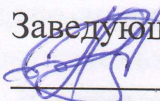


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись В.И. Татарников
инициалы, фамилия

«31» марта 2017 г.

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

Руководитель ВКР


подпись

А.В. Сильнов

Задание принял к исполнению


подпись

Д.О. Синельников

«31» марта 2017 г.

Студенту Синельникову Дмитрию Олеговичу.

Группа ГЭ13-01Б. Направление 13.03.02.06 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Катунской ГЭС на реке Катунь. Электромагнитная совместимость различных составляющих технологических систем управления и защит на ГЭС».

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

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

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) Техничко-экономические показатели; 9) Проектирование Катунской ГЭС на реке Катунь. Электромагнитная совместимость различных составляющих технологических систем управления и защит на ГЭС.

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


Руководитель ВКР



подпись

А.Н. Сивцов

Задание принял к исполнению



подпись

Д.О. Синельников

« 31 » марта 2017 г.

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

ОТЗЫВ

руководителя Сивцова Александра Николаевича, зам. начальника СТСУ филиала
ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного»
(Ф.И.О., уч. степень, должность, место работы)

На бакалаврскую работу «Проектирование Катунской ГЭС на реке Катунь.
Электромагнитная совместимость различных составляющих технологических
систем управления и защит на ГЭС»

о дипломном проекте студента

Синельникова Дмитрия Олеговича

(Ф.И.О.)

Бакалаврская работа, разработанная Синельниковым Д.О., выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Проект представлен на 137 листах пояснительной записки и 5 листах чертежей.

В бакалаврской работе подробно разработаны все части проекта. Рассчитаны и выбраны гидросооружения, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты.

Следует отметить инженерный подход дипломника к выбору технических решений в проектных разработках. Все принятые решения соответствуют техническим требованиям, действующим в настоящее время. В объеме индивидуального задания рассмотрен вопрос электромагнитной совместимости различных составляющих технологических систем управления и защит на ГЭС.

К основным замечаниям дипломного проекта можно отнести следующее: недостаточно удачный выбор главной электрической схемы распределительного устройства 220 кВ.

Следует отметить аккуратность данной работы, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части. В процессе работы Синельников Д.О. показал хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению работы, самостоятельность в выборе технических решений.

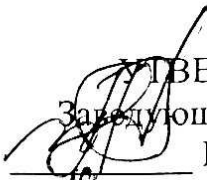
Бакалаврская работа «Проектирование Катунской ГЭС на реке Катунь. Электромагнитная совместимость различных составляющих технологических систем управления и защит на ГЭС» заслуживает отличной оценки, а его разработчик Синельников Д.О. присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата 16 июня 2017г


(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
« 19 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАТУНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ.
ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ
СОСТАВЛЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ И
ЗАЩИТ НА ГЭС**

Руководитель  16.06.17
подпись, дата

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

А.Н. Сивцов
инициалы, фамилия

Выпускник  17.06.17
подпись, дата

Д.О. Синельников
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Катунской ГЭС на реке Катунь. Электромагнитная совместимость различных составляющих технологических систем управления и защит на ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водоэнергетические расчёты	<u>Зайд 9.06.17</u> подпись, дата	<u>В.Ю. Замеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>А.В. Мелекшидзе 14.06.17</u> подпись, дата	<u>А.В. Мелекшидзе</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>А.Н. Сидоров 15.06.17</u> подпись, дата	<u>А.Н. Сидоров</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>В.В. Кошкин 14.06.17</u> подпись, дата	<u>В.В. Кошкин</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>В.Б. Сатеев 14.06.2017</u> подпись, дата	<u>В.Б. Сатеев</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>А.И. 17.06.17</u> подпись, дата	<u>А.И. 17.06.17</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>В.В. 05.06.17</u> подпись, дата	<u>В.В. Манасов</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>А.А. 16.06.17</u> подпись, дата	<u>А.А. Тевелева</u> инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Катунской ГЭС	6
Введение.....	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия	9
1.2 Гидрологические данные.....	9
1.3 Инженерно-геологические условия	12
2 Водно-энергетические расчёты	13
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока	13
2.2 Построение суточных графиков нагрузки	17
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	19
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	23
2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году.	26
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году	26
2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	27
2.8 Построение режимного поля	29
3 Основное и вспомогательное оборудование	31
3.1 Выбор числа и типа агрегата.....	31
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	35
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	36
3.4 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры	36
3.5 Заглубление водозабора на величину воронкообразования.....	40
3.6 Расчет вала на прочность	40
3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора	40
3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала.....	41
4 Электрическая часть	42
4.1 Выбор структурной схемы электрической соединений.....	42
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	44
4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд	46
4.4 Распределительное устройство	47
4.5 Техничко-экономическое сравнение	50
4.6 Расчёт токов КЗ	51
4.7 Выбор электрических аппаратов	53
4.8 Компоновка схемы собственных нужд.....	57
5 Релейная защита и автоматика.....	58
5.1 Технические данные защищаемого оборудования.....	58
5.2 Расчет номинальных токов	59

5.3	Перечень защит основного оборудования.....	59
5.4	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	61
5.5	Продольная дифференциальная защита генератора.....	61
5.6	Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора	64
5.7	Защита от повышения напряжения	66
5.8	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий.....	67
5.9	Защита от симметричных перегрузок	70
5.10	Дистанционная защита генератора	71
5.11	Защита ротора от перегрузки	74
5.12	Таблица уставок	76
6	Компоновка и сооружения гидроузла	77
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения.....	77
6.2	Определение отметки гребня плотины и гребня быка.....	77
6.3	Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины	80
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта	80
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	81
6.3.3	Проверка на пропуск поверочного расхода	83
6.3.4	Построение профиля водосливной грани	84
6.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	85
6.4.1	Расчет отлета струи.....	86
6.5	Конструирование бетонной плотины.....	88
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины	88
6.5.2	Разрезка плотины швами.....	89
6.5.3	Быки.....	90
6.5.4	Устои	90
6.5.5	Дренаж тела бетонной плотины	90
6.5.6	Галереи в теле плотины	91
6.6	Элементы подземного контура плотины	91
6.7	Статические расчеты плотины.....	92
6.7.1	Определение основных нагрузок на плотину	92
6.7.2	Вес сооружения	92
6.7.3	Сила гидростатического давления воды.....	93
6.7.4	Равнодействующая взвешивающего давления	93
6.7.5	Волновое воздействие	94
6.7.6	Фильтрационные расчеты	94
6.7.7	Давление грунта	95
6.8	Расчет прочности плотины.....	96
6.9	Расчет устойчивости плотины	99
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	101
7.1	Устройство охраны труда	101
7.2	Безопасность гидротехнических сооружений.....	104
7.3	Пожарная безопасность	106
7.3.1	Пожаротушение гидрогенераторов	107

7.3.2	Пожаротушение силовых трансформаторов	108
7.3.3	Пожаротушение кабельных сооружений.....	108
7.3.4	Пожаротушение стационарного маслохозяйства	109
7.4	Мероприятия по охране природы.....	109
8	Технико-экономические показатели	112
8.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	112
8.2	Текущие расходы по гидроузлу	112
8.3	Налоговые расходы	114
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации проекта	115
8.5	Показатели эффективности проекта	116
8.6	Анализ чувствительности.....	116
9	Электромагнитная совместимость различных составляющих технологических систем управления и защит ГЭС	119
9.1	Общие положения об ЭМС	119
9.2	Организационные мероприятия по обеспечению ЭМС.....	120
9.3	Технические мероприятия по обеспечению ЭМС	121
9.4	Требования к проектным решениям по обеспечению ЭМС.....	122
9.5	Основные этапы проведения работ по определению электромагнитной обстановке	122
9.5.1	Исходные данные и состав работ	123
9.5.2	Воздействие на кабели систем релейной защиты, технологического управления напряжений и токов промышленной частоты	123
9.5.3	Импульсные помехи, обусловленные переходными процессами в цепях высокого напряжения при коммутациях и коротких замыканиях.....	124
9.5.4	Импульсные помехи при ударах молнии	124
9.5.5	Электромагнитные поля радиочастотного диапазона.....	125
9.5.6	Магнитные поля промышленной частоты.....	125
9.5.7	Помехи, связанные с возмущением в цепях питания низкого напряжения	126
9.5.8	Импульсные магнитные поля	126
9.6	Сравнение полученных значений с допустимыми уровнями	127
	Заключение	128
	Список использованных источников	130
	Приложение А. Водно-энергетические расчеты.....	133
	Приложение Б. Главная универсальная характеристика турбины	135

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КАТУНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Катунь;
2. Местонахождение ГЭС Республика Алтай;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 545 м³/с;
 - б) всех турбин 607,2 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% 4125 м³/с;
0,01% 4768 м³/с;
 - г) минимальный 200 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 491 м;
ФПУ 492 м;
УМО 471 м;
 - в) объемы:
 - полный 5 м³;
 - полезный 3,9 м³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 47 м;
 - б) расчетный 38 м;
 - в) минимальный 25 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 275 МВт;
 - гарантированная 156 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1,5 млрд. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая 116,6 м / 57,4 м;
 - б) правобережная грунтовая плотина 174,3 м / 57,4 м;
 - в) водосливная 76 м / 57,4 м;
 - г) стационарная 102,0 м / 57,4 м;
 - д) сопрягающий устой 29,9 м / 57,4 м;
9. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 4 отверстий 16×9;
 - в) общая длина 76 м;
 - г) максимальная высота 57,4 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 3;
 - б) грунты в основании диорит;
 - в) тип спиральной камеры бетонная трапецевидная;

г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
д) расстояние между осями агрегатов 24 м;

11. Основное оборудование:

а) тип турбины ПЛ150-В-600;
б) тип генератора СВ-1130/140-48;
в) мощность генератора 107,8 МВт;
г) частота вращения 125 об/мин;
д) тип трансформаторов ТДЦ-125000/220;

12. Технико-экономические показатели:

а) удельные показатели 89704,5 руб./кВт;
б) себестоимость энергии 25 коп/кВт·ч;
в) показатели эффективности: ЧДД 7,5 млрд. руб.;
ВНД 20 %;
Срок окупаемости 6 лет 3 месяца.

ВВЕДЕНИЕ

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия турбин достигает 95%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций. Энергетический кризис, связанный с сокращением запасов органического топлива, и стремительно возрастающие проблемы экологии определяют всё больший интерес во всём мире к использованию природных возобновляемых энергоресурсов. Гидроресурсы — возобновляемый и наиболее экологичный источник энергии, использование которого позволяет снижать выбросы в атмосферу тепловых электростанций и сохранять запасы углеводородного топлива для будущих поколений. Кроме того, гидроэлектростанции имеют еще одно очень важное преимущество перед тепловыми: маневренность и гибкость в работе.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС в 7-10 раз, то есть на порядок ниже, чем на тепловых и атомных станциях. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и привлекательная для инвестиций отрасль народного хозяйства. Следует отметить, что гидроэлектростанции могут устанавливаться практически на любых водотоках. Особое свойство гидротехнических сооружений заключается в том, что их разрушение высвобождает на волю разрушительную стихию, приводящее за короткое время к колоссальным материальным убыткам, но что особо важно к большим человеческим жертвам. Поэтому необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов.

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

Каждая введенная в эксплуатацию гидроэлектростанция становится точкой роста экономики региона своего расположения, вокруг нее возникают производства, развивается промышленность, создаются новые рабочие места. Также строительство новых станций необходимо для повышения надежности энергоснабжения региона и сдерживания роста тарифов.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Природные условия

Катунский гидроузел находится на реке Катунь в Алтайском крае, выше 20 км с.Чемал. Район расположения проектируемого гидроузла характеризуется благоприятными климатическими условиями. Средняя температура января – 12 °С мороза, средняя температура июля – 18 °С тепла. Абсолютный максимум температуры воздуха достигает 40 °С, абсолютный минимум падает до минус 38 °С. Средняя продолжительность теплого периода составляет 200 дней.

Створ проектируемой ГЭС шириной около 600 м имеет координаты 51.14 северной широты 86.04 долготы. Створ проектируемого гидроузла представлен на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Река Катунь на карте

1.2 Гидрологические данные

Катунь — река в республике Алтай и Алтайском крае, левая составляющая Оби. Катунь имеет 254 притока общей длиной 688 км. Самые многоводные притоки принимает в верхнем и среднем течении на территории Республики Алтай. Берёт начало на южном склоне горы Белухи. Площадь бассейна — 60 900 км². В бассейне реки, более 400 озёр общей площадью около 27 км². В бассейне Катунь насчитывается более 800 ледников общей площадью 625 тыс. км², поэтому ледниковое питание Катунь играет существенную роль. Средний годовой расход воды у населённого

пункта Иваново (40 км от устья) 545 м³/с. Замерзает в верховьях в декабре, в низовьях — в конце ноября, вскрывается в первой половине апреля.

Гидрологические данные по реке Катунь представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологические данные по реке Катунь

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср. год.
1932	125	115	110	187	1085	1362	1108	917	646	440	220	162	540
1933	100	95	100	393	730	927	840	870	580	230	185	125	431
1934	120	110	105	112	1168	1588	915	785	645	400	220	150	527
1935	80	80	105	208	1365	1431	1005	615	330	210	135	100	472
1936	100	94	90	126	622	2647	1417	929	510	320	209	130	600
1937	92	90	95	176	1152	2210	1402	807	630	359	180	125	610
1938	105	100	100	453	1879	1510	1790	1061	766	500	220	135	718
1939	84	83	90	206	1455	1398	1511	787	365	299	154	110	545
1940	113	103	93	271	1011	1632	945	826	615	380	220	145	530
1941	120	109	98	356	1370	2031	1292	814	725	480	340	157	658
1942	97	94	102	146	898	2091	1224	982	515	350	185	129	568
1943	85	85	94	256	1060	1706	995	799	395	250	156	109	499
1944	87	84	91	209	1116	1720	1323	692	486	300	172	119	533
1945	73	72	87	476	1057	841	637	650	295	199	120	96	384
1946	184	149	138	297	814	2181	1310	1139	1085	779	409	248	728
1947	100	90	100	271	1191	2043	1908	1052	596	370	204	130	671
1948	80	79	90	271	987	1700	1279	760	375	290	141	100	513
1949	86	84	90	256	1151	1781	1230	716	435	269	154	110	530
1950	88	84	95	111	1591	1567	948	786	486	250	162	110	523
1951	71	70	85	256	1107	850	783	505	255	194	120	93	366
1952	91	88	100	181	1363	2237	1719	979	525	260	167	114	652
1953	80	78	90	159	1080	1151	779	569	355	219	143	104	401
1954	90	80	93	150	1242	1169	673	615	495	299	175	122	434
1955	105	66	59	237	1708	1951	1282	758	602	404	198	136	626
1956	88	82	90	256	1152	1782	1235	720	432	27	150	115	511
1957	130	139	117	187	665	2050	1116	1040	557	406	188	138	561
1958	130	120	71	219	1092	2141	2344	1315	748	425	255	170	753
1959	98	92	101	341	1127	1593	1227	781	503	302	176	150	541
1960	100	105	135	208	663	2141	1780	1180	705	359	207	124	642
1961	205	170	143	447	1045	1930	1372	1063	760	389	265	250	670
1962	90	85	97	271	1363	1086	715	641	350	229	199	151	440
1963	85	66	90	136	728	1586	868	608	360	249	234	131	428
1964	73	85	95	176	832	1556	1080	722	325	209	165	115	453
1965	147	141	110	226	1243	976	795	636	635	429	269	277	490
1966	74	77	97	220	864	3030	1652	848	495	299	169	119	662
1967	112	110	110	286	883	841	998	1119	675	434	203	139	493
1968	74	77	97	266	2748	884	882	484	305	218	158	119	526

Окончание таблицы 1.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср. год.
1969	110	96	94	235	3099	2600	1674	807	638	516	274	190	861
1970	110	92	73	286	1366	1956	850	877	590	444	219	130	583
1971	92	85	92	247	1300	2066	1401	729	430	269	164	97	581
1972	110	80	85	306	1266	1768	927	696	455	299	161	120	523
1973	100	92	97	366	997	2591	1441	854	485	299	185	131	637
1974	75	75	90	366	869	736	671	503	288	201	119	95	341
1975	71	75	91	157	641	2340	1141	703	344	367	187	90	517
1976	114	129	129	187	129	1220	884	722	430	537	177	140	496
1977	136	133	134	405	1035	1607	1064	933	464	450	256	166	565
1978	117	125	112	348	842	1288	830	740	238	273	160	97	431
1979	118	108	97	192	1103	1744	994	665	513	380	305	141	530
1980	108	103	108	174	1313	1447	1001	623	461	279	184	117	493
Q ср	103	96	99	251	1158	1677	1161	800	507	332	195	140	545

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно 545 м³/с.

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

Таблица 1.2 – Координаты кривой связи верхнего бьефа.

Zвб,м	V,км ³	Zвб.рас,м	Дельта,м
440	0	440,04	-0,04
450	0,22	449,98	0,02
460	0,5	459,95	0,05
472	1	472,02	-0,02
483	2	482,99	0,01
486,5	3	486,59	-0,09
488,5	4	488,47	0,03
490,3	5	490,25	0,05
491	6	491,01	-0,01
492	7	492,01	-0,01
493	8	492,79	0,03
494	9	494,14	-0,04
495	10	494,97	0,03

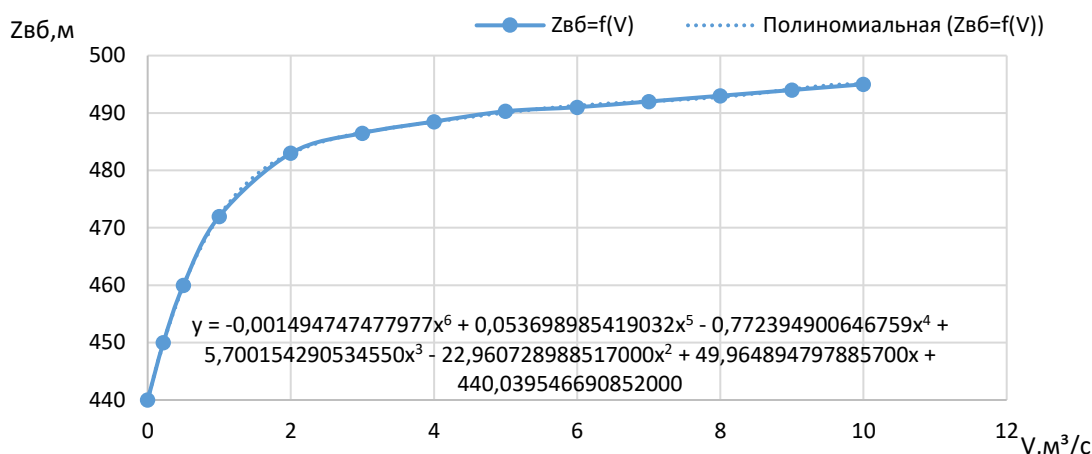


Рисунок 1.2 – График зависимости $Z_{вб} = f(V)$

Кривая зависимости расхода от уровня воды в створе гидроузла для периода открытого русла и коэффициент для зимних условий $K_3 = 0,8$ на рисунке 1.3. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.3.

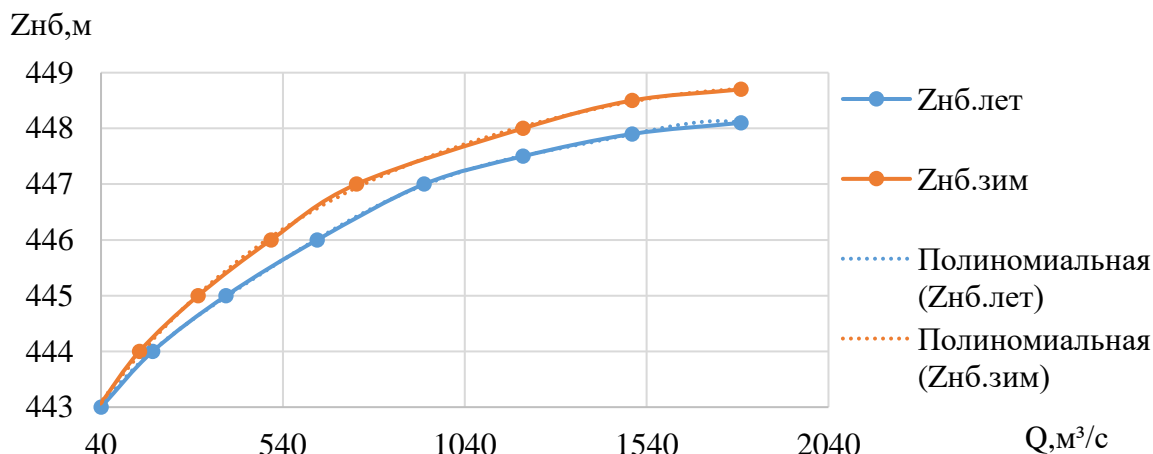


Рисунок 1.3 – График зависимости $Z_{нб} = f(Q)$

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт90%	85	66	90	136	728	1586	868	608	360	249	234	131
Qвхк	100	100	100	200	200	200	200	200	200	200	100	100
Qфильтр	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Qиспарен					1	1	1	1	1	0	0	0
Qлед	1	1	-2	-2							1	1
Потери	2	2	-1	-1	2	2	2	2	2	1	2	2
Qпол.быт	83	64	91	137	726	1584	866	606	358	248	232	129

1.3 Инженерно – геологические условия

В основании сооружения залегает гранит трещиноватый. Ширина по створу 580 метров. Дно находится на отметке 440 метров.

2 Водно-энергетический расчет

2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока

Для нахождения периодов половодья и межени, сравним среднегодовые расходы с расходами в каждом месяце года. Там, где есть превышение над расходом средним – половодье. В таблице 2.1 период половодья выделен желтым цветом.

Таблица 2.1 – Нахождение периода половодья

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср. Год
1932	125	115	110	187	1085	1362	1108	917	646	440	220	162	540
1933	100	95	100	393	730	927	840	870	580	230	185	125	431
1934	120	110	105	112	1168	1588	915	785	645	400	220	150	527
1935	80	80	105	208	1365	1431	1005	615	330	210	135	100	472
1936	100	94	90	126	622	2647	1417	929	510	320	209	130	600
1937	92	90	95	176	1152	2210	1402	807	630	359	180	125	610
1938	105	100	100	453	1879	1510	1790	1061	766	500	220	135	718
1939	84	83	90	206	1455	1398	1511	787	365	299	154	110	545
1940	113	103	93	271	1011	1632	945	826	615	380	220	145	530
1941	120	109	98	356	1370	2031	1292	814	725	480	340	157	658
1942	97	94	102	146	898	2091	1224	982	515	350	185	129	568
1943	85	85	94	256	1060	1706	995	799	395	250	156	109	499
1944	87	84	91	209	1116	1720	1323	692	486	300	172	119	533
1945	73	72	87	476	1057	841	637	650	295	199	120	96	384
1946	184	149	138	297	814	2181	1310	1139	1085	779	409	248	728
1947	100	90	100	271	1191	2043	1908	1052	596	370	204	130	671
1948	80	79	90	271	987	1700	1279	760	375	290	141	100	513
1949	86	84	90	256	1151	1781	1230	716	435	269	154	110	530
1950	88	84	95	111	1591	1567	948	786	486	250	162	110	523
1951	71	70	85	256	1107	850	783	505	255	194	120	93	366
1952	91	88	100	181	1363	2237	1719	979	525	260	167	114	652
1953	80	78	90	159	1080	1151	779	569	355	219	143	104	401
1954	90	80	93	150	1242	1169	673	615	495	299	175	122	434
1955	105	66	59	237	1708	1951	1282	758	602	404	198	136	626
1956	88	82	90	256	1152	1782	1235	720	432	27	150	115	511
1957	130	139	117	187	665	2050	1116	1040	557	406	188	138	561
1958	130	120	71	219	1092	2141	2344	1315	748	425	255	170	753
1959	98	92	101	341	1127	1593	1227	781	503	302	176	150	541
1960	100	105	135	208	663	2141	1780	1180	705	359	207	124	642
1961	205	170	143	447	1045	1930	1372	1063	760	389	265	250	670
1962	90	85	97	271	1363	1086	715	641	350	229	199	151	440
1963	85	66	90	136	728	1586	868	608	360	249	234	131	428
1964	73	85	95	176	832	1556	1080	722	325	209	165	115	453
1965	147	141	110	226	1243	976	795	636	635	429	269	277	490
1966	74	77	97	220	864	3030	1652	848	495	299	169	119	662
1967	112	110	110	286	883	841	998	1119	675	434	203	139	493

Окончание таблицы 2.1

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Ср. Год
1968	74	77	97	266	2748	884	882	484	305	218	158	119	526
1969	110	96	94	235	3099	2600	1674	807	638	516	274	190	861
1970	110	92	73	286	1366	1956	850	877	590	444	219	130	583
1971	92	85	92	247	1300	2066	1401	729	430	269	164	97	581
1972	110	80	85	306	1266	1768	927	696	455	299	161	120	523
1973	100	92	97	366	997	2591	1441	854	485	299	185	131	637
1974	75	75	90	366	869	736	671	503	288	201	119	95	341
1975	71	75	91	157	641	2340	1141	703	344	367	187	90	517
1976	114	129	129	187	129	1220	884	722	430	537	177	140	496
1977	136	133	134	405	1035	1607	1064	933	464	450	256	166	565
1978	117	125	112	348	842	1288	830	740	238	273	160	97	431
1979	118	108	97	192	1103	1744	994	665	513	380	305	141	530
1980	108	103	108	174	1313	1447	1001	623	461	279	184	117	493
1981	107	91	91	289	1330	1172	782	561	426	273	138	125	446
Ср.мес	101	94	97	246	1135	1644	1138	784	497	326	192	132	545

В итоге получили 4 месяца половодья (V-IX). Далее используем гидрологический ряд для получения маловодного и средневодного года.

Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

Годы	Q _{пi}	Годы	Q _{мi}	Годы
1969	2458	1969	329	1969
1958	1723	1958	268	1977
1946	1599	1966	267	1958
1938	1575	1952	267	1961
1947	1549	1947	238	1946
1961	1505	1968	237	1941
1966	1471	1973	233	1957
1941	1425	1955	233	1947
1952	1404	1936	232	1979
1960	1401	1938	230	1938
1973	1393	1937	228	1965
1955	1374	1971	226	1955
1937	1299	1942	220	1959
1936	1294	1960	219	1973
1970	1288	1939	219	1976
1971	1246	1941	218	1937
1942	1234	1961	202	1942
1977	1223	1950	202	1972
1957	1222	1956	200	1968
1939	1220	1949	199	1967
1959	1218	1946	197	1936
1932	1218	1957	194	1932

Окончание таблицы 2.2

Годы	Q _{пi}	Годы	Q _{mi}	Годы
1944	1213	1944	194	1966
1940	1206	1975	194	1944
1949	1182	1959	193	1970
1979	1182	1948	193	1981
1934	1164	1972	192	1980
1968	1160	1977	191	1952
1950	1140	1943	189	1940
1972	1128	1970	186	1949
1975	1127	1979	185	1971
1948	1104	1935	184	1962
1956	1096	1980	184	1978
1943	1048	1964	179	1943
1976	1024	1932	178	1948
1967	1020	1934	177	1960
1980	1006	1940	175	1933
1965	961	1981	174	1939
1935	951	1962	174	1934
1964	948	1963	173	1950
1981	942	1976	173	1975
1962	925	1978	169	1963
1954	903	1967	164	1974
1933	895	1953	156	1935
1978	857	1965	155	1964
1963	839	1954	155	1956
1953	811	1951	154	1953
1945	789	1933	144	1954
1951	732	1945	143	1951
1974	695	1974	135	1945

За маловодный год принимается год с обеспеченностью 90%, в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1978 и 1963 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1978 года:

$$\alpha_{п} = \frac{Q_{п,90\%}}{Q_{п,1953}} = \frac{483,3}{461,7} = 0,926; \quad (2.1)$$

$$\alpha_{м} = \frac{Q_{м,90\%}}{Q_{м,1953}} = 0,845. \quad (2.2)$$

Для 1963 года:

$$\alpha_{п} = \frac{Q_{п,90\%}}{Q_{п,1953}} = 0,885; \quad (2.3)$$

$$\alpha_M = \frac{Q_{M,90\%}}{Q_{M,1953}} = 0,918. \quad (2.4)$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1963, так как его коэффициенты ближе к единице.

За средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1949 и 1979 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

Для 1949 года:

$$\alpha_{II} = \frac{Q_{II,50\%}}{Q_{II,1996}} = 0,969; \quad (2.5)$$

$$\alpha_M = \frac{Q_{M,50\%}}{Q_{M,1996}} = 1,043. \quad (2.6)$$

Для 1979 года:

$$\alpha_{II} = \frac{Q_{II,50\%}}{Q_{II,1958}} = 1,049; \quad (2.7)$$

$$\alpha_M = \frac{Q_{M,50\%}}{Q_{M,1958}} = 0,830. \quad (2.8)$$

В качестве расчетного средневодного года принимается 1949, так как его коэффициенты ближе к единице.

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты.

Маловодный год оставляется без изменения, так как оба коэффициента меньше единицы, последующее приведение только испортит исходный ряд. Главным условием является неизменность среднего расхода после приведения.

Расходы маловодного и средневодного годов представлены в таблицах 2.3, 2.4 соответственно и на рисунке 2.1.

Таблица 2.3 – Маловодный год (P=90%)

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q _{ср} , м ³ /с
Q _{90%} , м ³ /с	85	66	90	136	728	1586	868	608	360	249	234	131	428

Таблица 2.4 – Средневодный год (P=50%)

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q _{ср} , м ³ /с
Q _{50%}	86	84	90	256	1051	1781	1200	716	435	269	254	140	530
Q _{пр.50%}	91	88	95	269	1031	1747	1177	702	458	283	267	147	530

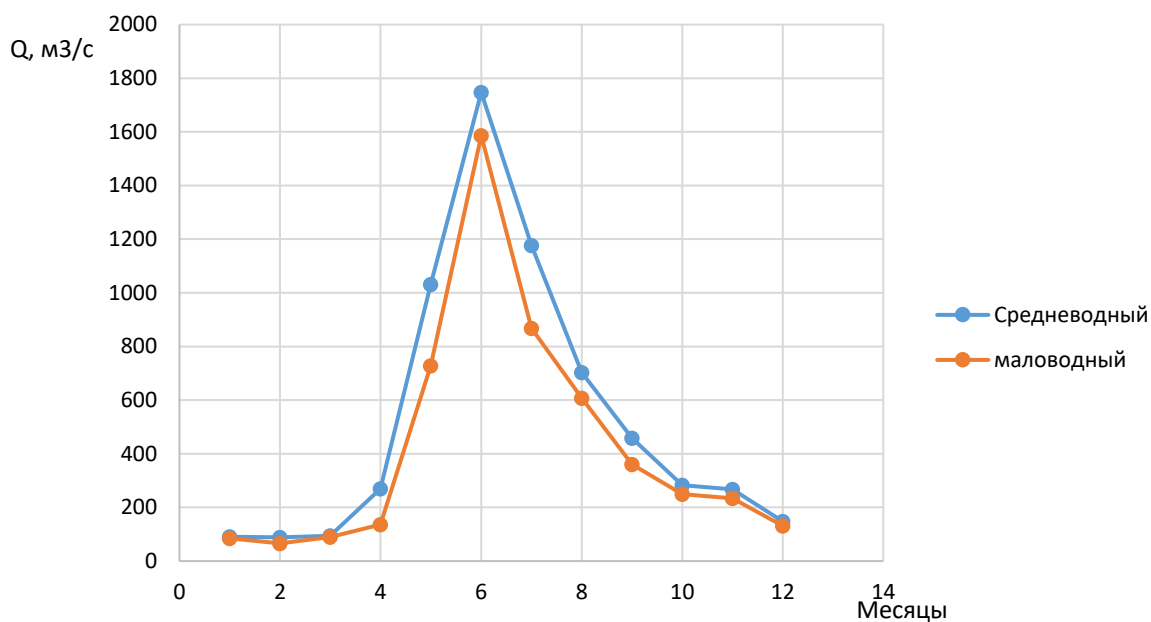


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Построение суточных графиков нагрузки

Данные по энергосистеме:

Энергосистема: ОЭС Сибири.

Проектируемая ГЭС работает на РДУ Алтайское.

Данное РДУ не имеет существующих ГЭС.

Выработка за год: 7,49 млрд. кВт·ч.

Используем сайт системного оператора (рисунок 2.2).

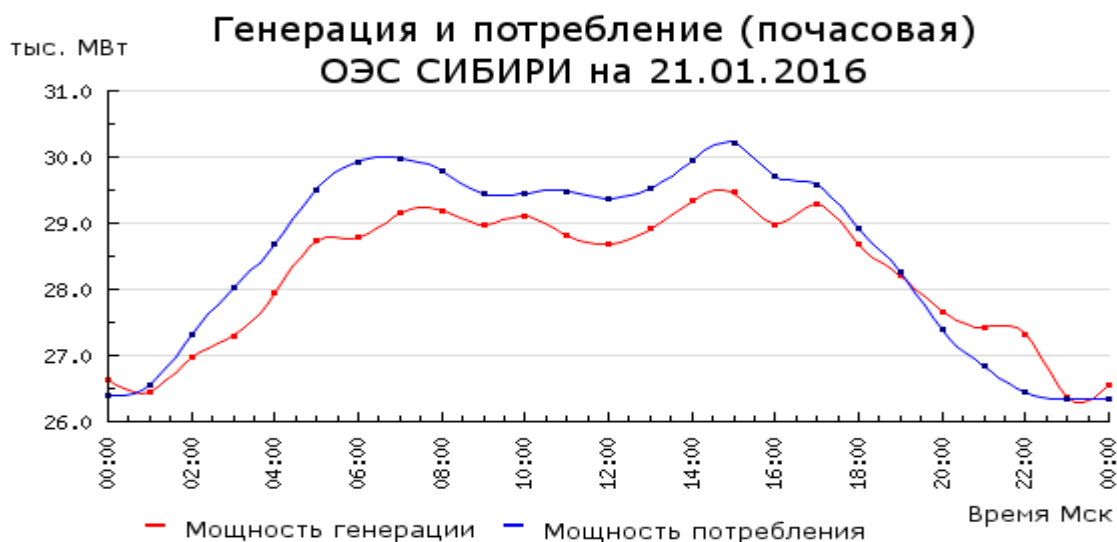


Рисунок 2.2 – Генерация и потребление ОЭС Сибири

$$N_{\text{рду}} = \frac{N_{\text{рду}}}{K} = 1165 \text{ МВт}, \quad (2.9)$$

где $K = \frac{\text{Э}_{\text{ОДУ}}}{\text{Э}_{\text{РДУ}}} = 26,9$.

Используя данные, построим суточные графики нагрузки для зимы и лета. Результаты расчета сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Суточные графики нагрузки

Часы	Pt (лет)	Pt (зим)	Всут (лет)	Всут (зим)	α (летнее)	Pt (max)	at (зим)	at (лет)	bt (лет)	bt (зим)
1	399	661	0,78	0,74	0,58	1165	1,98	1,85	-0,852	-0,898
2	369	544	0,78	0,74	0,58	1165	2,05	2,02	-1,03	-1,05
3	346	529	0,78	0,74	0,58	1165	2,1	2,22	-1,22	-1,1
4	334	508	0,78	0,74	0,58	1165	2,17	2,3	-1,3	-1,17
5	334	508	0,78	0,74	0,58	1165	2,17	2,3	-1,3	-1,17
6	334	529	0,78	0,74	0,58	1165	2,1	2,3	-1,3	-1,1
7	349	589	0,78	0,74	0,58	1165	1,93	2,2	-1,2	-0,923
8	438	754	0,78	0,74	0,58	1165	1,35	1,6	-0,6	-0,352
9	529	948	0,78	0,74	0,58	1165	0,7	0,952	0,04	0,296
10	565	1076	0,78	0,74	0,58	1165	0,3	0,175	0,7	0,702
11	676	1044	0,78	0,74	0,58	1165	0,4	0	1	0,6
12	631	955	0,78	0,74	0,58	1165	0,67	0,275	0,72	0,324
13	594	896	0,78	0,74	0,58	1165	0,877	0,55	0,45	0,12
14	610	907	0,78	0,74	0,58	1165	0,755	0,42	0,575	0,22
15	640	985	0,78	0,74	0,58	1165	0,575	0,22	0,775	0,42
16	611	939	0,78	0,74	0,58	1165	0,62	0,42	0,577	0,347
17	573	933	0,78	0,74	0,58	1165	0,77	0,677	0,32	0,231
18	616	1135	0,78	0,74	0,58	1165	0,1	0,4	0,6	0,9
19	601	1165	0,78	0,74	0,58	1165	0	0,5	0,5	1
20	580	1108	0,78	0,74	0,58	1165	0,17	0,62	0,375	0,825
21	587	1089	0,78	0,74	0,58	1165	0,25	0,575	0,42	0,75
22	529	1047	0,78	0,74	0,58	1165	0,37	0,35	0,51	0,625
23	632	933	0,78	0,74	0,58	1165	0,758	0,27	0,725	0,24
24	536	900	0,78	0,74	0,58	1165	1,35	0,952	0,05	0,352

Суточные графики нагрузки зимних и летних суток представлены на рисунках 2.3, 2.4.

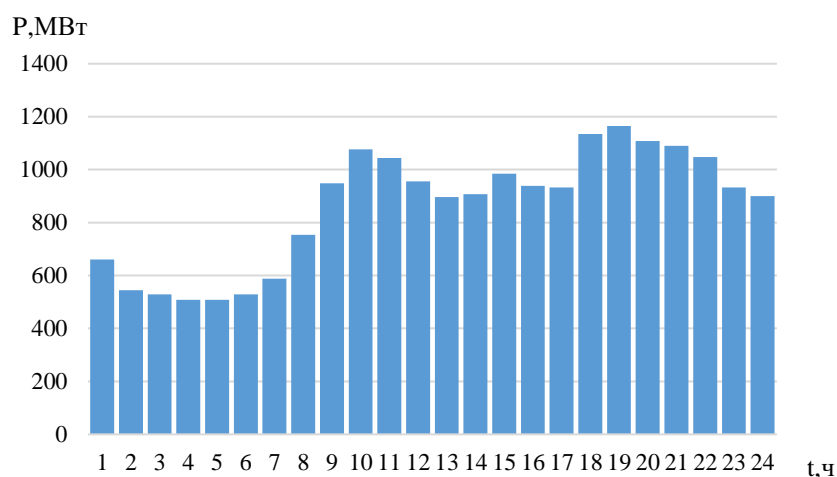


Рисунок 2.3 – Зимний суточный график нагрузки

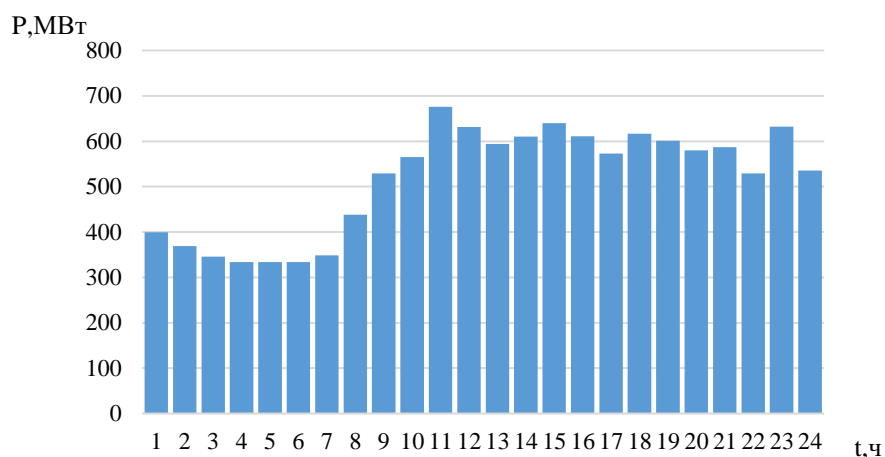


Рисунок 2.4 – Летний суточный график нагрузки

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

Расчёт интегральных кривых нагрузки для зимнего и летнего периода сведены в таблицы 2.6 и 2.7 соответственно.

Таблица 2.6 – Координаты для построения ИКН зимних суток

P_t^3 , МВт	DP_t^3 , МВт	Dt , ч	$DЭ$, МВт.ч	P_S^3 , МВт	$Э_S$, МВт.ч
1165	30	1	30	30	30
1135	27	2	54	57	84
1108	18	3	55	76	140
1089	13	4	51	89	191

Окончание таблицы 2.6

P_{t3} , МВт	DP_{t3} , МВт	Dt , ч	$DЭ$, МВт.ч	PS_3 , МВт	$ЭS$, МВт.ч
1076	29	5	147	118	338
1047	3	6	20	121	357
1044	59	7	412	180	769
985	30	8	240	210	1009
955	7	9	61	217	1069
948	10	10	96	226	1165
939	6	11	63	232	1227
933	0	12	2	232	1229
933	26	13	335	258	1564
907	7	14	101	265	1664
900	4	15	62	269	1726
896	142	16	2274	411	4000
754	93	17	1580	504	5581
661	72	18	1300	576	6881
589	45	19	846	621	7726
544	15	20	303	636	8029
529	0	21	0	636	8029
529	21	22	466	657	8496
508	0	23	0	657	8496
508	508	24	12185	1165	20681

Таблица 2.7 – Координаты для построения ИКН летних суток

P_t^n , МВт	DP_t^n , МВт	Dt , ч	$DЭ$, МВт.ч	PS_t^n , МВт	$ЭS$, МВт.ч
676	36	1	36	36	36
640	7	2	15	44	51
632	1	3	2	44	53
631	15	4	61	59	114
616	5	5	25	64	139
611	1	6	8	66	147
610	9	7	60	74	207
601	7	8	59	82	266
594	7	9	64	89	330
587	7	10	67	96	397
580	7	11	78	103	475
573	8	12	94	110	569
565	30	13	386	140	955
536	6	14	90	147	1045
529	0	15	4	147	1050
529	91	16	1455	238	2505
438	39	17	655	276	3159
399	31	18	552	307	3712
369	20	19	380	327	4092
349	3	20	59	330	4151
346	12	21	250	342	4401
334	0	22	0	342	4401
334	0	23	0	342	4401
334	334	24	8011	676	12412

Графики интегральных кривых нагрузки для зимнего и летнего периода представлены на рисунке 2.5 и 2.6 соответственно.

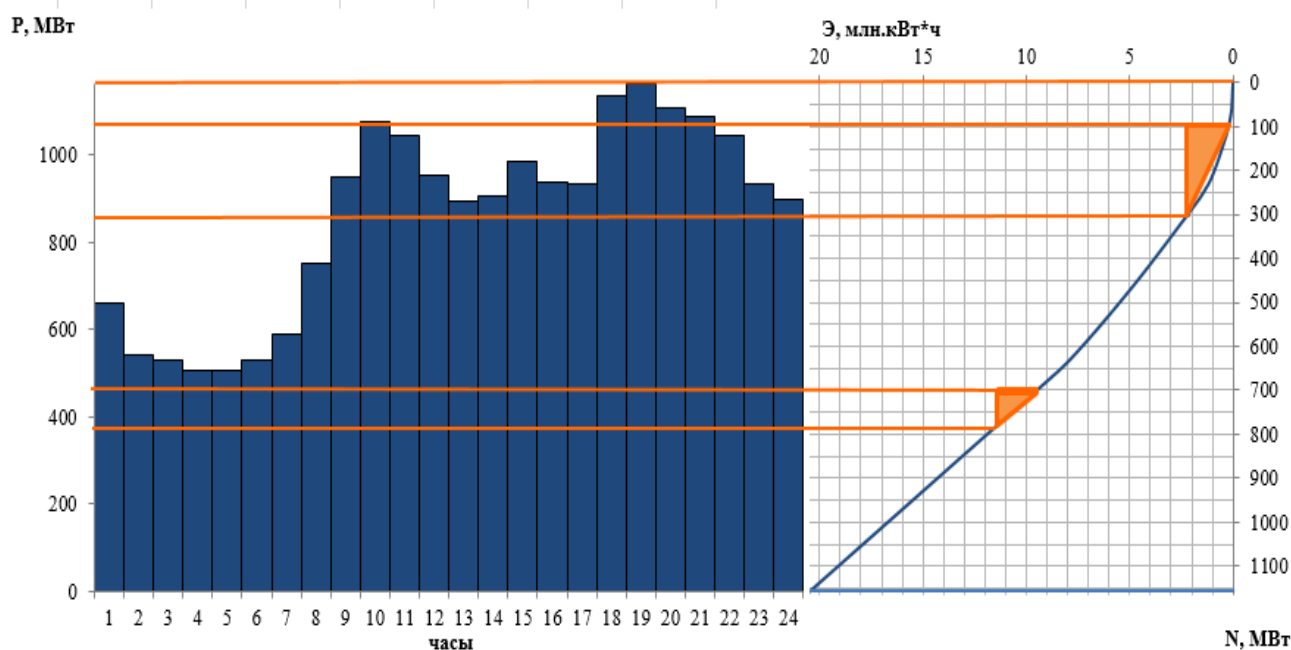


Рисунок 2.5 – График нагрузки и ИКН зимних суток

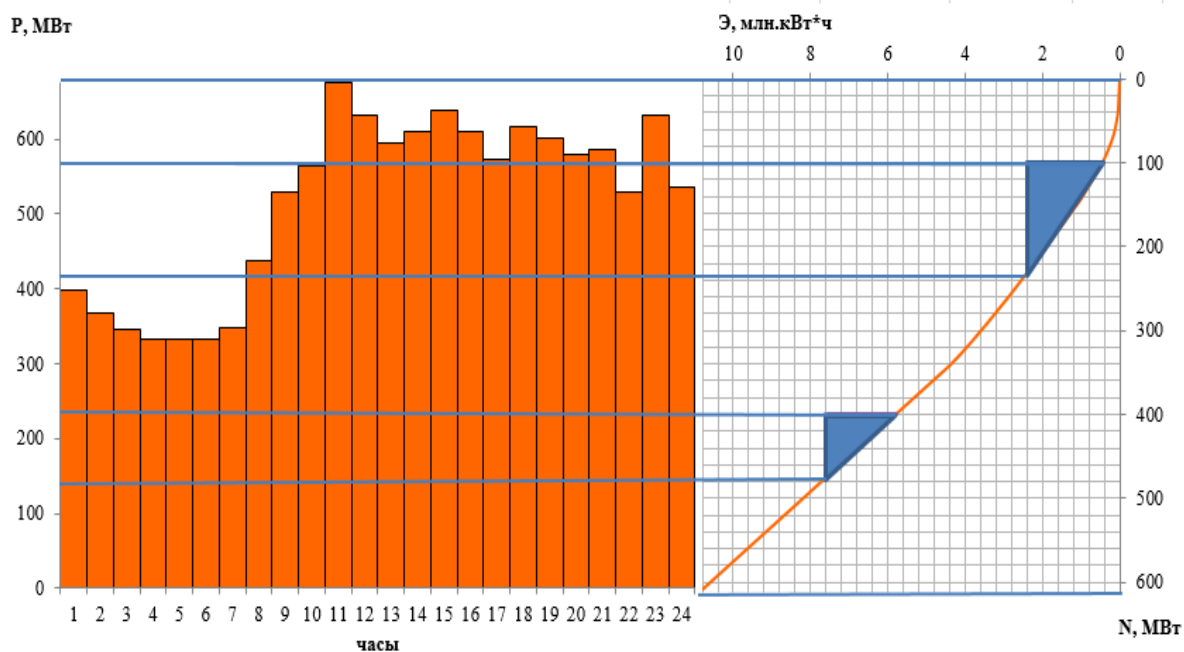


Рисунок 2.6 – График нагрузки и ИКН летних суток

Используя данные из суточного графика $P(t)$, построим годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.

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

$$P_t = a + b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ), \quad (2.10)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

b – коэффициенты, которые определяются по формулам:

$$a = \frac{P_3 + P_4}{2} = 920 \text{ МВт.} \quad (2.11)$$

$$b = \frac{P_3 - P_4}{2} = 245 \text{ МВт.} \quad (2.12)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем аналогично по предыдущим формулам:

$$a = 689 \text{ МВт.}$$

$$b = 172 \text{ МВт.}$$

Расчеты годовых и среднемесячных графиков нагрузки сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Номер месяца, t	Максимальная нагрузка энергосистемы P_t^{\max} , МВт	Среднемесячные нагрузки энергосистемы P_t , МВт
1	1157	856
2	1093	811
3	983	734
4	857	645
5	747	568
6	683	523
7	683	523
8	747	568
9	857	645
10	983	734
11	1093	811
12	1157	856

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунках 2.7 и 2.8 соответственно.

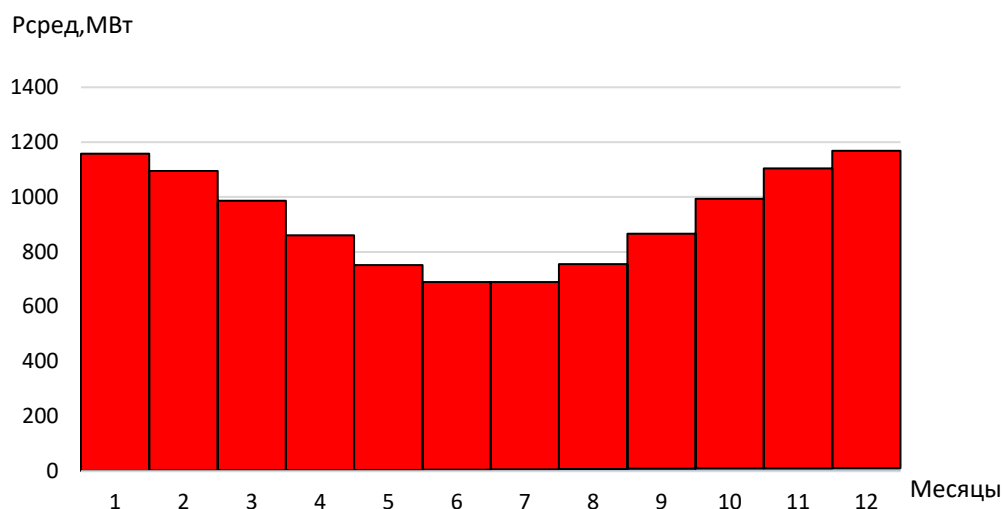


Рисунок 2.7 – График максимальных нагрузок энергосистемы

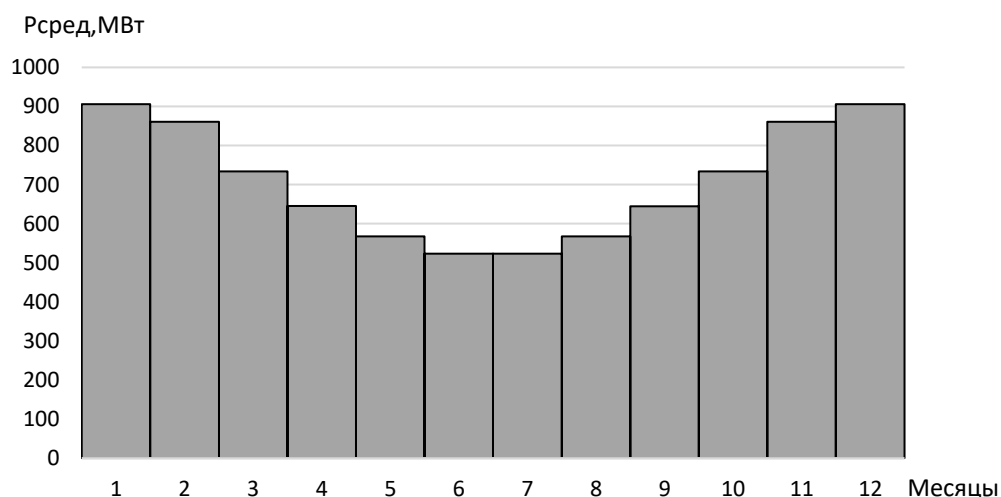


Рисунок 2.8 – График среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1963) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.13)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,95$;

$Q^{\text{пр}90\%}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, м³/с;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВВ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.14)$$

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

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,47$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.15)$$

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

Таблица 2.9 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
Qбыт90%	85	66	90	136	728	1586
Qвхк	100	100	100	200	200	200
Qфильтр	1	1	1	1	1	1
Qиспар					1	1
Qлед	1	1	-2	-2		
Сум. потери	2	2	-1	-1	2	2
Qпол. быт	83	64	91	137	726	1584
Zвб, м	490	490	490	490	490	490
Zнб, м	443,49	443,32	443,40	443,72	446,34	443,40
Нпол, м	46,04	46,21	46,13	45,81	43,19	46,13
Нводот (быт)	32	25	36	53	267	621
Нвхк	65	65	65	129	122	130
Нводо-Нвхк	-32	-40	-29	-76	145	491

Окончание таблицы 2.9

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт90%	868	608	360	249	234	131
Qвхк	200	200	200	200	100	100
Qфильтр	1	1	1	1	1	1
Qиспар	1	1	1	0	0	0
Qлед					1	1
Сум. потери	2	2	2	1	2	2
Qпол. быт	866	606	358	248	232	129
Zвб, м	490	490	490	490	490	490
Zнб, м	446,82	445,89	444,89	444,36	444,57	443,87
Нпол, м	42,71	43,64	44,64	45,17	44,96	45,66
Нводот(быт)	314	225	136	95	89	50
Нвхк	120	123	126	127	104	64
Нводо-Нвхк	194	102	10	-32	-25	-14

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Также по формуле (2.16) рассчитывается мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования.

$$\delta = N_{\text{быт}} - N_{\text{вхк}} = 745 \text{ МВт.} \quad (2.16)$$

При заданной водной обеспеченности рассчитанную мощность выдать невозможно, поэтому мощность понижается до максимально возможной при ВЭР. Данные для построения баланса энергии представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	Р _{ср} , МВт	N _{быт} , МВт	N _{вхк} , МВт
1	856	32	65
2	811	25	65
3	697	36	65
4	645	53	129
5	568	267	122
6	523	621	130
7	523	314	120
8	568	225	123
9	645	136	126
10	697	95	127
11	811	89	104
12	856	50	64

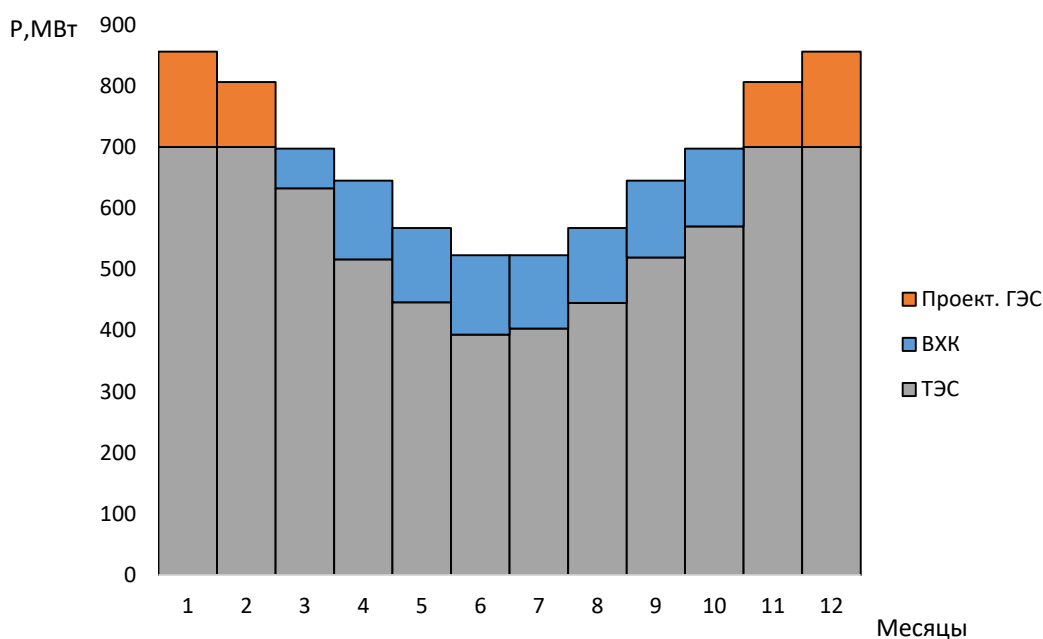


Рисунок 2.9 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей

2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:
-определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- определение отметки ∇ УМО.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен ∇ НПУ = 491 м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в рассматриваемом случае это ноябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей, изображенных на рисунках 1.2. и 1.3.

Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$1) Q_{\text{НБ}} \geq Q_{\text{ВХК}};$$

$$2) Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБкон}};$$

$$3) N_{\text{ГЭС}} > N_{\text{Гар}}.$$

В данном расчете видно, что происходит резкое понижение напора, а так же условие $Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБкон}}$ не соблюдается. Это значит что мы должны понижать $N_{\text{Гар}}$.

После понижения $N_{\text{Гар}}$ получили верный расчет, так как все три условия выполняются приложение А, таблица А.1. Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку ∇ УМО = 471 м. Также из условий маловодного года определили гарантированную мощность проектируемой Катунской ГЭС $N_{\text{Гар}}=156$ МВт.

2.6 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднесуточную выработку.

Был рассмотрен режим наполнения водохранилища режим по мощностям в период наполнения в маловодном году.

По данному режиму была рассчитана выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки, который показан на рисунке 2.10.

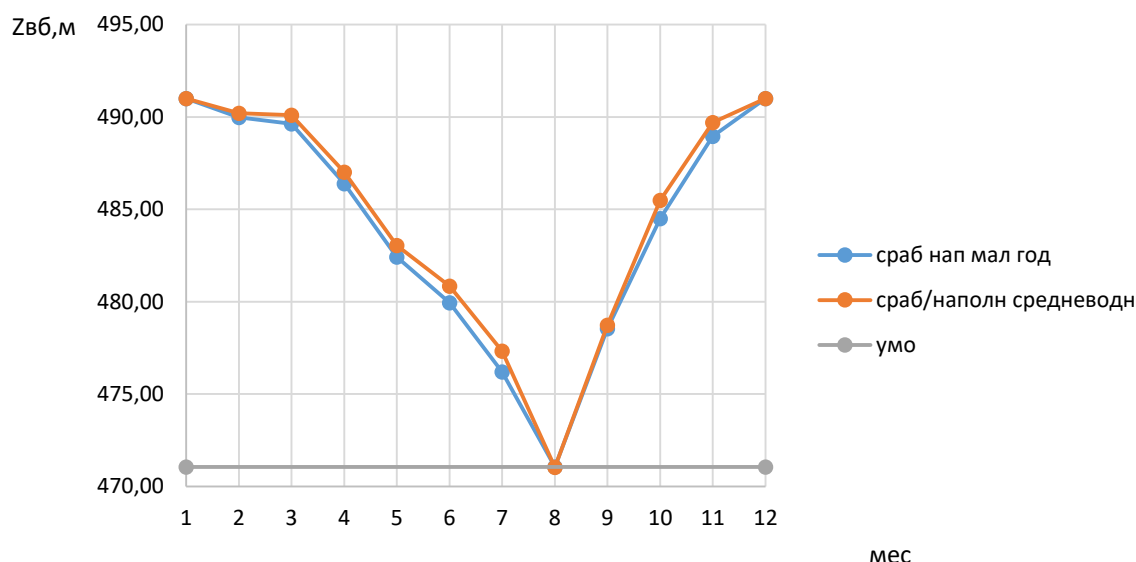


Рисунок 2.10 – График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном году

2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы проектируемой станции.

В часы пиковой нагрузки Катунская ГЭС будет работать с мощностью $N=79,5$ МВт ($\mathcal{E}=1,91$ млн.кВт · ч), в часы базовой нагрузки по мощности ВХК $N= 76$ МВт ($\mathcal{E}= 1,83$ млн.кВт · ч)

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен $2\% P_i^{max}$, аварийный резерв составляет 7% от P_i^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС. Аварийный будет размещен как на ГЭС, так и на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} \quad (2.17)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 275 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{а.р.}^{ТЭС} + N_{н.р.}^{ТЭС} \quad (2.18)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт

оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} = \frac{275}{8} = 34,4 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.19)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2}; \quad (2.20)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = 339 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.}$$

Данные для построения баланса мощности энергосистемы в маловодном году представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

месяц	Система			Проект. ГЭС			ТЭС			На. р
	Р сист. макс.	N н.р.	N а.р.	Нраб. max	N н.р.	N рем.	Нраб. max	N н.р	N рем.	
I	1157	23	81	270	5		887	18		62
II	1093	22	77	257	5		836	17		59
III	983	20	69	244	5		739	15		52
IV	857	17	60	231	5	34	626	13		44
V	747	15	52	218	4		529	11	50	37
VI	683	14	48	205	4		478	10	120	33
VII	683	14	48	205	4		478	10	120	33
VIII	747	15	52	218	4		529	11	50	37
IX	857	17	60	231	5	34	626	13		44
X	983	20	69	244	5		739	15		52
XI	1093	22	77	257	5		836	17		59
XII	1157	23	81	270	5		887	18		62
	Уст. мощность			275			904			

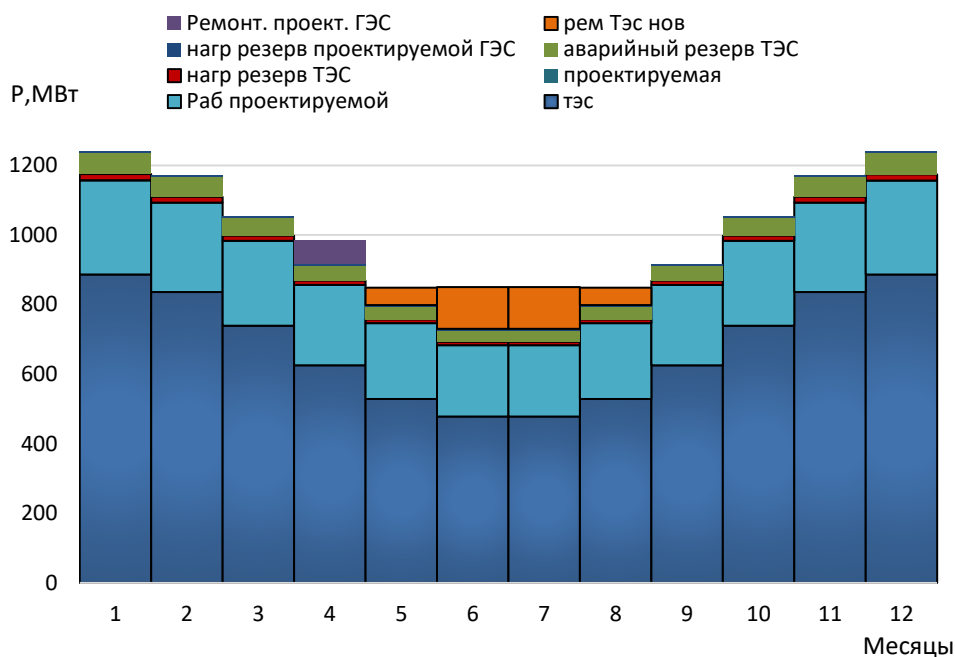


Рисунок 2.1 – Баланс мощности

2.8 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

$Z_{нб}(V_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода (рисунок 2.3);

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (2.21)$$

где $k_N = 8,5$ – коэффициент мощности.

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчетного напора), которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (2.22)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС.

3) Ограничение по минимальному расходу $Q_{min}=Q_{вхк}=200 \text{ м}^3/\text{с}$.

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов (таблица 2.12).

Таблица 2.12 – Расчет режимного поля

Кривые связи НБ для зимы и лета		Напорные характеристики			Линии ограничения по расчету установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб, м ³ /с	Zнб, м	Ннпу, м	Нумо, м	Нзвб1, м	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с
0	0	49	51	65	45	693	38	821
40	443	48	46	61	43	725	36	799
182	444	47	44	58	41	761	34	776
384	445	46	42	57	42	743	32	753
634	446	45	41	55	41	761	30	729
928	447	44	40	54	40	780	28	705
1200	447,5	43,5	39	53	39	800	26	679
1500	447,9	43,1	38	52	38	821	24	661

Из построенного режимного поля на рисунке 2.11 определяем:

- максимальный напор $H_{\max} = 47$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{\min} = Q_{\text{вхк}} = 200$ м³/с;

- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 38$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{\min} = 25$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

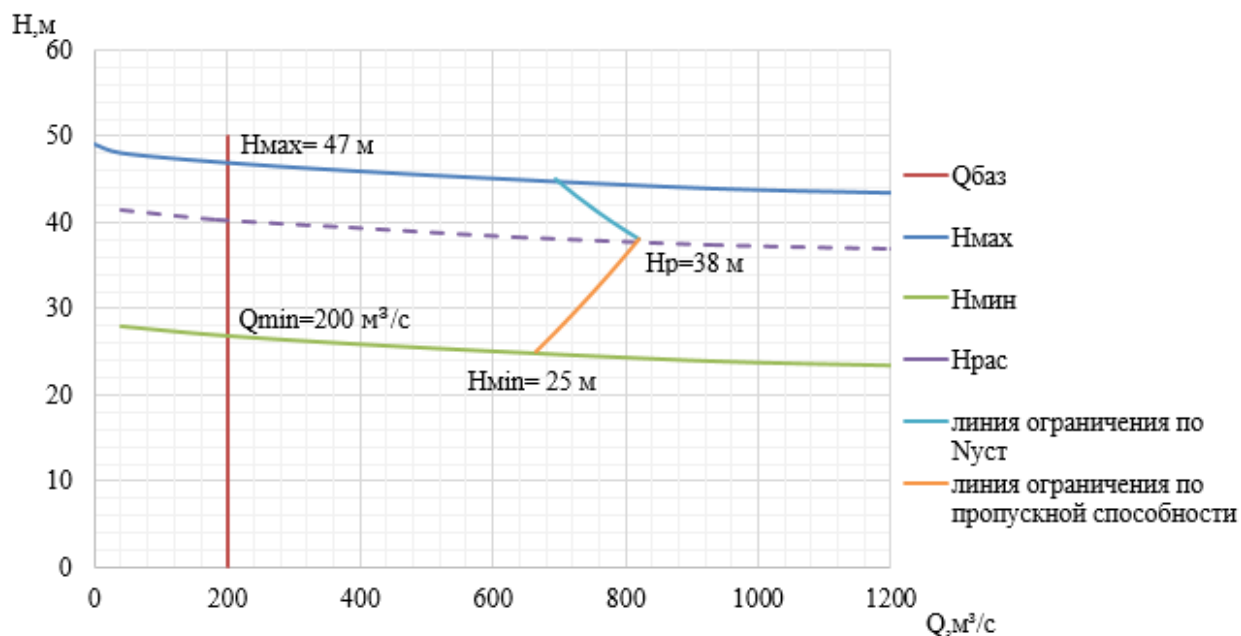


Рисунок 2.11 – Режимное поле Катунского водохранилища

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегата

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение $H_{max}=47\text{м}$ было близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

- поворотной-лопастной ПЛ-50-В;
- поворотной-лопастной диагональной ПЛД50.

Составим таблицу 3.1 параметров моделей данных гидротурбин :

Таблица 3.1 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ50-В	ПЛД50-В60
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{м}$	50	50
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1opt}, \text{об/м}$	116	113
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1opt}, \text{л/с}$	1000	1100
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мopt}$	0,916	0,91
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{л/с}$	1500	1650
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,6	0,6
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1m}, \text{м}$	0,46	0,35
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{м}$	12	5
Температура	$t_{мод}, \text{°C}$	21	16
Коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	0,988	1,114

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД. $Q'_{(p1)} = 1,52 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta'_{(p1)} = 0,888$ – для ПЛ50-В, $Q'_{(p1)} = 1,7 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta'_{(p1)} = 0,862$ – для ПЛД50.

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблицах 3.2, 3.3, для ПЛ50-В и ПЛД50 соответственно.

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.1)$$

где $\eta_{(p1)}$, D_{1M} , H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1 , H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

V_n , V_m – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_n и t_m ;

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

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{г.ср.}=0,97.$$

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{г.ср.}, \quad (3.2)$$

где $Q'_{(p1)}$ – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{г.ср.}$ – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.3)$$

где $N_{уст} = 275$ МВт – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.4)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.1);

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

Теперь для каждого выбранного диаметра необходимо нанести линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , которые рассчитываются по формулам:

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.5)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.7)$$

Переведем эти линии на ГУХ.

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta \cdot H_p)^{1,5}}. \quad (3.8)$$

При этом правая часть задаётся параметрами выбранной турбины и поэтому не изменяется, поэтому для нахождения расчётной точки, необходимо на линии n'_{Ip} подобрать такие Q'_I и η_T , чтобы их произведение соответствовало равенству.

Левая граница рабочей зоны – линия ограничения по минимальному расходу, которые необходимо пересчитать в координаты универсальной характеристики для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Правая граница рабочей зоны 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 (3.8), в которую подставляется максимальный напор.

Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ50-В и ПЛД50-В представлены в таблице 3.2, 3.3 соответственно.

Таблица 3.2 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛ50-В.

D1,м	4	5	6	7,1	7,5
D_T	0,9216	0,9238	0,9256	0,9271	0,9276
$N'_{арг.кВт}$	51507,6	80672,5	116385,2	163242,4	182250,1
Z'_a	5,34	3,41	2,36	1,68	1,51
Z_a	6	4	3	2	2
$N_{арг,кВт}$	45833,3	68750	91666,7	137500	137500
Δl	1,038	1,040	1,042	1,044	1,045
n'_c	182,12	145,87	121,67	102,91	97,45
n_c	187,5	150	125	107,1	100
n'_{Hmin}	107,4	107,3	107,2	108,6	107,0
$n'_{Hрасч}$	119,4	119,3	119,2	120,7	119,0
n'_{Hmax}	147,2	147,1	146,9	148,8	146,8
$Q'_1 * \eta_T$	1,179	1,128	1,041	1,113	0,996
$Q'_1 * \eta_T$ при H_{max}	0,857	0,820	0,757	0,809	0,724
$Q_{min Hmax}$	0,818	0,784	0,544	0,776	0,696
$Q_{max Hmin}$	0,597	0,572	0,397	0,566	0,507

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД50-В.

D1,м	3,75	4,5	5,3	6,7	7,10
D_T	0,9124	0,9143	0,9159	0,9182	0,92
$N'_{арг.кВт}$	50122,2	72326,45	100509,4	161019	180927,4
Z'_a	5,49	3,80	2,74	1,71	1,52
Z_a	6	4	3	2	2,00
$N_{арг,кВт}$	45833,3	68750	91666,67	137500	137500,0
Δl	1,058	1,061	1,063	1,065	1,07
n'_c	191,105	159,420	135,479	107,30	101,29
n_c	200	166,7	136,4	115,4	107,10
n'_{Hmin}	106,34	106,25	102,30	109,27	107,44
$n'_{Hрасч}$	118,26	118,16	113,77	121,52	119,48
n'_{Hmax}	145,80	145,68	140,26	149,83	147,31
$Q'_1 * \eta_T$	1,302	1,353	1,297	1,21	1,079
$Q'_1 * \eta_T$ при H_{max}	0,947	0,983	0,943	0,88	0,784
$Q_{min Hmax}$	0,922	0,959	1,381	0,86	0,769
$Q_{max Hmin}$	0,672	0,699	1,008	0,63	0,561

Анализируя характеристики, представленные в приложении А и В, на данном этапе, приходим к выводу, что в дальнейшем будем рассматривать

турбину ПЛ50-В диаметром 6 и 7,5 м, а также турбину ПЛД 50 диаметром 3,75 и 4,5 м.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Опираясь на условие безкавитационной работы гидротурбины, необходимо определить допустимое заглубление рабочего колеса.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется по наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Расчет производим по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_s, \quad (3.10)$$

где $Z_{н.б.}(Q_{н.б.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{н.б.}$, соответствующим расчётному значению высоты отсасывания H_s .

Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть нужным наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. Работа одного агрегата с номинальной мощностью при N_{max} ;
2. Работа одного агрегата с номинальной мощностью и $N_{расч}$;
3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с N_{min} и соответствующей ему мощностью на линии ограничения.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.}, \quad (3.11)$$

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

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

1,5- конструктивный запас;

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

Расчёты всех выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Турбина	Режим	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}$	σ	H_s
ПЛ50-В-600	1	0,83	444,16	0,168	0,104
	2	1,14	444,41	0,31	-3,69
	3	0,98	444,00	0,25	2,01
ПЛ50-В-750	1	0,8	444,68	0,17	0,006
	2	1,08	444,99	0,27	0,23
	3	0,94	444,47	0,23	2,52
ПЛД50-В-375	1	1,04	443,51	0,215	-1,49
	2	1,47	443,70	0,44	-8,03
	3	1,32	443,45	0,33	0,69

ПЛД50-В-450	1	1,08	443,84	0,23	-2,089
	2	1,54	444,10	0,48	-9,44
	3	1,38	443,78	0,41	-1,19

Опираясь на полученные результаты, окончательно принимаем к установки гидротурбину ПЛ50-В-600, так как её высота отсасывания соответствует допустимой, количество агрегатов наименьшее, что сказывается на экономичности, имеет неплохую быстроходность.

Определим отметку расположения рабочего колеса, которая будет рассчитывается для самого неблагоприятного случая, то есть $H_s = -3,69$. Для этого случая $Z_{НБ} = 444,41$. Тогда заглубление по формуле (3.10):

$$\nabla Z_{p.k.} = 444,41 + (-3,69) = 440,72. Z_{x,}$$

Отметка $\nabla Z_{p.k.} = 440,72$ расположения рабочего колеса позволит обеспечивать безкавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора.

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.12)$$

где $\cos\varphi$ принимаем в пределах от 0,81 до 0,9.

$$S_{ном} = \frac{91,7}{0,85} = 107,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{125} = 48. \quad (3.13)$$

Выбираем гидрогенератор СВ-1130/140-48.

Вес ротора этого гидроагрегата равен 380 тонн. Поэтому принимаем в машинном зале один мостовой кран КМ 400/100/20 грузоподъёмностью 400 тонн.

3.4 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане рисунок 3.1.

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{сп} = 225^0$ – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры.

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{вх} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 6,0 = 10,43 \text{ м}, \quad (3.14)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{нар} = 9,35;$$

$$r_a = \frac{D_{нар}}{2} = \frac{9,35}{2} = 4,68 \text{ м}; \quad (3.15)$$

$$D_{вн} = 8,15;$$

$$r_b = \frac{D_{вн}}{2} = \frac{8,15}{2} = 4,08 \text{ м}; \quad (3.16)$$

Высота статора:

$$B_{ст} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,1 + 0,0033 \cdot 6 = 2,12 \text{ м}, \quad (3.17)$$

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 6 = 2,1 \text{ м}. \quad (3.18)$$

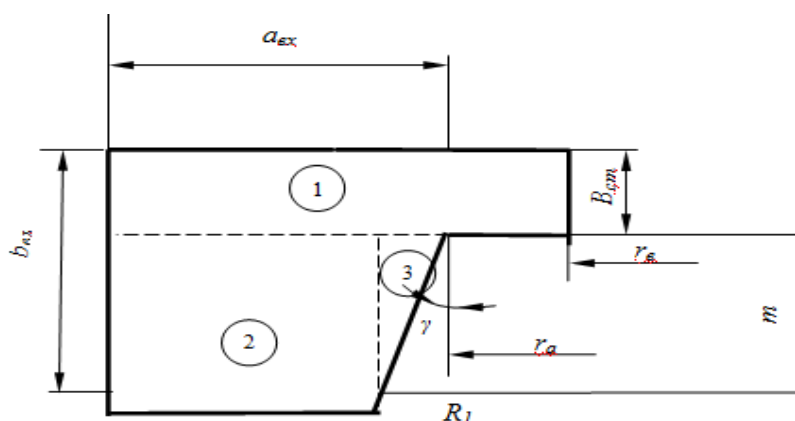


Рисунок 3.1 – Входное сечение спиральной камеры

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

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{onm}} = \frac{91700}{9,81 \cdot 38 \cdot 0,925} = 265,77 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.19)$$

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{265,77 \cdot 225}{360} = 166,1 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.20)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_i}{V_{\text{ВХ}}} = \frac{166,1}{5,35} = 31,04 \text{ м}^2, \quad (3.21)$$

где $V_{\text{ВХ}}$ - определяется по графику в зависимости от напора.

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$b_{\text{ВХ}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{ВХ}} - r_a)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ; \quad (3.22)$$

Решив данное квадратное уравнение получим:

$$b_{\text{ВХ}} = 7,88 \text{ м},$$

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 9,02 - 4,68 = 4,35. \quad (3.23)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом. Результаты расчета сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Расчет спиральной камеры

Величина	Сечения									
	ВХ	1	2	3	4	5	6	7	8	ВЫХ
ai	4,35	3,80	3,25	2,70	2,15	1,60	1,05	0,50	-0,05	-0,60
радиус, ri м	9,02	8,47	7,92	7,37	6,82	6,27	5,72	5,17	4,62	4,08
высота, b, м	7,88	7,15	6,42	5,69	4,96	4,23	3,49	2,76	2,03	1,30
Rk	6,22	6,03	5,83	5,64	5,44	5,24	5,05	4,85	4,66	4,46
Rk/ra	1,33	1,29	1,25	1,21	1,16	1,12	1,08	1,04	1,00	0,95
ln Rk/ra	0,29	0,25	0,22	0,19	0,15	0,11	0,08	0,04	0,00	-0,05
ri/ra	1,93	1,81	1,70	1,58	1,46	1,34	1,22	1,11	0,99	0,87
ln ri/ra	0,66	0,59	0,53	0,46	0,38	0,29	0,20	0,10	-0,01	-0,14
b*ln ri/ra	5,18	4,25	3,39	2,59	1,87	1,24	0,71	0,28	-0,02	-0,18
Rk*ctgy	23,23	22,50	21,76	21,03	20,30	19,57	18,84	18,11	17,38	16,65
Rk*ctgy*ln Rk/ra	6,65	5,72	4,81	3,93	3,08	2,25	1,45	0,68	-0,07	-0,78
ra/rb	1,15									
ln ra/rb	0,14									
mi	5,78	5,05	4,32	3,59	2,86	2,13	1,39	0,66	-0,07	-0,80
Ji	4,60	3,87	3,18	2,53	1,94	1,41	0,94	0,56	0,27	0,09
φ	225,0	189,2	155,4	123,9	94,87	68,78	46,04	27,21	13,02	4,46

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{сп} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.2.

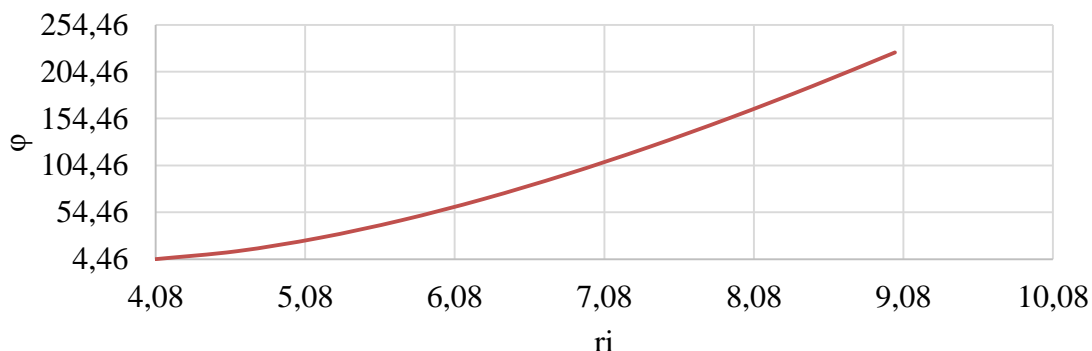


Рисунок 3.2 – График $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Далее необходимо получить значения для построения плана спирали. Для этого разобьём угол охвата спиральной камеры через интервалы 15° и найдём соответствующее каждому углу значение r . Результаты расчета представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Радиус сечений спиральной камеры

φ	0	15	30	45	60	75	90	105
$r, м$	3,76	4,69	5,28	5,71	6,06	6,40	6,72	7,03

Окончание таблицы 3.6

φ	120	135	150	165	180	195	210	225
$r, м$	7,32	7,58	7,83	8,07	8,32	8,59	8,84	9,04

Определение ширины подвода:

$$B' = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 6 = 17,58 \text{ м}, \quad (3.24)$$

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

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{248,55}{400} = 1,62 \text{ м}. \quad (3.25)$$

Определим ширину подвода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 17,58 + 1,62 = 19,2 \text{ м}. \quad (3.26)$$

3.5 Заглубление водозабора на величину воронкообразования

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 258,25}{3,14 \cdot 9,6^2} = 2,9 \text{ м/с}, \quad (3.27)$$

где $Q=258,25$ м³/с- расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью;

$D=9,62$ м-диаметр водовода.

Минимальная разность отметок мёртвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{кр} = 0,5 \cdot D \cdot \left(\frac{v}{\sqrt{g \cdot D}} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 9,62 \cdot \left(\frac{2,9}{\sqrt{9,81 \cdot 9,62}} \right)^{0,55} = 2,47 \text{ м}. \quad (3.28)$$

3.6 Расчет вала на прочность

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33}, \quad (3.29)$$

где $\tau_{доп} = 30 \div 35$ МПа.

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

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 91700}{125} = 7,24 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.30)$$

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 7,24}{30} \right)^{0,33} = 1,2 \text{ м}. \quad (3.31)$$

Окончательно принимаем диаметр вала 1,2 метра.

3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

По номограмме для турбины ПЛ 50а–В определим тип маслонапорной установки: МНУ 12,5/1-40-12,5-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 12,5/1-40 вместимостью 12,5 м³, состоящим из 1 сосудов на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслонасосным агрегатом МА 12,5-2, имеющим сливной бак вместимостью 12,5 м³ с 2 насосами.

Электрогидравлический регулятор выбираем типа ЭГРК–МП–100–4. Электрогидравлический регулятор на микропроцессорах с главным золотником диаметра 100 мм.

3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала

По рекомендациям, исходя из диаметра шахты гидроагрегата, которая равна 8,2 метра, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учётом размещения вспомогательного оборудования ширину машинного зала принимаем равной 28 метрам.

Ширину монтажной площадки принимаем равной 30 метрам. При такой ширине будет возможно раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учётом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 метров.

Определим ширину блока гидроагрегата. Для приплотинных заданий ГЭС длина блока:

$$B_{\text{бл}} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 6 = 24 \text{ м} \quad (3.32)$$

Теперь определим длину машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{бл}} \cdot n_{\text{агр}} + B_{\text{м.п.}} = 24 \cdot 3 + 30 = 102 \text{ м} \quad (3.33)$$

Высоту и пролёт машинного зала назначаем минимально возможными их условия проноса наиболее крупного монтажного узла. Принимаем $H_{\text{мз}}=10,5$ метров.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Выбор главной схемы электрических соединений является важным и ответственным этапом в проектировании электростанций. Надёжность такой схемы, является одним из основных условий надёжности энергосистемы в целом. В связи с этим, к главной схеме ГЭС выдвигается ряд требований, таких как:

- 1) Надёжность и безотказность в работе;
- 2) Маневренность схемы – её возможность легко приспособливаться к изменяющимся условиям работы, как во время эксплуатации, так и при расширении станции;
- 3) Простота и наглядность;
- 4) Ремонтпригодность и безопасность обслуживания;
- 5) Экономичность, минимум затрат на ресурсы и время строительства распределительного устройства (РУ).

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

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

Применение укрупнённых блоков возможно только в том случае, когда общая мощность одного такого блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в ЭС (аварийный резерв).

$$P_{\text{бл}} = 2 \cdot P_{\Gamma} = 2 \cdot 91,7 = 183,4 \text{ МВт}; \quad (4.1)$$

$$P_{\text{Ав.Рез}} = S_{\text{Ав.Рез}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} = 220 \cdot 0,85 = 187 \text{ МВт}; \quad (4.2)$$

$$P_{\text{бл}} < P_{\text{Ав.Рез}}; \quad (4.3)$$

Из (4.3) видно, применение укрупнённых блоков в структурной схеме возможно.

Варианты рассматриваемых блочных схем представлены на рисунках 4.1 и 4.2.

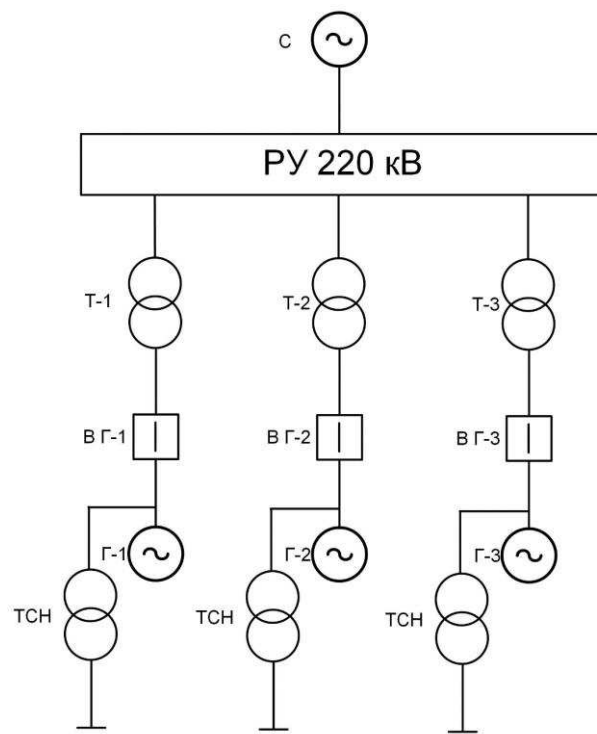


Рисунок 4.1 – Структурная схема электрических соединений с простыми блоками

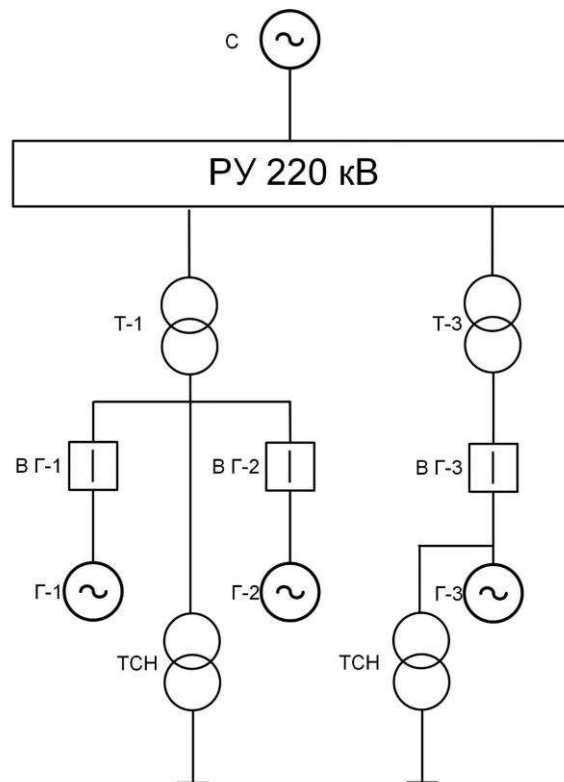


Рисунок 4.2 – Структурная схема электрических соединений с укрупненными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma} - P_{CH}}{\cos\varphi_{\text{ном}}} = \frac{91,7 - 3,3}{0,85} = 103,96 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.4)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220. Данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Данные трансформатора ТДЦ-125000/220

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1	125000	242	13,8	Yн/D-11	90	380	11	0,55

Время максимальных потерь τ рассчитываются по формуле 4.5.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760; \quad (4.5)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5454}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 4023,3 \text{ ч/год.}$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}; \quad (4.6)$$

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8725,9 \text{ ч,}$$

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

$T_{\text{пл}} = 32$, время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,03$, параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 70$, среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

Потери холостого хода в трансформаторе ТДЦ-125000/220 (3 одиночных):

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}}; \quad (4.7)$$

$$\Delta W_{xx} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8725,9 = 785,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (4.8)$$

$$\Delta W_H = \frac{0,53}{1} \cdot \left(\frac{103,96}{225} \right)^2 \cdot 2592,4 = 681,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H); \quad (4.9)$$

$$I_{\text{пот}} = 3,7 \cdot (785,3 + 681,4) = 5426,8 \text{ тыс. руб/год}.$$

Значения $\beta_1 = 3,7 \text{ руб./}(кВт \cdot \text{ч})$ – стоимость 1кВт/ч за 2017 года согласно Единым сценарным условиям РусГидро для Алтайского края.

Для трех блоков:

$$I_{\text{пот1}}^{220} = 3 \cdot 5426,8 = 16280,4 \text{ тыс. руб/год}. \quad (4.10)$$

Расчётная мощность трансформатора укрупненного блока определится как:

$$S_{\text{расч}} = \frac{2(P_T - P_{CH})}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{2(91,7 - 3,3)}{0,85} = 207,92 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.11)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-225000/220. Данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Данные трансформатора ТДЦ-225000/220

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТДЦ-225000/220-У1, УХЛ1	225000	242	13,8	Yн/D-11	110	530	11	0,4

Потери холостого хода в трансформаторе ТДЦ-225000/220:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}}; \quad (4.12)$$

$$\Delta W_{xx} = 1 \cdot 0,110 \cdot 8725,9 = 1173,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (4.13)$$

$$\Delta W_H = \frac{0,53}{1} \cdot \left(\frac{207,92}{225} \right)^2 \cdot 2592,4 = 959,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H); \quad (4.14)$$

$$I_{\text{пот}} = 3,7 \cdot (1173,3 + 959,9) = 2133,6 \text{ тыс. руб./год}.$$

Значения $\beta_1 = 3,7 \text{ руб./}(кВт \cdot \text{ч})$ – стоимость 1 кВт/ч за 2017 года согласно Единым сценарным условиям РусГидро для Алтайского края.

Для схемы с укрупненным блоком:

$$I_{\text{пот}}^{220} = 5426,8 + I_{\text{пот}}(125) = 13320,3 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.15)$$

4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность, потребляемая на собственные нужды (СН) проектируемой электростанции, составляет 1,2% от $P_{\text{уст.ГЭС}}$:

$$P_{\text{СН}} = 0,012 \cdot P_{\text{ГЭС}}; \quad (4.16)$$

$$P_{\text{СН}} = 0,012 \cdot 275 = 3,3 \text{ МВт}.$$

$$S_{\text{СН}} = \frac{P_{\text{СН}}}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{3,3}{0,85} = 3,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.17)$$

В проекте принято два напряжения собственных нужд 6 кВ и 0,4 кВ, соответственно необходимо предусмотреть 2 ступени трансформации.

Для первой ступени трансформации 13,8 кВ – 6 кВ, трансформатор собственных нужд (ТСН) выбирается исходя из условия: $S_{\text{ТСН}} \geq S_{\text{СН}}$.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТСЗ-2500/13,8. На станции будет установлено 2 трансформатора данного типа, что позволит полностью покрыть нагрузку системы СН. Данные ТСН приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Данные трансформатора ТСЗ-2500/13,8

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТСЗ-2500	2500	13,8	6,3	Yн/D-11	11	60	8	0,75

Трансформатор ТСЗ-2500/13,8 сухой трёхфазный двухобмоточный, защищённого исполнения.

Для второй ступени трансформации 6 кВ – 0.4 кВ по каталогу "Чебоксарского электрозавода трансформаторов" выбран трансформатор ТСЗ-630/6, каталожные данные которого приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4- Данные трансформатора ТСЗ- 630/6

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ	
ТСЗ-630/6	630	6	0,4	Yн/D-11	1,92	8,5	8

Трансформатор ТСЗ-630/6 сухой трёхфазный двухобмоточный, защищённого исполнения.

4.4 Распределительное устройство

Суммарная мощность, выдаваемая с РУ в энергосистему:

$$S_{\Sigma} = \left(\frac{P_{ГЭС} - P_{СН}}{\cos\varphi_r} \right) = \left(\frac{91,7 - 3,88}{0,85} \right) = 311,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.18)$$

Пропускная способность ВЛ 220 кВ на одну цепь, составляет $P_{пр} = 150 \text{ МВт}$, тогда:

$$S_{пред.} = \frac{1,2 \cdot P_{пред}}{\cos\varphi_r} = \frac{1,2 \cdot 135}{0,85} = 190,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.19)$$

Число отходящих ВЛ определено по формуле:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{пред.}} = \frac{311,88}{190,6} = 1,64. \quad (4.20)$$

Принимаем 2 отходящих линий. Окончательное число ВЛ принимается равным $n_{л} = n + 1 = 3$.

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{311,9}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,273 \text{ кА}. \quad (4.21)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 0,273 = 0,315 \text{ кА}. \quad (4.22)$$

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

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

Исходя из величины расчётного тока и минимального диаметра провода по условиям недопущения короны ВЛ 220 кВ, выбираем провод АС – 240/39. Допустимый продолжительный ток $I_{доп} = 610 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (4.23)$$

$$I_{п.ав} = \frac{311,9}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 409 \text{ А}.$$

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

Число присоединений проектируемого РУ 220 кВ – 6, в первом случае:

3 – простых блока;

3 – ВЛ 220 кВ.

Число присоединений проектируемого РУ 220 кВ – 5, во втором случае:

2 – блока;

3 – ВЛ 220 кВ.

Согласно:

- Стандарту организации ОАО «ФСК ЕЭС»: «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ»;

- Стандарту организации ПАО «РусГидро»: «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования».

При напряжении 110-220 кВ и количестве присоединений от 5 до 15 применяется схема с двумя рабочими и обходной системой шин.

Структурные схемы выбранных РУ ВН представлены на рисунках 4.3, 4.4.

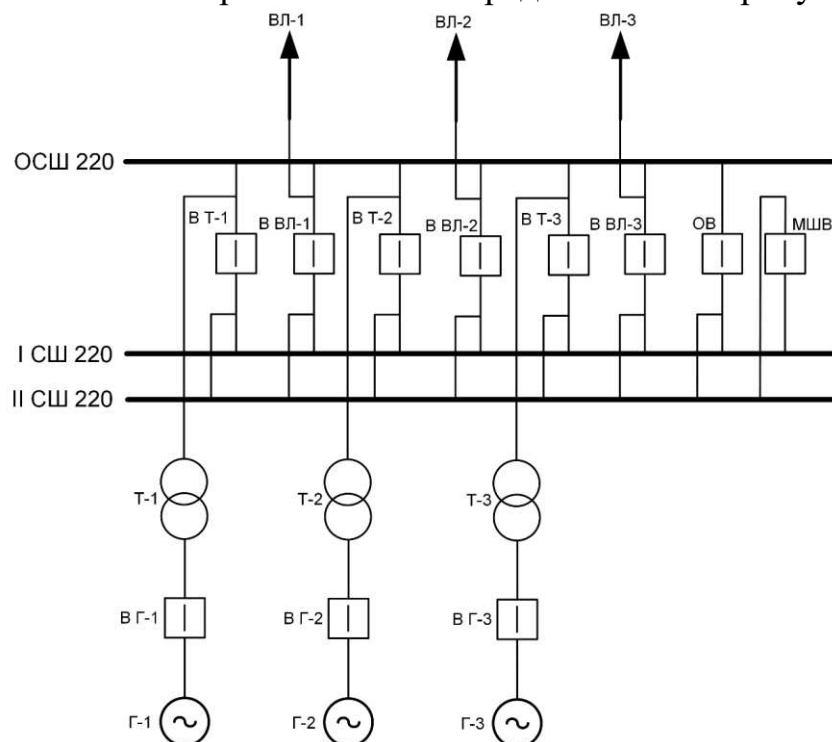


Рисунок 4.3– структурная схема проектируемого РУ ВН одиночных блоков

Схема РУ с укрупненным блоком:

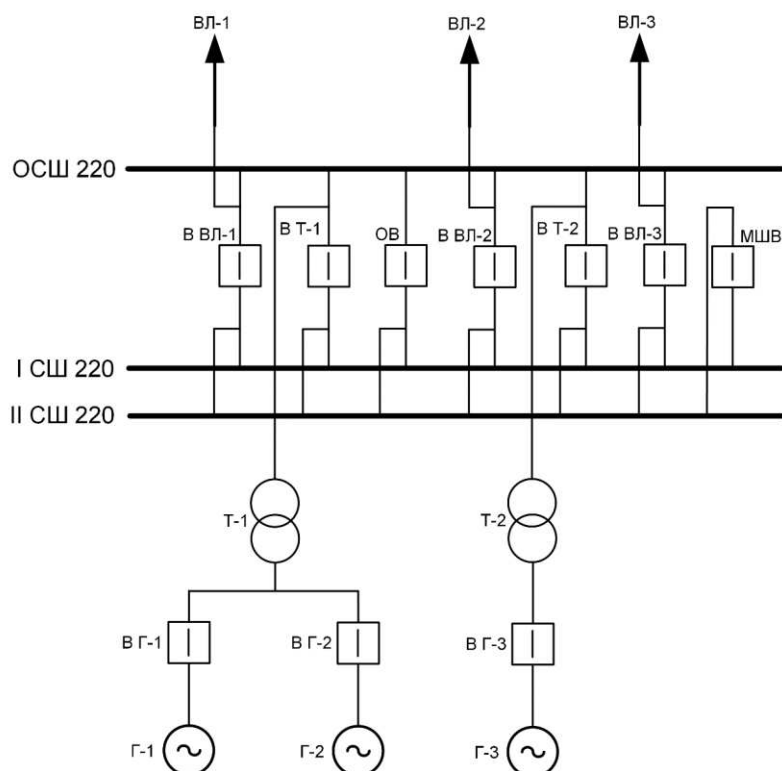


Рисунок 4.4 – структурная схема проектируемого РУ ВН с укрупненным блоком

4.5 Технико-экономическое сравнение

Рассматриваемые схемы различаются только количеством блочных трансформаторов.

$$K_i = K_T + K_{ОРУ} + K_{ТСН}, \quad (4.24)$$

где $K_{ОРУ}$ - расчетная стоимость ОРУ.

$$K_{ОРУ}^{220} = 8 \cdot 45000000 = 360000 \text{ тыс.руб. (1 случай);}$$

$$K_{ОРУ}^{220} = 7 \cdot 45000000 = 315000 \text{ тыс.руб. (2 случай).}$$

K_T - расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора единичного, укрупненного блока.

$$K_T^{220} = 270\,000 \text{ тыс руб. (1 случай);}$$

$$K_T^{220} = 252\,000 \text{ тыс.руб. (2 случай).}$$

$K_{ТСН}$ - расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора собственных нужд.

$$K_{ТСН}^{220} = 5400 \text{ тыс .руб. (1 случай);}$$

$$K_{ТСН}^{220} = 4600 \text{ тыс .руб. (2 случай).}$$

Таким образом, для 1 случая:

$$K_1^{220} = (360000 + 270000 + 5400) = 635\,400 \text{ тыс.руб.}$$

Для 2 случая:

$$K_2^{220} = (315000 + 252000 + 4600) = 572\,400 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные годовые издержки по вариантам составят:

1 случай:

$$И_1 = 0,084 \cdot K_1 + И_{пот1220}; \quad (4.25)$$

$$И_1 = 0,084 \cdot 635400 + 16280,4 = 69600 \text{ тыс.руб/год.}$$

2 случай:

$$I_2 = 0,084 \cdot K_2 + I_{\text{пот}2} 220 \quad (4.26)$$

$$I_2 = 0,084 \cdot 572400 + 13320 = 61300 \text{ тыс.руб/год.}$$

Приведённые затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.27)$$

где E_n – нормативный коэффициент, $E_n = 0,15$.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 635400 + 69600 = 164780,1 \text{ тыс.руб./год;}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 572400 + 61300 = 147080,3 \text{ тыс.руб./год.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%; \quad (4.28)$$

$$P = \frac{164780,1 - 147080,3}{164780,1} \cdot 100\% = 10,75\%$$

Экономически выгодна схема с укрупненным блоком. Однако, проектируемый гидроузел находится в Республике Алтай и будет работать на Алтайское РДУ. Катунская ГЭС будет единственной гидростанцией в этом районе, что говорит о ее непосредственном участии в регулировании пиков нагрузки. Поэтому в этом случае стоит учитывать такие факторы как надежность и ремонтпригодность ГЭС. Рассматриваемый вариант с одиночными блоками является более практичен по этим показателям. Окончательно принимается вариант с тремя одиночными блоками.

4.6 Расчёт токов КЗ

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Сопротивление генератора:

$$x_\Gamma = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{110} = 0,36 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

$$r_\Gamma = \frac{x_\Gamma}{\omega \cdot T_d} = \frac{0,36}{314 \cdot 0,045} = 0,03 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

где x''_d – сверхпереходное продольное сопротивление генератора;
 $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора;

$S_{\text{ном}}$ – полная номинальная мощность генератора.

Схема для расчёта в программном комплексе представлена на рисунке 4.5

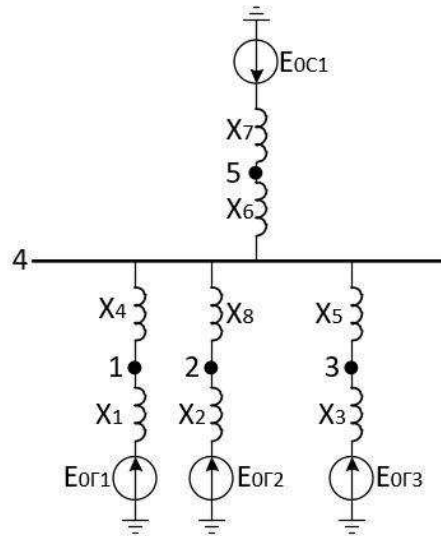


Рисунок 4.5 – Схема для расчёта в программном комплексе RastrWin

Сопротивление трансформатора:

$$x_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{T.ВН}}^2}{S_{\text{T}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

$$r_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{T.ВН}}^2}{S_{\text{T}}^2} = 0,380 \cdot \frac{242^2}{125^2} = 1,42 \text{ Ом}. \quad (4.32)$$

где $u_{\text{к\%}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$U_{\text{T.ВН}}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора;

S_{T} – полная номинальная мощность трансформатора;

$P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания трансформатора.

Удельные сопротивления проводов воздушных линий АС 240/40:

$$x_{\text{о,уд}} = 0,39 \text{ Ом/км},$$

$$r_{\text{о,уд}} = 0,13 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление воздушной линии 220 кВ:

$$x_{\text{вл}} = x_{\text{о,уд}} \cdot l = 0,39 \cdot 50 = 19,5 \text{ Ом}, \quad (4.33)$$

$$r_{\text{вл}} = r_{\text{о,уд}} \cdot l = 0,13 \cdot 50 = 6,5 \text{ Ом}, \quad (4.34)$$

где l – длина электропередачи.

ЭДС генераторов:
 $E_r = 1,13 \cdot U_{\text{ном}} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ},$ (4.35)

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора.

ЭДС системы:

$$E_c = 230 \text{ кВ}.$$

Ниже представлены таблицы с внесёнными в ПК исходными данными (таблица 4.3– 4.5) и обработанными результатами расчёта (таблица 4.6).

Таблица 4.3 – Исходные данные по узлам

Тип0	Номер	Название	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$
у	1	T1-Г1	13,8
у	2	T2-Г2	13,8
у	3	T3-Г3	13,8
зак	4	РУ 220 кВ	230
зак	5	Система	230

Таблица 4.4 - Исходные данные по ветвям

Тип	тип0	$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	Название	R	X	$r0$	$x0$
ЛЭП	ЛЭП	4	5	РУ 220 кВ-Система	19,5	6,5	19,5	6,5
Тр-р	Тр-р	1	4	(Т1-Г1) - РУ 220 кВ	1,42	51,54		
Тр-р	Тр-р	2	4	(Т2-Г2) - РУ 220 кВ	1,42	51,54		
Тр-р	Тр-р	3	4	(Т3-Г3) -РУ 220 кВ	1,42	51,54		

Таблица 4.5 - Исходные данные по генераторам

№ агрегата	Название	N узла	r	x	$r2$	$X2$	$r0$	$X0$	E
1	Генератор 1	1	0,03	0,36	0,03	0,36	0,004	0,21	15,59
2	Генератор 2	2	0,03	0,36	0,03	0,36	0,004	0,21	15,59
3	Генератор 3	3	0,03	0,36	0,03	0,36	0,004	0,21	15,59
4	Система	5	0,04	0,83	0,04	0,83	0,04	0,83	230

Таблица 4.6 - Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

Тип КЗ	$П/И$	$I_{п.0}$	i_y
1ф	4	3,78	9,83
3ф	4	3,42	8,88
3ф	1	47,45	123,72

4.7 Выбор электрических аппаратов

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перезагрузок.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Расчётный ток присоединения генераторов Г1-Г3:

$$I_{Г \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{107,7}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,73 \text{ кА}, \quad (4.36)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора;

$S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность генератора.

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{Л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{311,9}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,273 \text{ кА}. \quad (4.37)$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{Л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{311,9}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,41 \text{ кА}. \quad (4.38)$$

Расчётный ток присоединения трансформаторов Т1-Т2:

$$I_{Т \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ НОМ}} \cdot K_{\text{Т}}} = 1,05 \cdot \frac{107,7}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 15,95} = 0,28 \text{ кА}, \quad (4.39)$$

Выбран ВЭБ-220 - элегазовый баковый выключатель, с встроенным трансформатором тока типа ТВГ-220. Производитель ОАО "УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ" [11].

Проверка выключателя представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка выключателя

Расчётные данные	ВЭБ-220
$U_{\text{РУ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб.мах}} = 252 \text{ кВ}$
$I_{Т \text{ раб.мах}} = 0,41 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 3,15 \text{ кА}$
Проверка:	
$I_{\text{п.0}} = 3,4 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 8,9 \text{ кА}$	
$I_{\text{п.0}} = 3,8 \text{ кА}$	
$i_{\text{у}} = 9,8 \text{ кА}$	
$\text{Вк.расч} = 0,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\text{Вк.ном} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран разъединитель РД-220. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат".

Проверка разъединителя РД-220 представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка разъединителя

Расчетные данные	Разъединитель РД-220
$U_{py} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ
$I_{T\text{ раб.мах}} = 0,41$ кА	$I_{ном} = 1,25$ кА
Проверка:	
$I_{п.0} = 3,4$ кА	$I_{терм.} = 10$ кА
$i_y = 8,9$ кА	$t_{терм} = 3$ с
$I_{п.0} = 3,8$ кА	$I_{дин.ст.} = 80$ кА
$i_y = 9,8$ кА	
Вк.расч= $0,6$ кА ² ·с	$B = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 10^2 \cdot 3 = 300$ кА ² ·с

Проверка трансформатора тока ТВГ-220 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока

Расчетные данные	Трансформатор тока ТВГ - 220
$U_{py} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ
$I_{T\text{ раб.мах}} = 0,41$ кА	$I_{1ном} = 1,0$ кА
	$I_{2ном} = 5$ А
Проверка	
$I_{п.0} = 3,4$ кА	$I_{терм.} = 63$ кА
$i_y = 8,9$ кА	$t_{терм} = 3$ с
$I_{п.0} = 3,8$ кА	
$i_y = 9,8$ кА	
Вк.расч= $0,6$ кА ² ·с	$B = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 63^2 \cdot 3 = 11907$ кА ² ·с

Выбран трансформатор напряжения ЗНГ - 220. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат" [11].

Параметры трансформатора напряжения ЗНГ-220 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор трансформатора напряжения ЗНГ - 220

$U_{1ном}$	$U_{2ном}$
$220/\sqrt{3}$	$0,1/\sqrt{3}$

Исходя из ПУЭ [4], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. ОПНп-220 УХЛ1. Производитель ООО "Разряд - М".

Высокочастотный заградитель исходя из тока рабочего утяжелённого режима – ВЗ-1250-0,5. Фильтр присоединения – ФПМ – РС 4400 укомплектован конденсатором связи ООО «Конденсатор».

Выбран ВГГ-15 - генераторный элегазовый выключатель, компании "Высоковольтный союз" [13]. Проверка элегазовый выключателя ВГГ-15 представлена в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Выключатель на генераторное напряжение 13,8 кВ

Расчётные данные	ВГГ-15
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{п.0}} = 47,5 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 6,3 \text{ кА}$
$i_{\gamma} = 123,8 \text{ кА}$	
	$I_{\text{НОМ.откл}} = 50 \text{ кА}$
	$I_{\text{дин.ст.}} = 120 \text{ кА}$
	$I_{\text{терм.}} = 90 \text{ кА}$
	$t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$
$B = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 47,45^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 90,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран разъединитель РЛ-15. Производитель ЗАО "Электроцит - Самара". Проверка разъединителя РЛ-15 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка разъединителя РЛ-15

Расчётные данные	РЛК-15
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{п.0}} = 47,5 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 6,3 \text{ кА}$
$i_{\gamma} = 123,8 \text{ кА}$	
	$I_{\text{дин.ст.}} = 165 \text{ кА}$
	$I_{\text{терм.}} = 10 \text{ кА}$
	$t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$
$B = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 47,45^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 90,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор тока ТШЛ-20. Производитель ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" [15]. Проверка трансформатора тока ТШЛ-20 представлена в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Выбор и проверка трансформатора тока ТШЛ-20

Расчётные данные	ТШЛ-20
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{п.0}} = 47,5 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 5000 \text{ А}$
$i_{\gamma} = 123,8 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.}} = 120 \text{ кА}$
	$t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$
$B = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 47,45^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 90,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 120^2 \cdot 3 = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20. Производитель ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" [15]. Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-20 представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

$U_{1ном}, \text{кВ}$	$U_{2ном}, \text{В}$
$20/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$

Исходя из ПУЭ [4], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 13,8 кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПНп-15/680/17,5 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

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

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега.

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

4.8 Компоновка схемы собственных нужд

Для энергоснабжения собственных нужд ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

В качестве независимых источников питания в данном случае приняли:

- 1) Гидрогенератор.
- 2) Дизель-генератор
- 3) Подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой.

В соответствие с технической политикой РусГидро от 2 сентября 2011 года, собственные нужды выполняются с одной секционированной системой шин.

Согласно приказу Минэнерго РФ от 30.06.2003 N 285 "Об утверждении Рекомендаций по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций", секционирование целесообразно выполнять двумя выключателями.

Схема электроснабжения собственных нужд ГЭС делится на схему агрегатных нужд и общестанционных нужд. Собственные нужды определяются потребностью в электроэнергии для приведения в действие систем и механизмов, рассредоточенных на всём гидроэнергетическом узле, чтобы обеспечить его бесперебойную работу.

В данном проекте рассматривается блочная схема, поэтому питание собственных нужд должно осуществляться путем устройства ответвлений от блока, с установкой в цепях этих ответвлений трансформаторов СН.

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, ОРУ и ЛЭП.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, а параметры силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1130/140-48
мощность номинальная	полная (МВА)	107,8
	активная (МВт)	91,7
номинальное напряжение (кВ)		13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота (Гц)		50
частота вращения (об/мин)		125
число фаз обмотки статора (число параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора (кА)		4,51
ток ротора при номинальной нагрузке (А)		1300
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке (В)		191
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,91
	переходное $X'd$	0,26
	сверхпереходное $X''d$	0,21
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,22
емкость обмотки статора		0,91

Таблица 5.2- Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-125000/220
мощность номинальная (МВА)	125
номинальное напряжение (ВН) (кВ)	242
номинальное напряжение (НН) (кВ)	13,8
напряжение короткого замыкания (%)	11
группа соединений (НН/ВН)	$\Delta/Y0$

5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{P_{\text{НОМ}} / \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{91,7 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4513,5 \text{ А}; \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{4513,5 \cdot 1}{6000/5} = 3,76 \text{ А}; \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{91,7 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 220} = 283,12 \text{ А}; \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{283,12 \cdot \sqrt{3}}{1000/5} = 4,09 \text{ А}; \quad (5.4)$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [8, глава 3] принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ – 1130/140-48 – 110 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора (От однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора);
- Защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения при сбросах нагрузки);
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора;

- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от длительной форсировки;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора));
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220кВ;
- Контроль изоляции сети 13,8 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты ОРУ 220кВ:

- Продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ;
- АПВ (с контролем отсутствия напряжения).

Противоаварийная автоматика:

- Автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ);
- Автоматическая ликвидация асинхронных режимов (АЛАР);
- Автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ);
- Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН).

Защиты воздушных линий 220кВ:

Основные защиты:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 13,8 кВ;
- МТЗ на стороне 6 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН;

5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

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

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

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

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

5.5 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_H = 4513,5 \text{ А}$.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{ср0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{нб(н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H, \quad (5.5)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,05 \cdot 4513,5 = 225,67 \text{ А.}$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(НН)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.6)$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{\text{ср0}} = 0,16 \cdot I_{\text{Н}} = 722,16 \text{ А.}$

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 КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.7)$$

где $K_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

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

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$I_{\text{МАКС}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\Gamma}'}{X_d} \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.8)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 24286,8 = 2428,7 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.9)$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ – Коэффициент надежности;

$I_{\text{T}} = I_{\text{МАКС}}$.

$$K_T > \frac{2428,7 \cdot 2}{24286,8} = 0,20.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53. \quad (5.10)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53. \quad (5.11)$$

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

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{отс} = 2 \dots 12 I_H$.

Принимаем уставку: $I_{отс} = 6 I_H$.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

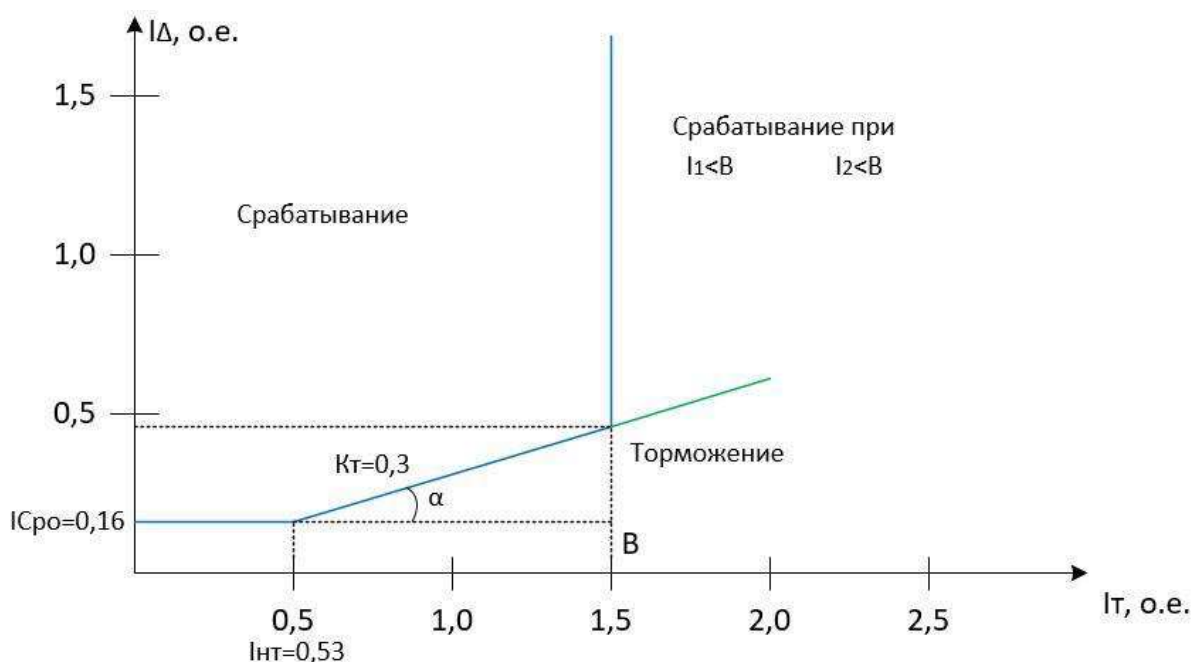


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.6 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-й 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, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

2-й орган (U_{03}) реагирует на основную составляющую напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

U_{03} включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

1) Напряжение срабатывания органа основной составляющей выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения $U_{0эл.ст.}$ представлена на рисунке 5.2

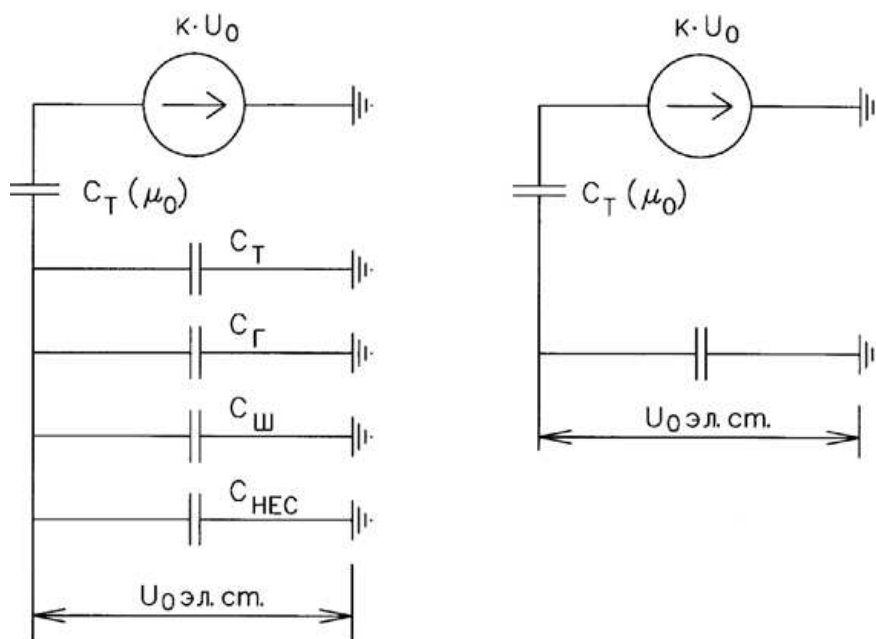


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$.

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T \cdot (\mu_0)}{C_T \cdot (\mu_0) + C_{\Sigma}} \quad (5.12)$$

где U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T \cdot (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,009 мкФ/фазу;

C_G – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,91 мкФ/фазу (по данным завода);

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

$C_{\text{Ш}}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{\text{ВЫК}}$ – ёмкость генераторного выключателя 13,8 кВ. Принимаем равной 0,027 мкФ/фазу;

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = 42,34 \text{ кВ} \quad (5.13)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{ш} + C_{\text{ВЫК}} =$$

$$= 0,0073 + 0,91 + 0,008 + 0,027 = 0,952 \text{ мкФ/фазу.} \quad (5.14)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 7,14 \text{ А} \quad (5.15)$$

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

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 42339 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,952} = 198,13 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 198,13}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 3,93 \text{ В,} \quad (5.16)$$

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

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

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемое в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

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

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

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,31 \text{ о.е.} \quad (5.17)$$

Уставку срабатывания U_{03} принимается минимальной и равной 0,2 В.

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

5.7 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В} \quad (5.18)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В} \quad (5.19)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220кВ принимается минимальной и равной $0,09I_H$.

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

5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{*2} :

$$I_{*2} = I_2 / I_H, \quad (5.20)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{доп} = A / I_{*2}^2, \quad (5.21)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа: $I_{*2\text{сигн}} = 0,07$.

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07I_{\text{H}}.$$

2) Пусковой орган $I_{*2\text{пуск}}$, срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_{*2} выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 500$ с.

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{500}} = 0,20 \quad (5.22)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,20}{1,2} = 0,17. \quad (5.23)$$

$$I_{*2\text{ПУСК}} = 0,17I_{\text{H}}. \quad (5.24)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,17$.

$$t_{\text{доп}} = 20/0,17^2 \approx 720 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.25)$$

$$A_{\text{ИЮ}} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.26)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.1. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.2.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

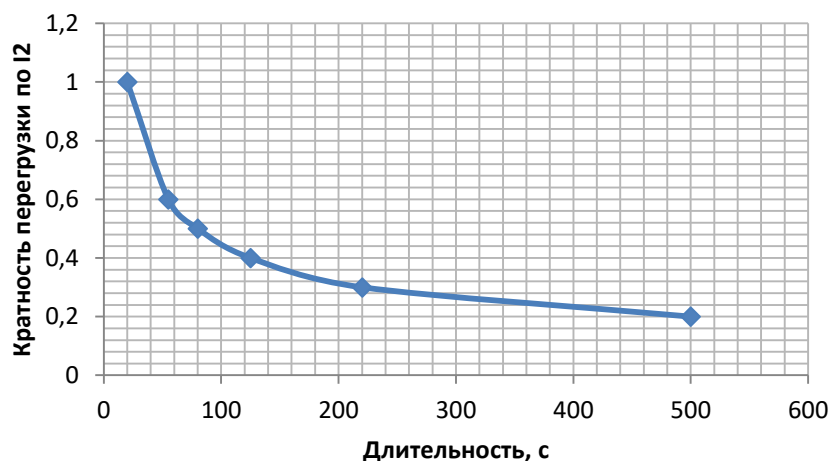


Рисунок 5.2 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{МИН}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{МАКС}} = 500 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

4) Орган токовой отсечки $I_{2\text{ОТС}}$ срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{*2} выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

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 КЗ на шинах ВН 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.

По второму условию:

А) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3(X_d'' + X_2 + 2 \cdot X_T)} = \frac{1}{1,3(0,21 + 0,22 + 2 \cdot 0,11)} = 1,18 \text{ о.е.}, \quad (5.27)$$

где X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 X_2 – сопротивление обратной последовательности генератора;
 X_T – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220кВ.

$$I_{2С.3.} \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)} \cdot K_T \cdot 2}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.28)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \left(\frac{E_{\Sigma\Gamma}}{2 \cdot (X_{\Sigma\Gamma} + X_{\Sigma T} + X_{\text{Л}})} + \frac{E_{\text{с}}}{2 \cdot \left(X_{\text{с}} + \frac{X_{\text{Л}}}{(n-1)} \right)} \right) \cdot I_{\text{б}} = \left(\frac{1,13}{2 \cdot (0,173 + 0,043 + 0,071)} + \frac{1,0}{2 \cdot \left(1,5 + \frac{0,046}{(3-1)} \right)} \right) \cdot 0,56 = 1,29 \text{ кА};$$

Ток в конце защищаемой линии:

$$I_{\text{МИН}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{n_{\text{г}} + n_{\text{л}}} = \frac{1290}{3+3} = 210 \text{ А} \quad (5.29)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2С.3.} \leq \frac{2 \cdot I_{2МИН}^{(2)} \cdot 220}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}} = 3040 \text{ А}. \quad (5.30)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.9 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

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

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

$K_{\text{В}} = 0,98$ — 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:

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

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

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.2. Сама характеристика представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика

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

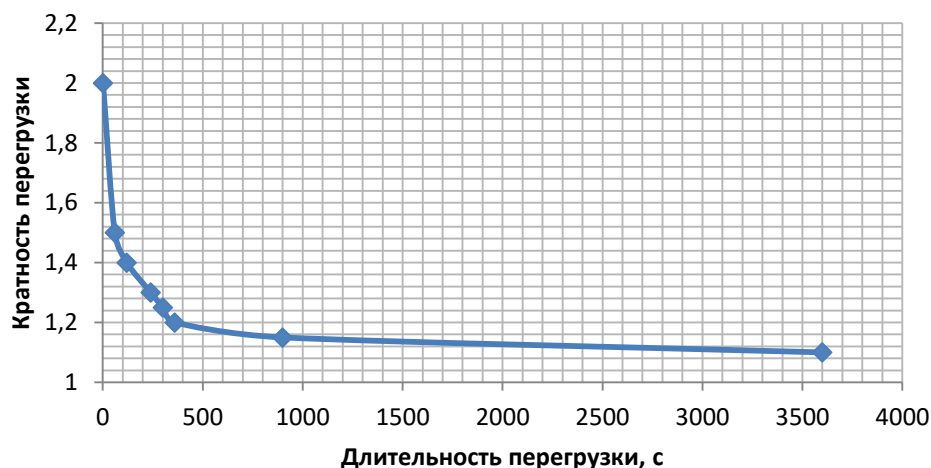


Рисунок 5.3 – Интегральная перегрузочная характеристика

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

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:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 I_{\text{НОМ}}. \quad (5.33)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.34)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.10 Дистанционная защита генератора

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

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

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

ТДЦ-125000/220:

Z_I , приведенное к напряжению 220кВ, может быть принято:

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 51,54 + \frac{0,8}{3} \cdot 30,6 = 49,4 \text{ Ом,} \quad (5.35)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 + \frac{0,8}{3} \cdot 0,043 = 0,1. \quad (5.36)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,1 \cdot 1,77 = 0,177 \text{ Ом,} \quad (5.37)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_\Gamma} = \frac{13,8^2}{107,8} = 1,77.$

Уставка на реле равна:

$$Z_{1C.3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,177 \cdot \frac{\frac{5000}{13,8}}{0,1} = 1,28 \text{ Ом.} \quad (5.38)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,3 \text{ Ом}$.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Принимаем, исходя из рассчитанных данных уставку 30 Ом/сек .

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 4513,5} = 1,77 \text{ Ом,} \quad (5.39)$$

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

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения и напряжения на зажимах статора $0,95U_H$ (без учета насыщения):

$$I_\phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ}}}}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1300 - 0,95}{650}}{0,91} = 3,35, \quad (5.40)$$

где $I_{\text{В.ХХ}}$ – ток ротора холостого хода, А;

X_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Вследствие насыщения принимаем $I_\phi = 2,5 I_{\text{НОМ}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о.е.} \quad (5.41)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.42)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки $\varphi_{\text{нагр.}\phi} \approx 69$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{С.ЗП}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}}{K_H} = \frac{0,38}{1,05} = 0,36 \text{ о.е.} \quad (5.43)$$

$$Z_{\text{С.ЗП}} = Z_{\text{С.ЗП о.е.}} \cdot Z_\sigma = 0,36 \cdot \frac{13,8^2}{107,8} = 0,636 \text{ Ом.} \quad (5.44)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{CP II} = \frac{Z_{с.зII} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,636 \cdot 5000 / 5}{13800 / 100} = 4,61 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,7 \text{ Ом}$.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.4.

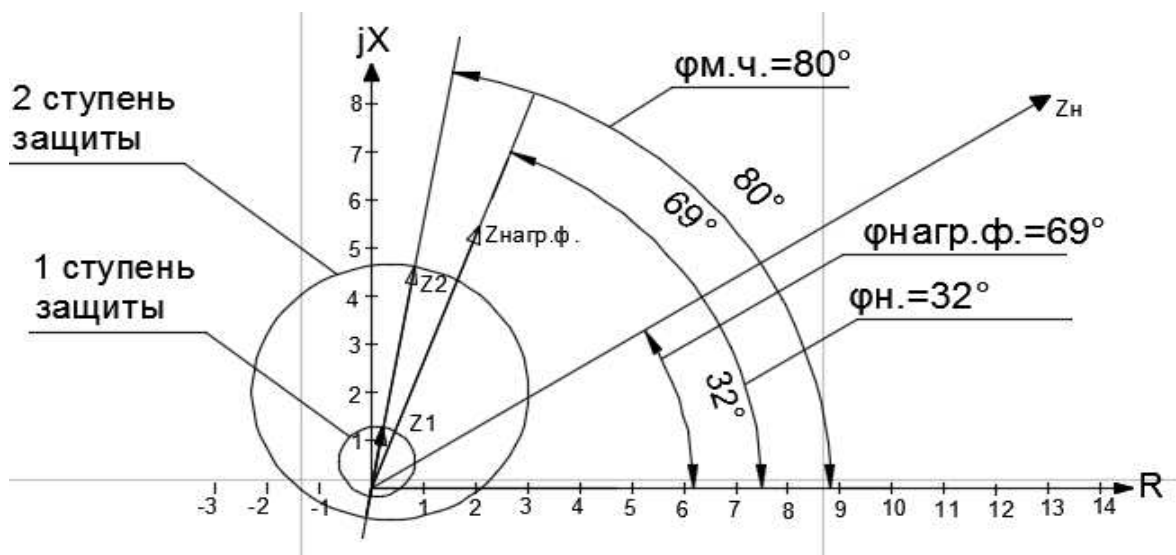


Рисунок 5.4 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{CM1} = 0,156 \text{ Ом}$, $Z_{CMII} = 0,564 \text{ Ом}$.

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.11 Защита ротора от перегрузки

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

$$I_{P.СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р.}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,07 I_{НОМ.Р.} \quad (5.46)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P.ПУСК.} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,22 I_{НОМ.Р.} \quad (5.47)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.3), и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/И	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	250	210	150	120	90	72	60	20

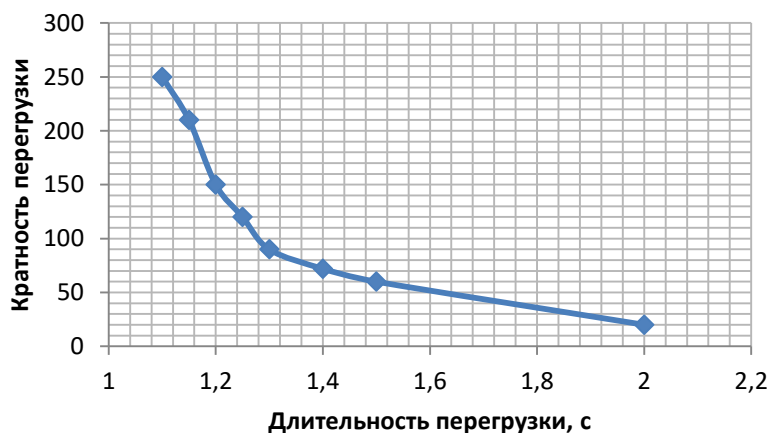


Рисунок 5.4 - Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.ОТС.} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 2,19 I_{НОМ.Р.} \quad (5.48)$$

Расчет уставок выполнен без учета коэффициента выпрямления, равного $K_{сх} = 0,816$ (по переменному току).

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

5.12 Таблица уставок

Уставки представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Уставки

Защиты		Уставки			
наименование	обозначение	наименование	относительные единицы	именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,16 \cdot I_N$	0,602 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,53 \cdot I_N$	1,99 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_N$	5,64 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
			Уставка срабатывания	-	0,2В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	U_{CP1}	$1,4U_N$	140 В
		2 ступень	U_{CP2}	$1,2U_N$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_N$	0,263 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_N$	0,639 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$1,44 \cdot I_N$	5,41 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_N$	4,02 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_N$	4,14 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	4,6 А
			U_{CP}	-	66,02 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,1	0,177 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,36	0,637 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_P СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,02 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,12 \cdot I_{НОМ.P}$	4,21 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	8,23А

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса и отметки гребня плотины

Для начала расчётов требуется определить класс будущего гидротехнического сооружения. Согласно СНиП «Плотины бетонные и железобетонные» [1] назначаем класс сооружения I по объёму водохранилища. Коэффициент надёжности для сооружений I класса [1]:

$$\gamma_n = 1,25.$$

6.2 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где Δh_{set} - высота ветрового нагона;

$a = 0,5\text{м}$ - конструктивный запас;

$h_{run1\%}$ - высота наката волн расчетной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины.

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

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

где α_w - угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, $\alpha_w = 0^\circ$;

V_w - расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

L - длина разгона волны, $L=652\text{м}$;

K_w - коэффициент, принимаемый по таблице 6.1;

d - средняя высота водохранилища;

g - ускорение свободного падения.

Расчетные характеристики ветра представлены в таблице 6.1.

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 $V_w = 25$ м/с принимаем $K_w = 2,55 \cdot 10^{-6}$ (таблица 6.1).

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{V_{НПУ} - V_{ДНА}}{2} = \frac{491 - 442}{2} = 24,5 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота волнового разгона по формуле (6.3):

$$\Delta h_{set} = \frac{2,55 \cdot 10^{-6} \cdot 25^2 \cdot 652}{9,81 \cdot 24,5} = 0,0044 \text{ м.}$$

Определим высоту наката волн расчетной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{V}; \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot L}{V^2}, \quad (6.6)$$

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

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 652}{625} = 10,23;$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{25} = 8475,84.$$

С помощью полученных значений определяется период волны и время, за которое развивается одна длина волны, для этого из [2, прил. 1, рисунок 1] находятся величины, сведённые в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Составляющие формулы высоты наката на откос волн обеспеченностью 1%

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
0,85	0,0065	3,8	0,075

Для определения периода волны T и средней высоты волны \bar{h} используются наименьшие значения из таблицы 6.2:

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 0,85 \Rightarrow T = \frac{0,85 \cdot V_w}{g} = \frac{0,85 \cdot 25}{9,81} = 2,17 \text{ с}; \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,0065 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,0065 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,0065 \cdot 625}{9,81} = 0,41 \text{ м}. \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,17^2}{2 \cdot 3,14} = 7,35 \text{ м}. \quad (6.9)$$

Необходимо выполнить проверку на глубоководность, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5 \bar{\lambda}. \quad (6.10)$$

24,5 > 3,68, т.е. условие выполнено, расчёты подтверждены.
Таким образом:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,41 \cdot 2,1 = 0,86 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где k_i - принимается из [2, прил.1 рисунок 2].

Найдём $h_{run1\%}$:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 0,86 = 1,045 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где k_r и k_p коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНиП, с учётом того, что конструкция крепления откоса: бетонные плиты [2, таблица 6];

k_{sp} - коэффициент, принимаемый по СНиП, с учётом того, что заложение верхового откоса $m=1,5$, т.к. плотина каменно-набросная [2, таблица 7];

k_{run} - коэффициент, принимаемый по графикам [2, рис. 10].

Определим высоту наката волн 1% обеспеченности по формуле (6.2):

$$h_s = 1,045 + 0,0044 + 0,5 = 1,55 \text{ м.}$$

Отметка гребня грунтовой плотины по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГП}} = 491 + 1,55 = 492,55 \text{ м.}$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем $\nabla_{\text{ГП}} = 492,55 \text{ м.}$

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.

Определяем 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:

$$Q_p = Q_{max} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} = 4125,3 - 2 \cdot 202,4 = 3720,5 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.13)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружений;

$Q_{ГА}$ – расчётный расход через гидроагрегат ГЭС;

n – кол-во агрегатов.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{3720,5}{61,25} = 60,74 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где q_b – удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 49 = 61,25 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.15)$$

где q_p - удельный расход на рисберме:

$$q_p = [\vartheta_h] \cdot h_{нб} = 5 \cdot 9,8 = 49 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.16)$$

где $h_{нб} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{дна} = 451,8 - 442 = 9,8$ - глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Q=f(H)$ при $Q_{осн. max}$.

$[\vartheta_h] = 5$ м/с – допустимая скорость для рисбермы на скале.

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону. Принимаем 4 пролета по 16 метров. Условливаемся что каждый бык является разрезным с шириной 3 метра.

Итоговая ширина водосливного фронта:

$$B = 16 \cdot 4 = 64 \text{ м}.$$

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{3720,5}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,95 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в дипломном проекте очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова типа А, $m = 0,49$ (рисунок 6.1.);

B - принимается только для водосливного фронта без быков.

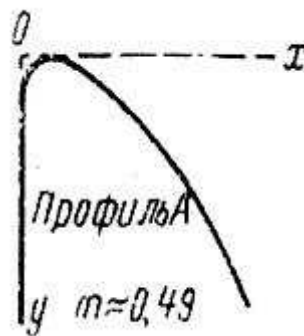


Рисунок 6.1 – Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова тип А

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{3720,5}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,46 \text{ м}, \quad (6.18)$$

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

σ_n – коэффициент подтопления;

Коэффициент сжатия определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{8,95}{16} = 0,92, \quad (6.19)$$

где ε – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива (рисунок 6.2).

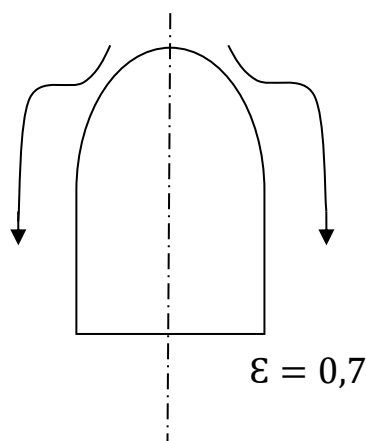


Рисунок 6.2 – Форма боковых устоев

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 9,46 - \frac{1,1 \cdot 1,04^2}{2 \cdot 9,81} = 8,89 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где v_0 – скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{3720,5}{(491 - 442) \cdot (64 + (4-1) \cdot 3)} = 1,04 \text{ м/с}, \quad (6.21)$$

где δ_B – толщина быка.

α – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем $\alpha = 1,1$.

Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [8]:

$$H_{\text{ст}} = 9 \text{ м}.$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 491 - 9 = 482 \text{ м}. \quad (6.22)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 482 + 1,6 \cdot 9 = 496,4 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Сравнивая с отметкой 492,55 полученной в пункте 6.2 принимаем итоговую отметку 496,4 метра, так как она больше.

В итоге принимаем высоту всего напорного фронта равной:

$$H_{пл} = \nabla_{ГП} - \nabla_{подошвы} = 496,4 - 442 = 54,4 \text{ м.} \quad (6.24)$$

6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$Q_{р.пов} = Q_{\max \text{ повер}} - Q_{ГЭС}, \quad (6.25)$$

где $Q_{\max \text{ повер}}$ – максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений [6, 5.4 табл.2];

$$Q_{р.пов} = 4767,7 - 202,4 \cdot 3 = 4160,5 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4160,5}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,64 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4160,5}{0,49 \cdot 0,915 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,23 \text{ м.}$$

Коэффициент сжатия:

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01пов}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{9,64}{16} = 0,915. \quad (6.27)$$

Найдем коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля для поверочного случая:

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{p.пов}}{(\nabla\Phi\PY - \nabla ДНА) \cdot B} = \frac{4160,5}{(492 - 442) \cdot (64 + (4 - 1) \cdot 3)} = 1,14 \text{ м/с}, \quad (6.28)$$

где $\nabla\Phi\PY$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку $\Phi\PY$ – принимаем равной 492 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{пов} = H_{02\ пов} - \frac{\alpha \cdot v_{0\ пов}^2}{2g} = 10,23 - \frac{1,1 \cdot 1,14^2}{2 \cdot 9,81} = 9,57 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\Phi\PY_p = \nabla ГВ + H_{нов} = 482 + 9,57 = 491,6 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Расчётная отметка $\nabla\Phi\PY$ оказалась меньше заданной, следовательно отметки $\nabla\Phi\PY$ равной 492 метрам, достаточно для пропускной способности водослива.

6.3.4 Построение профиля водосливной грани

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяем координаты оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А. Табличные координаты умножаем на $H_{ст}$ и строим кривую.

В таблицу 6.3 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива

Таблица 6.3 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{ст} = 9 \text{ м}$.

x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,134	9	2,304	18	11,115	27	25,416
0,9	0,324	9,9	2,889	18,9	12,321	27,9	27,117
1,8	0,063	10,8	3,546	19,8	13,572	28,8	28,863
2,7	0	11,7	4,275	20,7	14,877	29,7	30,645
3,6	0,054	12,6	5,076	21,6	17,046	30,6	32,481
4,5	0,243	13,5	5,949	22,5	17,64	31,5	34,362
5,4	0,54	14,4	6,876	23,4	19,098	32,4	36,279
6,3	0,9	15,3	7,857	24,3	20,601	33,3	38,241
7,2	1,044	16,2	8,883	25,2	22,158	34,2	40,239
8,1	1,782	17,1	9,972	26,1	23,49	36	44,1

6.4 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 6.3). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3720,5^2}{9,81 \cdot (64 + (4-1) \cdot 3)^2}} = 6,61 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 491 - 442 = 49 \text{ м.} \quad (6.32)$$

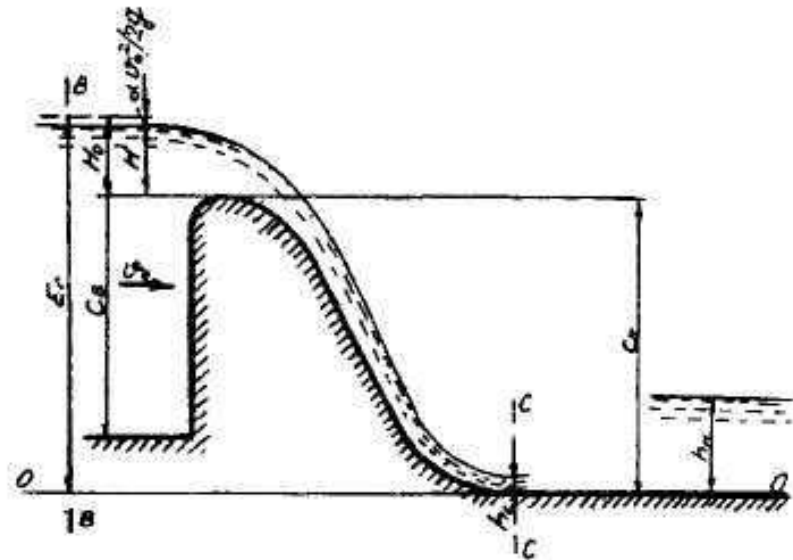


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{49}{6,61} = 7,4 \text{ м.} \quad (6.33)$$

По графику [11, рис. 12.3, стр. 171] определяем глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,3$ и $\xi_{T_0}'' = 2,45$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,3 \cdot 6,61 = 1,98 \text{ м,} \quad (6.34)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,45 \cdot 6,61 = 16,19 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Глубина в НБ при $Q_p=4125,3$ ($\text{м}^3/\text{с}$), $h_{\text{НБ}} = 9,8$ 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 с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для данного случая принимаем гашения энергии потока с помощью отлета струи.

6.4.1 Расчёт отлета струи

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{\text{НБ}} + 1 = 10,5 + 1 = 11,5 \text{ м,} \quad (6.36)$$

где $h_{\text{НБ}} = 10,5$ м – глубина в НБ при $Q_{0.01\%} = 4767,7$ $\text{м}^3/\text{с}$.

Отметка носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 442 + 11,5 = 453,5 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 491 - 453,5 = 37,5 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 37,5} = 24,4 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.39)$$

где φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 0,9$.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{52,4}{24,4} = 2,15 \text{ м,} \quad (6.40)$$

$$\text{где } q = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{B + \sum \delta_6} = \frac{3720,5}{64 + 9} = 52,4 \text{ м/с} \quad (6.41)$$

Число Фрудо:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{24,4^2}{9,81 \cdot 2,15} = 28,22 \Rightarrow K_a = 1; \quad (6.42)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.43)$$

где K_a – коэффициент аэрации;
 α – угол наклона носка, $\alpha = 30$.

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 491 - 452,5 = 38,5 \text{ м.} \quad (6.44)$$

По формуле (6.43):

$$L = 1,0 \cdot 37,5 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30 \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{38,5}{37,5} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} \right) = 53,81 \text{ м.}$$

Проверим на выполнение условия $L > 0,5 \cdot H_{\text{пл}}$.

$$53,81 \text{ м} > 0,5 \cdot 54,4 \text{ м.}$$

$53,81 \text{ м} > 27,2 \text{ м}$ – условие выполняется.

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.45)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}}; \quad (6.46)$$

d – средняя крупность отдельных, принимает $d=1$ м.

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{28,22}) \cdot \sqrt{28,22} \cdot \sqrt[4]{\frac{9,8}{1}} \cdot 2,15 = 23 \text{ м}$$

$$H_p = 23 - 9,8 = 12,2 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} \alpha_1}, \quad (6.47)$$

$$\text{где } \text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 \alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (6.48)$$

$$\text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 10,5 \cdot \cos 30 + 11,5 - 9,8)}{24,4^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,65,$$

$$L_1 = 53,81 + \frac{23,0}{0,65} = 89,2 \text{ м.}$$

6.5 Конструирование бетонной плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

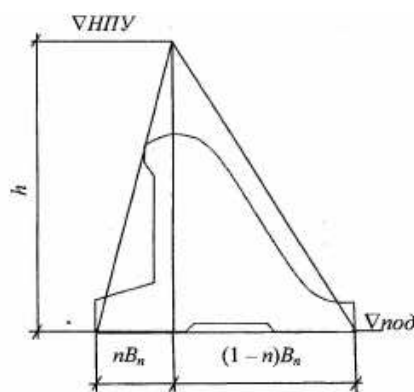


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины.

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

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

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.49)$$

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

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дно}} - 3\text{м} = 491 - 442 - 3 = 52\text{м.}$$

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.50)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25;

f – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для скалы 0,78.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Для нахождения n воспользуемся алгебраическими вычислениями путем приравнивания B_n^I и B_n^{II} . Все расчёты сведены в таблицу 6.4, а сам график представлен на рисунке 6.5. В результате получаем ширину подошвы $B=39$ м при $n=0,225$.

Таблица 6.4 – Расчет ширины подошвы плотины

n	B'	B''
0,15	38,57	40,65
0,2	38,98	39,68
0,25	39,45	38,76
0,3	40,00	37,88
0,35	40,64	37,04
0,4	41,4	36,23

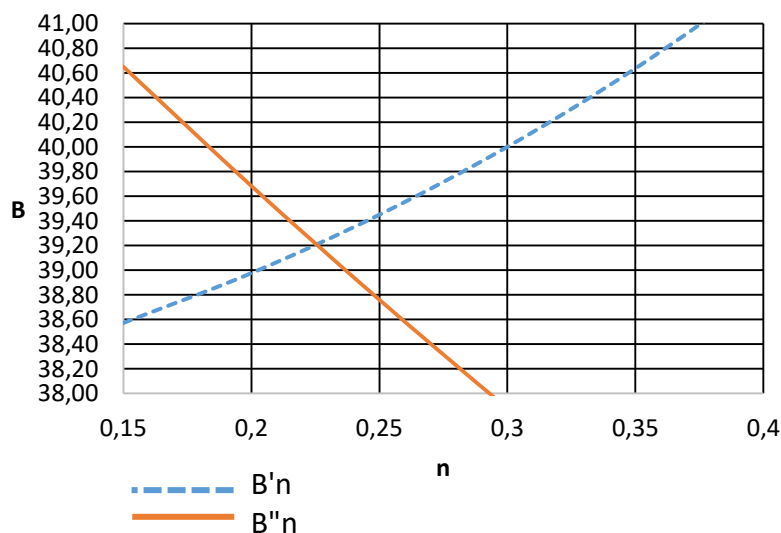


Рисунок 6.5 – К расчёту ширины подошвы плотины.

6.5.2 Разрезка плотины швами

Швы устраиваем для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Расстояние меж. секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании быть не более 30 м. Поэтому принимаем расстояние между швами равным 19 метрам. Разрез делаем по быку.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

6.5.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов (см. рисунок 6,6).

Согласно рекомендациям, для $b=16$ м, толщина быка (По Березинскому) принимается в диапазоне от $0,12 \cdot b$ до $0,16 \cdot b$, либо больше. Для расчётной ширины водослива $d=(1,92-2,56)$ м. В связи с тем, что бык разрезной принимаем толщину быка, равной 3,0 метра.

Ширина паза ремонтного затвора $a = 0.5$ м.

Длина паза ремонтного затвора $c=0,5$ м.

Длина паза рабочего затвора $m=1,5$ м.

Ширина паза рабочего затвора $n = m/2 = (0,9 \div 0,6)$ м, принимаем 0,75 м.

Толщина быка между пазами $d_0 = 2$ м.

Отметку верха уступа быка в нижнем бьефе примем на 3 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа и равной 455,5 м.

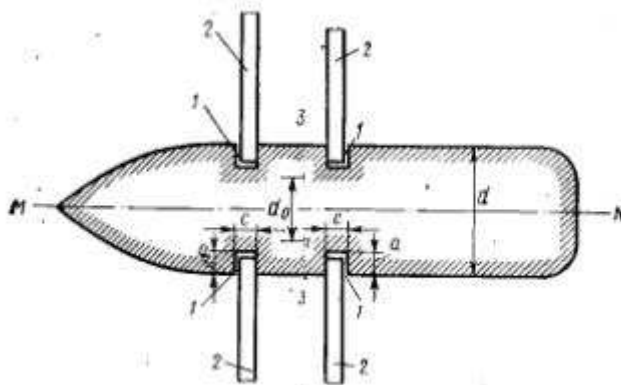


Рисунок 6.6 – Схема быка в плане

6.5.4 Устои

В нашем случае устраиваем один отдельный устой, который отделяет водосливную плотину от стационарной части плотины.

6.5.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины устраиваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, диаметров 20см с расстоянием между осями 2 метра.

Также предусмотрим горизонтальные скважины прямоугольного сечения площадью 600см^2 , расположенных по высоте плотины через 2 метра.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи:

$$a_{\text{др}} = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{\text{кр.м}}} = \frac{47 \cdot 1,25}{25} = 2,35 \text{ м,}$$

где $H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} \text{min} = 491 - 444 = 47 \text{ м;}$

$I_{\text{кр.м}} = 25$ - величина критического среднего градиента напора;

$\gamma_n = 1,25$ -коэффициент надёжности.

6.5.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 15 м по высоте.

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

Размеры галерей принимаем: смотровая- 1,2·2 м; буровая – 3,5·4 м.

6.6 Элементы подземного контура плотины

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

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B, \quad (6.51)$$

Где B – ширина подошвы плотины.

Принимаем:

$$l_1 = 0,09 \cdot 39 = 3,51 \text{ м.}$$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (6.52)$$

где $H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} \text{min} = 491 - 444 = 47 \text{ м;}$

$\nabla \text{НБ} \text{min}$ -Отметка в НБ при $Q=Q_{\text{вхк}}$.

Принимаем:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 47 = 23,5 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}. \quad (6.53)$$

Принимаем

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 23,5 = 11,75 \text{ м.}$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,2 м. с шагом 2м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.54)$$

где ΔH – потери напора, $\Delta H = 18,8$ м (исходя из пункта 6.1.5);

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

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{18,8 \cdot 1,25}{15} = 1,57 \text{ м.}$$

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

$$l_2 > 5 \text{ м и } l_2 > \frac{\delta_{\text{зав}}}{2};$$

$$l_2 = \frac{1,57}{2} = 0,78 \text{ м;}$$

Принимаю $l_2 = 5$ м.

6.7 Статические расчеты плотины

6.7.1 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.

6.7.2 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$$S_{\text{пл}} = 1133,4 \text{ м}^2, S_{\text{г}} = 1500,1 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1133,4 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 3} = 22463,45 \text{ кН/м.} \quad (6.55)$$

Вес быка и точку его приложения определяется аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1500,1 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{16 + 3} = 5576,21 \text{ кН/м.} \quad (6.56)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.57)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (492 - 482 + 0,5) \cdot 16 = 168 \text{ м}^2. \quad (6.58)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 168 \sqrt{168} \cdot 9,81 = 1174,89 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$G_{\text{зат}} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1174,89}{16 + 3} = 61,84 \text{ кН/м.} \quad (6.59)$$

6.7.3 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
с верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{g \cdot H_{\text{в}}^2 \cdot \rho_{\text{в}}}{2} = \frac{9,81 \cdot 52^2 \cdot 1000}{2} = 13263,12 \text{ кН/м.} \quad (6.60)$$

где $H_{\text{в}}^2 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{Подшвы} = 491 - 439 = 52 \text{ м}$

с нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{g \cdot H_{\text{н}}^2 \cdot \rho_{\text{в}}}{2} = \frac{9,81 \cdot 5^2 \cdot 1000}{2} = 122,63 \text{ кН/м.} \quad (6.61)$$

где $H_{\text{н}}^2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{Подшвы} = 444 - 439 = 5 \text{ м.}$

6.7.4 Равнодействующая взвешивающего давления

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

Сила взвешивающего давления:

$$\begin{aligned} W_{вз} &= \rho_w \cdot g \cdot B \cdot (\nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{под}) = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot 39 \cdot (444 - 439) = 1912,95 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.62)$$

6.7.5 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления:

$$\begin{aligned} W_{волн} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,86 \cdot \left(\frac{7,35}{3,14} + \frac{0,32}{2} \right) = \\ &= 10,54 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.63)$$

где h_0 по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,86^2}{7,35} = 0,32 \text{ м}. \quad (6.64)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{7,35}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,86 = 0,85 \text{ м}. \quad (6.65)$$

6.7.6 Фильтрационные расчёты

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды. Эпюра пьезометрического напора представлена на рисунке 6.7

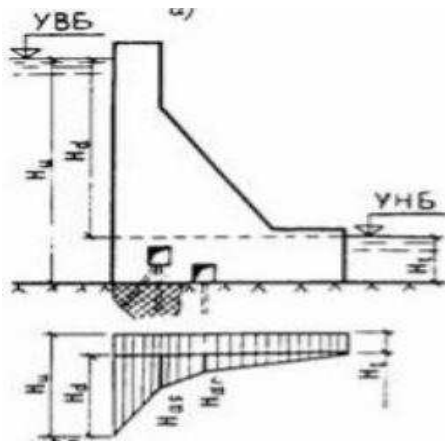


Рисунок 6.7 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины
Для первого класса сооружений:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min} = 491 - 444 = 47 \text{ м}, \quad (6.66)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 47 = 18,8 \text{ м}, \quad (6.67)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 47 = 9,4 \text{ м}. \quad (6.68)$$

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

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 329,28 = 3230,24 \text{ кН} \quad (6.69)$$

6.7.7 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле:

$$P_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2(45 - \varphi_n/2) = 10 \cdot 6 \cdot tg^2(45 - 20/2) = 29,4 \text{ кПа},$$

где γ_n -удельный вес наносов во взвешенном состоянии, $\gamma_n = 10 \text{ кН/м}^3$,

h_n -толщина слоя наносов, $h_n=6\text{м}$,

φ_n –угол внутреннего трения наносов, $\varphi_n = 20^\circ$.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_n = (p_n h_n)/2 = (29,4 \cdot 6)/2 = 88,1 \text{ кН}. \quad (6.70)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа:

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта:

$$P_{гр'} = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2(45^\circ - \varphi_{гр}/2) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg}(45^\circ - \varphi_{гр}/2) = \\ = 10 \cdot 6 \cdot \operatorname{tg}^2(45^\circ - 38^\circ/2) - 2 \cdot 100 \cdot \operatorname{tg}(45^\circ - 38^\circ/2) = -83,2 \text{ кПа},$$

где $\varphi_{гр} = 38^\circ$ -угол внутреннего трения грунта.

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$:

$$h_{гр} = \nabla_{дна} - \nabla_{подошвы} = 758 - 753,96 = 4,04,$$

$$P_{гр''} = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{взв.гр.} \cdot h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg}\left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) = \\ = (10 \cdot 6 + 16,8 \cdot 3) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{38^\circ}{2}\right) - 2 \cdot 100 \cdot \operatorname{tg}\left(45 - \frac{38^\circ}{2}\right) = -71,26 \text{ кПа},$$

где $\gamma_{взв.гр.}$ – удельный вес взвешенного грунта. Определяется по формуле:

$$\gamma_{взв.гр.} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_B = 25 - (1 - 0,18) \cdot 10 = 16,8 \text{ кН/м}^3,$$

где $\gamma_{гр} = 25 \text{ кН/м}^3$ -удельный вес грунта,

$n_0 = 0,18$ - пористость грунта,

$\gamma_B = 10 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес воды.

Найдем равнодействующее активное давление грунта на 1 п.м. длины плотины:

$$E_{акт} = \frac{P_{гр'} + P_{гр''}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-83,2 - 71,26}{2} \cdot 3 = -231,74 \text{ кН}.$$

Так как грунт не может своим усилием растягивать плотину, в дальнейших расчётах не учитываем $E_{акт.нагрузка}$.

6.8 Расчёт прочности плотины

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

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

Для удобства расчёта составим таблицу 6.5, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [6].

Таблица 6.5 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f		Основной случай
----------	------------	--	-----------------

		Направление силы	сила, кН	плечо, м	момент, кНм
Тв	1	→	13263,1	17,3	229894,1
Тн	1	←	122,63	-1,67	-204,4
Gб	0,95	↓	5297,40	-7,56	-40048,3
Gпл	0,95	↓	21340,28	-4,95	-105634,4
Wвзв	1	↑	1912,95	0	0,0
Wф	1	↑	3230,24	7,1	22934,7
Ен	1,2	→	105,76	5,17	546,8
Wволн	1	→	10,54	51,16	539,3
Qз	1	↓	61,84	-17,5	-1082,1
			$\Sigma \downarrow \uparrow = 31842,71$		$\Sigma M = 106945,6$

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

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{21556,3}{39} + \frac{6 \cdot 106945,6}{39^2} = -130,9 \text{ кПа}, \quad (6.71)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -130,9 \cdot 0 - 10 \cdot 56,04 \cdot (1 - 0) = -520 \text{ кПа}, \quad (6.72)$$

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

$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 491 - 439 = 52 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \text{ctg} \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{ctg} \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.73)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -130,8 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 52 \cdot 0 = -130,85 \text{ кПа}. \quad (6.74)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 52 = -520 \text{ кН/м}^2. \quad (6.75)$$

Для низовой грани аналогично.

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{21556,3}{39} - \frac{6 \cdot 106945,6}{39^2} = -974,6 \text{ кН/м}^2. \quad (6.76)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -974,6 \cdot 0,75^2 - 10 \cdot 5 \cdot (1 - 0,75^2) = -570,1 \text{ кН/м}^2, \quad (6.77)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где $\alpha_2 = 53^\circ$ – угол между низовой гранью и горизонталью.

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 444 - 439 = 5 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 5 - 974,6) \cdot 0,75 = 693,45 \text{ кН/м}^2; \quad (6.78)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -974,6 \cdot (1 + 0,75^2) + 10 \cdot 5 \cdot 0,75^2 = -1494,7 \text{ кН/м}^2, \quad (6.79)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 5 = -50 \text{ кН/м}^2. \quad (6.80)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-130,85
	σ_x^u	-520
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-130,85
	σ_3^u	-520
Низовая	σ_y^t	-974,6
	σ_x^t	-570,1
	τ_{xy}^t	693,45
	σ_1^t	-50

	σ_3^t	-1494,69
--	--------------	----------

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.81)$$

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 расчетного случая $\gamma_{cd} = 1$;

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 1494,7}{1} = 1868,4 \text{ кН/м}^2. \quad (6.82)$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В=5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 1914,3 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-130,85 \text{ кН/м}^2 < 0.- \text{ условие выполнено.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u;$$

$$130,85 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot (491 - 439);$$

$$141,8 \text{ кН/м}^2 \geq 130 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.9 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.83)$$

где $R = (G_{nl} + G_B - W_{взв} - W_\phi + Q_3 + W_H) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = (22463,5 + 5576,21 - 1912,95 - 3230,2 + 1174,89 + 0) \cdot 0,71 + 100 \cdot 39 = 19205 \text{ кН/м}$,

где $\tan \varphi = 0,71$ – внутреннее трение для скалы в основании (песчаник);

$c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для песчаника;

$\omega = B_n \cdot 1 = 39 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_e - T_n + W_{вол} + E_n = 13263,12 - 122,6 + 10,54 = 13256,8 \text{ кН/м}. \quad (6.84)$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$13256,8 \geq 1,25,$$

$$1,366 \geq 1,25 \text{ – условие выполняется.}$$

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды

7.1 Устройство охраны труда

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Катунской ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения.

Система управления охраной труда на проектируемой гидроэлектростанции должно включать в себя функции по подготовке, принятию и реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников в процессе труда.

Ответственными за внедрение и соблюдение правил охраны труда являются руководители гидроэлектростанции и подразделений на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения о обеспечения правил охраны труда должно выполняться следующее:

1. Функции и обязанности по охране труда должны быть прописаны в должностных инструкциях для каждого работника на всех ступенях производства. Все работники проектируемой гидроэлектростанции должны быть ознакомлены с содержанием должностных инструкций, инструкций по эксплуатации и охране труда, должностные инструкции должны быть выданы персоналу на руки;

2. Для улучшения условий, соблюдения охраны труда и снижения профессиональных рисков должны проводиться мероприятия по охране труда. Перечень типовых мероприятий по охране труда утвержден приказом Минздравсоцразвития России от 1 марта 2012 г. № 181н. На основании этого перечня работодатель составляет свой перечень мероприятий по улучшению условий и охраны труда, который будет являться приложением к коллективному договору, заключенному между работником и работодателем.

3. Обучение работников методам и приемам безопасного проведения работ. Обучению по охране труда и проверке знаний требований охраны труда подлежат все работники проектируемой ГЭС. Обучение по охране труда проводится с отрывом от производства либо непосредственно в самой

организации, либо в образовательном учреждении профессионального образования, учебном центре по охране труда и любой другой организации, осуществляющей образовательную деятельность. По окончании обучения проводится проверка знаний требований охраны труда, для проведения которой в организациях приказом руководителя создается комиссия по проверке знаний требований охраны труда в составе не менее трех человек, прошедших обучение по охране труда по программе для членов комиссий по проверке знаний требований охраны труда.

4. Организовывать пропаганду требований нормативов и передового опыта по охране труда среди персонала. Для осуществления пропаганды охраны труда используются разнообразные формы, методы и средства. Формами пропаганды охраны труда являются конференции, совещания, семинары, школы передового опыта, выставки, кинодни и т. п. Правильно организованная пропаганда охраны труда должна постоянно напоминать работникам о потенциально опасных и вредных производственных факторах на рабочих местах, о том, как следует вести себя, чтобы предупредить несчастный случай. На ГЭС должен быть оборудован кабинет или уголок охраны труда и безопасности с дидактическими и иллюстративными материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ.

5. Обеспечивать для обслуживающего персонала безопасность технологических процессов и оборудования. Это решается путем: проведения сертификации производственных объектов, электротехнического и энергетического оборудования на соответствие требованиям охраны труда и средств защиты, используемых в электроустановках; обеспечения безопасности при ремонте и эксплуатации оборудования, производственных зданий и сооружений, соблюдения требований по охране труда при их проектировании, строительстве, эксплуатации, реконструкции и ремонте, изложенных в соответствующих СНиП, правилах и инструкциях; и т.д.

6. Обеспечивать работников безопасности при ремонте и эксплуатации оборудования, производственных зданий и сооружений.

7. Приводить санитарно-гигиенических условий труда на рабочих местах в соответствие с нормами. Для этого необходимо обеспечить работающих санитарно-бытовыми помещениями и устройствами; функционирование этих помещений и устройств согласно действующим нормам и правилам; предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры работников электростанции; проведение лечебно-профилактических мероприятий по предупреждению заболеваний и реабилитации работоспособности.

8. Создание для работников проектируемой гидроэлектростанции оптимальный режим труда и отдыха. Общая (нормальная) продолжительность рабочего времени 40 часов в неделю, организация сокращения

продолжительности работы накануне праздничных и выходных дней, количество выходных дней в неделю, работа в сверхурочное время, при сокращенной рабочей неделе (неполное рабочее время), продолжительность перерывов для отдыха и питания (не более двух часов). Согласно статьям 91-111 Трудового кодекса РФ.

9. Организация санитарно-бытовых и лечебно-профилактических медицинских обслуживаний работников. Персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России. Не разрешается допускать к обслуживанию сооружений и оборудования Катунской ГЭС работников, не прошедших медицинские осмотры.

10. Организовывать профессиональный отбор работников. Основная цель отбора — привлечение работников с нужной квалификацией и необходимыми личностными качествами, способных решать поставленные перед ними задачи максимально эффективно.

11. Обеспечивать работников средствами защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов. Весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы.

12. Организовывать контроль за соблюдением требований по охране труда в процессе производства. Контроль может осуществляться в форме проверок, обследований, осмотров, систематического учета показателей, характеризующих состояние условий и охраны труда, затребования необходимой информации, рассмотрения жалоб, заявлений. Контроль предусматривает выявление причин нарушений требований охраны труда и разработку мероприятий по их устранению и предупреждению.

13. Стимулировать работы по обеспечению безопасности производственных процессов, снижению производственного травматизма и профзаболеваемости.

14. Анализировать результаты деятельности по профилактике производственного травматизма и профзаболеваемости; разрабатывать на основе анализа соответствующих мероприятий.

15. Ежегодно, с применением современных тренажеров, должно проводиться обучение персонала приемам реанимации, отработка навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в

случае затопления помещений здания ГЭС, по закрытия вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

На Катунской ГЭС планирование мероприятий по охране труда, организация их исполнения, постоянный контроль, учет, анализ и оценка проводимой работы должны осуществляться в соответствии с:

- рекомендациями Минздравоохранения и соцразвития РФ;
- нормативными документами по охране труда;
- отраслевым (тарифным) соглашением;
- коллективным договором (соглашением по охране труда);
- выводами из анализа производственного травматизма и профессиональной заболеваемости на основе материалов расследования и другого информационного материала;
- результатами контрольных проверок состояния охраны и условий труда;
- предложениями комиссий и уполномоченных лиц по охране труда;
- предписаниями органов государственного и ведомственного надзора;
- организационно-распорядительными документами вышестоящих органов управления.

Руководством Катунской ГЭС охрана труда должна обеспечиваться в соответствии с действующим законодательством. Основными из которых являются Трудовой кодекс РФ (ТК РФ), Гражданский кодекс РФ (ГК РФ) и Федеральный закон от 17 июля 1999 г. № 181-ФЗ "Об основах охраны труда в Российской Федерации".

Основные законодательные акты, обеспечивающие безопасные и безвредные условия труда, представлены ТК РФ.

ГК РФ устанавливает ответственность работодателей вследствие причинения вреда работнику на производстве (ст. 1064—1083), а также определяет формы и размер возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью гражданина (ст. 1083-1101).

7.2 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС, в особенности прорыв напорного фронта, могут быть катастрофическими не только для региона, но и для всего государства. Поэтому обеспечение безопасности ГЭС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы эксплуатации по обеспечению безопасности ГЭС регулируется Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений». Одним из основных требований закона «О безопасности ГЭС» является соблюдение декларации безопасности ГЭС, составом которой определяется специальным Положением, утвержденным Правительством РФ.

Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации безопасности ГТС, осуществление ее государственной экспертизы и является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Наибольшая нагрузка и ответственность за обеспечение безопасности ГТС лежит на эксплуатирующей организации гидроэлектростанции. Гидротехнические сооружения ГЭС должны быть оснащены специальной контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) в соответствии с проектом, и в состав эксплуатационного персонала должны входить специальные подразделения, задача которых – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей. На небольших ГЭС натурные наблюдения проводит группы, входящие в состав одного из эксплуатационных подразделений, либо наблюдения ведет специализированная организация.

Состав систем инструментального контроля за ГТС включает в себя несколько подсистем:

1. Подсистема контроля внешних нагрузок и воздействий (уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, температур окружающего воздуха и воды);
2. Подсистема контроля перемещений точными геодезическими методами (плановых и вертикальных смещений характерных точек сооружения, взаимных смещений характерных точек сооружения, взаимных перемещений отдельных сооружений на их стыке и швах);
3. Подсистема контроля напряженно – деформированного состояния (для измерения температур, деформаций и вычисления напряжения);
4. Подсистема фильтрационного контроля (для измерения фильтрационных расходов, пьезометрических напоров фильтрующейся воды и ее химического состава);
5. Подсистема контроля качества воды в водохранилище и в нижнем бьефе гидроузла;
6. Подсистема контроля сейсмического состояния района.

На основе анализа полученных данных о состоянии ГТС и Акте обследования ГТС проектным институтом, имеющим право на выполнение данного вида работ, составляется Декларация безопасности. В которой обосновывается безопасность ГТС, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возникших аварийных ситуаций и меры по обеспечению безопасной эксплуатации.

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара. На ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- организация изучения и выполнения правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установление противопожарного режима, соответствующего их пожарной опасности, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;
- установление порядка регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначение ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии 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.

В каждом структурном подразделении должны быть выполнены следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обеспечение на каждом участке соблюдения установленного противопожарного режима и выполнения мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечение исправности технологического оборудования, немедленное принятие мер к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организация пожарно-технической подготовки подчиненного персонала, обязательность соблюдения им противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

– обеспечение контроля за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установление порядка и ответственности за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

Каждый работающий на ГЭС 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 к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности. Кроме того, все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности (инструктажи, тренировки, проверки знаний по противопожарной безопасности).

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство.

7.3.1 Пожаротушение гидрогенераторов

Пожаротушение обмоток гидрогенераторов производится распыленной водой из специальных устройств (перфорированных колец), смонтированных внутри агрегата. На генераторах устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Включение системы пожаротушения производится дистанционно кнопкой, расположенной в легко доступном месте. Включение устройств пожаротушения гидрогенераторов заблокировано и производится только после отключения гидрогенератора (отключение всех выключателей гидрогенератора и гашения поля ротора) с одновременной подачей импульса на останов агрегата. Отключение систем пожаротушения производится автоматически с выдержкой времени. При

ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

7.3.2 Пожаротушение силовых трансформаторов

Пожарная опасность главных трансформаторов обусловлена наличием в них большого количества трансформаторного масла. Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. От магистрального кольцевого водопровода предусматриваются ответвления, на которых устанавливаются задвижки с электроприводом. Задвижки на сухотрубках всегда закрыты. Открытие задвижек происходит от дифференциальной и газовой защит трансформатора. По периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Кроме автоматического пуска средств пожаротушения предусматривается дистанционный пуск с помощью кнопки с ЦПУ при одновременном автоматическом отключении трансформатора, а также ручным пуском у места установки. В качестве необходимого мероприятия по локализации пожара трансформатора предусматривается быстрый отвод от трансформатора полного объема масла и воды пожаротушения в масловодоотводитель, расположенный на пирсе. Помимо этого, на трансформаторной площадке предусматривается тушение пожара трансформаторов из пожарных гидрантов.

7.3.3 Пожаротушение кабельных сооружений

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Для тушения пожара предусматриваются стационарные установки дренчерного типа. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а так же автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Предусматривается также дистанционное открытие задвижек с ЦПУ. Пожаротушение предусматривается и от пожарных кранов.

7.3.4 Пожаротушение стационарного маслохозяйства

Основным средством для тушения пожара, возникающего в помещениях маслоскладов, помещений регенерации масла и трансформаторных мастерских, является герметизация этих помещений с прекращением притока в них свежего воздуха. Все помещения оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией, и при срабатывании извещателей автоматически отключается вентиляция и подается сигнал о пожаре на ЦПУ. Управление задвижкой слива предусматривается дистанционным с дублирующим ручным приводом, выведенным в безопасное место. Очистка емкости аварийного слива производится с помощью стационарного насоса. Пожаротушение предусматривается от пожарных кранов.

7.4 Мероприятия по охране природы

При строительстве и эксплуатации ГЭС отсутствует отрицательное влияние на качество воды, она полностью сохраняет первоначальные природные свойства. В реке сохраняется рыба, вода может использоваться для водоснабжения.

Природоохранные мероприятия при строительстве и эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 (ред. 29.12.2015);
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 (ред. 23.05.2016);
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 (ред. 28.11.2015) с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016;
- Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006 (ред. 01.05.2016);
- ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 (ред. От 13.07.2015);
- Федеральный закон об отходах производства и потребления № 89-ФЗ от 24.06.1998 (ред. 29.12.2015);
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996 (ред. От 13.07.2015).

Данный проект подлежит обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора в части:

- мероприятий по подготовке ложа водохранилища;
- уровня режима водохранилища и режимов нижнего бьефа;
- мероприятий по санитарной охране водных объектов в зоне влияния водохранилища;
- прогноза качества воды водохранилища и нижнего бьефа.

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

- Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.

- Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища.

- Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

Мероприятия по подготовке ложа водохранилища включают:

- перенос или инженерную защиту населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения;

- мероприятия по санитарной подготовке территории затопления;

- мероприятия по санитарной охране водных объектов в зоне влияния водохранилища.

Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища. Мероприятия, предусмотренные проектом для достижения нормативных показателей качества воды в водохранилище и нижнем бьефе, должны осуществляться с опережением сроков возведения основных гидротехнических сооружений и завершиться до начала заполнения водохранилища.

Первый прогноз качества воды уточняется за год до поднятия НПУ до проектной отметки на основании результатов исследований качества воды в условиях временной эксплуатации водохранилища. В последующем прогноз качества воды уточняется службой эксплуатации водохранилища через каждые 5 лет в условиях нормальной его эксплуатации и представляется в территориальные органы и учреждения санитарно-эпидемиологической службы.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;

- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;

- мониторинг водоохранных зон;

- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

В соответствии с требованиями СанПиН 3907–85 около существующих и вновь создаваемых населенных пунктов предусматривается организация санитарных зон, предназначенных для доступа населения к воде и размещения пристаней. Размеры санитарных зон должны быть не менее: длина равна протяженности населенного пункта вдоль акватории плюс по 500 м в обе стороны; ширина – от границ береговой застройки до уреза воды при НПУ, плюс 100 м по акватории от берега водохранилища. На территории санитарных зон предусматривается удаление всей древесной растительности вровень с землей. Колодцы и другие искусственные углубления подлежат засыпке грунтом. Неиспользуемые или разрушенные строения подлежат разборке и удалению, а

их территория – санитарной обработке, аналогичной обработке территории затапливаемых населенных пунктов.

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;

- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;

- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;

- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами или издержками производства. В том случае, если создание продукции связано с обслуживанием технических устройств, текущие затраты называют эксплуатационными расходами. При этом экономическая сущность всех определений едина – это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса, осуществления строительства ГЭС и производства электроэнергии. Оценка объёмов продаж представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов продаж впервые годы выпуска электроэнергии

Наименование	Год		
	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	275	275	275
Число часов использования установленной мощности	4 200,00	4 200,00	4 200,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	1 155 168,0	1 155 168,0	1 155 168,0
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,2	1,2	1,2
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	13 862,02	13 862,02	13 862,02
Объём реализации электроэнергии, МВт·ч	1 141 305,9	1 141 305,9	1 141 305,9
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1 110,00	1 143,00	1 175,00
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	105,6	108,7	111,8
НДС к выручке, тыс.руб.	16,1	16,6	17,0

8.2 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 рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

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

Период расчета в программе 240 месяцев, период окупаемости 81 месяц.
Эксплуатационные расходы на уровне представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла в первые годы эксплуатации

Наименование	Ставка, млн.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Расходы на оплату труда	250,7	70,2
Прочие расходы	269,1	75,4
Итого		145,6

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9), таблица 8.3.

Таблица 8.3 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	37,2
ОАО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт*ч	2,6
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт*ч	0,76
Итого		40,6

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Катунь составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии

Наименование	Год реализации проекта		
	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления	84,2	84,2	84,1
Расходы на страхование	14,7	13,9	13,1
Эксплуатационные затраты	145,6	145,6	145,6
Расходы на ремонт производственных фондов	1,4	1,3	1,2
Расходы на услуги регулирующих компаний	40,6	40,6	40,6
Налог на воду	0,5	0,5	0,5
Итого	287,0	286,1	285,1

Структура текущих затрат по гидроузлу представлены на рисунке 8.1.

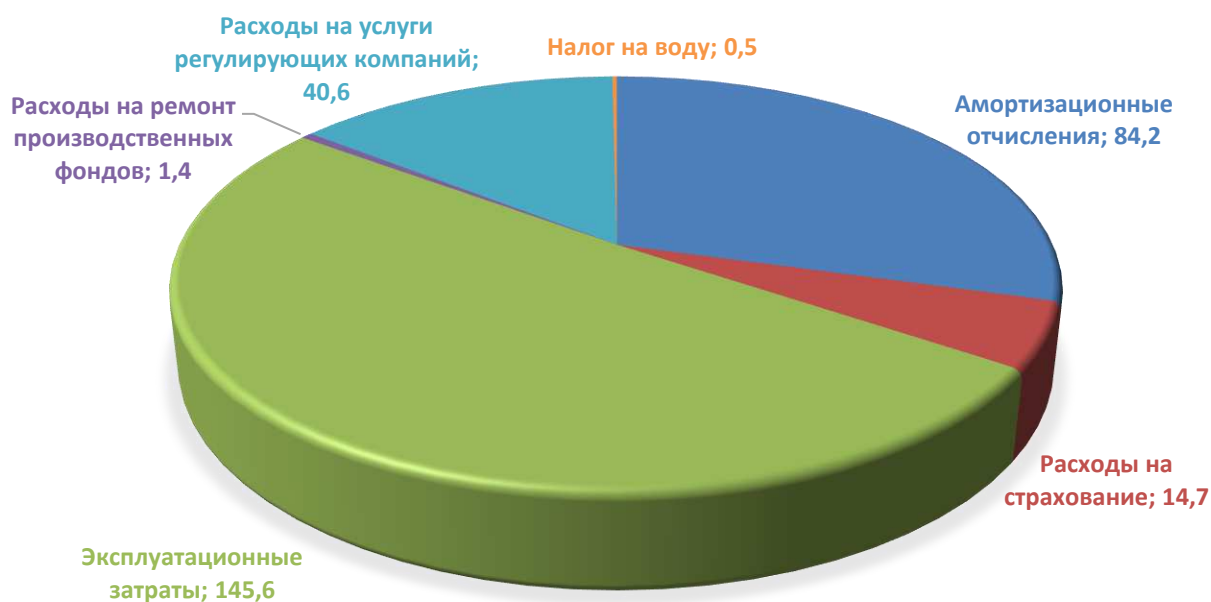


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Катунской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым кодексом РФ.

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 приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	378,4	413,5	427,8	442,0	455,8
НДС, млн.руб.	388,9	402,2	414,8	427,2	439,3
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
Налог на имущество, млн.руб.	37,9	36,1	34,2	32,4	30,5

Налоги на прибыль, НДС и взносы в социальные фонды отчисляются в федеральный бюджет. Налог на имущество отчисляется в бюджет региона, где производится строительство.

8.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

В отчете о прибыли определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, нераспределенная прибыль, накопленная нераспределенная прибыль.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена для целевого варианта в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2019	2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто), млн.руб.	1315,9	2084,5	2166,8	2240,4	2310,0
Текущие расходы, млн.руб.	288,5	289,1	288,2	287,8	287,0
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1027,4	1795,4	1878,6	1952,6	2023,1
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	1027,4	1795,4	1878,6	1952,6	2023,1
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	205,5	359,1	375,7	390,5	404,6
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	821,9	1436,4	1502,9	1562,1	1618,5
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Объём чистой прибыли зависит от объёма валовой прибыли и величины налогов, и растёт по мере увеличения выработки электроэнергии, что показано на рисунке 8.2.

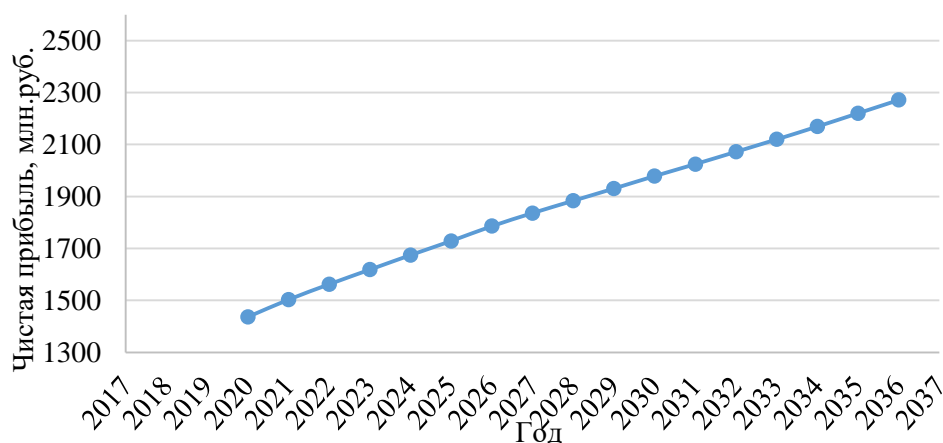


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млрд. руб.

8.5 Показатели эффективности проекта

Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Критерии эффективности инвестиций приведены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Эффективность инвестиций

Показатель	Величина
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес.	75
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	7470,0
Индекс прибыльности - PI	1,62
Себестоимость руб./кВт·ч	0,25
Удельные капиталовложения, руб./кВт	89704,5

8.6 Анализ чувствительности

Инвестиции–вложения капитала с целью получения прибыли. Инвестиции являются неотъемлемой частью современной экономики. От кредитов инвестиции отличаются степенью риска для инвестора (кредитора) — кредит и проценты необходимо возвращать в оговорённые сроки независимо от прибыльности проекта, инвестиции (инвестированный капитал) возвращаются и приносят доход только в прибыльных проектах. Если проект убыточен — инвестиции могут быть утрачены полностью или частично.

Выручка (оборот, объём продаж) — количество денежных средств или иных благ, получаемых компанией за определённый период её деятельности, в основном за счёт продажи товаров или услуг своим клиентам.

Влияние выбранных показателей на изменение чистого приведенного дохода показано на следующих рисунках 8.3 – 8.6.

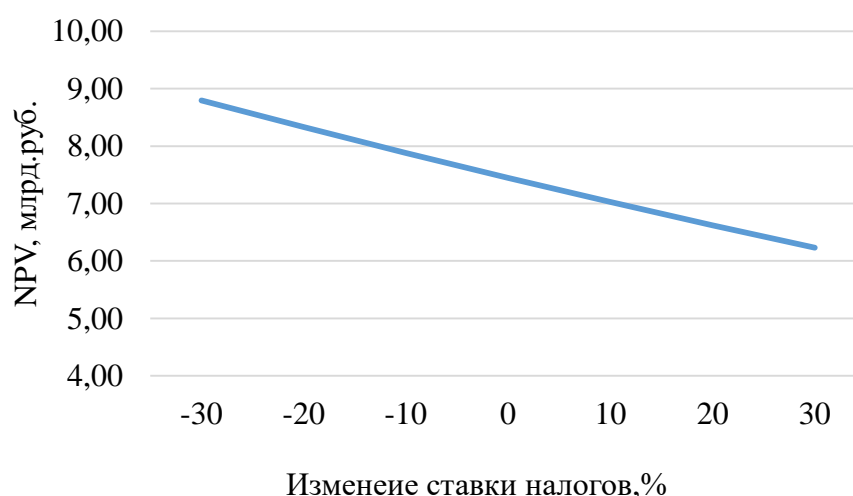


Рисунок 8.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов, млрд. руб.

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины NPV.

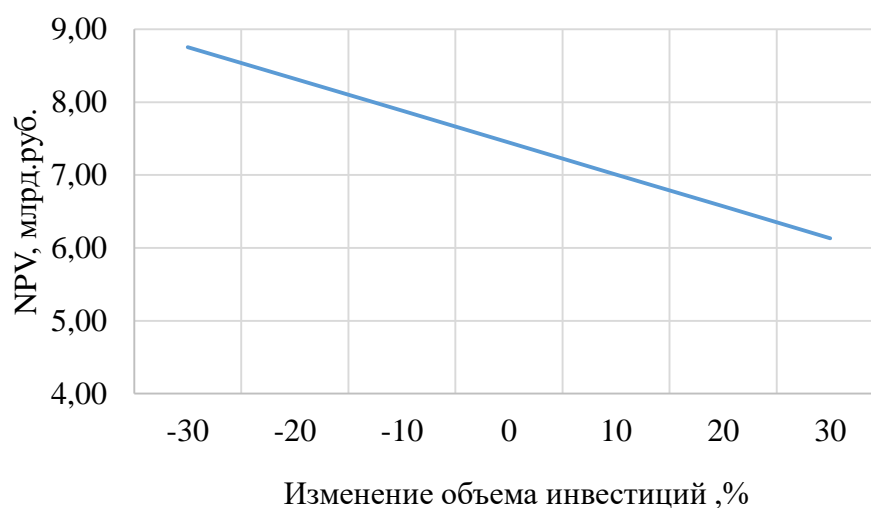


Рисунок 8.4 – Сумма NPV в зависимости от изменения объёма инвестиций, млрд. руб.

Вывод: Увеличение объема инвестиций- уменьшение величины NPV.

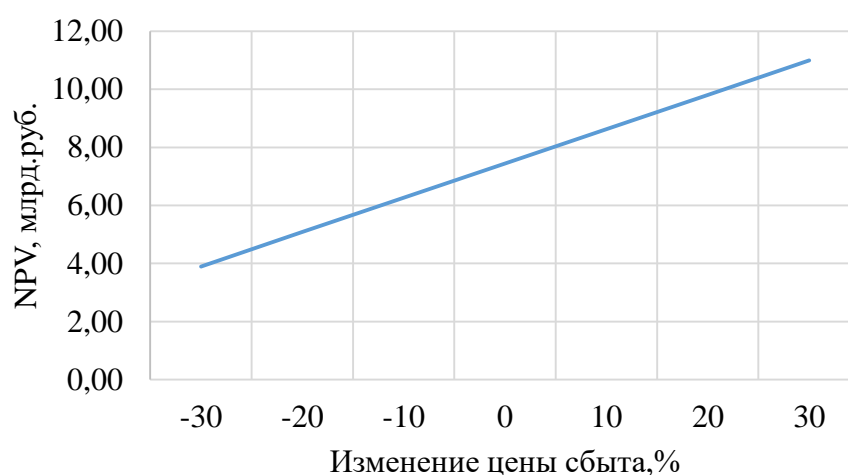


Рисунок 8.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта, млрд. руб.

Вывод: Увеличении цены сбыта – увеличение величины NPV.

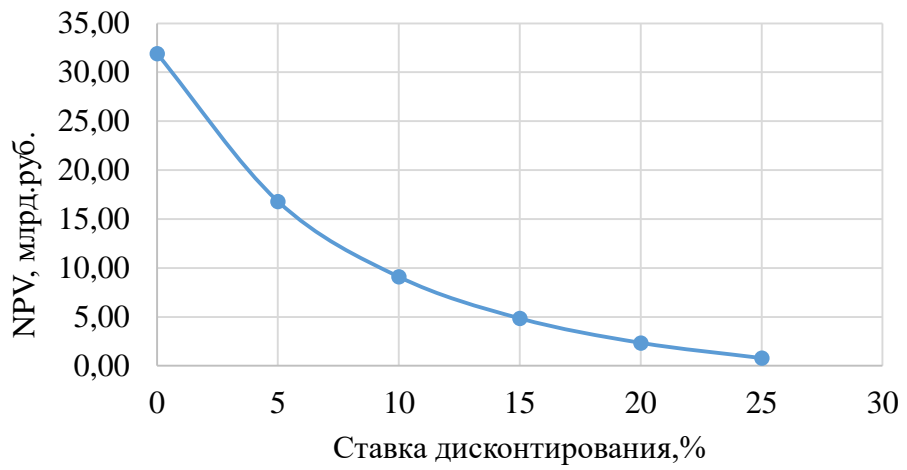


Рисунок 8.6 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования, млрд. руб.

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования—уменьшение величины NPV.

9 Электромагнитная совместимость различных составляющих технологических систем управления и защит ГЭС

9.1 Общие положения об ЭМС

Внедрение современной микропроцессорной аппаратуры в электроэнергетике позволяет достигать лучших технических и экономических показателей за счет высокой функциональности таких устройств. В то же время, микропроцессорные устройства обладают более высокой чувствительностью к электромагнитным помехам, чем электромеханические устройства. Электрические процессы на электрических станциях и подстанциях являются источниками сильных электромагнитных полей и помех. Наиболее опасными источниками помех являются электрические процессы в первичных сетях подстанций (в штатном режиме, при коммутациях и коротких замыканиях). Также опасность могут представлять помехи при молниевых разрядах, поля от внешних источников радиочастотного поля, различные внутренние источники помех во вторичных цепях, электростатика и т.п.

На объектах электроэнергетики источниками электромагнитных воздействий, которые могут оказывать влияние на автоматические и автоматизированные системы технологического управления, являются:

1. переходные процессы в цепях высокого напряжения при коммутации силовыми выключателями или разъединителями;
2. переходные процессы, в сетях высокого напряжения при коротких замыканиях, срабатывании разрядников или ограничителей перенапряжений;
3. электрические и магнитные поля промышленной частоты, создаваемые силовым оборудованием станции или подстанции;
4. переходные процессы в заземляющих устройствах подстанции, обусловленные токами КЗ промышленной частоты и токами молнии;
5. быстрые переходные процессы при коммутациях в индуктивных цепях низкого напряжения;
6. разряды статического электричества;
7. электромагнитные возмущения в цепях оперативного тока.

Электрическое устройство считается совместимым, если оно является источником электромагнитных помех не выше допустимых или приемником, обладающим допустимой чувствительностью к посторонним влияниям, т.е. достаточной помехоустойчивостью.

Электромагнитные влияния могут проявляться в виде обратимых и необратимых нарушений. Так, в качестве обратимого нарушения можно назвать шум при телефонном разговоре. В качестве необратимого, сбой в работе системы релейной защиты и автоматики, приведшей к отключению нагрузки.

Поэтому, согласно РД 153-34.0-20.525-00, СО 153-34.21.122-2003 и СО 34.35.311-2004, СТО-56947007-29.240.044-2010 и СТО-56947007-29.240.043-2010 для разработки обоснованных технических решений по обеспечению ЭМС представляется целесообразным проведение работы по определению

электромагнитной обстановки на указанном объекте и разработке защитных мероприятий в соответствии с требованиями ЭМС.

Для того, чтобы ЭМС вторичного оборудования обеспечивалась, должны быть выполнены следующие три условия:

1. Электронные устройства должны проходить испытания на помехоустойчивость по классам жесткости испытаний, определяемым соответствующими государственными и отраслевыми нормативными документами для применения на энергообъектах со свойственной им жесткой ЭМО.

2. На энергообъектах уровни полей и помех, воздействующих на электронные устройства, не должны превышать значений, при которых обеспечивается устойчивая работа этих устройств. При этом предполагается, что данные устройства испытаны на ЭМС в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

3. Уровни разностей потенциалов, прикладываемых к изоляции вторичных цепей, не должны превышать допустимые нормы. Перенапряжения, приложенные к элементам электрических схем, не должны превышать предельно-допустимых уровней, указанных для данных элементов.

Основные особенности объекта, влияющие на ЭМО, следующие:

1. Наличие протяженных цепей, особенно между ГЭС и РУ, а также высокие значения токов КЗ позволяют ожидать, в случае КЗ, возникновения разностей потенциалов, представляющих опасность для МП аппаратуры, и изоляции вторичных цепей, которые подходят к этой МП аппаратуре.

2. При больших размерах РУ в сочетании с высоким максимальным током молнии могут возникнуть высокие разности потенциалов между различными точками ЗУ при молниевых разрядах.

3. Использование металлической кровли зданий ЗРУ, может привести к возникновению высоких значений импульсных магнитных полей при разряде молнии в кровлю зданий, что будет представлять опасность для МП аппаратуры, устанавливаемой в этих зданиях.

На электросетевом объекте должна быть обеспечена ЭМО, при которой уровни электромагнитных воздействий всех видов, не превышают допустимых значений для каждого конкретного ТС. Создание требуемой ЭМО на электросетевом объекте обеспечивается выполнением комплекса организационных и технических мероприятий.

9.2 Организационные мероприятия по обеспечению ЭМС

Организационные мероприятия для нового объекта:

- принятие технических решений по обеспечению ЭМС в составе проектной документации на стадии проекта;
- применение сертифицированных ТС на помехоустойчивость в соответствии с ГОСТ 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5-2001) и назначением;

- реализация принятых проектных решений в конструкторской, строительной, монтажной и другой документации на стадии разработки рабочей документации;

- авторский надзор за выполнением проектных решений при производстве строительно-монтажных и пуско-наладочных работ;

- проведение приемо-сдаточных испытаний с целью подтверждения достаточности выполненных мероприятий.

Организационные мероприятия для действующих объектов:

- проведение планового (периодического) контроля ЭМО при эксплуатации объекта;

- проведение внепланового контроля ЭМО при возникновении признаков ее ухудшения в межплановый контрольный период;

- выполнение ремонтных работ по устранению выявленных недостатков и не требующих разработки проектной документации;

- разработка, при необходимости, проектной документации по устранению выявленных недостатков, и выполнение работ в соответствии с проектом.

9.3 Технические мероприятия по обеспечению ЭМС

Для создания ЭМО, обеспечивающей выполнение на объекте требований ЭМС, должны быть выполнены основные и дополнительные (при необходимости) технические мероприятия.

К основным техническим мероприятиям относятся технические решения по:

- заземляющему устройству;

- молниезащите;

- компоновке объекта (первичного, вторичного оборудования, молниеотводов и др.);

- компоновке кабельной канализации (выбор типа кабельной канализации, трассы, раскладка кабелей в кабельных каналах);

- определению ЭМО и проверке обеспечения требований ЭМС с использованием методов и технических средств.

Дополнительные технические мероприятия следует выполнить в случае невозможности достижения ЭМО, обеспечивающей требования ЭМС ТС, реализацией только основных технических мероприятий.

К дополнительным техническим мероприятиям относятся технические решения по:

- экранированию помещений, в которых установлены ТС;

- применению экранированных кабелей для подключения ТС;

- усилению заземляющего устройства (изменение шага сетки, замена материала заземляющего устройства);

- ограничению уровня помех в источнике их возникновения.

9.4 Требования к проектным решениям по обеспечению ЭМС

Разработка проектных решений по обеспечению ЭМС вторичного оборудования и систем связи должна быть выполнена в соответствии с «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ»

Для обеспечения ЭМС ТС при разработке проекта следует осуществить:

- сбор исходных данных;
- расчетную оценку уровней электромагнитных воздействий на вторичное оборудование и системы связи;
- сопоставление рассчитанных уровней электромагнитных воздействий с уровнями помехоустойчивости вторичного оборудования и устройств связи;
- разработку технических решений по снижению уровней электромагнитных воздействий до допустимых значений;
- применение оборудования с более высоким уровнем помехоустойчивости.

Наибольший возможный уровень всех видов электромагнитных воздействий (с учетом погрешности расчетов и измерений) должен быть ниже уровня помехоустойчивости вторичного оборудования и систем связи.

Методика определения ЭМО предусматривает проведение измерений и расчетов, необходимых для получения данных о максимально возможных уровнях электромагнитных воздействий на устройства релейной защиты и технологического управления электроэнергетических объектов при нормальном и аварийном режиме. При определении ЭМО на действующем объекте необходимо применять сочетание экспериментальных методов (натуральные эксперименты и имитация электромагнитных возмущений) и численного анализа.

В результате работы должны быть определены максимальные значения воздействий на систему релейной защиты и технологического управления при любом нормальном и аварийном режиме, требование которых заключается в правильной работе при любом режиме.

9.5 Основные этапы проведения работ по определению электромагнитной обстановки

Работы по определению ЭМО включают в себя:

- получение исходных данных об энергообъекте для проведения работ;
- экспериментально-расчетное определение ЭМО;
- определение между уровнями помехоустойчивости устройств ЭМО.

9.5.1 Исходные данные и состав работ

Чтобы определить уровни электромагнитных воздействий на системы релейной защиты и технологического управления при коммутациях, работе разрядников и коротких замыканиях, необходимо знать:

- электрическую схему и взаимное расположение первичных цепей, трассы прокладки кабелей и их марку;
- тип и расположение силового оборудования;
- фирму-изготовитель, назначение и место расположения устройств системы релейной защиты и системы технологического управления;
- данные по заземляющему устройству (исполнительная схема, удельное сопротивление грунта, молниеприемники и их схема заземления)
- сведения о токах КЗ.

При проведении непосредственных измерений на объекте определяются напряженности электромагнитных полей радиочастотного диапазона, напряженность поля промышленной частоты, импульсные помехи в цепях постоянного и переменного тока, характеристика покрытий полов и электростатические потенциалы тела человека. При имитации технических аварий, обусловленных ударами молний, производится контроль уровня электромагнитных помех, определяются экранирования кабелей.

9.5.2 Воздействие на кабели систем релейной защиты, технологического управления напряжений и токов промышленной частоты

При однофазном коротком замыкании на землю на шинах подстанции высокого напряжения потенциал контура заземления энергообъекта распределяется неравномерно. Если потенциал на земле превысит испытательное напряжение кабелей, подходящих к оборудованию, возможно возникновение обратного перекрытия с земли на жилы кабелей. Кроме того, ток однофазного короткого замыкания, распределяясь по заземленным оболочкам, броне и экранам кабелей, при превышении допустимых по термической стойкости токовых нагрузок на кабели, вызовет их повреждение.

Проводят расчеты распределения токов, потенциалов и сравнивают результаты измерений. При наличии расхождений определяют причины таких расхождений и вносят коррективы в расчетную схему. При необходимости проводят дополнительные уточняющие измерения на объекте. Когда данные расчетов соответствуют результатам экспериментов, рассчитывают распределения токов и потенциалов при коротких замыканиях в различных точках на шинах высокого напряжения. По результатам расчетов определяют максимальные значения напряжений и токов промышленной частоты, воздействующих на системы релейной защиты и технологического управления при однофазных коротких замыканиях.

9.5.3 Импульсные помехи, обусловленные переходными процессами в цепях высокого напряжения при коммутациях и коротких замыканиях

При коммутациях и коротких замыканиях на землю, в результате переходного процесса в цепях высокого напряжения, происходит разряд емкостей оборудования и шин на землю, и через заземлитель проходит импульсный ток высокой частоты. На заземляющем устройстве оборудования и в месте короткого замыкания происходит импульсный подъем потенциала. Этот потенциал с определенным коэффициентом ослабления передается по кабелям на вход устройств систем релейной защиты и технологического управления. Для определения значений импульсных помех проводят имитационные испытания. Имитацию высокочастотной составляющей тока короткого замыкания осуществляют при помощи генератора высокочастотных импульсов (ГВЧИ).

Один вывод генератора подключают к заземляющему проводнику оборудования, к которому присоединяются кабели от устройств систем релейной защиты и технологического управления, а второй вывод генератора заземляют на расстоянии не менее 50 м от данного оборудования. В заземляющее устройство оборудования подают импульсный ток. При этом проводят измерения импульсных помех на входах устройств автоматических и автоматизированных систем технологического управления. Также измеряют импульсный потенциал заземляющего устройства и определяют импульсное сопротивление заземления оборудования. Высокая частота обуславливает резко неравномерное распределение потенциала на заземляющем устройстве. Чем меньше удельное сопротивление грунта, тем быстрее спадает потенциал на заземляющем устройстве по мере удаления от места ввода тока.

9.5.4 Импульсные помехи при ударах молнии

При ударе молнии в объект возможны следующие воздействия тока:

- полевые наводки на контрольных кабелях и воздействие импульсных магнитных полей на оборудование;
- термическое воздействие тока молнии на заземляющие проводники, оболочки и экраны кабелей;
- обратные перекрытия с земли на кабели.

Определение уровней полевых помех, наводимых в кабелях, выполняют расчетным путем. Полевые наводки можно оценить по мощности излучения источника наводки. Используем выражение:

$$P = \frac{(l \cdot I \cdot \omega)^2}{12\pi \cdot \epsilon_0 \cdot c^3}, \quad (9.1)$$

где P – мощность излучения источника помех;

ϵ_0 – электрическая постоянная;

I – амплитуда тока;

ω – круговая частота изменения тока;
 l – длина антенны;
 ϵ_0 – электрическая постоянная;
 c – скорость света.

При расчетах необходимо учитывать коэффициент экранирования электромагнитного поля молнии, так как обычно используются экранированные кабели, проложенные в кабельных каналах или коробах.

Принцип действия экрана состоит в том, что электромагнитное поле индуцирует в экране ток, магнитное поле которого компенсирует воздействующее поле.

Для определения возможного обратного перекрытия с земли на кабели, с помощью измерительного комплекса ИК-1 проводят измерения распределения потенциалов по земле при ударе молнии в молниеприемник. Осуществляют имитацию удара молнии в молниеприемник и измеряют потенциалы в здании. Полученные результаты пересчитывают на реальный ток молнии.

9.5.5 Электромагнитные поля радиочастотного диапазона

Измерения полей радиочастотного диапазона проводят в местах установки устройств автоматических и автоматизированных систем технологического управления в частотном диапазоне от 1 до 1000 МГц. Измеряют также напряженности электромагнитного поля от переносных и стационарных радиопередающих станций, которые используются персоналом энергообъекта. Измеряют зависимость напряженности поля от расстояния до источника электромагнитного излучения и ослабление поля искусственными преградами (стены, экраны, корпуса шкафов и т. д.).

9.5.6 Магнитные поля промышленной частоты

Непосредственные измерения магнитных полей частотой 50 Гц проводят в нормальных режимах в местах установки устройств автоматических и автоматизированных систем технологического управления, на распределительном устройстве ВН вдоль трассы прокладки кабелей при помощи измерителя магнитного поля.

Для режимов однофазного короткого замыкания на шинах высокого напряжения уровень напряженности магнитных полей определяется расчетным путем. Рассматривается режим однофазного короткого замыкания на шинах высокого напряжения вблизи места установки устройств систем релейной защиты и технологического управления. Оценки проводят по формуле:

$$H = \frac{I_{кз}}{2\pi r}, \quad (9.2)$$

где H – напряженность магнитного поля;

r – расстояние до шин, по которым протекает ток КЗ $I_{кз}$.

9.5.7 Помехи, связанные с возмущением в цепях питания низкого напряжения

К основным периодическим помехам в цепях постоянного тока относится переменная составляющая напряжения (пульсации) и кондуктивные помехи радиочастотного диапазона. К импульсным помехам в цепях постоянного тока относятся помехи, возникающие при срабатывании реле, электромагнитов, приводов силовых выключателей, автоматических выключателей в цепях постоянного тока. К основным периодическим помехам в цепях питания переменного тока относят гармонические составляющие напряжения. К импульсным помехам в цепях переменного тока относят помехи, возникающие при коммутациях автоматическими выключателями в этих цепях. Измерительную аппаратуру в ходе определения помех подключают к цепям питания по противофазной схеме (провод-провод) и, при необходимости, по синфазной схеме (провод-земля). При этом проводят следующие виды измерений:

- кратковременные измерения (осциллографирование формы сигнала помехи);
- длительная регистрация (в том числе при коммутациях в цепях высокого напряжения).

Измерения помех в цепях оперативного тока при срабатывании электромагнитных приводов силовых выключателей проводят в местах установки аппаратуры систем релейной защиты и технологического управления. При этом возможно проведение коммутаций выключателями на холостом ходу. Особое внимание следует уделять этому виду помех в том случае, когда питание аппаратуры релейной защиты, технологического управления и приводов выключателей осуществляется от одной системы шин.

Анализируют аварийные режимы в сети питания и также определяют возможные уровни пульсаций в сети постоянного тока и максимальное время провалов напряжения.

9.5.8 Импульсные магнитные поля

Расчетные оценки напряженностей импульсных магнитных полей проводят для случаев протекания тока молнии I_M по молниеотводам или токоотводам молниеприемников зданий и сооружений, расположенных вблизи места размещения устройств автоматических и автоматизированных систем технологического управления. Приближенную оценку проводят по формуле:

$$H = \frac{I_M}{2\pi r}, \quad (9.3)$$

где H – напряженность импульсного магнитного поля;

r – расстояние до молниеприемника или токопровода, по которому протекает I_M .

9.6 Сравнение полученных значений с допустимыми уровнями

По результатам измерений и расчетов составляют протокол, в котором уровни воздействующих на устройство автоматических и автоматизированных систем технологического управления электромагнитных возмущений сравнивают с испытательными значениями. На основании проведенных сравнений делают заключение о помехоустойчивости этих систем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры средненапорной Катунской ГЭС высотой 57 метров на реке Катунь, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев: $Q_{0,1\%} = 4125,3 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%} = 4767,7 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Катунской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила $N_{\text{уст}} = 275 \text{ МВт}$. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 471,1 м. Полезный объем составляет $3,9 \text{ км}^3$. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,5 млрд. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный $H_{\text{max}} = 47,0 \text{ м}$;

расчетный $H_{\text{расч}} = 38,0 \text{ м}$;

минимальный $H_{\text{min}} = 25,0 \text{ м}$.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС Q_{max} , соответствующий расчетному напору, составляет $606 \text{ м}^3/\text{с}$. При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ50-В и ПЛД50-В с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 6 м (ПЛ50 – В – 600). По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ – 1130/140 – 48 с номинальной активной мощностью 100 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ – 220кВ – «две рабочие системы сборных шин с обходной». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ- 125000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ – 2500/13,8 и ТСЗ – 630/6, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/39 (один провод в фазе).

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ, а также рассчитаны уставки основных защит генератора.

Компоновка гидроузла была принята приплотинной. Водосливная и глухая плотина приняты бетонными.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 85,5 м;
- стационарная бетонная плотина – 102 м;
- глухая правобережная и левобережная бетонные плотины;
- здание ГЭС приплотинного типа.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка гребня водослива – 482,0 м;
- отметка гребня бычка – 496,4 м;
- отметка подошвы плотины – 439,0 м;
- ширина подошвы плотины по основанию – 39 м;
- количество водосливных отверстий – 4;
- ширина водосливных отверстий – 16 м;
- ширина сооружения по гребню – 14 м;
- высота сооружения – 57,4 м;
- толщина бычка – 3 м;
- протяженность бетонной плотины в створе – 484,4 м.

В качестве гасителя энергии потока был выбран отлёт струи:

- отметка носка – 453,5 м;
- угол отлёта струи – 30°;
- дальность отброса струи – 53,8 м.

Для уменьшения величины противодействия устроена цементационная завеса на глубину 19 метров относительно подошвы сооружения и дренаж на глубину 12 метров относительно подошвы сооружения. Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции (шириной 9 метров) постоянными температурно-осадочными швами. Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,36 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Катунского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла. По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,25 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 89705 руб/кВт.
- срок окупаемости 6 лет 3 месяца.

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» ОДУ ВОСТОКА. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.
9. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
10. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
11. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
12. Каталог трансформаторов «СВЭЛ» [Электронный ресурс] // «СВЭЛ». – Режим доступа: <http://www.svel.ru>

13. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
14. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
15. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>
16. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
18. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
19. 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.
20. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>
21. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
22. 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.
23. 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.
24. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.
25. 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.
26. 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.
27. 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.

28. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

29. СТО 56947007-29.240.043-2010 “Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов” – Москва : Энергоатомиздат, 2010. – 25.

30. СТО 56947007-29.240.044-2010 “Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства” – Москва : Энергоатомиздат, 2010. – 147.

31. Харлов Н.Н. Справочник Электромагнитная совместимость в электроэнергетике : учебное пособие для вузов / Н.Н. Харлов. – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2008. – 200 с.

32. ГОСТР 30336-95 (МЭК 1000-4-9-93 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. – Введ. 26.04.1995 – Москва Технический комитет по стандартизации.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году

t	Qпол.быт	Qф	Qхсбр	Qв-ща	Qгэс	Qвхк	Qнб	V			звб			Zнб	H	Nгэс	Nгар
								Vнач	dV	Vкон	знач	зкон	зср				
X	248	1	0	101	349	200	350	5,00	0,27	4,73	491	489,98	490,49	445,22	44,73	138	по ВХК
XI	232	1	0	31	263	100	264	4,73	0,08	4,65	489,98	489,64	489,81	444,37	44,90	106	106
XII	129	1	0	274	403	100	404	4,65	0,73	3,92	489,64	486,39	488,01	444,37	43,10	156	156
I	83	1	0	358	441	100	442	3,92	0,96	2,96	486,39	482,42	484,41	444,37	39,49	156	156
II	64	1	0	262	326	100	327	2,96	0,63	2,32	482,42	479,95	481,19	444,37	36,28	106	106
III	91	1	0	108	199	100	200	2,32	0,29	2,03	479,95	478,64	479,30	444,37	34,38	121	по ВХК
IV	137	1	0	355	492	200	493	2,03	0,92	1,11	478,64	471,05	474,85	445,22	29,08	128	по ВХК
V	726	1	0	-336	390	200	391	1,11	-0,90	2,01	471,05	478,54	474,79	445,03	29,22	102	по ВХК
VI	1584	1	0	-750	834	200	835	2,01	-1,94	3,96	478,54	486,57	482,56	446,72	35,29	264	по ВХК
VII	866	1	0	-200	666	200	667	3,96	-0,54	4,49	486,57	488,96	487,77	446,12	41,10	245	по ВХК
VIII	606	1	0	-180	426	200	427	4,49	-0,48	4,97	488,96	491,00	489,98	445,18	44,26	169	по ВХК
IX	358	1	0	-10	348	200	349	4,97	-0,03	5,00	491,00	491,00	491,00	444,85	45,66	142	по ВХК

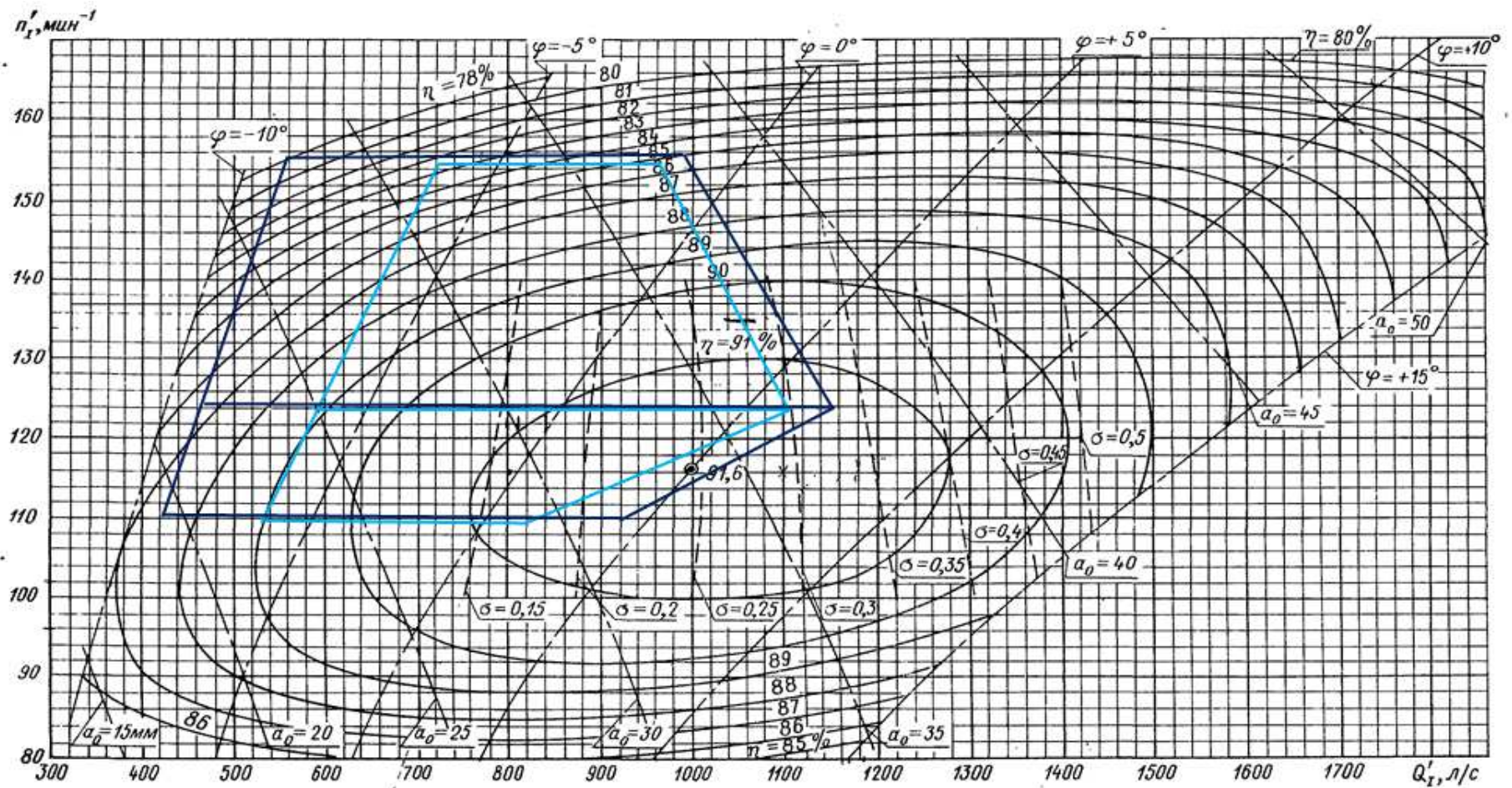
Окончание приложения А

Таблица А.2 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году

t	Qпол.быт	Qф	Qхсбр	Qв-ща	Qгэс	Qвхк	Qнб	V			звб			Zнб	H	Nгэс	Nгар
								Vнач	dV	Vкон	знач	зкон	зср				
X	268	1	0	81	349	200	350	5,00	0,22	4,78	491,00	490,21	490,60	445,22	44,84	138	по ВХК
XI	252	1	0	10	262	100	263	4,78	0,03	4,76	490,21	490,10	490,15	444,37	45,24	106	106
XII	138	1	0	262	400	100	401	4,76	0,70	4,06	490,10	487,01	488,56	444,37	43,64	156	156
I	84	1	0	350	434	100	435	4,06	0,94	3,12	487,01	483,05	485,03	444,37	40,12	156	156
II	82	1	0	237	319	100	320	3,12	0,57	2,54	483,05	480,85	481,95	444,37	37,04	106	106
III	91	1	0	280	371	100	372	2,54	0,75	1,79	480,85	477,32	479,08	444,37	34,17	114	по ВХК
IV	257	1	0	263	520	200	521	1,79	0,68	1,11	477,32	471,05	474,18	445,22	28,42	132	по ВХК
V	1049	1	0	-350	699	200	700	1,11	-0,94	2,05	471,05	478,73	474,89	446,25	28,10	176	по ВХК
VI	1779	1	200	-840	939	200	1140	2,05	-1,66	3,71	478,73	485,49	482,11	447,26	34,31	274	по ВХК
VII	1198	1	100	-457	741	200	842	3,71	-0,96	4,67	485,49	489,71	487,60	446,75	40,31	268	по ВХК
VIII	714	1	0	-126	588	200	589	4,67	-0,34	5,00	489,71	491,00	490,35	445,83	43,99	232	по ВХК
IX	433	1	0	0	433	200	434	5,00	0	5,00	491,00	491,00	491,00	445,21	45,25	176	по ВХК

Приложение Б

Главная универсальная характеристика турбины



$D1=6\text{ м}; D1=7.5\text{ м}$

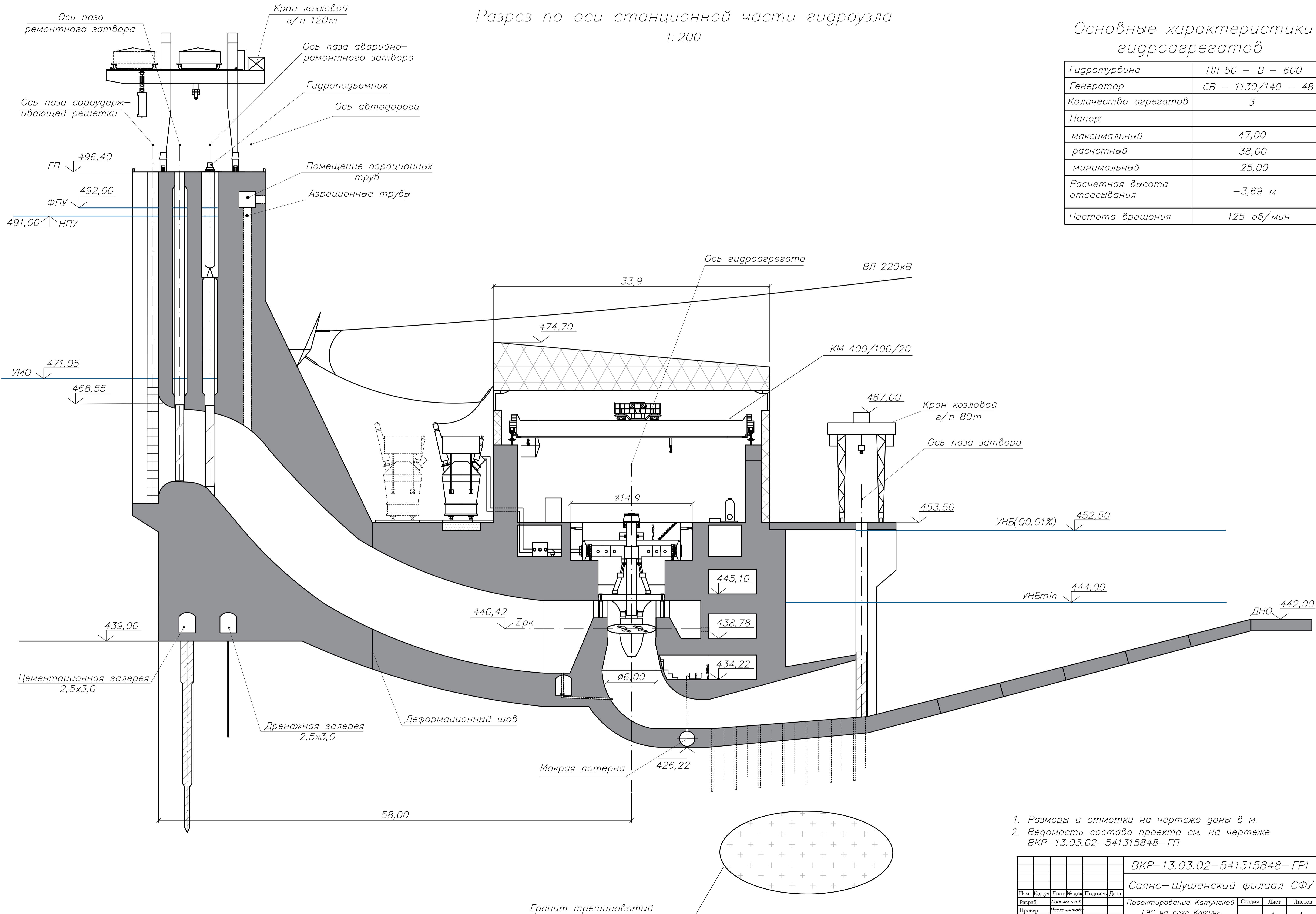
Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика турбины

Разрез по оси станционной части гидроузла

1:200

Основные характеристики гидроагрегатов

Гидротурбина	ПЛ 50 - В - 600
Генератор	СВ - 1130/140 - 48
Количество агрегатов	3
Напор:	
максимальный	47,00
расчетный	38,00
минимальный	25,00
Расчетная высота отсасывания	-3,69 м
Частота вращения	125 об/мин

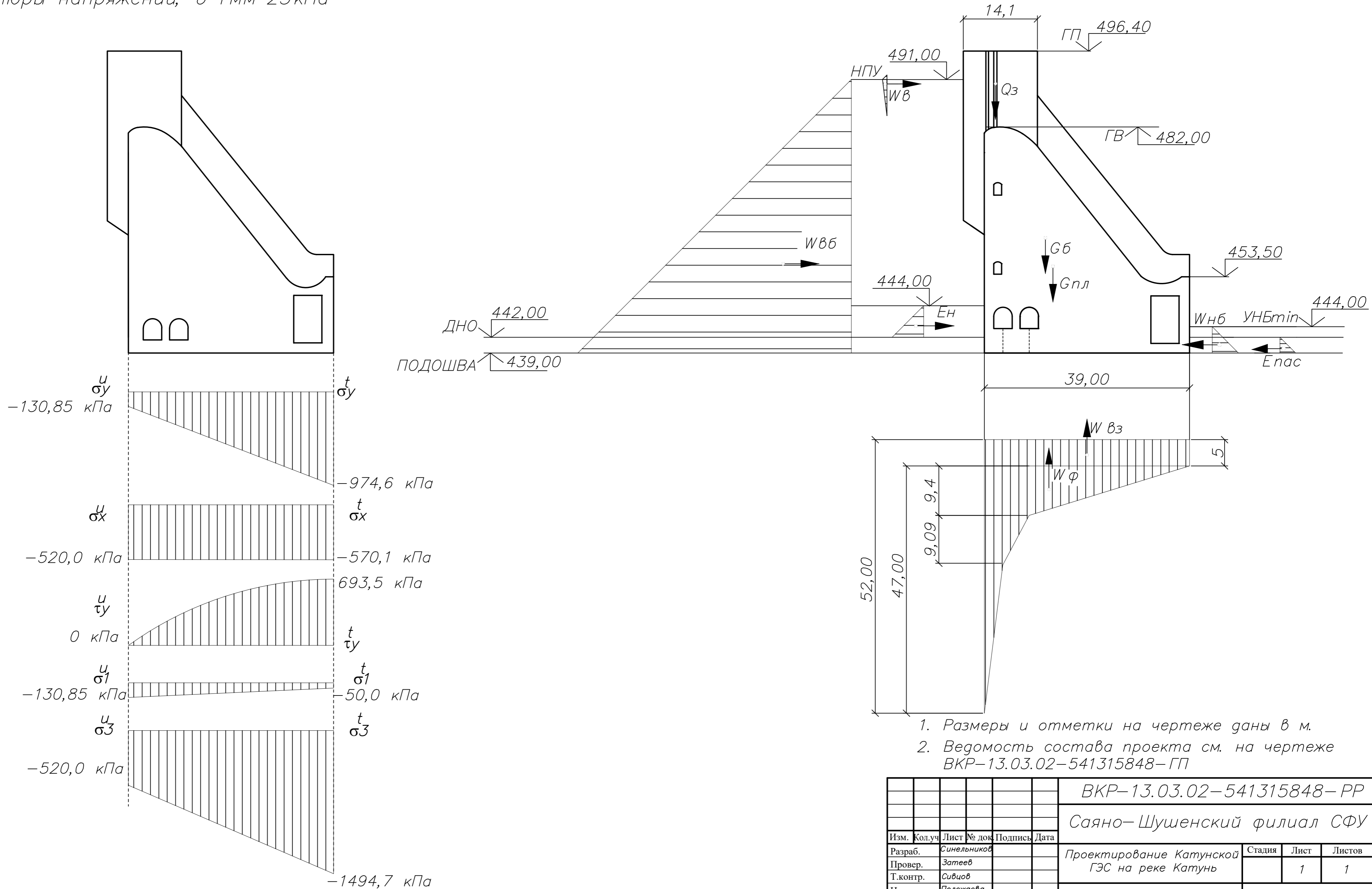


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541315848-ГП

ВКР-13.03.02-541315848-ГП1						
Саяно-Шушенский филиал СФУ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разраб.		Сивяликов				
Провер.		Масленников				
Т.контр.		Сивцов				
Н.контр.		Полежаева				
Утв.		Татарников				
Проектирование Катунской ГЭС на реке Катунь				Стадия	Лист	Листов
Разрез по станционной части гидроузла. Основные характеристики ГА				1	1	1
Кафедра ГТЭС, 2017 г						

Сбор нагрузок на водосливную часть плотины 1:500

Эпюры напряжений, в 1мм 25кПа

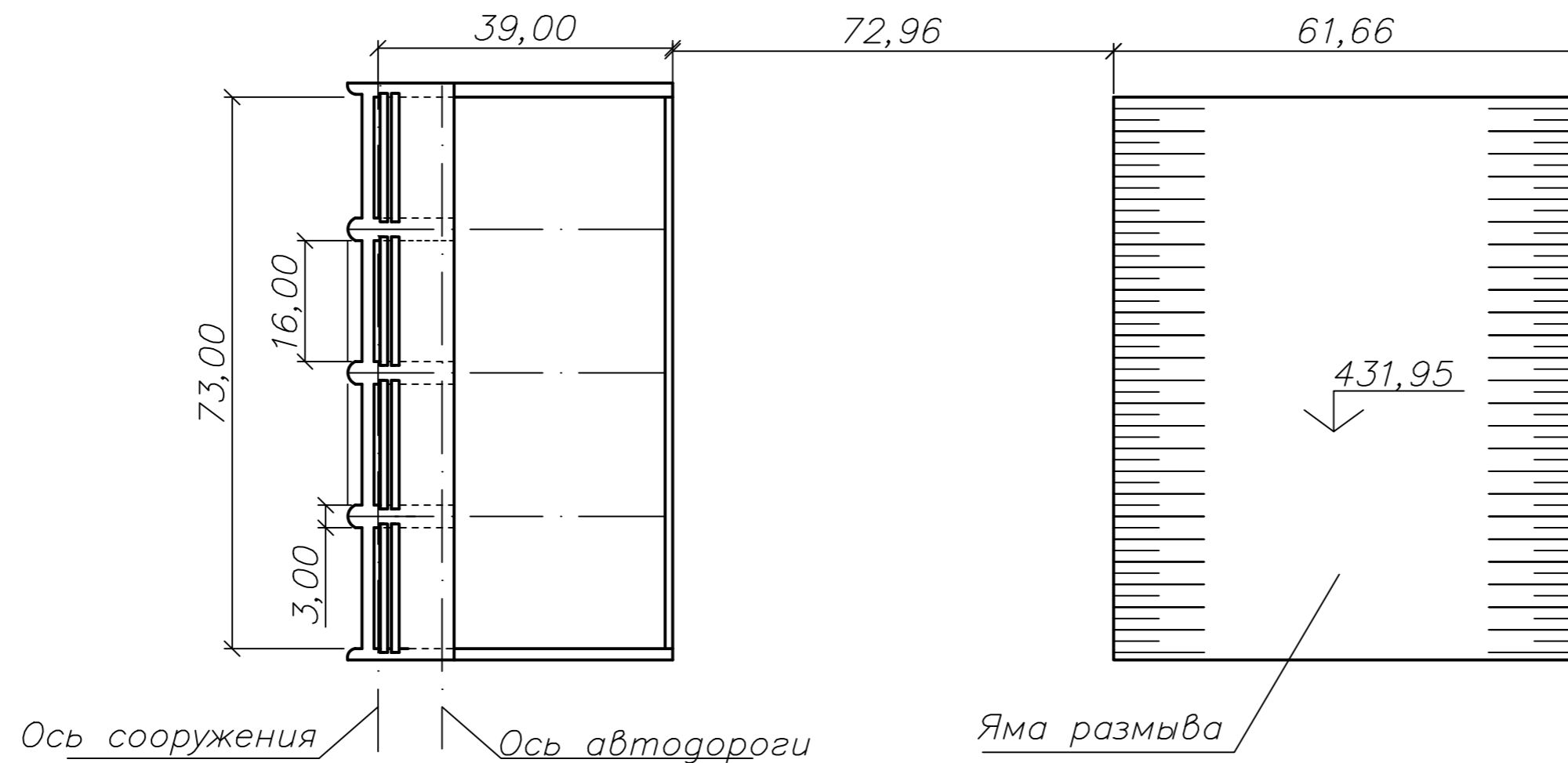
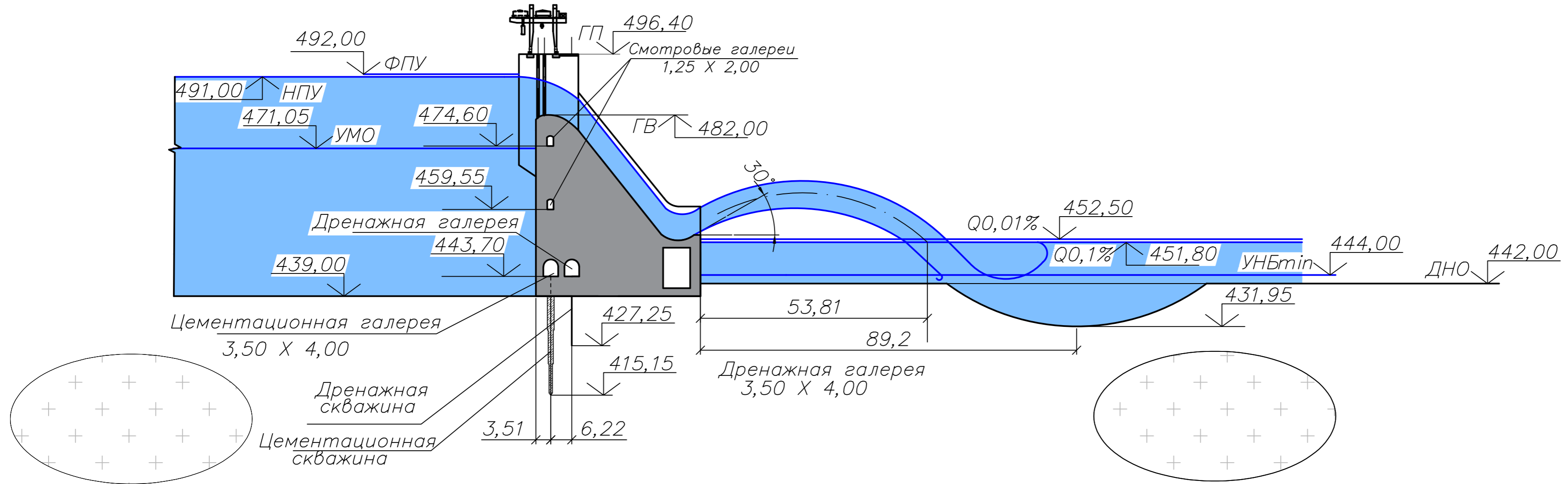


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541315848-ГП

ВКР-13.03.02-541315848-РР					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Синельников			
Провер.		Затеев			
Т.контр.		Сивцов			
Н.контр.		Полежаева			
Утв.		Татарников			
Проектирование Катунской ГЭС на реке Катунь				Стадия	Лист
Сбор нагрузок на водосливную часть плотины				1	1
Кафедра ГГЭС, 2017 г					

Поперечный разрез по водосливной плотине

М 1:800

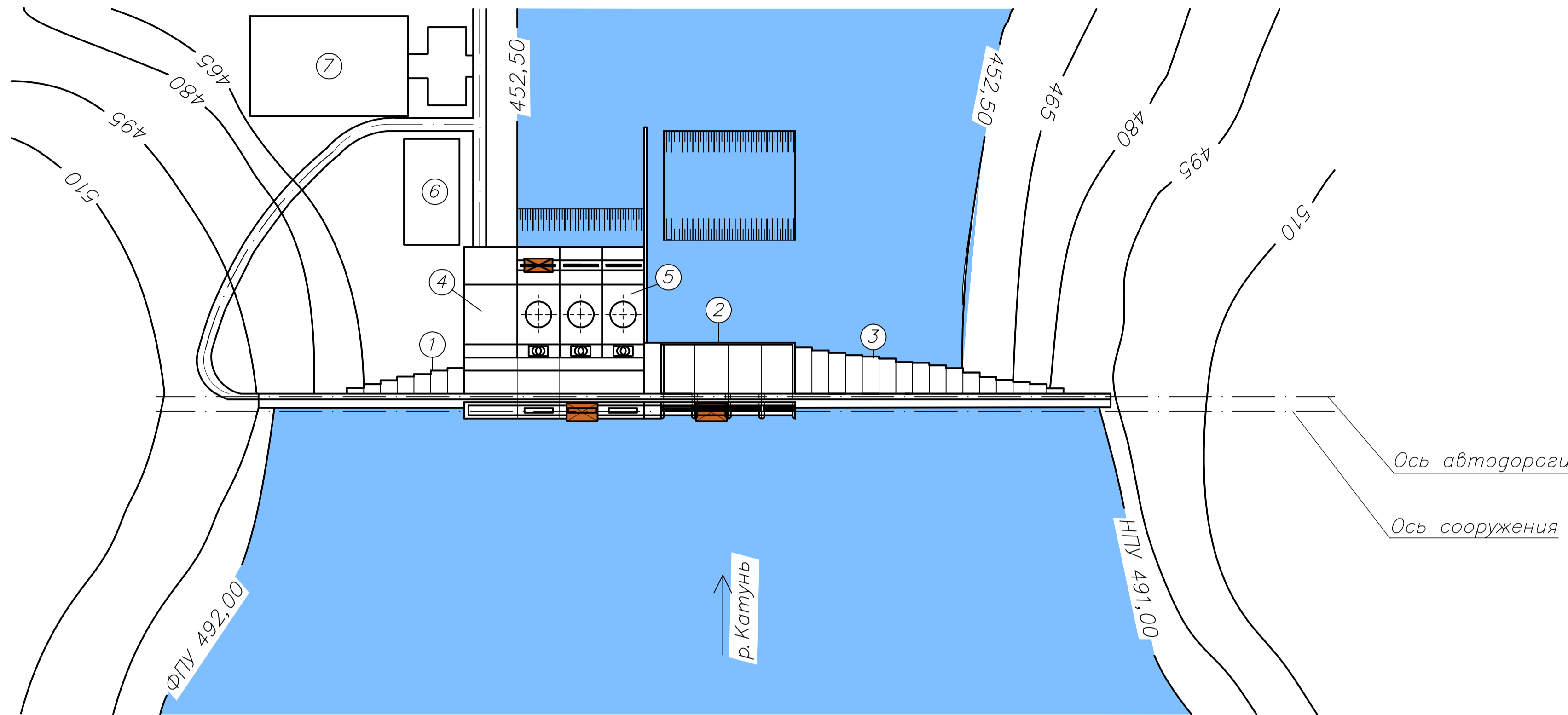


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541315848-ГП

ВКР-13.03.02-541315848-ГР2					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Синельников			
Провер.		Затеев			
Т.контр.		Сивцов			
Н.контр.		Полежаева			
Утв.		Татарников			
Проектирование Катунской ГЭС на реке Катунь				Стадия	Лист
					1
Поперечный разрез по водосливной плотине				Листов	1
				Кафедра ГГЭС, 2017 г	

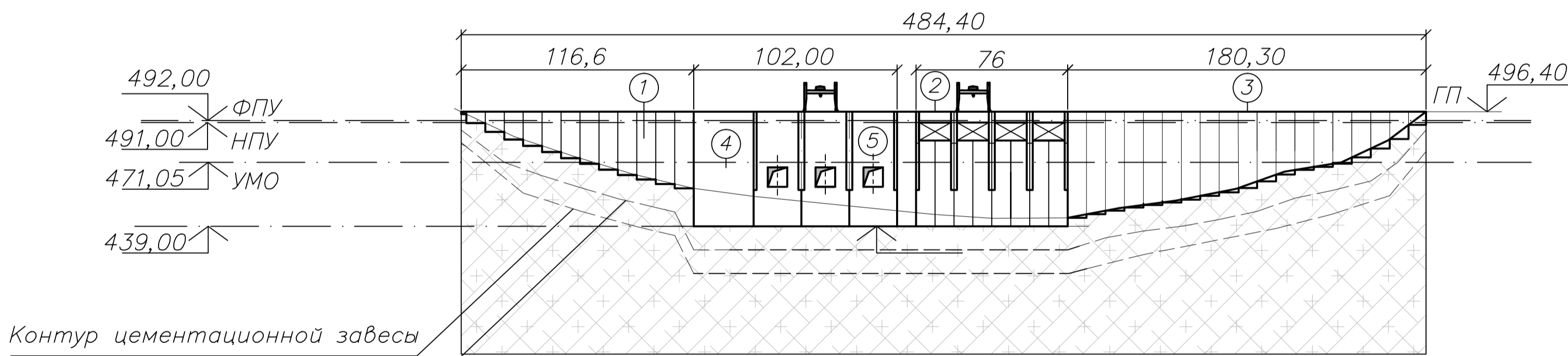
Генеральный план

1:2000



Вид с верхнего бьефа

1:2000



Условные обозначения

- Гранит трещиноватый
- Автодорога
- Трансформатор
- Гидрогенератор

Экспликация объектов

№	Наименование
1	Левобережная глухая бетонная плотина
2	Водосбросная плотина
3	Правобережная глухая бетонная плотина
4	Монтажная площадка
5	Станционная часть
6	Служебно-производственный комплекс
7	Открытое распределительное устройство

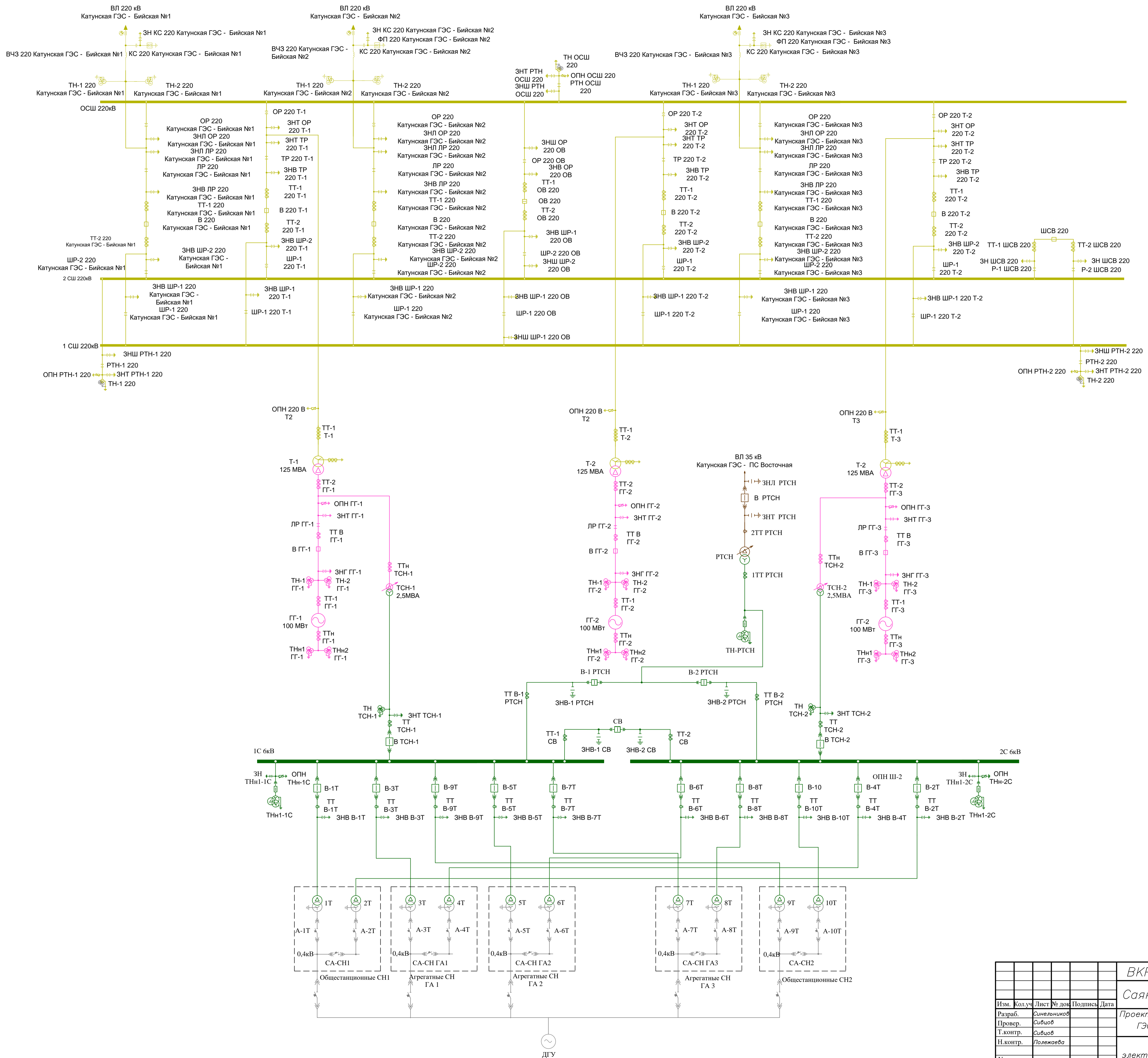
Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-541315848-ГП	Генплан. План основных сооружений. Ведомость состава проекта. Экспликация сооружений
2	ВКР-13.03.02-541315848-Р1	Разрез по станционной части ГУ. Основные характеристики ГА
3	ВКР-13.03.02-541315848-ГР2	Поперечный разрез водосливной плотины
4	ВКР-13.03.02-541315848-РР	Сбор нагрузок на водосливную плотину
5	ВКР-13.03.02-541315848-ЭС	Главная электрическая схема соединений
6	ВКР-13.03.02-541315848-ПЗ	Пояснительная записка

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

					ВКР-13.03.02-541315848-ГП				
					Саяно-Шушенский филиал СФУ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.	Синельников					Проектирование Катунской ГЭС на реке Катунь.	Стадия	Лист	Листов
Провер.	Затеев							1	1
Т.контр.	Сивцов								
Н.контр.	Полежаева					Генеральный план. Экспликация объектов. Ведомость состава проекта. Условные обозначения			
Утв.	Татарников								Кафедра ГТЭС, 2017 г.

Главная схема электрических соединений



ВКР-13.03.02-541315848-ЭС

Саяно-Шушенский филиал СФУ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Сивцов			
Провер.		Сивцов			
Т.контр.		Сивцов			
Н.контр.		Полежаева			
Утв.		Татарников			

Проектирование Катунской ГЭС на реке Катунь

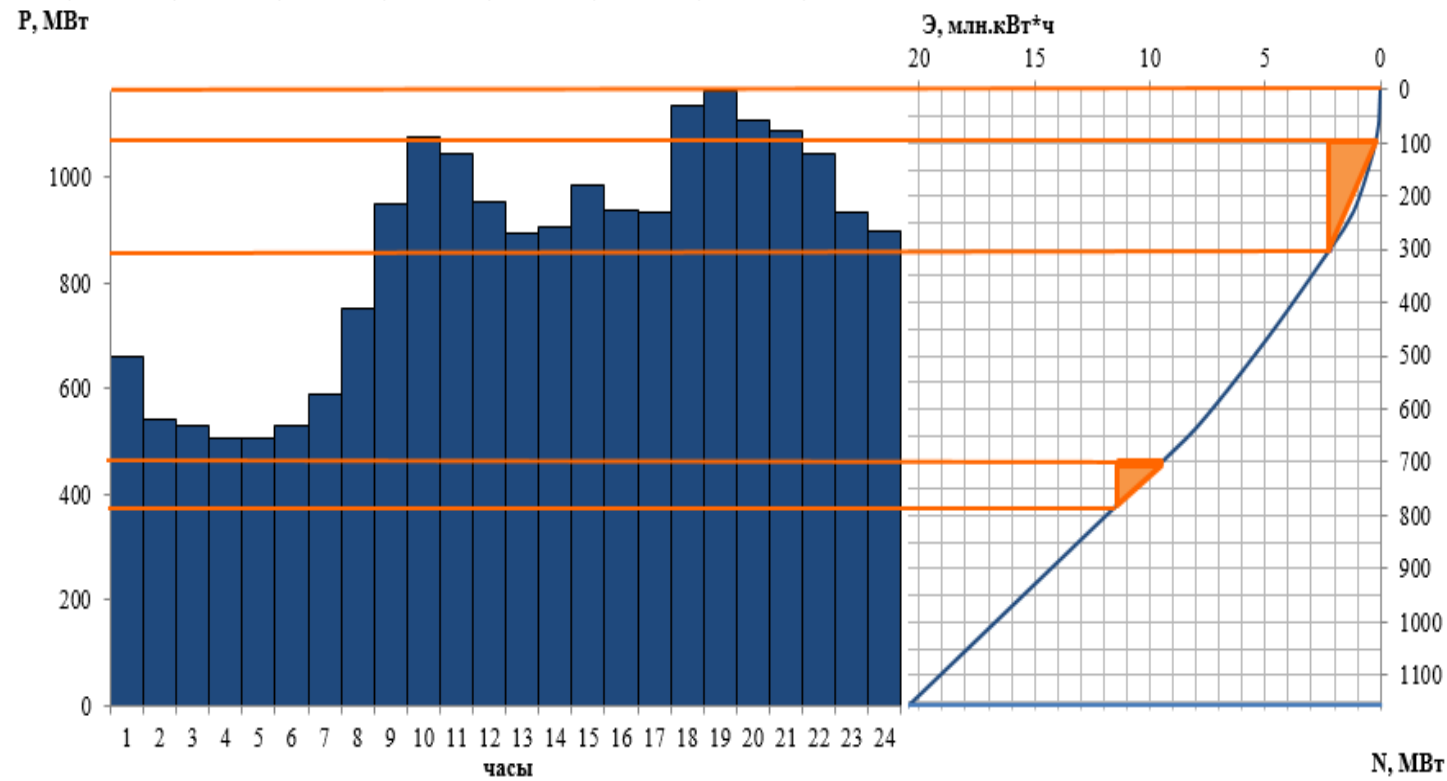
Стадия: Лист 1 из 1

Кафедра ГЭЭС, 2017 г.

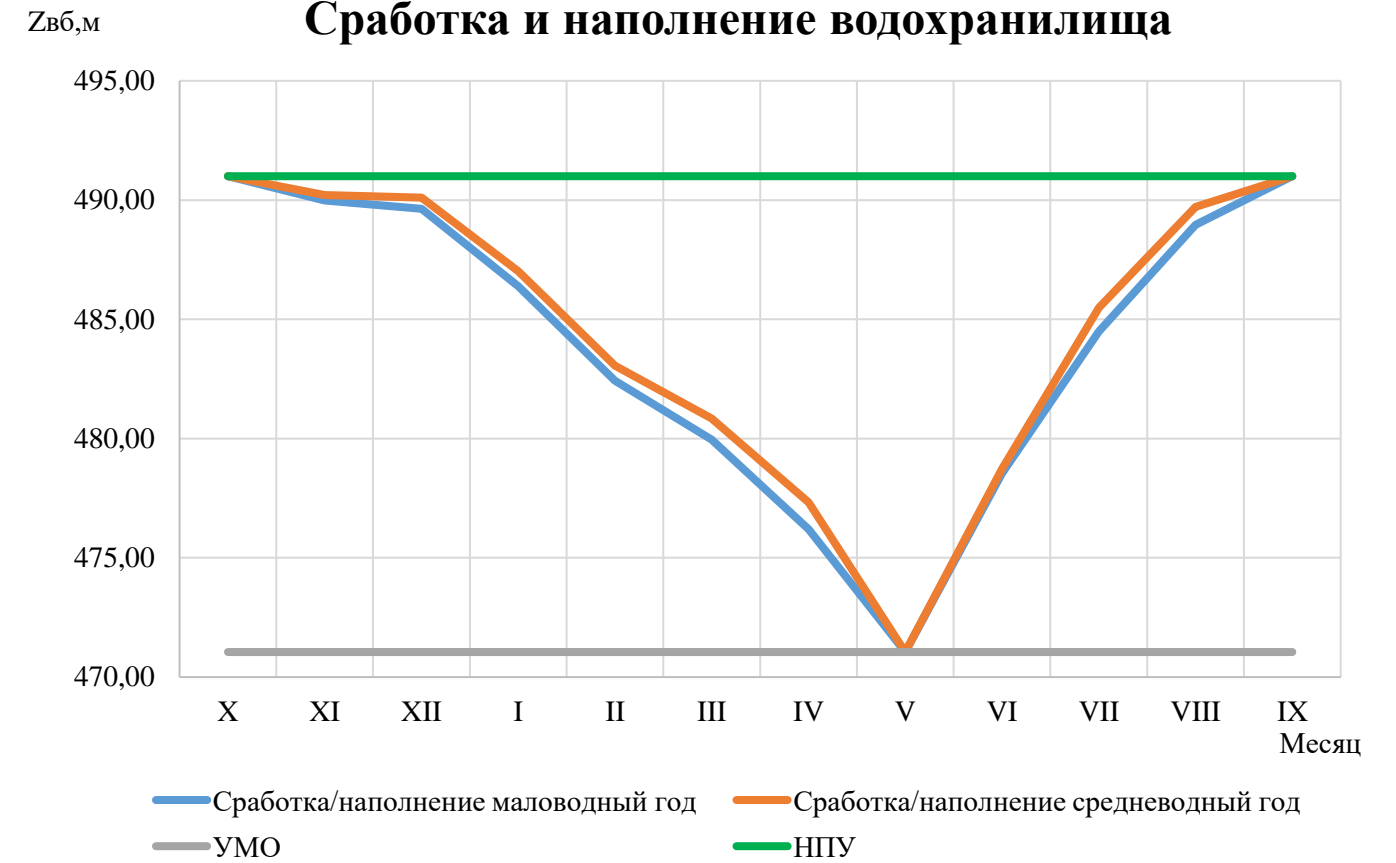
Катунская ГЭС на реке Катунь

Установленная мощность $N_{уст}=275$ МВт
 Среднеголетняя выработка
 Эср.мнг. =1,5 млрд. кВт·ч.

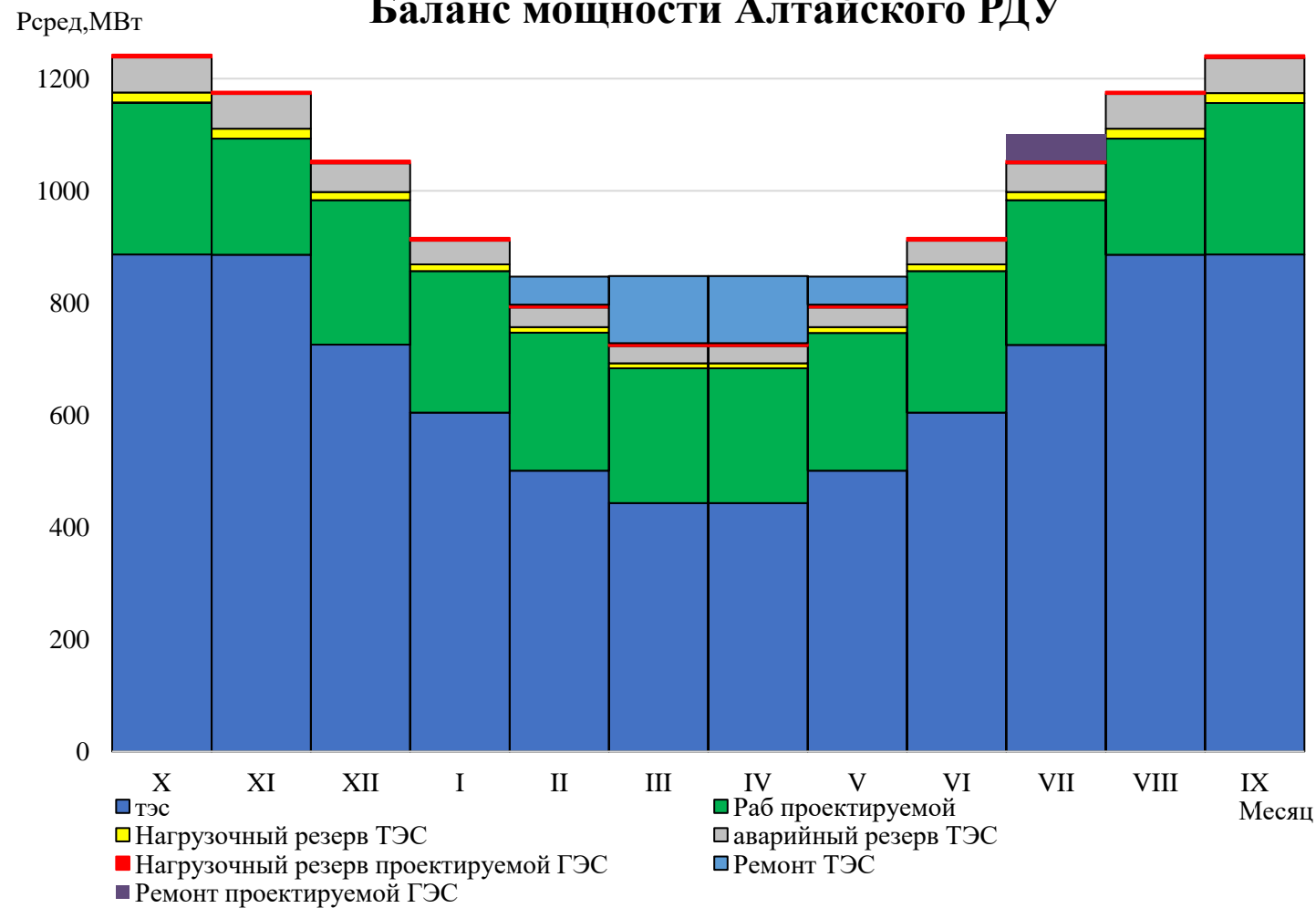
Суточный график и ИКН зимнего периода



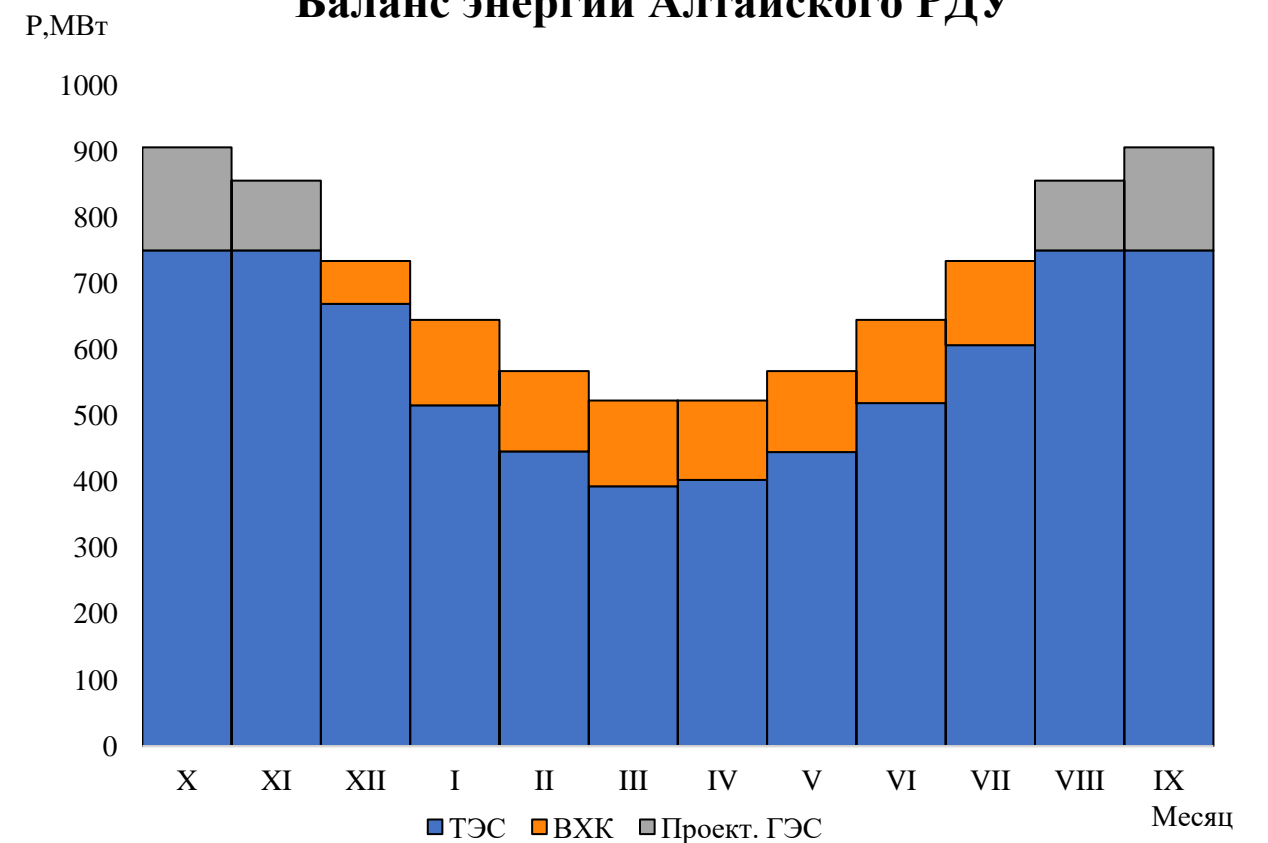
Сработка и наполнение водохранилища



Баланс мощности Алтайского РДУ

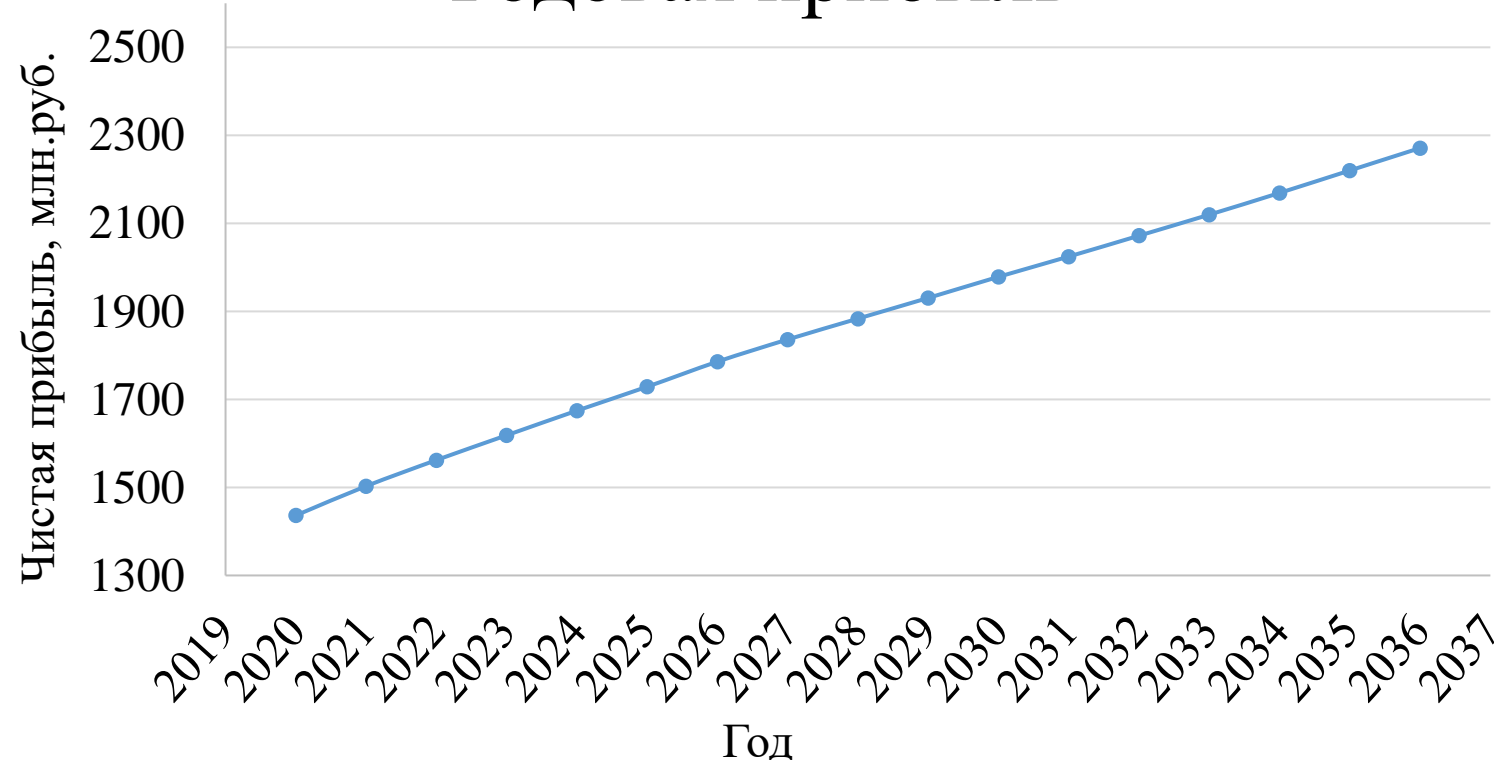


Баланс энергии Алтайского РДУ



Основные технико-экономические показатели строительства Катунской ГЭС

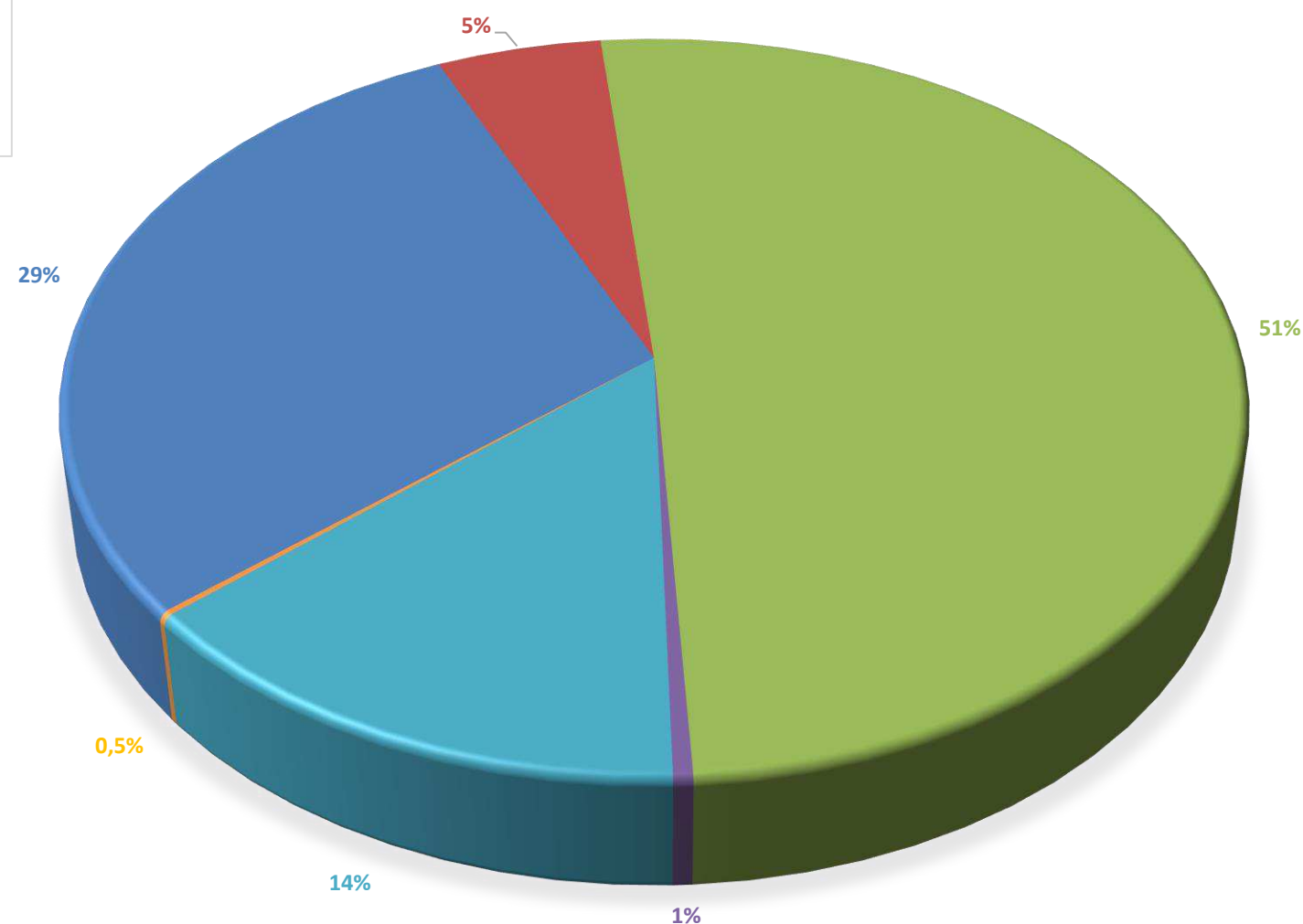
Годовая прибыль

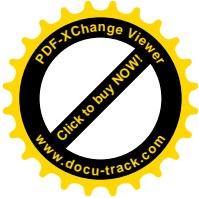
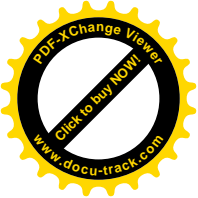


Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости, лет	6 лет 3 месяца
Средняя норма рентабельности, %	45,87
Чистый приведенный доход, млн.руб	7470,0
Индекс прибыльности	1,62
Себестоимость капиталовложения, руб/кВт·ч	0,25
Удельные капиталовложения, руб/кВт	89705

Текущие затраты по ГУ

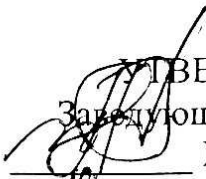
- Амортизационные отчисления
- Расходы на страхование
- Эксплуатационные затраты
- Расходы на ремонт производственных фондов
- Расходы на услуги регулирующих компаний
- Налог на воду





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
« 19 » 06 2017 г.

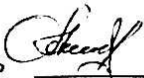
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАТУНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ.
ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ
СОСТАВЛЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ И
ЗАЩИТ НА ГЭС**

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

Руководитель

 16.06.17


подпись, дата

должность

А.Н. Сивцов

инициалы, фамилия

Выпускник

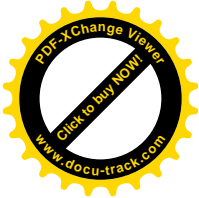
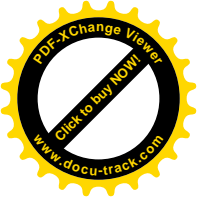
 17.06.17

подпись, дата

Д.О. Синельников

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Катунской ГЭС на реке Катунь. Электромагнитная совместимость различных составляющих технологических систем управления и защит на ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водоэнергетические расчёты

Зайд 9.06.17
подпись, дата

Е.Ю. Замеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

А.В. Мокенкина 14.06.17
подпись, дата

А.В. Мокенкина
инициалы, фамилия

Электрическая часть

А.Н. Сидоров 15.06.17
подпись, дата

А.Н. Сидоров
инициалы, фамилия

Устройства РЗА

В.В. Кошкин
подпись, дата

В.В. Кошкин
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

В.Б. Сатеев 14.06.2017
подпись, дата

В.Б. Сатеев
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана
окружающей среды

А.И. Ротарь 17.06.17
подпись, дата

А.И. Ротарь
инициалы, фамилия

Технико-экономические
показатели

В.В. Манасов 05.06.17
подпись, дата

В.В. Манасов
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

А.А. Гаврилов 16.06.17
подпись, дата

А.А. Гаврилов
инициалы, фамилия