных обеспечит взаимодействие пультов управления системой оповещения и технических средств оповещения. Для этого все управляющие устройства УУЗС, УЗС и ЭВМ снабжены Ethernet-интерфейсами. В связи с тем, что объекты оповещения территориально распределены, наиболее эффективным, с точки зрения стоимости внедрения и обслуживания системы, является применение радиоканала. При этом пропускная способность соединения оконечного устройства с сетью доступа должна быть не менее 256кбит/с.

Для резервной связи используются узкополосные УКВ-радиостанции.

9.7 Общий принцип работы системы оповещения

В общем, система оповещения может работать в двух режимах – это централизованное оповещение и локальное.

Централизованное оповещение осуществляется из РАСЦО. Сообщение, поступающее из РАСЦО, может быть следующего варианта:

«Внимание! Говорит штаб по делам ГО и ЧС города (области). Граждане! Произошла авария на ... (таком то) комбинате с выбросом химически опасного вещества. В зону химического заражения попадают ... (идет перечисление улиц, кварталов, районов). Населению, проживающему на улицах ... (таких-то), из помещений не выходить. Населению, проживающему на улицах... (таких-то), немедленно покинуть жилые дома, учреждения,

предприятия и выходить в районы ... (перечисляются). В дальнейшем действуйте в соответствии с нашими указаниями».

По команде из РАСЦО, полученной по четырех проводной арендованной линии, все оборудование ЛСО транслирует полученные сообщения на таком оборудовании, как громкоговорители, сирены при необходимости. ЛСО осуществляет перехват звукового сопровождения нескольких центральных каналов телевидения и радио, замещая звуковое сопровождение речевым сообщением РАСЦО.

Второй режим работы системы оповещения – это локальный. ЛСО запускается автоматически при превышении критических параметров ГЭС (превышение уровня нижнего бьефа, затопление жизненно-важных для станции объектов (оборудования) ГЭС, пожары и другие причины, которые могут привести к ЧС).

Кроме того локальная система оповещения может запускаться в ручном режиме дежурным диспетчером (начальником смены станции) при опасности возникновения ЧС в соответствии с регламентом действий дежурного диспетчера.

Информация о запуске ЛСО (в ручном или автоматическом режиме) обязательно дублируется автоматически и по телефону в РАСЦО.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте были рассчитаны и определены основные элементы и параметры Уральского гидроузла на реке Чусовая, являющимся сооружением I класса.

На основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев:

- основного (при обеспеченности 0,1 %) $Q_{0,1\%} = 6576 \text{ м}^3/\text{с};$
- поверочного (при обеспеченности 0,01 %) $Q_{0,01\%} = 7325 \text{ м}^3/\text{с}.$

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность $N_{\text{уст}} = 1350 \text{ МВт}$ и среднемноголетняя выработка $\mathcal{E}_{\text{ср.мнг}} = 12,924 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}.$

На следующем 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:

$$H_{\min} = 47 \text{ м};$$

$$H_{\text{расч}} = 65,5 \text{ м};$$

$$H_{\max} = 82 \text{ м.}$$

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет $2758 \text{ м}^3/\text{с}.$

Была выбрана турбина типа ПЛД90-В-750. По результатам расчетов оптимальным оказался вариант с шестью гидроагрегатами, диаметром рабочих колес составляет $7,5 \text{ м}.$

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения $93,8 \text{ об}/\text{мин}$ подобран серийный гидрогенератор СВ-1436/200-80УХЛ4 с номинальной активной мощностью $225 \text{ МВт}.$

Далее был выбран класс напряжения и тип РУ КРУЭ $500 \text{ кВ},$ а также структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками и принята схема распределительного устройства – "полуторная схема". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- блочные трансформаторы ТНДЦ $630000/500\text{-У1};$
- трансформаторы собственных нужд ТМН – $6300/20;$
- для ВЛЭП – провода марки АС – $3\times300/66$ (три провода в фазе).

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый комплекс НЕС – 3 производства компании «ABB», в качестве ячеек КРУЭ были выбраны ячейки ЯЭГ-500Л1 производства компании ОАО "Энергомеханический завод".

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений входят:

- правобережная глухая плотина – 114 м;
- водосбросная бетонная плотина с отлетом струи – 57 м;
- глухая сопрягающая водосливную и станционную – 20 м;
- станционная часть плотины – 266 м;
- левобережная глухая плотина – 138 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина плотины по основанию – 72 м;
- отметка основания плотины – 127 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- ширина водосливных отверстий в свету – 16 м;
- отметка гребня – 227,4 м;
- ширина гребня – 20 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,35 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Уральского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем предусмотренным требованиям СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 5 лет 3 месяца;
- себестоимость – 0,14 руб./кВт
- удельные капиталовложения – 76 702,3 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Уральской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» Пермское РДУ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. 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.
5. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
6. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
7. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
8. 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.
9. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
10. 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.
11. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.
12. Толстыхина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстыхина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

13. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>
14. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
15. Каталог «Выключатели генераторные элегазовые ВГГ-20» [Электронный ресурс] // «ОАО ВО «Электроаппарат».
16. Каталог «Разъединители однополюсные высокого напряжения типов РВП-20/12500Н УЗ и РВПЗ-20/12500Н УЗ» [Электронный ресурс] // «ЗАО ВЗВА».
17. Каталог «Трансформаторы тока ТШЛ-20» [Электронный ресурс] // «ОАО ВО «Электроаппарат».
18. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара»». – Режим доступа: <http://electroshield.ru>
19. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/>
20. Каталог «Генераторный комплекс НЕС-3» [Электронный ресурс] // компании «ABB». – Режим доступа: <http://new.abb.com/high-voltage/ru/generatornye-vykluchateli>
21. Каталог «Ячейки КРУЭ на классы напряжений 110-500кВ» [Электронный ресурс] // компании «ОАО «Энергомеханический завод» – Санкт-Петербург». – Режим доступа: <http://www.energomeh.ru>
22. 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.
23. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>
24. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
25. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
26. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.
27. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

28. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
29. Плотины бетонные и железобетонные: СНиП 2.06.06-85. Издание официальное. - М. : Госстрой России, ГУП ЦПП, 2000. - 40 с.
30. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
31. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
32. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
33. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
34. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
35. «СТО 17330282.27.140.010-2008. Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования» – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 46 с.
36. Постановление Правительства Российской Федерации «О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов» от 1 марта 1993 г. № 178.
37. Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ.
38. «Положение о системах оповещения населения» утвержденное совместным приказом МЧС России, Минсвязи и Минкультуры России от 25 июля 2006 г. № 422/90/376.
39. «Положение о системах оповещения гражданской обороны» утвержденное совместным приказом МЧС России, Госкомсвязи России и ВГТРК от 7 декабря 1998 г. № 701/212/803
40. Методические рекомендации по созданию в районах размещения потенциально опасных объектов локальных систем оповещения (утв. МЧС РФ 24 декабря 2002 г.)
41. Каталог «Оборудование ЛСО» [Электронный ресурс] // «ЗАО НПО «СЕНСОР» - г. Ярославль». Режим доступа: <http://sensor-m.ru>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Чусовая за период 1923- 1972 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср
1923	570	500	960	12870	8500	8120	4170	1970	1420	2420	1340	910	3646
1924	250	200	2000	5710	6730	11640	6740	3450	2830	3370	720	500	3678
1925	460	400	640	5140	9370	7650	6410	3610	3230	2620	1140	840	3459
1926	550	500	860	7160	11590	6230	4950	2990	3010	3700	1100	820	3622
1927	420	350	510	4530	8620	8070	3820	1360	1020	1000	510	320	2544
1928	550	500	420	6040	6440	6270	3690	1380	1230	1100	800	710	2428
1929	580	450	640	6380	7460	6260	4020	2570	2480	3260	1580	860	3045
1930	830	790	830	4270	7030	6330	4830	3130	2820	2210	1030	1020	2927
1931	530	450	710	10690	9580	8860	3950	2580	2270	2090	1380	740	3653
1932	440	410	1550	4220	9010	7250	3800	1770	1660	2470	630	460	2806
1933	490	440	590	4140	14100	8870	4420	3390	2650	3180	1020	560	3654
1934	570	470	740	5550	7400	14680	4580	2570	2890	2120	770	610	3579
1935	560	520	880	5270	8240	6500	4360	3640	3020	3260	1460	810	3210
1936	630	600	800	4080	6030	6550	5410	3340	2180	2400	870	690	2798
1937	560	480	740	9180	10280	10140	5580	3430	2900	2660	1000	770	3977
1938	480	420	570	3930	15070	8830	3810	2180	1680	1750	770	590	3340
1939	360	300	420	6770	12910	9030	6630	3200	2960	2040	870	170	3805
1940	630	480	670	8010	9410	11880	5060	2740	3320	3390	1840	710	4012
1941	570	510	760	5990	9490	8730	4920	3670	3070	3630	2200	870	3701
1942	580	470	600	5600	9190	10950	4290	2720	2150	3630	1420	90	3474
1943	660	610	1030	16570	16390	9310	5240	3530	2900	3740	1930	930	5237
1944	540	380	440	10080	10450	10740	7180	2970	3660	3610	2120	720	4408
1945	620	500	550	10080	9690	4080	3860	1990	1710	1800	1840	850	3131
1946	200	150	710	14390	10410	8050	4550	3030	2020	2920	980	640	4004
1947	460	400	720	4290	8590	8540	3840	3140	3450	3700	2430	650	3351
1948	400	350	640	4450	10630	9450	4740	2280	2160	2770	980	540	3283
1949	560	460	760	9470	15840	10480	5330	3630	2330	2470	1780	1050	4513
1950	460	360	1350	9910	14640	9880	5770	3650	3310	3150	2730	430	4637
1951	570	500	690	4250	14480	6520	4700	3000	2840	2840	760	750	3492
1952	590	500	720	6030	16640	10520	7480	3310	3300	2790	1300	830	4501
1953	570	480	560	4550	11110	9400	4140	1940	1670	1890	1530	1000	3237
1954	720	550	740	5770	13500	15840	8740	3610	3360	3670	1870	820	4933
1955	700	570	890	16630	13530	10120	9530	3490	3430	3550	1840	1220	5458
1956	720	620	1010	11870	15750	10130	6280	3480	3060	3600	2480	940	4995
1957	570	470	710	10360	12980	7100	5240	3070	2720	2280	940	650	3924
1958	660	580	880	6880	16020	8230	6120	3310	3480	3070	1610	810	4304
1959	610	500	690	4720	10880	13980	7320	3570	3300	3090	1090	760	4209
1960	550	460	620	9400	16430	9200	5610	3170	2750	2640	1170	470	4373

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp
1961	480	350	1200	7730	11200	6090	3840	1230	1280	1410	440	750	3000
1962	550	530	810	18980	13750	7740	6600	3420	3110	3500	1220	700	5076
1963	1246	1256	1376	4634	5014	7071	5857	1968	1838	1578	1086	1166	1146
1964	580	300	630	11870	6640	7560	4530	2190	2010	2800	2030	1620	3563
1965	560	510	680	10410	13110	5790	3570	3110	2690	2970	1160	830	3783
1966	550	250	720	11540	11550	8720	5140	3260	2320	3260	950	720	4082
1967	720	660	770	3820	7820	6520	4010	3480	3260	2830	850	780	2960
1968	550	390	400	5280	13230	8380	3820	1660	1430	1520	960	870	3208
1969	540	510	770	4550	12400	6360	5410	3680	3630	2320	1370	460	3500
1970	730	620	980	11580	16730	11240	10870	3630	3670	3300	1270	1450	5506
1971	710	600	840	11600	11120	10040	9250	3720	3740	3600	2390	880	4874
1972	570	470	640	10030	9320	9150	7490	3580	3760	3100	1530	720	4197

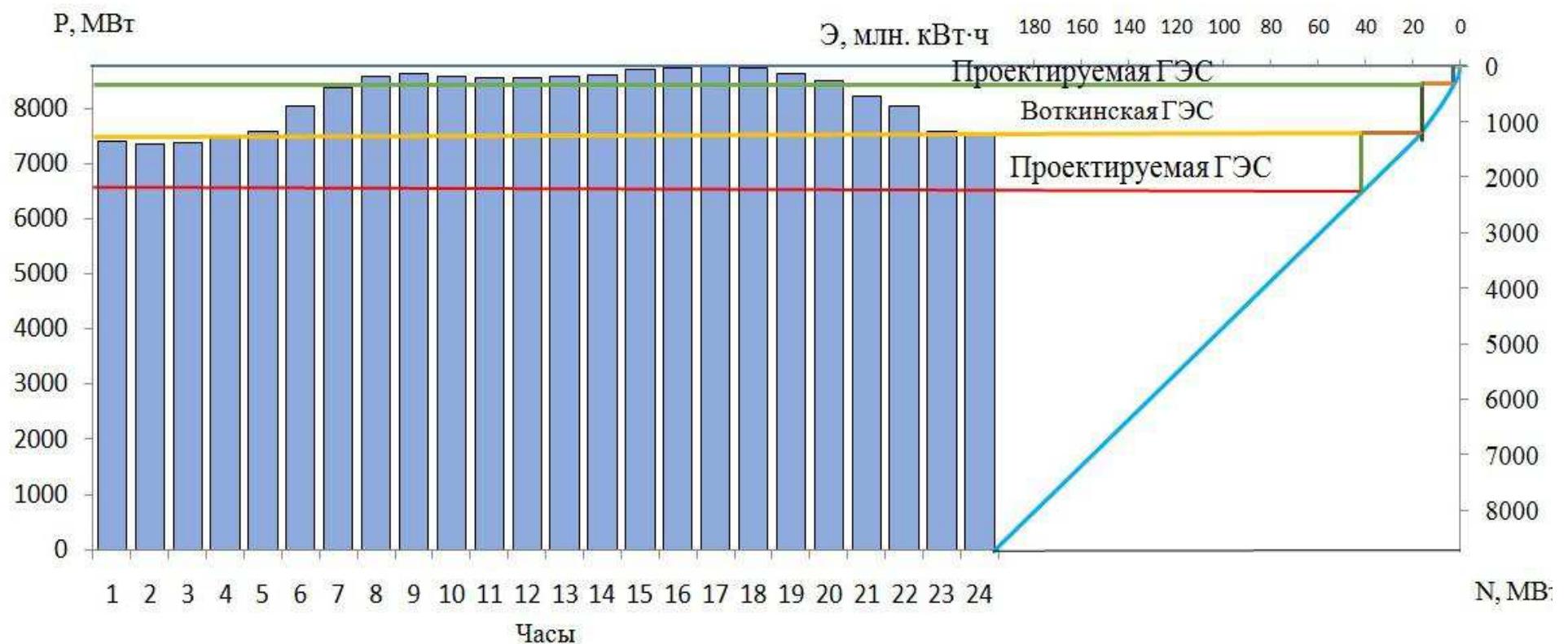
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Маловодный (для сравнения) и средневодный год с приведением и корректировкой

Водный режим	Межень			Половодье				Межень				Сумма	
Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Q 90%	1246	1256	1676	4634	5014	7071	5857	1968	1838	1578	1086	1166	34090
Без корректировки													
Q 50%	490	440	590	4140	14100	8870	4420	3390	2650	3180	1020	560	
Q50%-К	495	444	596	4140	14100	8870	4420	3424	2677	3212	1030	566	43973
Сумма	1535			31530				10908					43973
Разница расходов	-751	-812	-780	-494	9086	1799	-1437	1456	839	1634	-56	-600	
С корректировкой													
Q 50%	1345	1344	1496	4640	12600	8370	5920	2274	1977	1612	1130	1266	43973
Сумма	4185			31530				8258					43973

Продолжение приложения Б



Продолжение приложения Б

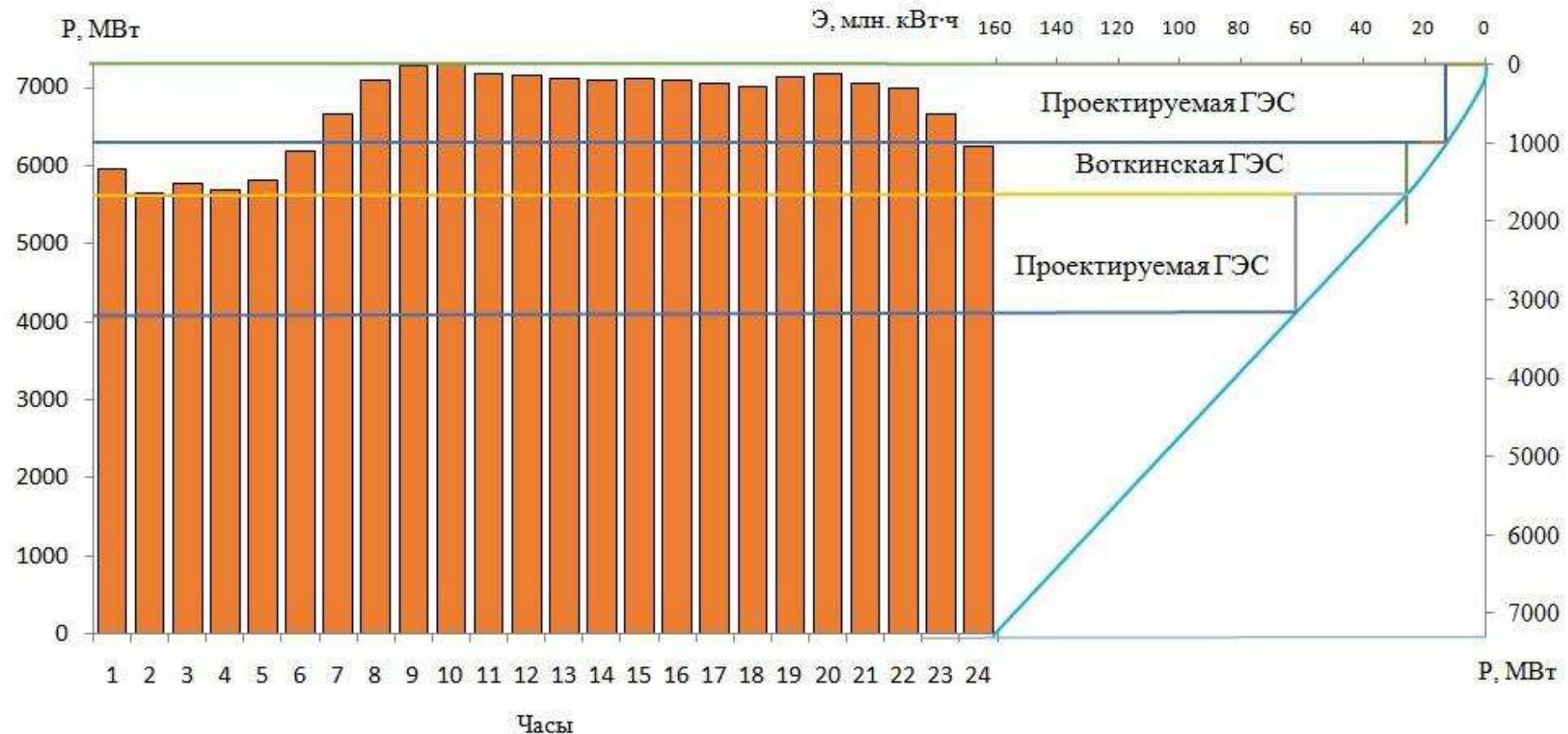


Рисунок Б.2 – Интегральная кривая нагрузки для лета

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 - Сработка Уральской ГЭС в маловодном году

Месяц	Расходы, м ³ /с							Объем, км ³			Уровень, м			H _{ГЭС} , м	N, МВт	N _{гр} , Мвт	Э, МВт*ч	
	Q _{полезн}	Q _{холост сбросы}	Q _{фильтр}	Q _{в-ща}	Q _{вхк}	Q _{нб}	Q _{гэс}	V _{начальный}	ΔV	V _{конечный}	Z _{ВБ нач}	Z _{ВБ кон}	Z _{ВБср}					
8	1968	0	1	100	2000	2069	2068	34,96	0,26	34,70	219,0	218,6	218,8	139,3	78,6	1056	по BXK	785750
9	1838	0	1	360	2000	2199	2198	34,70	0,93	33,77	218,6	217,4	218,0	139,8	77,4	1105	по BXK	795631
10	1578	0	1	680	2000	2259	2258	33,77	1,76	32,01	217,4	215,2	216,3	139,9	75,5	1107	по BXK	823921
11	1086	0	1	1125	1200	2212	2211	32,01	2,92	29,09	215,2	212,5	213,9	141,3	71,7	1030	1030	741692
12	1166	0	1	1507	1200	2674	2673	29,09	3,91	25,18	212,5	209,4	210,9	142,9	67,1	1167	1167	867747
1	1246	0	1	1635	1200	2882	2881	25,18	4,24	20,95	209,4	204,3	206,8	143,6	62,3	1167	1167	868083
2	1256	0	1	1552	1200	2809	2808	20,95	4,02	16,92	204,3	197,2	200,7	143,4	56,5	1030	1030	692426
3	1376	0	1	1695	1200	3072	3071	16,92	4,39	12,53	197,2	187,3	193,1	144,2	48,0	958	по BXK	712709
4	4634	0	1	-1045	2000	3590	3589	12,53	-2,71	15,24	187,3	194,0	191,5	143,6	47,0	1096	по BXK	789091
5	5014	0	1	-1440	2000	3575	3574	15,24	-3,73	18,97	194,0	201,0	197,5	143,6	53,0	1230	по BXK	915344
6	7071	0	1	-3500	2000	3572	3571	18,97	-9,07	28,04	201,0	211,7	206,3	143,6	61,8	1335	по BXK	961200
7	5857	0	1	-2667	2000	3191	3190	28,04	-6,91	34,95	211,7	219,0	215,3	142,6	71,8	1390	по BXK	1034160

Таблица Б.3- Сработка Уральской ГЭС в средневодном году по мощностям маловодного

Месяц	Расходы, м ³ /с							Объем, км ³			Уровень, м			H _{ГЭС} , м	N, МВт	N _{гр} , Мвт	Э, МВт*ч	
	Q _{полезн}	Q _{холост сбросы}	Q _{фильтр}	Q _{в-ща}	Q _{вхк}	Q _{нб}	Q _{гэс}	V _{начальный}	ΔV	V _{конечный}	Z _{ВБ нач}	Z _{ВБ кон}	Z _{ВБср}					
8	2274	0	1	70	2000	2345	2344	34,96	0,18	34,78	219,00	218,8	218,9	140,2	77,8	1185	по BXK	881469
9	1977	0	1	280	2000	2258	2257	34,78	0,73	34,05	218,8	217,8	218,3	139,9	77,4	1136	по BXK	817630
10	1612	0	1	580	2000	2193	2192	34,05	1,50	32,55	217,8	215,9	216,8	139,7	76,2	1085	по BXK	807323
11	1130	0	1	1060	1200	2191	2190	32,55	2,75	29,80	215,9	213,1	214,5	141,2	72,4	1030	1030	741629
12	1266	0	1	1374	1200	2641	2640	29,80	3,56	26,24	213,1	210,3	211,7	142,8	68,0	1167	1167	868046
1	1345	0	1	1454	1200	2800	2799	26,24	3,77	22,47	210,3	206,4	208,4	143,3	64,1	1167	1167	867846
2	1344	0	1	1290	1200	2635	2634	22,47	3,34	19,13	206,4	201,3	203,8	142,8	60,2	1030	1030	692261
3	1496	0	1	2540	1200	4037	4036	19,13	6,58	12,54	201,3	187,3	195,2	147,3	47,0	1232	по BXK	916396
4	4640	0	1	-1557	2000	3084	3083	12,54	-4,04	16,58	187,3	196,5	192,8	142,3	49,6	994	по BXK	715844
5	12600	0	1	-4850	2000	7751	7750	16,58	-12,57	29,15	196,5	212,6	204,5	153,4	50,2	2528	по BXK	1881095
6	8370	0	1	-1590	2000	6781	6780	29,15	-4,12	33,27	212,6	216,7	214,6	151,4	62,4	2748	по BXK	1978264
7	5920	0	1	-650	2000	5271	5270	33,27	-1,68	34,96	216,7	219,0	217,9	147,9	69,1	2367	по BXK	1760794

Окончание приложения Б

Таблица Б.4- Сработка Уральской ГЭС в средневодном году по уровням маловодного

Месяц	Расходы, м ³ /с							Объем, км ³			Уровень, м			H _{ГЭС} , м	N, МВт	N _{гар} , МВт	Э, МВт*ч	
	Q _{полезн}	Q _{холост сбросы}	Q _{фильтр}	Q _{в-ща}	Q _{вхк}	Q _{нб}	Q _{гэс}	V _{начальный}	V _{конечный}	ΔV	Z _{ВБ нач}	Z _{ВБ кон}	Z _{ВБ спр}					
8	2274	0	1	100	2000	2375	2374	34,96	0,26	34,70	219,00	218,6	218,8	140,3	77,6	1198	по BXK	891097
9	1977	0	1	360	2000	2338	2337	34,70	0,93	33,77	218,6	217,4	218,0	140,2	76,9	1168	по BXK	841275
10	1612	0	1	680	2000	2293	2292	33,77	1,76	32,01	217,4	215,2	216,3	140,0	75,4	1123	по BXK	835171
11	1130	0	1	1079	1200	2210	2209	32,01	2,80	29,21	215,2	212,6	213,9	141,3	71,7	1030	1030	741591
12	1266	0	1	1397	1200	2664	2663	29,21	3,62	25,59	212,6	209,7	211,2	142,9	67,4	1167	1167	867879
1	1345	0	1	1495	1200	2841	2840	25,59	3,88	21,71	209,7	205,4	207,6	143,5	63,2	1167	1167	867837
2	1344	0	1	1362	1200	2707	2706	21,71	3,53	18,18	205,4	199,6	202,5	143,0	58,6	1030	1030	692087
3	1496	0	1	2190	1200	3687	3686	18,18	5,68	12,51	199,6	187,3	194,3	146,2	47,2	1130	по BXK	840650
4	4640	0	1	-1245	2000	3396	3395	12,51	-3,23	15,73	187,3	194,9	192,0	143,1	47,9	1058	по BXK	761667
5	12600	0	1	-4840	2000	7761	7760	15,73	-12,55	28,28	194,9	211,9	203,4	153,5	49,0	2472	по BXK	1839427
6	8370	0	1	-1007	2000	7364	7363	28,28	-2,61	30,89	211,9	214,1	213,0	152,6	59,4	2844	по BXK	2047569
7	5920	0	1	-1570	2000	4351	4350	30,89	-4,07	34,96	214,1	219,0	216,5	145,6	70,0	1980	по BXK	1473448

Таблица Б.5 - Расчёты для баланса мощности в маловодном году

Месяц	Нагрузка системы			Для существующей ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС					
	P _{макс} , МВт	P _{нагр.рез} , МВт	P _{авар.рез} , МВт	P _{раб} , МВт	P _{рем} , МВт	P _{нагр.рез} , МВт	P _{раб} , МВт	P _{нагр.рез} , МВт	P _{рем} , МВт	P _{раб} , МВт	P _{авар.рез} , МВт	P _{уст} , МВт	P _{нагр.рез} , МВт	P _{рем} , МВт	
1	8725	131	611	995		15	1320	26		6410	449	6955	96		
2	8537	128	598	980		15	1147	23		6410	449	6955	96		
3	8211	123	575	875		13	1080	22		6256	438	6788	94		
4	7836	118	549	790		12	900	18	224	6146	430	6668	92		
5	7510	113	526	715		11	700	14		6095	427	6613	91	555	
6	7322	110	513	680		10	660	13		5982	419	6490	90	749	
7	7321	110	512	680		10	660	13		5981	419	6489	90	750	
8	7508	113	526	715		11	700	14		6093	427	6611	91	554	
9	7833	117	548	790	85	12	900	18		6143	430	6665	92		
10	8209	123	575	875	85	13	1080	22		6254	438	6786	94		
11	8535	128	597	980		15	1147	23		6408	449	6953	96		
12	8724	131	611	995		15	1320	26		6409	449	6954	96		

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

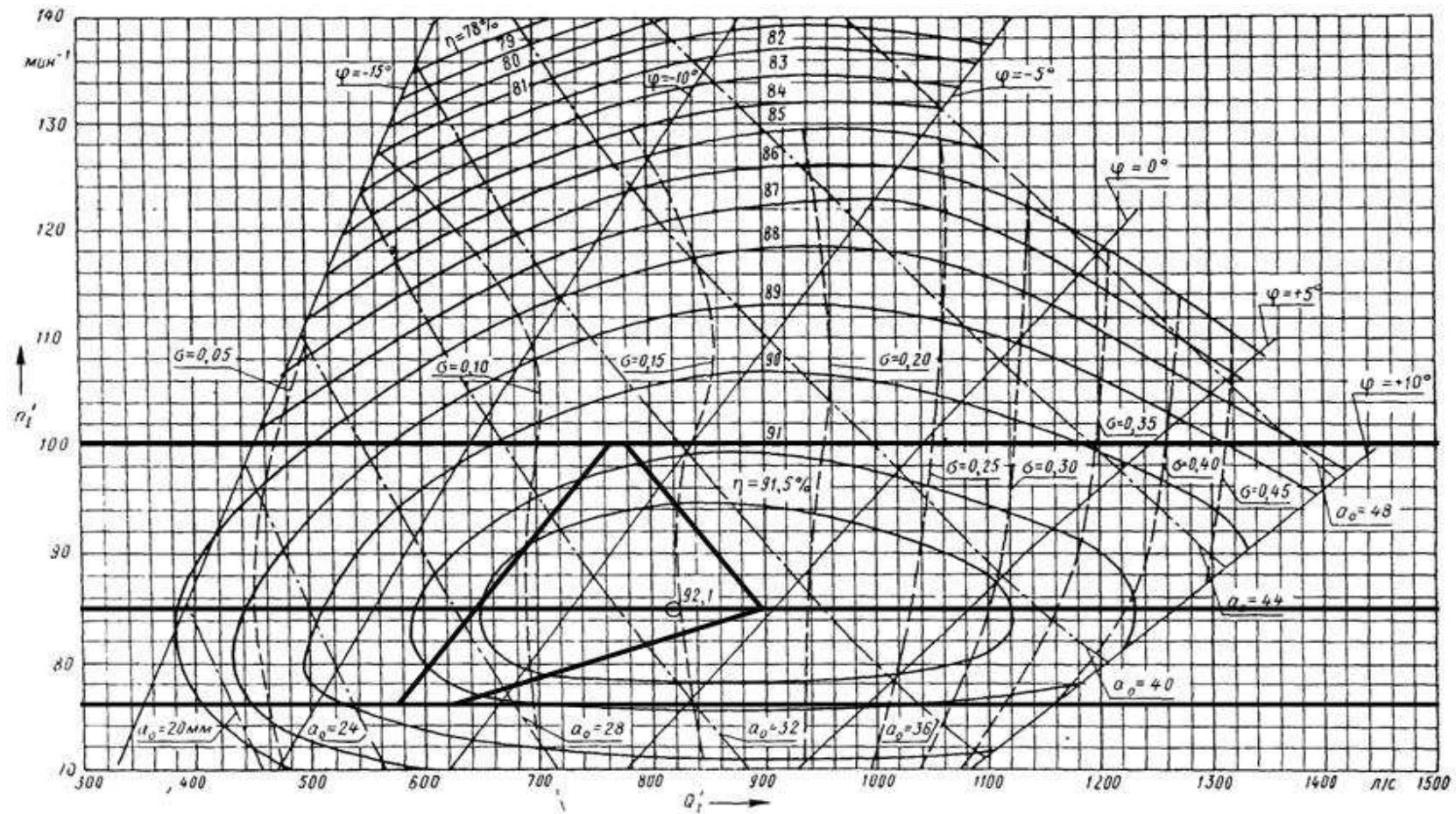


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛД90-В45°-750

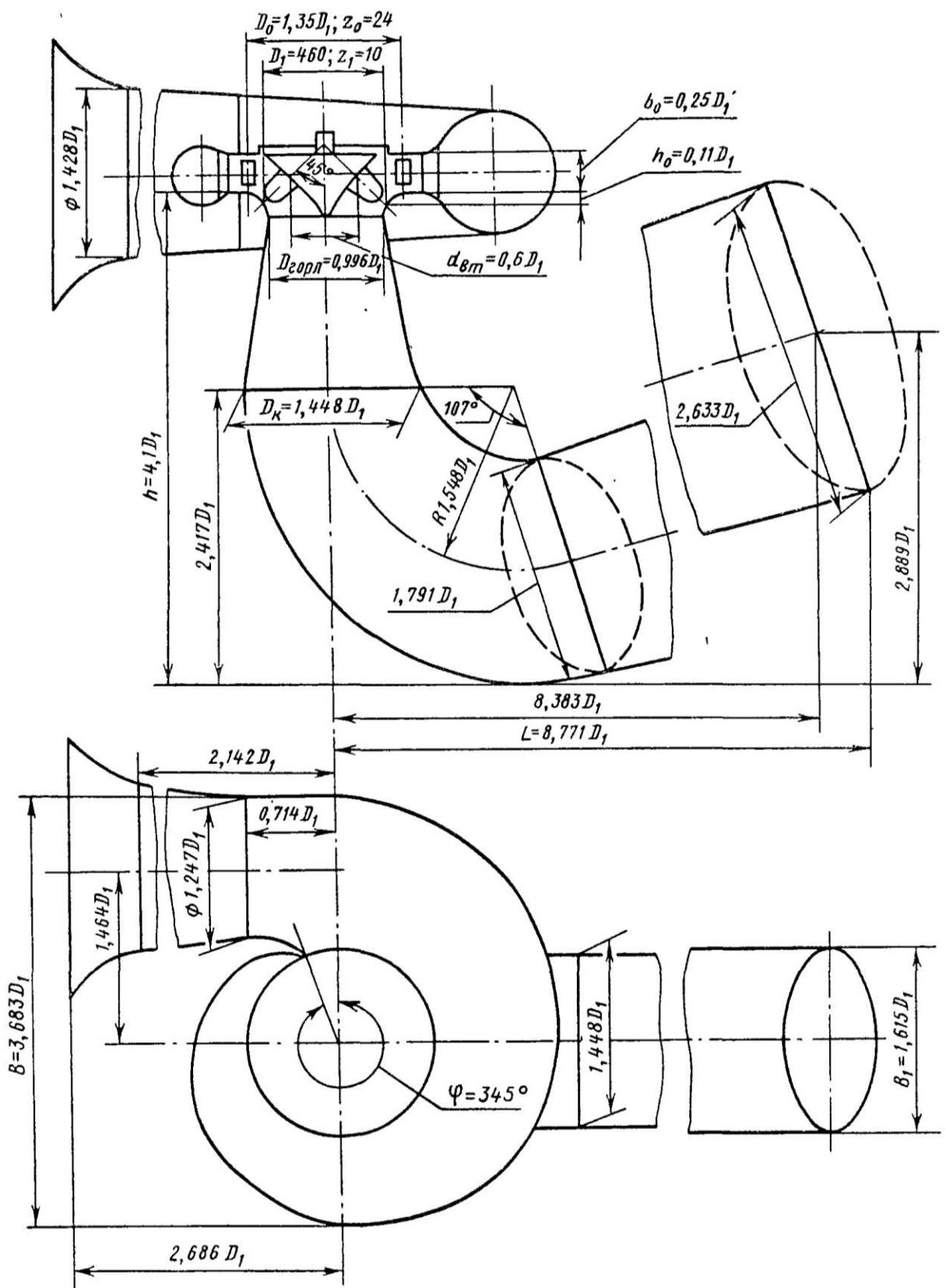


Рисунок В.2 – Проточная часть турбины ПЛД90-В45°-750

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Компоновка и сооружения гидроузла

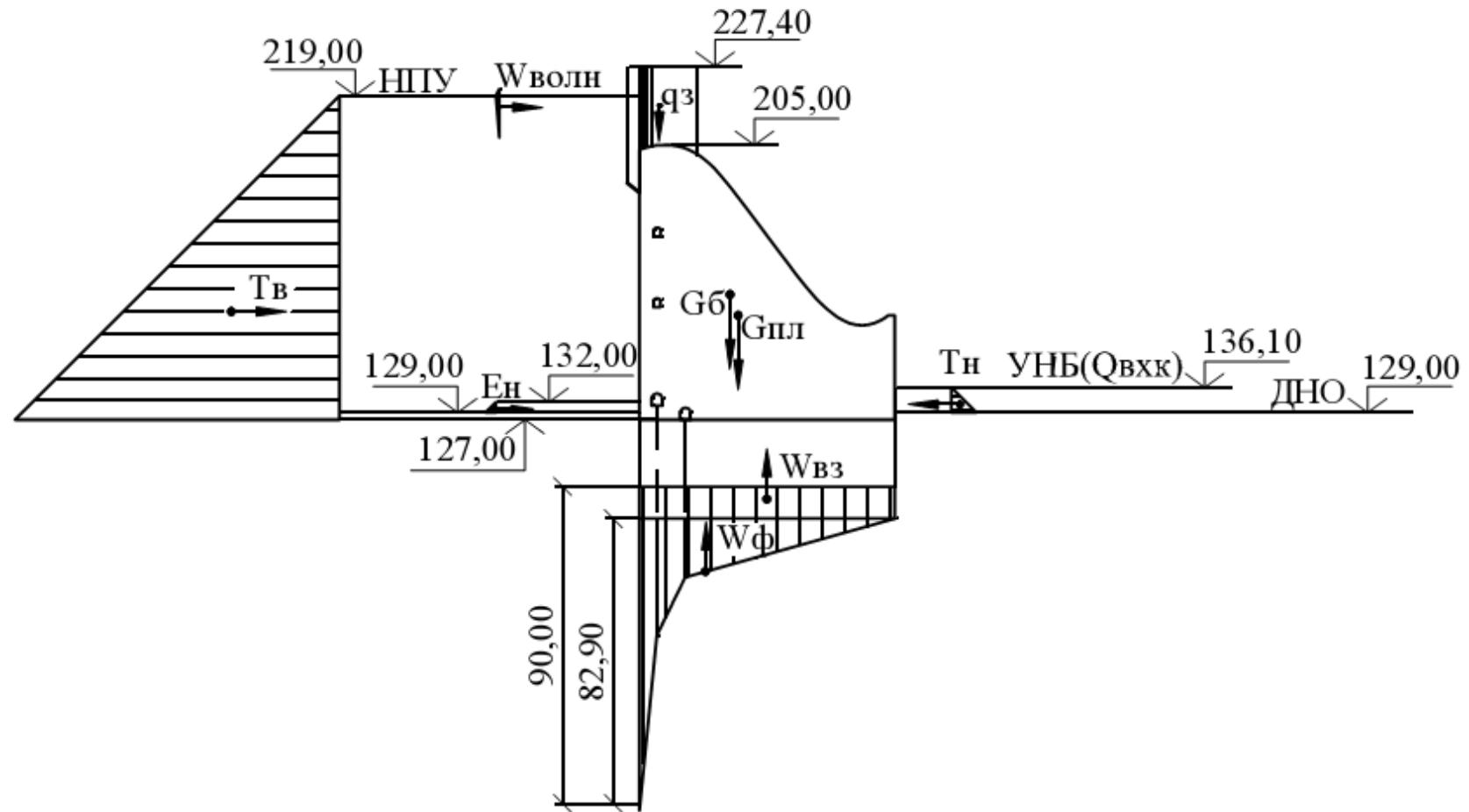


Рисунок Г.1 – Сбор нагрузок на тело плотин

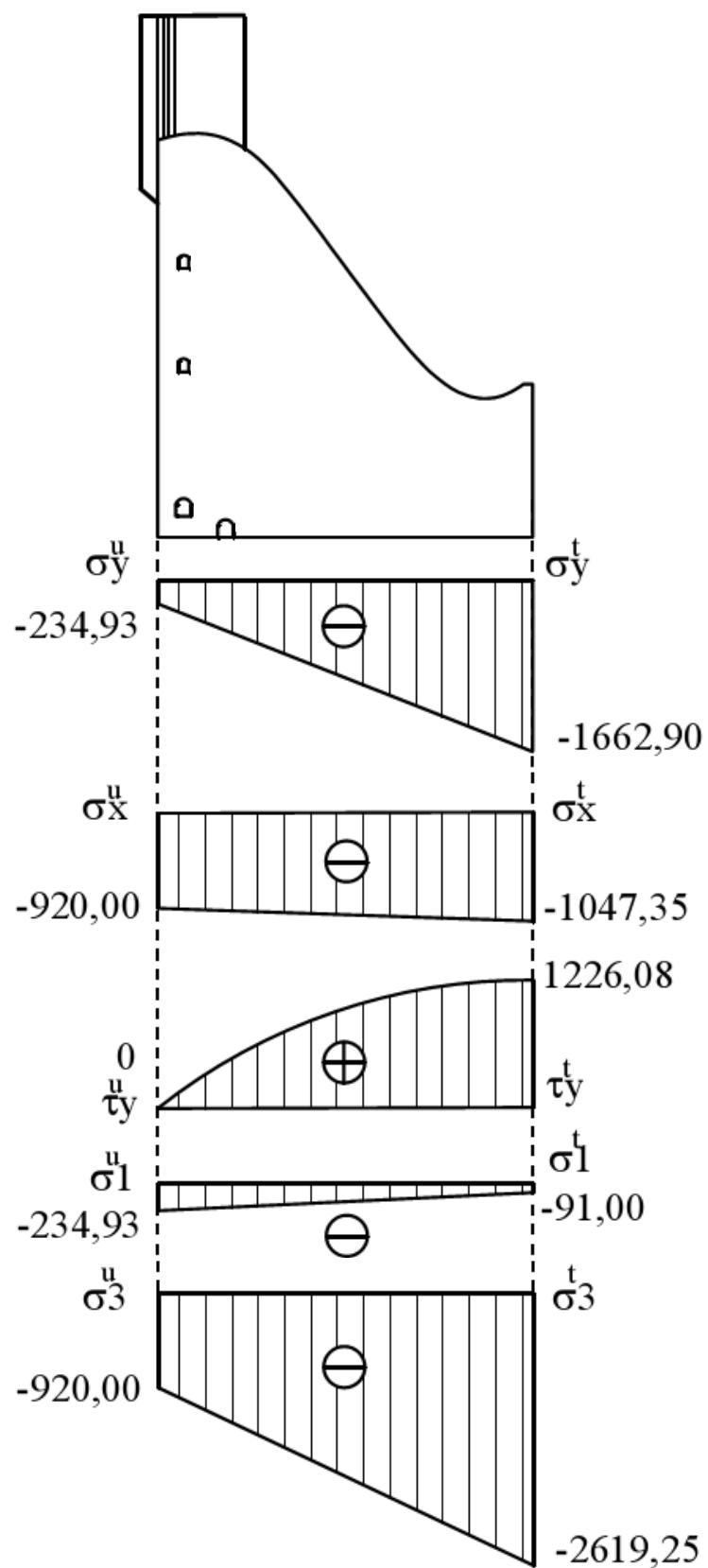
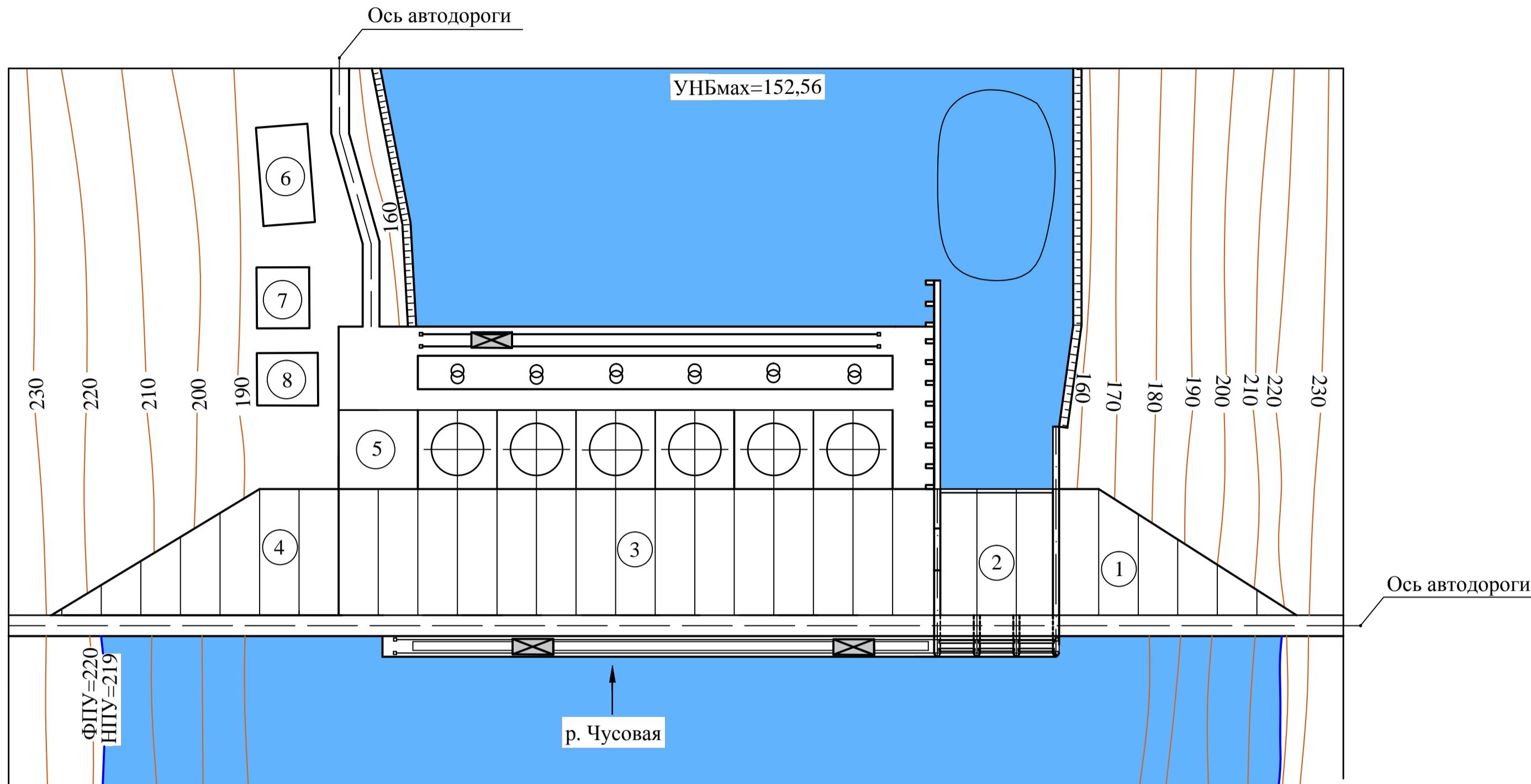


Рисунок Г.2 – Краевые напряжения в горизонтальных сечениях плотины

Генеральный план

М 1:2000



Экспликация зданий и сооружений

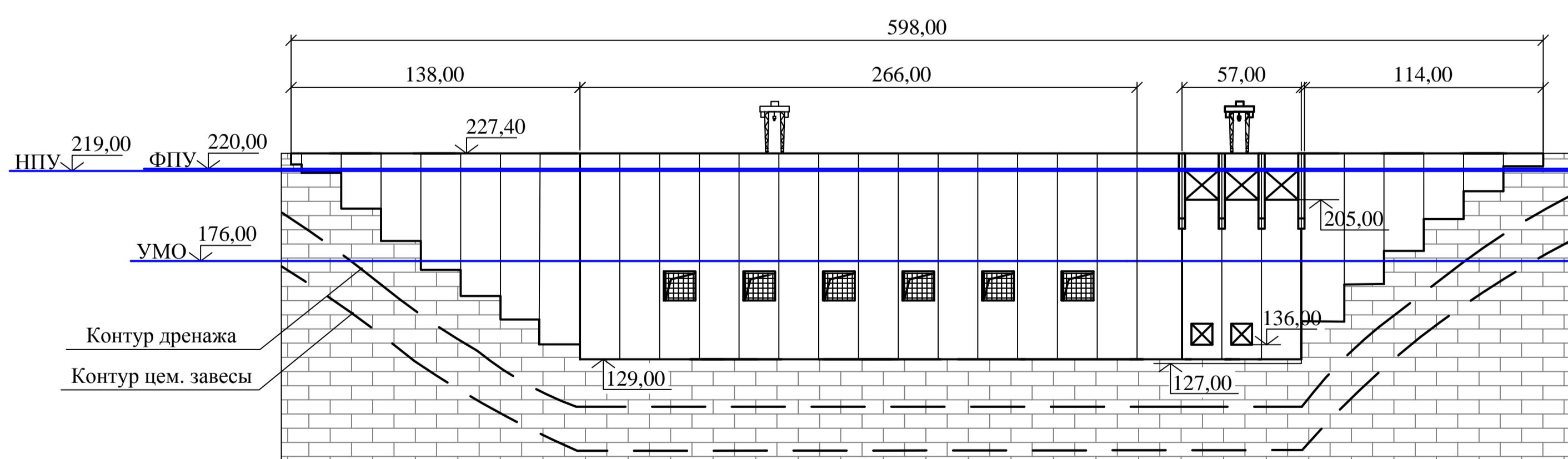
№	Наименование
1	Правобережная глухая бетонная плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Станционная часть плотины
4	Левобережная глухая бетонная плотина
5	Монтажная площадка
6	Распределительное устройство
7	Здание административно-технического персонала
8	Производственные помещения

Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	BKP-13.03.02-541312604-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация сооружений.
		Ведомость состава проекта
2	BKP-13.03.02-541312604-ГР1	Здание ГЭС. Разрез по оси агрегата.
		Основные характеристики гидроагрегатов
3	BKP-13.03.02-541312604-ГР2	Поперечный разрез водосливной плотины.
4	BKP-13.03.02-541312604-ЭС1	Главная схема электрических соединений
5	BKP-13.03.02-541312604-ЭС2	Схема собственных нужд
6	BKP-13.03.02-541312604-ПЗ	Пояснительная записка

Вид с верхнего бьефа

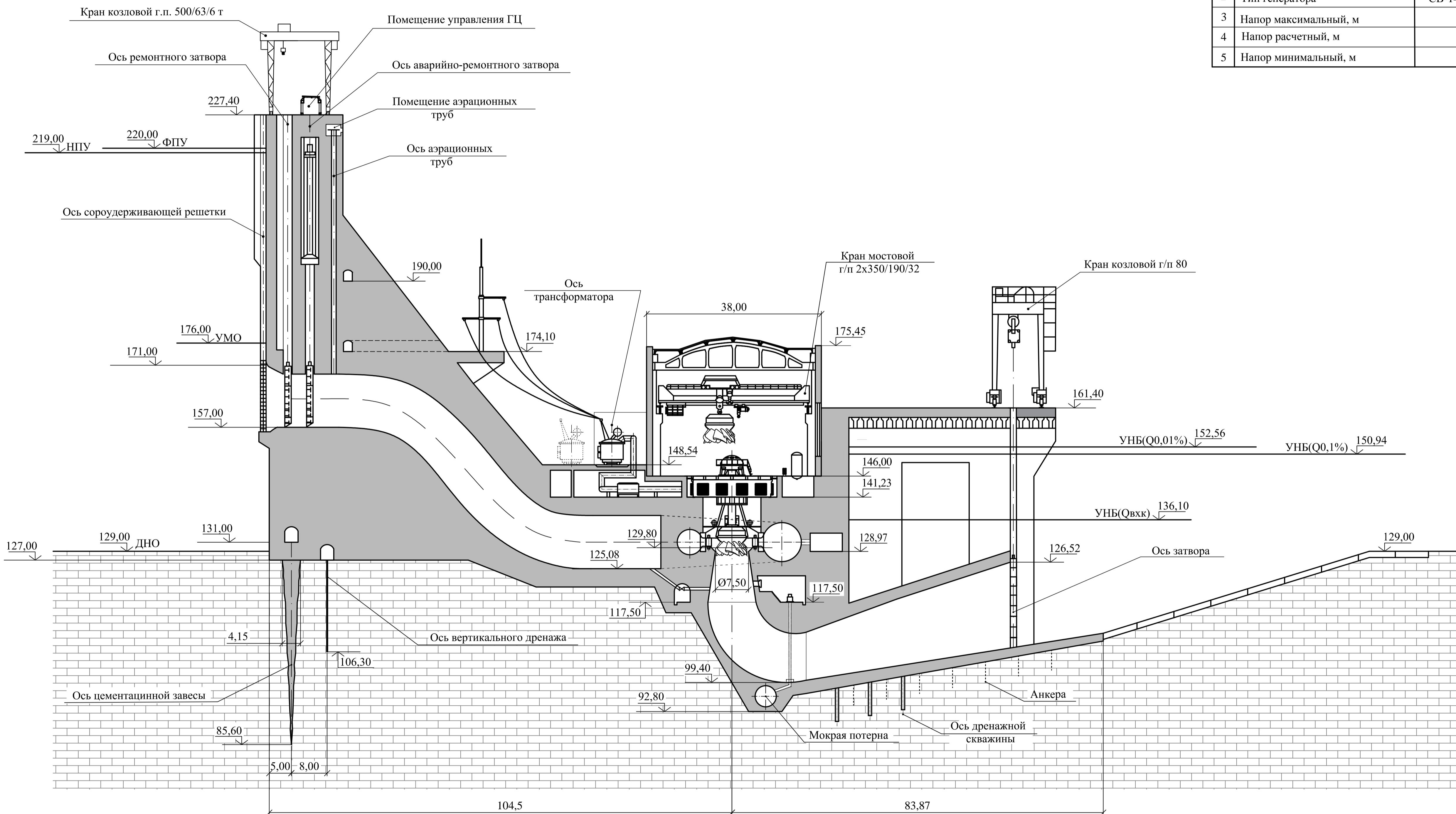
М 1:2000



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

BKP-13.03.02-541312604-ГП				
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подпись Дата
Разраб.		Премикова		
Провер.		Ульянова		
Руковод.		Волошин		
Н.контр.				
Утв.		Татарников		
Проектирование Уральской ГЭС на р. Чусовая				Стадия Лист Листов
				1 1
Генеральный план. Вид с верхнего бьефа				Кафедра ГГЭС, 2017

Поперечный разрез станционной части плотины и здания Уральской ГЭС
М 1:500



Основные характеристики гидросилового оборудования

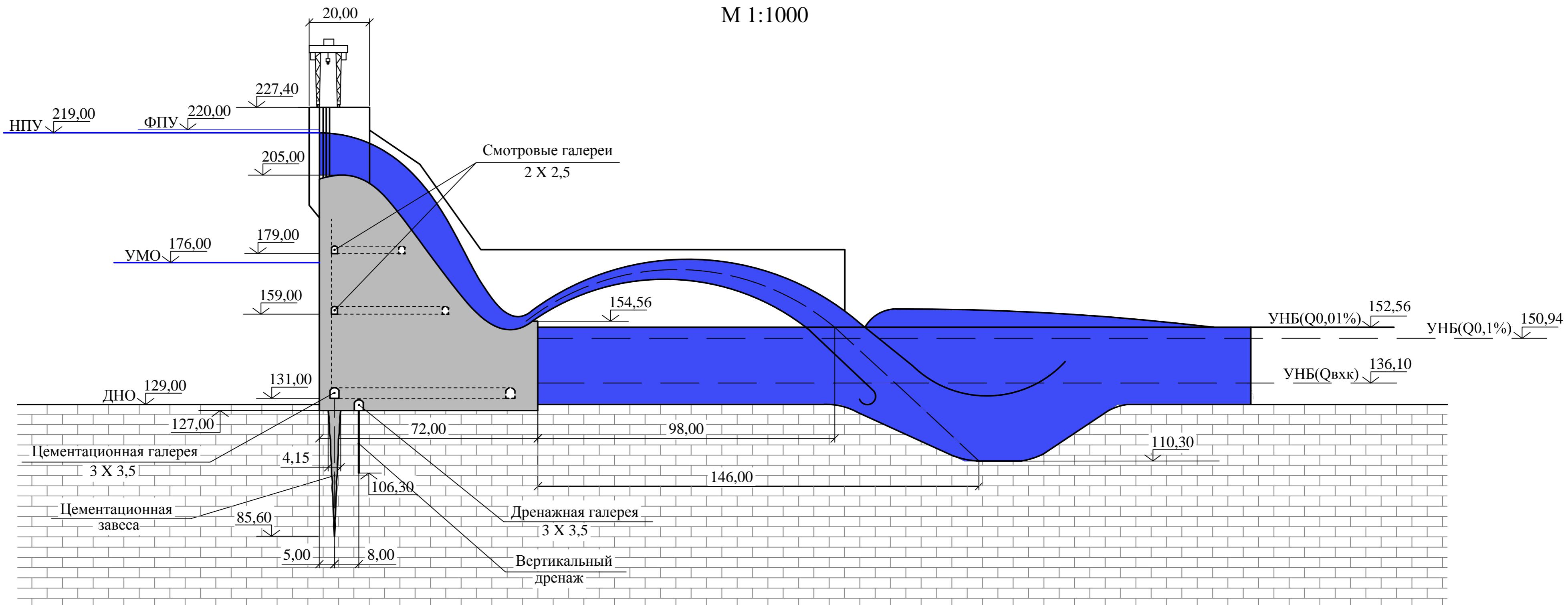
№	Наименование	Тип, параметры	Количество, шт
1	Турбина	ПЛД 90В - 45 - 750	6
2	Тип генератора	СВ-1436/200-80УХЛ4	6
3	Напор максимальный, м	82	
4	Напор расчетный, м	65,5	
5	Напор минимальный, м	47	

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже БКР-13.03.02-541312604-ГП1.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	БКР-13.03.02-541312604-ГР1
Разраб.	Провер.	Премиичкина	Масленникова			Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета
Руковод.		Волошин				Проектирование Уральской ГЭС на р. Чусовая
Н.контр.						Стадия Лист Листов
Утв.		Татарников				Основные характеристики гидроагрегатов Кафедра ГГЭС, 2017

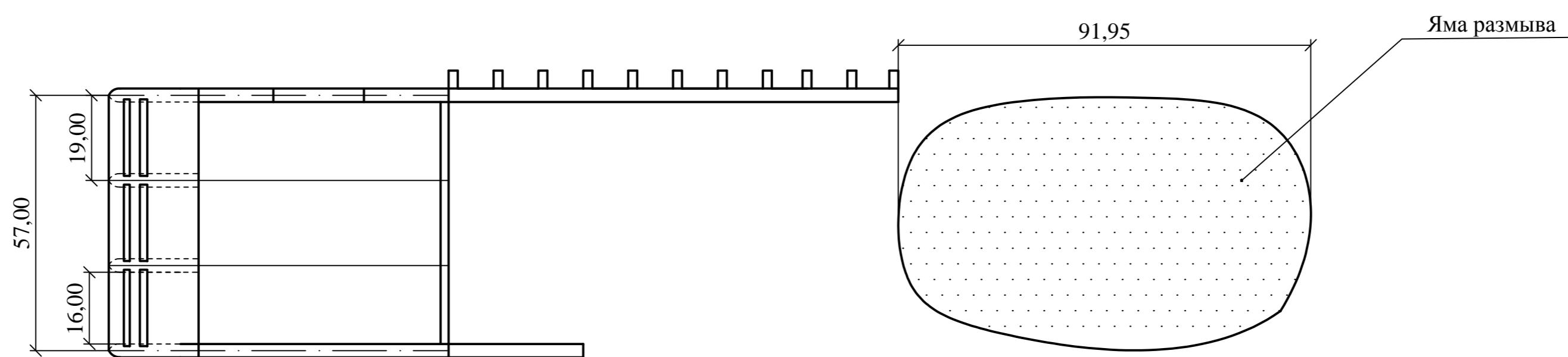
Поперечный разрез водосливной плотины

М 1:1000



План водосливной плотины

М 1:1000



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541312604-ГП.

ВКР-13.03.02-541312604-ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Премичкина				
Провер.	Ульянова				
Руковод.	Волошин				
Н.контр.					
Утв.	Татарников				

Проектирование Уральской ГЭС на реке Чусовая

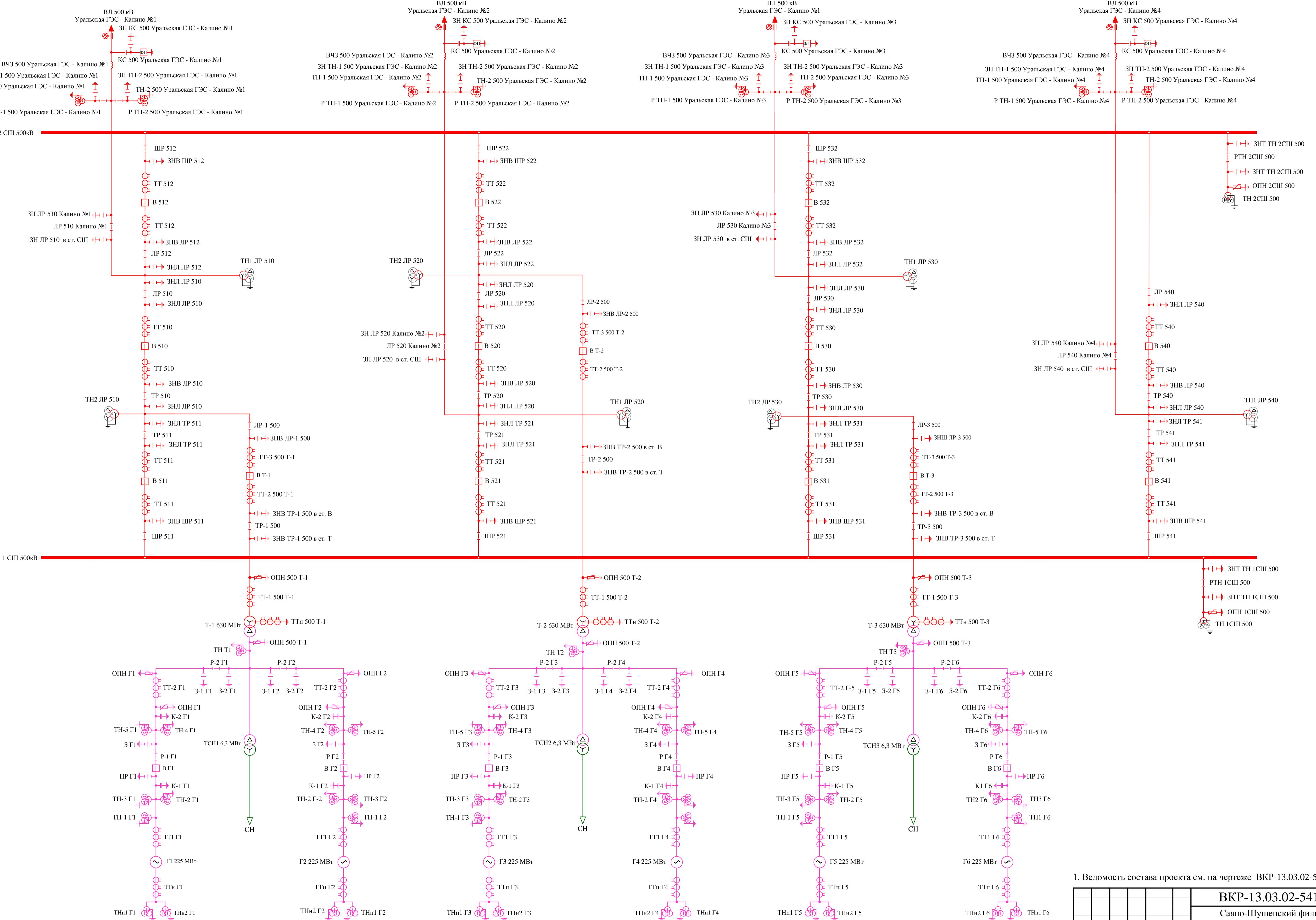
Поперечный разрез водосливной плотины

Стадия 1

Лист 1

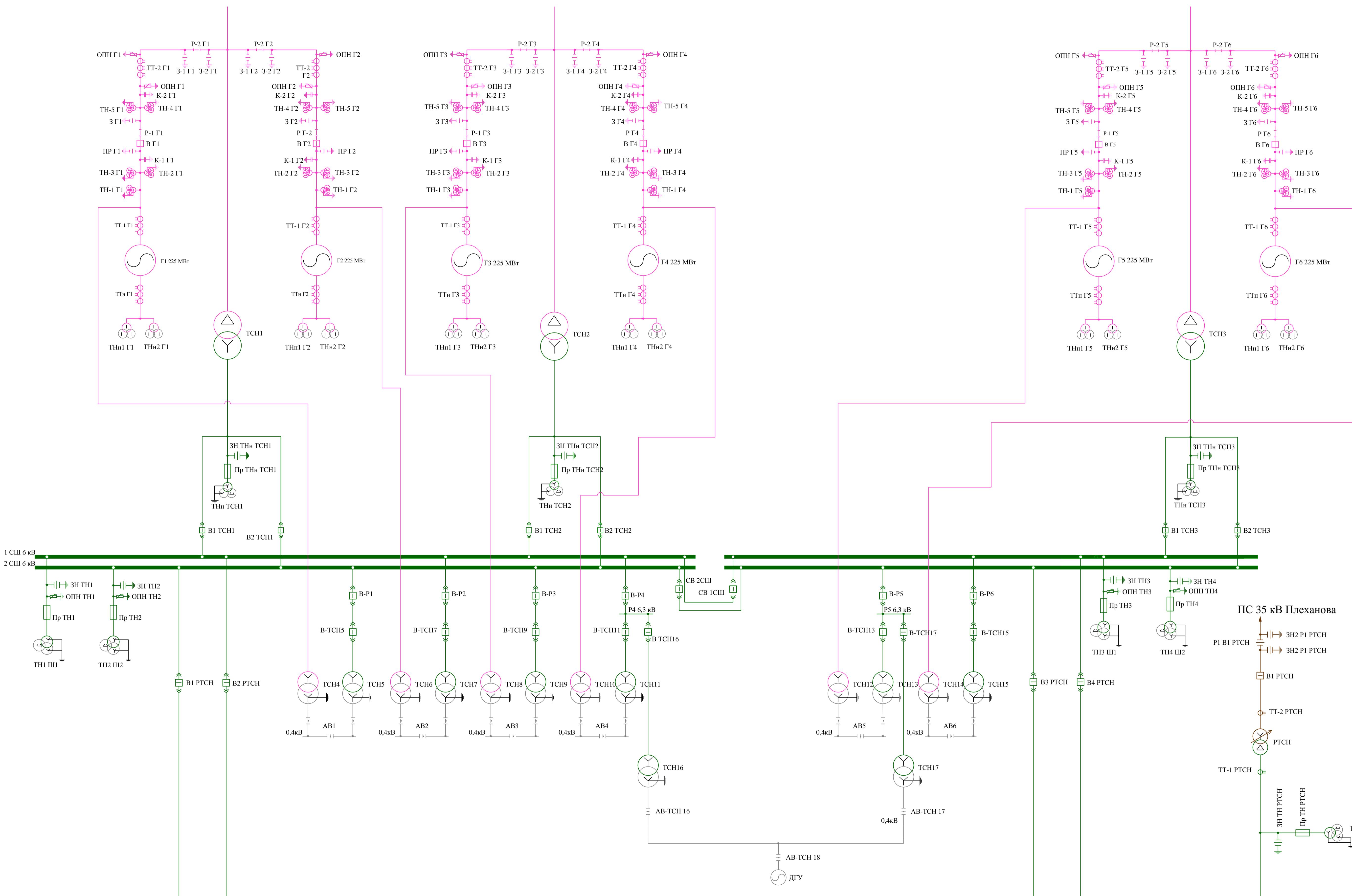
Листов 1

Кафедра ГГЭС, 2017



1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541312604-ГП.

ВКР-13.03.02-541312604-ЭС1		Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	
Изм.	Кол.ч	Лист №	Подпись
Разраб.		Преминкина	
Провер.		Толстыхина	
Руковод.		Волошин	
Н.контр.			
Утв.		Татарников	
Проектирование Уральской ГЭС на р. Чусовая		Стадия	Лист
		1	1
Главная электрическая схема		Кафедра ГГЭС, 2017	



1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541312604-ГП.

Изм.	Кол.ч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.					
Провер.					
Руковод.					
Н.контр.					
Утв.					

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Проектирование Уральской ГЭС на р. Чусовая

Стадия 1 Лист 1 Листов

Схема собственных нужд

Кафедра ГГЭС, 2017

Уральская ГЭС на реке Чусовая

Установленная мощность 1350 МВт.
Среднегодовая выработка 1,08 млрд кВт·ч.

Суточный график и ИКН зимнего периода

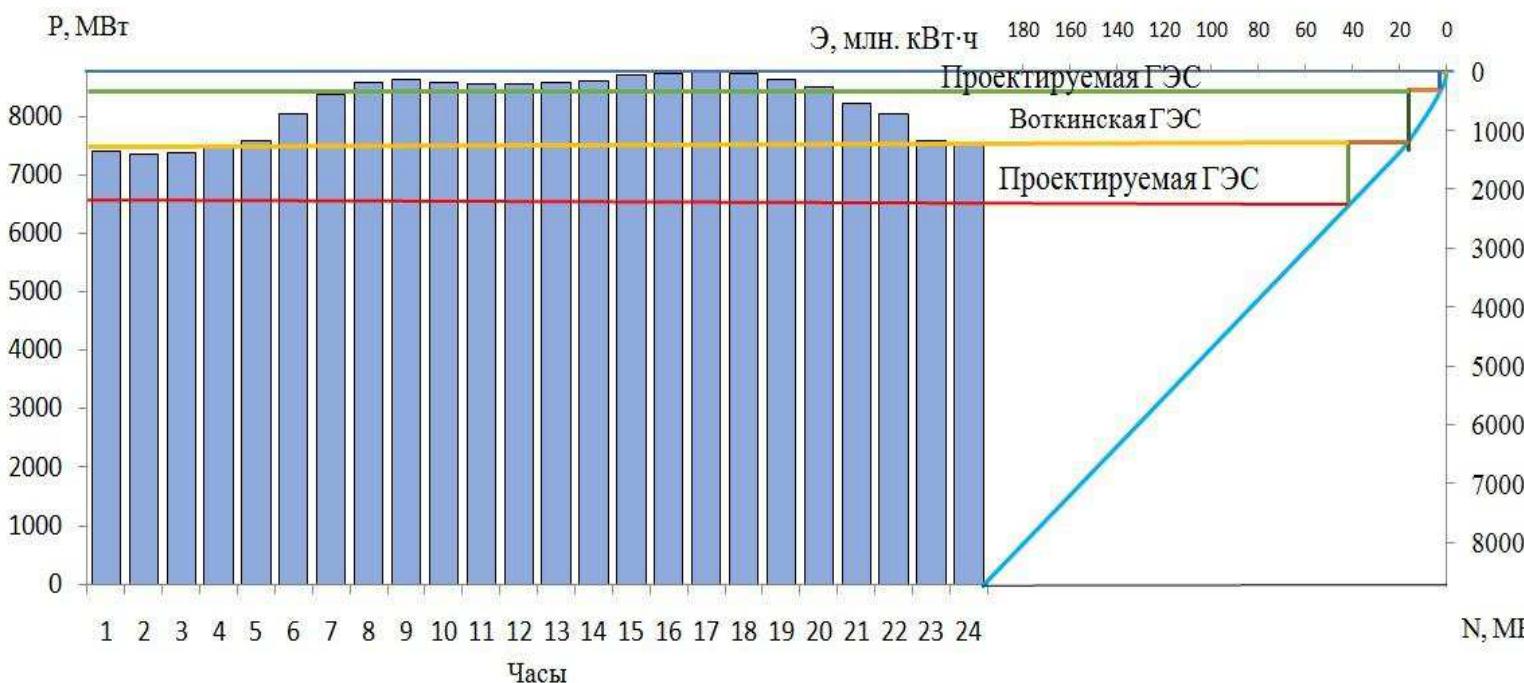
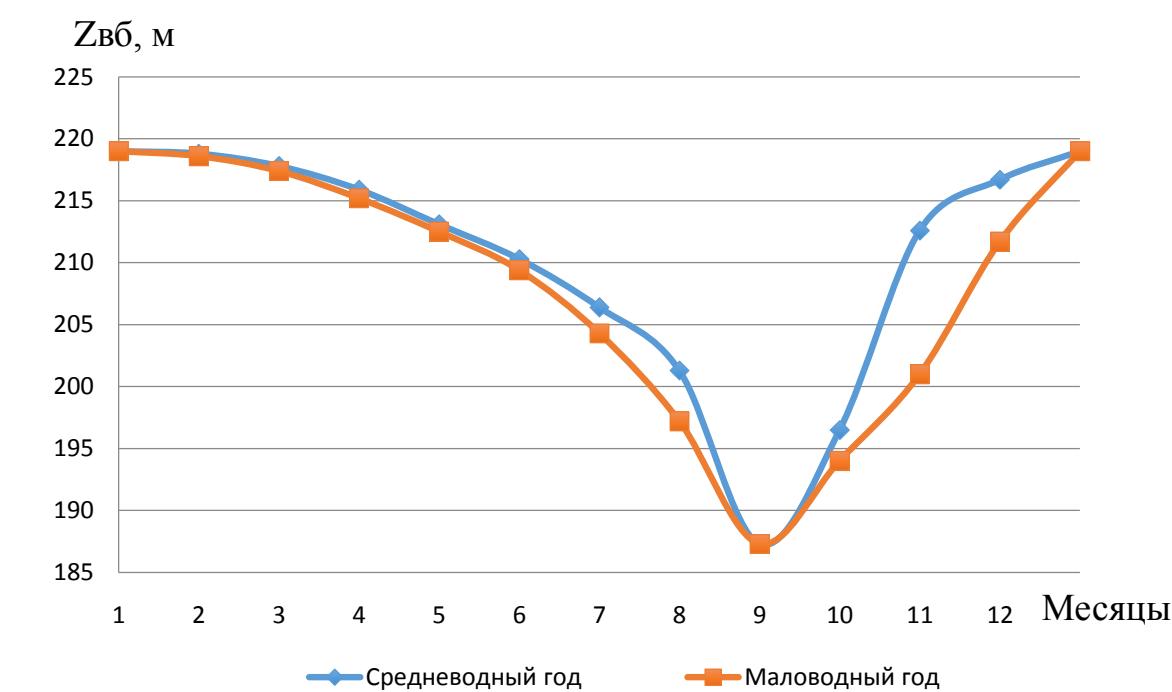
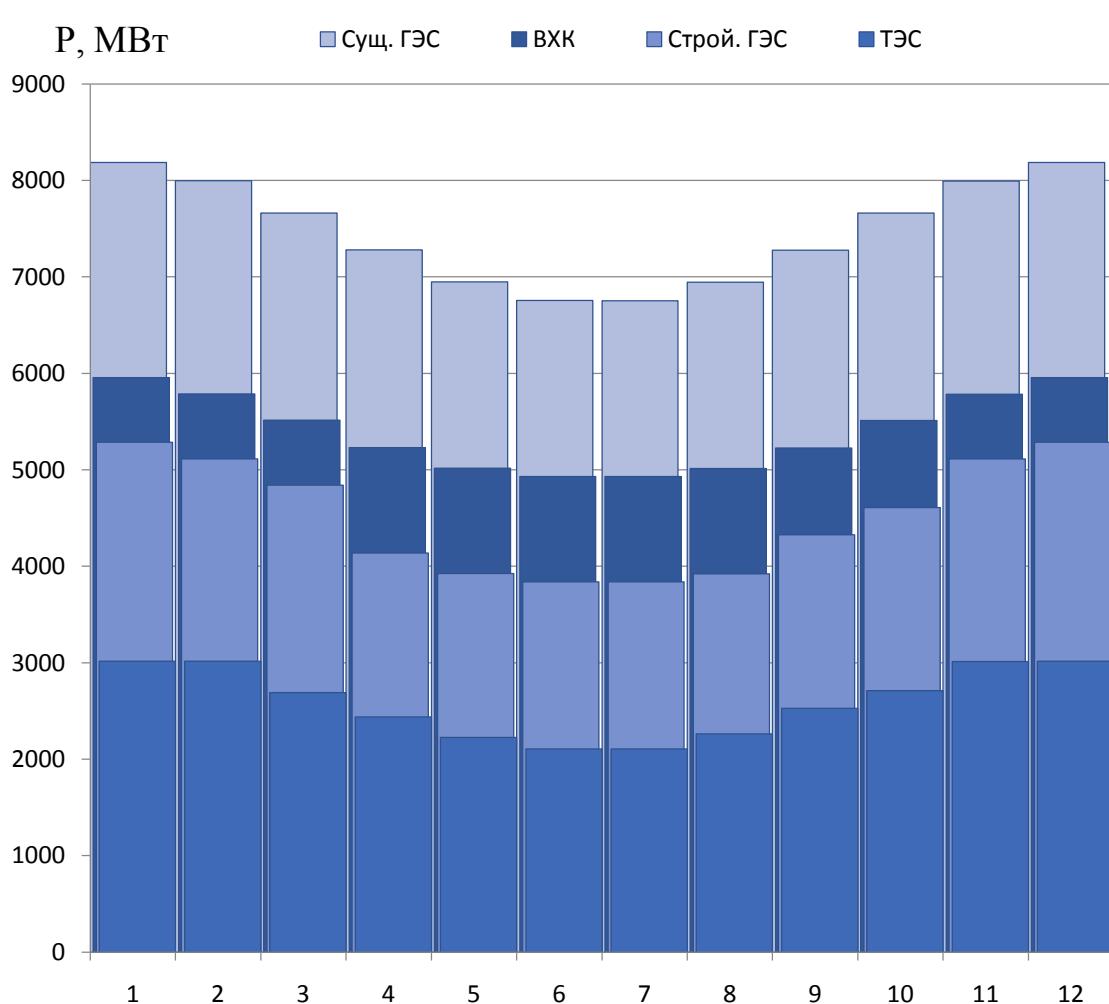


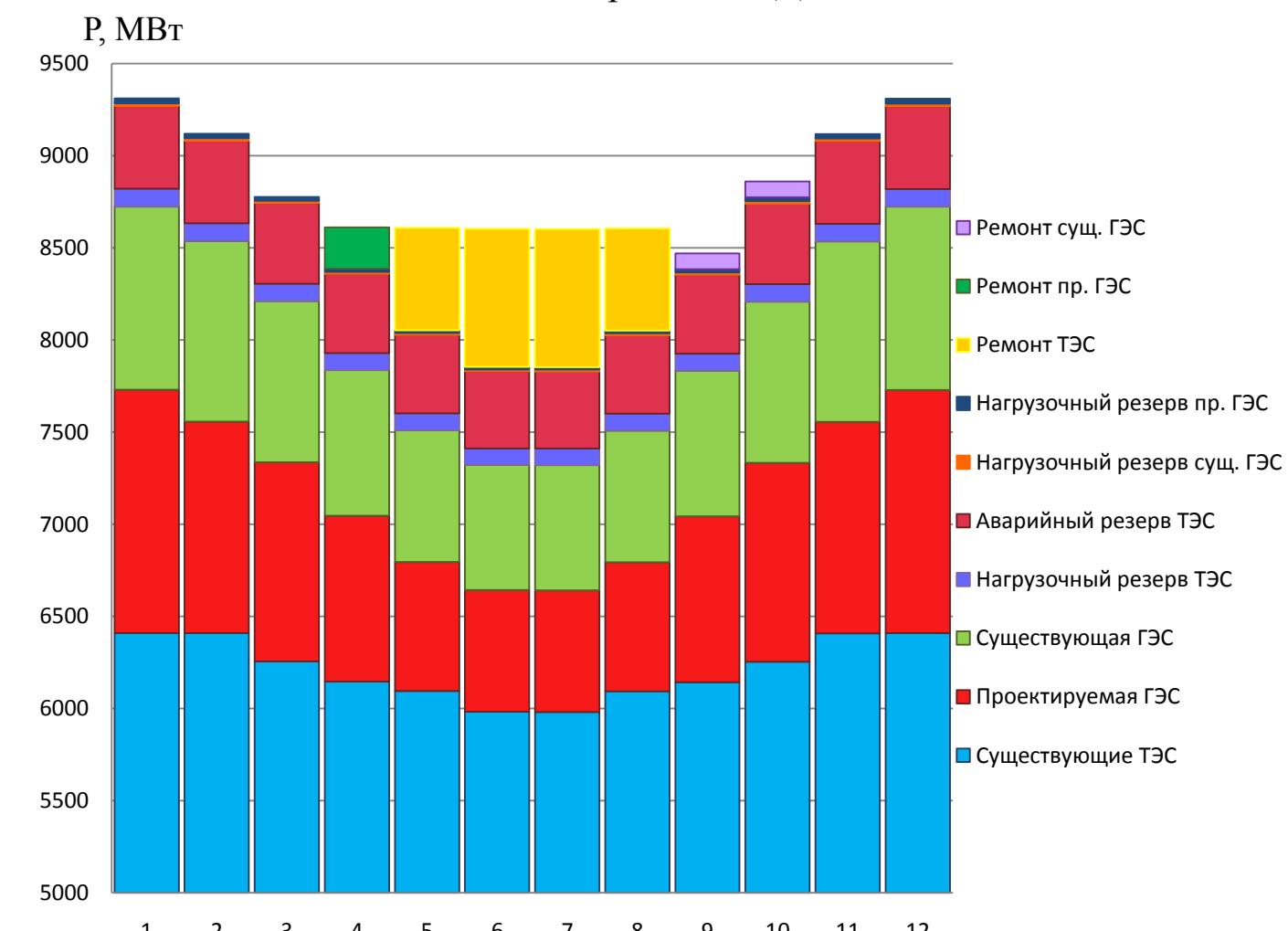
График сработки и наполнения водохранилища



Баланс энергии Пермского РДУ

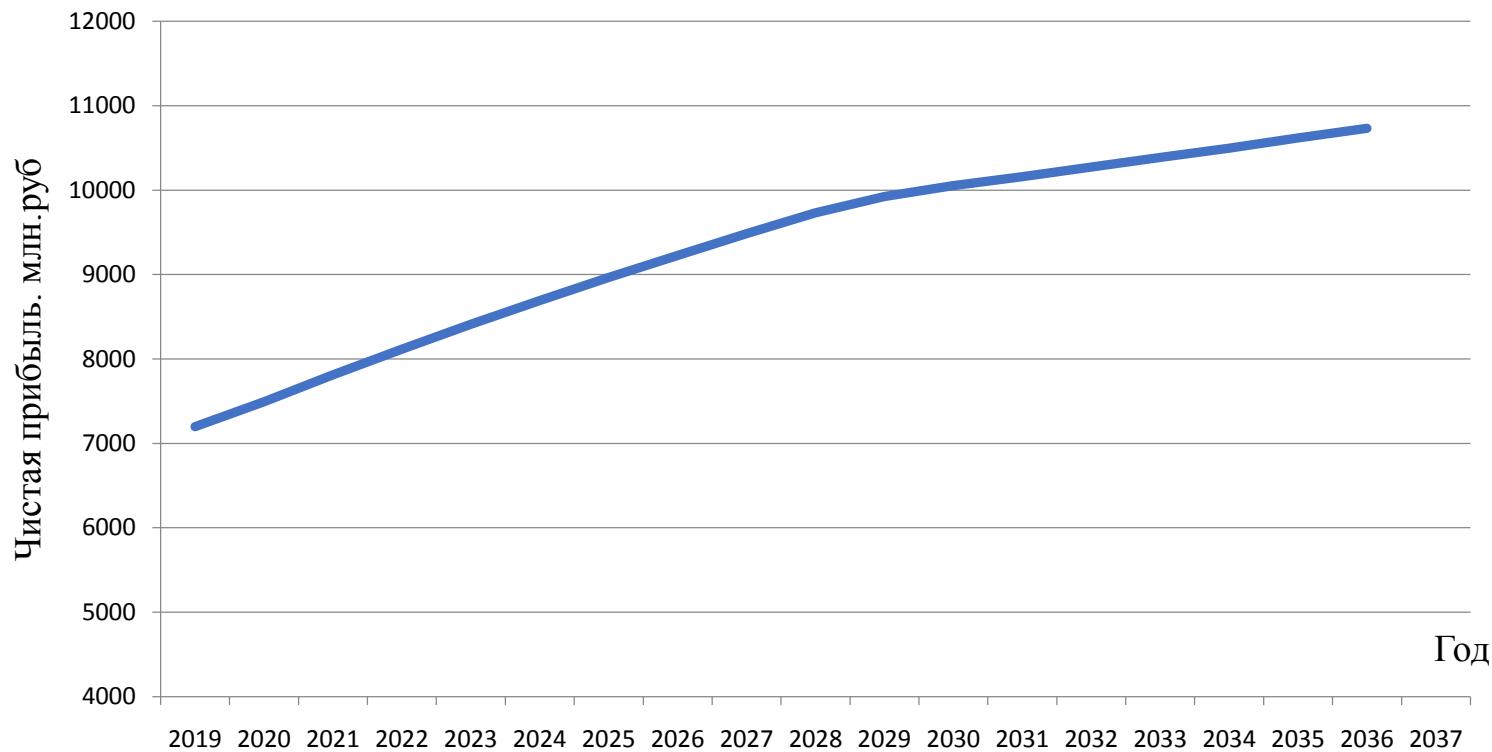


Баланс мощности Пермского РДУ



Технико-экономические показатели проекта Уральской ГЭС на реке Чусовая

График годовой прибыли



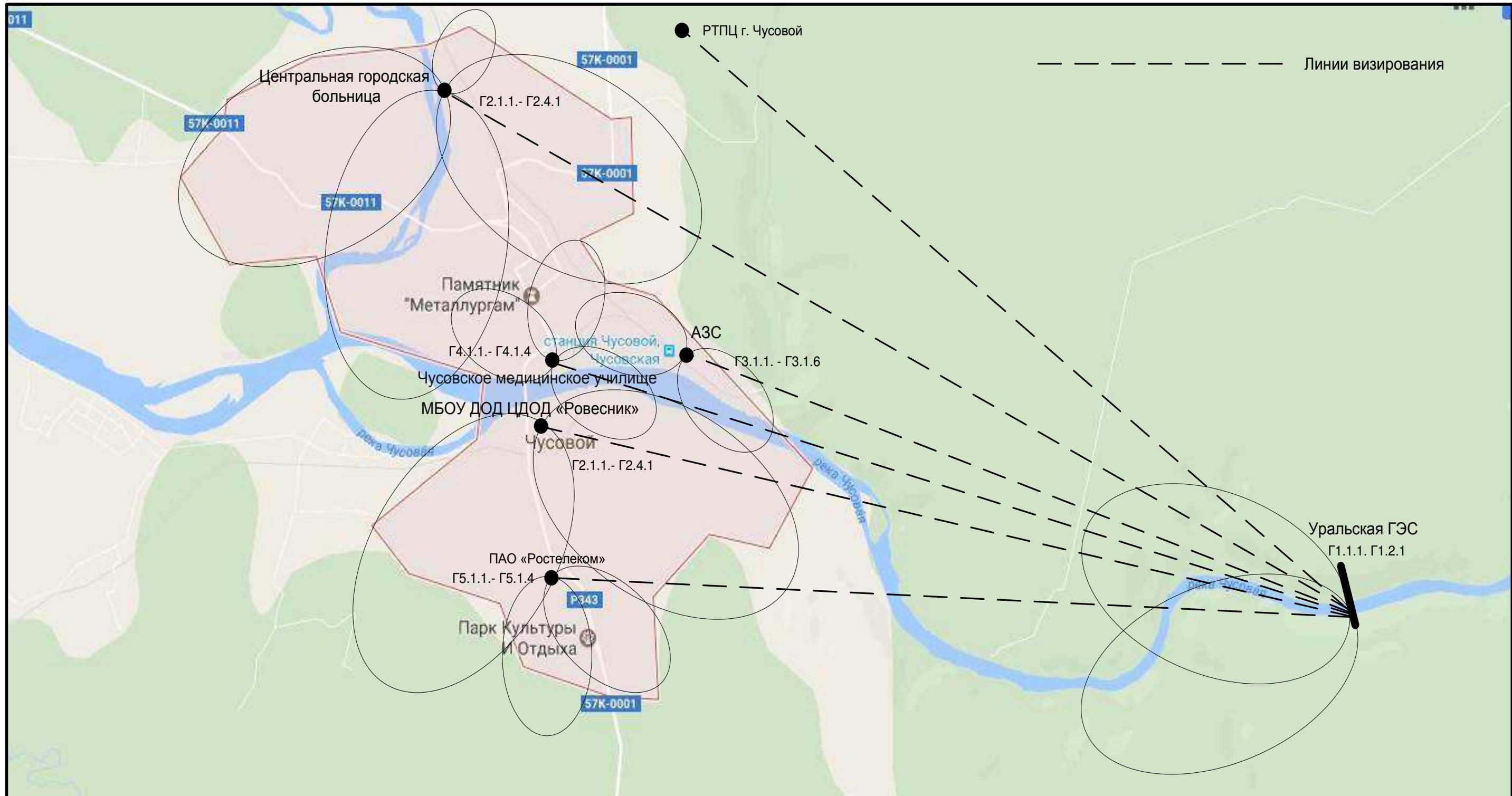
Основные экономические показатели

Год начала реализации проекта	2017
Ставка дисконтирования	11,6 %
Дисконтированный период окупаемости	5 лет, 3 мес.
Чистый приведенный доход	42 657,99 млн.руб
Индекс прибыльности – PI	2,98
Себестоимость электроэнергии	0,14 руб/кВт ·ч
Удельные капиталовложения	76 702,30 руб/кВт

Величина текущих затрат, млн.руб.



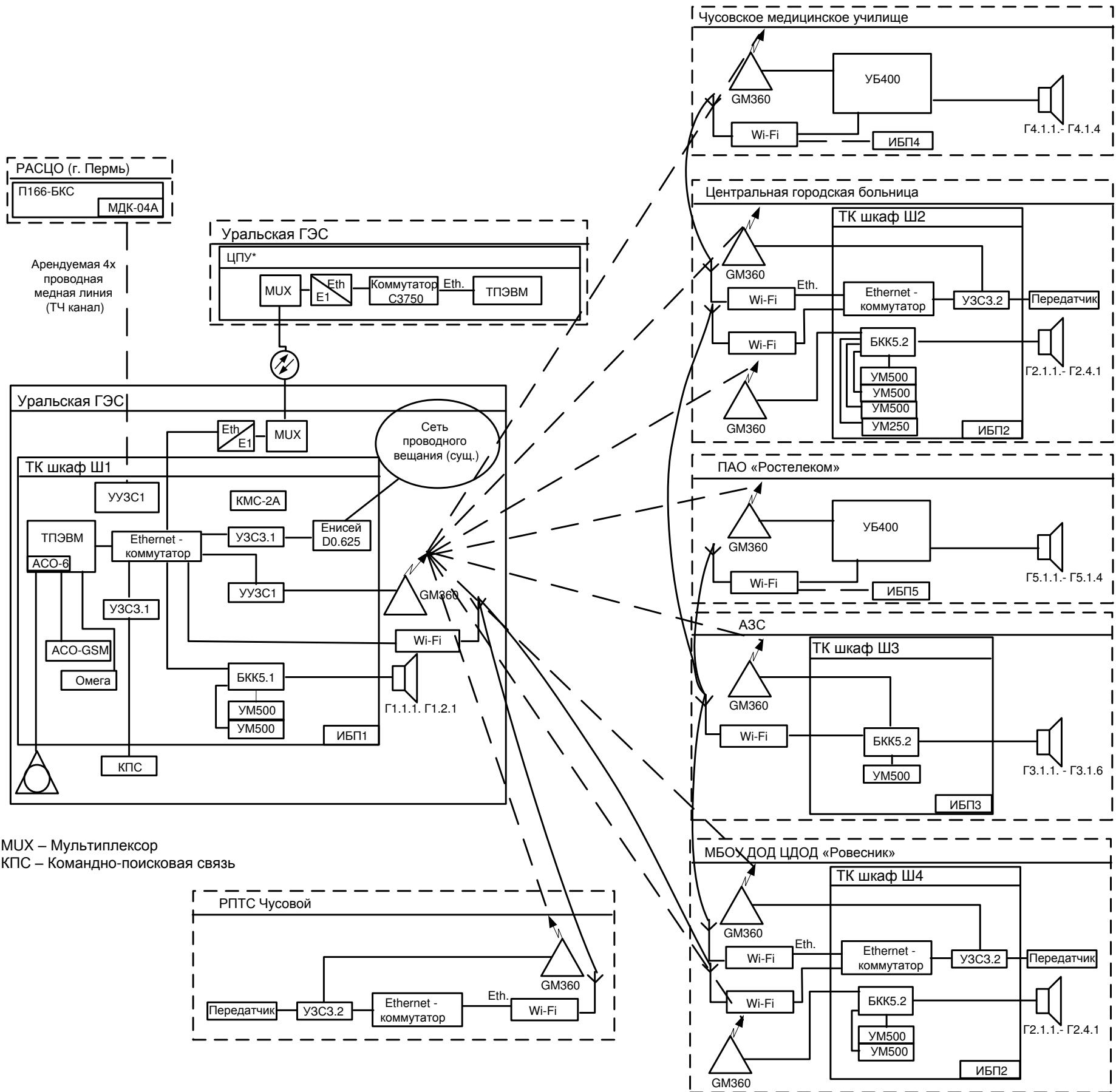
План оповещения населения в 6-ти километровой зоне Уральского гидроузла



Структурная схема локальной системы оповещения Уральской ГЭС

Комплекс используемых технических средств

Поз. обозначение	Наименование
ACO - 6	Система оповещения автоматизированная АСО – 6 - ЗБ(USB)
GSM	GSM – терминал (шлюз)
Омега	Система записи 2 канала малогабаритный блок
БКК5.1	Блок коммутации и контроля на 5 радиофидеров УЗС 2-2А27Н
БКК5.2	Блок коммутации и контроля на 5 радиофидеров УЗС 2-2А25Н
УМ250	Радиотрансляционный усилитель мощности УЗС 3-1А29Н (мощность 250 Вт)
УМ500	Радиотрансляционный усилитель мощности УЗС 3-1А39Н (мощность 500 Вт)
УБ400	Звукоусилительный блок со встроенным устройством управления УЗС 2-0А35Н (мощность 400 Вт)
МДК-04А	ТЭЗ – типовой элемент замены
УЗС3.1	Оборудование оконечного перехвата УЗС 3-0А17Н
УЗС3.2	Оборудование оконечного перехвата УЗС 3-1А35Н
УУЗС1	Многофункциональное устройство УУЗС 1-1TOP-П(Eth.)
KMC-2A	Блок источников программ
Енисей D0.625	Усилитель
GM360	Радиостанция стационарная
Wi-Fi	Точка доступа/мост AIR-BR1310G-A-K9-R
Eth.-коммутатор	Коммутатор WS-C2960-8TC-L
ИБП1.1	SURTD3000RMXLI
ИБП1.2	SURTD3000RMXLI
ИБП2	SURTD5000RMXLI
ИБП3	SURT2000RMXLI
ИБП4	BR900GI
ИБП5	BR900GI
Г1.1.1 Г1.2.1. Г2.1.1-Г2.3.1	П-05-01 Громкоговоритель рупорный, 120 В
Г2.1.4. Г3.1.1-Г3.1.4. Г4.1.1-Г4.1.4. Г5.1.1-Г5.1.4	ГР100.03 Громкоговоритель рупорный, 120 В
Г3.1.5. Г3.1.6	ГР10.04 Громкоговоритель рупорный





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
полтинев
«19» 05 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УРАЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧУСОВАЯ. ЛОКАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ОПОВЕЩЕНИЯ ГЭС (СРЕДСТВА, МЕТОДЫ, СИСТЕМЫ ОПОВЕЩЕНИЯ ПРИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ НА ГЭС, ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С МЧС И РЕГИОНАЛЬНЫМИ ВЛАСТИЯМИ)

Выпускник Ильин 16.06.17
подпись, дата

Саяногорск; Черёмушки 2017