

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно–Шушенский филиал  
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись                      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МОМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОППИ.  
ОПАСНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФАКТОРЫ В СОСТАВЕ  
ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС**  
тема

Руководитель	_____	Канд. техн. наук, доцент кафедры ГГЭЭС Саяно- <u>Шушенского филиала СФУ</u>	<u>Р.Ю.Беляев</u>
	подпись, дата	ученая степень, учебное звание, должность, место работы	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А.М.Трофимов</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Моминской ГЭС на реке Коппи. Опасные производственные факторы в составе оборудования ГЭС».

Консультанты по  
разделам:

Водно–энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ МОМИНСКОЙ ГЭС .....	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования гидроэлектростанции .....	9
1.1 Природные условия .....	9
1.1.1 Климат .....	9
1.1.2 Гидрологические данные .....	9
1.1.3 Сейсмические условия .....	10
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	11
2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности .....	12
2.1 Регулирование стока воды .....	12
2.1.1 Исходные данные .....	12
2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов .....	12
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов .....	13
2.1.4 Выбор расчетного средневодного года .....	14
2.1.5 Выбор расчетного маловодного года .....	15
2.1.6 Определение типа регулирования .....	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов .....	17
2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса .....	17
2.2.2 Баланс энергии .....	18
2.2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы Моминской ГЭС в маловодном году .....	19
2.2.4 Расчет установленной мощности проектируемой ГЭС .....	19
2.2.5 Баланс мощности .....	19
2.2.6 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки .....	21
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС .....	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	23
3.1.1 Построение режимного поля .....	23
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....	24
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины .....	28
3.4 Гидромеханический расчёт спиральной камеры .....	30
3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины .....	35
3.5.1 Расчет вала на прочность .....	35
3.5.2 Расчет подшипника .....	36
3.6 Выбор типа серийного генератора .....	36
3.7 Выбор вспомогательного оборудования .....	39
3.7.1 Выбор типа маслонапорной установки .....	39
3.7.2 Выбор электрогидравлического регулятора .....	39
4 Электрическая часть .....	40
4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС .....	40

4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....	40
4.2.1	Выбор синхронного генератора .....	40
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком .....	41
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупненным блоком .....	42
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд .....	44
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушных линий .....	44
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета .....	45
4.5	Выбор главной схемы РУ высшего напряжения .....	46
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin .....	47
4.6.1	Расчет исходных данных .....	47
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin» .....	48
4.6.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	50
4.7	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ .....	51
4.7.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	51
4.7.2	Выбор синхронизаторов и анализаторов .....	54
4.7.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	55
4.7.4	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	56
4.8	Выбор параметров КРУЭ .....	57
5	Релейная защита и автоматика .....	59
5.1	Выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора .....	59
5.2	Перечень защит основного оборудования .....	61
5.3	Описание защит и расчет их уставок .....	63
5.3.1	Защита системы возбуждения. МТЗ и ТО .....	63
5.3.2	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG) .....	66
5.3.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора .....	69
5.3.4	Защита от повышения напряжения ( $U1 >$ ), ( $U2 >$ ) .....	71
5.3.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ ) .....	72
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок ( $I1$ ) .....	78
5.3.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <$ , $Z2 <$ .....	81
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	84
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор - трансформатор .....	87
5.5	Таблица уставок и матрица отключений .....	87
6	Компоновка сооружения гидроузла .....	88
6.1	Проектирование водосливной плотины .....	88
6.1.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины .....	88
6.1.2	Расчет параметров волнового воздействия .....	88

6.2 Гидравлические расчеты.....	90
6.2.1 Определение ширины водосливного фронта.....	90
6.2.2 Определение отметки гребня водослива.....	94
6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	95
6.2.4 Построение профиля водосливной грани.....	96
6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	97
6.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	99
6.3. Конструирование плотины .....	101
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины .....	101
6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами .....	101
6.3.3 Быки .....	102
6.3.4 Устой .....	102
6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин.....	102
6.3.6 Галереи в теле плотины.....	102
6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины ...	103
6.4.1 Противофильтрационные завесы или буро бетонные стенки.....	103
6.4.2 Дренажные устройства в основании .....	104
6.5 Определение основных нагрузок на плотину .....	104
6.5.1 Вес сооружения .....	104
6.5.2 Расчеты гидростатического давления .....	105
6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления .....	105
6.5.4 Сила фильтрационного давления .....	105
6.5.5 Давление грунта.....	106
6.5.6 Расчет волнового давления .....	108
6.6 Расчет прочности плотины .....	108
6.6.1 Определение напряжений .....	108
6.6.2 Критерии прочности плотины .....	111
6.6.3 Расчет устойчивости плотины .....	112
7 Пожарная безопасность. Охрана труда. Охрана окружающей среды .....	113
7.1 Пожарная безопасность .....	113
7.2 Охрана труда.....	114
7.3 Охрана окружающей среды .....	116
7.3.1 Общие сведения о районе строительства.....	116
7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	117
7.3.3 Отходы, образующиеся при строительстве .....	118
7.3.4 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	119
7.3.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	119
8 Техничко-экономические показатели .....	121
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии .....	121
8.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	121
8.3 Налоговые расходы .....	124

8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	125
8.5	Оценка инвестиционного проекта .....	127
8.6	Коммерческая эффективность .....	128
8.7	Бюджетная эффективность .....	128
8.8	Анализ чувствительности .....	129
9	Опасные производственные факторы в составе оборудования ГЭС .....	131
9.1	Электрический ток .....	131
9.2	Электромагнитные поля.....	133
9.3	Повышенный шум.....	134
9.4	Вибрация.....	136
9.5	Масло .....	137
9.6	Элегаз.....	138
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>140</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А Общая часть .....</b>	<b>143</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчёты .....</b>	<b>145</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование .....</b>	<b>151</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г Таблица уставок и матриц отключений .....</b>	<b>155</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д Сбор нагрузок на водосливную плотину .....</b>	<b>157</b>

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ МОМИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки .....Коппи;
2. Наименование ГЭС.....Моминская ГЭС;
3. Местонахождение ГЭС.....Хабаровская область;
4. Тип проектируемой установки.....Гидроэлектростанция;
5. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний.....120 м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный с обеспеченностью 0,5%.....775,20 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью 0,1%.....849,50 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный..... 20 м<sup>3</sup>/с;
6. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока.....годовой;
  - б) отметка НПУ..... 180,00 м;
  - в) отметка ФПУ.....182,00 м;
  - г) отметка УМО.....175,48 м;
  - д) объем водохранилища полный.....5,465 км<sup>3</sup>;
  - е) объем водохранилища полезный.....1,237 км<sup>3</sup>;
7. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....69,2 м;
  - б) расчетный.....61,3 м;
  - в) минимальный.....59,6 м;
8. Энергетические характеристики:
  - а) мощность установленная .....191 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....600 млн. кВт · ч;
9. Плотина (общая длина/максимальная высота):
  - а) правобережная грунтовая плотина.....130,4 м/ 79,0 м;
  - б) левобережная грунтовая плотина.....470,4 м/ 79,0 м;
  - в) станционная часть.....161,4 м/ 79,0 м;
10. Водосбросные сооружения:
  - 10.1. Поверхностный водослив:
    - а) число и ширина пролетов.....2x4 м;
    - б) общая длина.....14 м;
  - 10.2. Глубинный водослив:
    - а) число и форма сечения.....2 и круглое;
    - б) радиус сечения..... 1,5 м;
11. Здание ГЭС:
  - а) тип здания.....приплотинное;
  - б) число агрегатов.....4;
  - в) грунты в основании.....гранит;
  - г) тип спиральной камеры.....металлическая;
  - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;
12. Основное оборудование:

- а) тип турбин..... РО756-В-335;
- б) тип генератора..... СВ-596/100-32УХЛ4;
- в) номинальная активная мощность генератора.....51 МВт;
- г) частота вращения.....187,5 об/мин;
- д) тип трансформаторов.....ТДЦ-80000/220;

13. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости.....10 лет, 4 месяцев;
- б) себестоимость электроэнергии.....0,15 руб/кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения.....81675 руб/кВт;



# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования гидроэлектростанции

Река Копии Находится в Хабаровском крае России. Одна из крупнейших рек на территории Советско-Гаванского района. Берёт начало на юго-восточном склоне горы Яко-Яни, прорезает район с запада на юго-восток. Впадает в бухту Андрея Татарского пролива. Река горная, с каменистым дном, извилистым руслом. Длина реки 219 км, площадь бассейна 7290 км<sup>2</sup>.

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Климат

Климат рассматриваемой территории умеренный, муссонный. Зима холодная и снежная, в то же время лето прохладное, дождливое. Средняя годовая температура воздуха составляет +1,3°С, абсолютный минимум -33°С, абсолютный максимум +34°С. Годовая сумма осадков около 771 мм

### 1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Копии за период 1966-1993 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднее значение стока за весь период наблюдений 120 м<sup>3</sup>/с.

Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
Z <sub>ВБ</sub> , м	V, км <sup>3</sup>	Z <sub>НБ</sub> , м	Q, км <sup>3</sup> /с	Z <sub>НБ</sub> , м	Q, км <sup>3</sup> /с
107,49	0	107,00	0	107,00	0
137,64	0,5	110,49	25,5	110,49	30
151,30	1	111,94	51	111,94	60
157,59	1,5	112,74	76,5	112,74	90
161,41	2	113,40	102	113,40	120
164,85	2,5	114,01	127,5	114,01	150
168,38	3	114,50	153	114,50	180
171,71	3,5	114,85	178,5	114,85	210
174,46	4	115,14	204	115,14	240
176,53	4,5	115,45	229,5	115,45	270
178,23	5	115,70	255	115,70	300
180,00	5,465	-	-	-	-

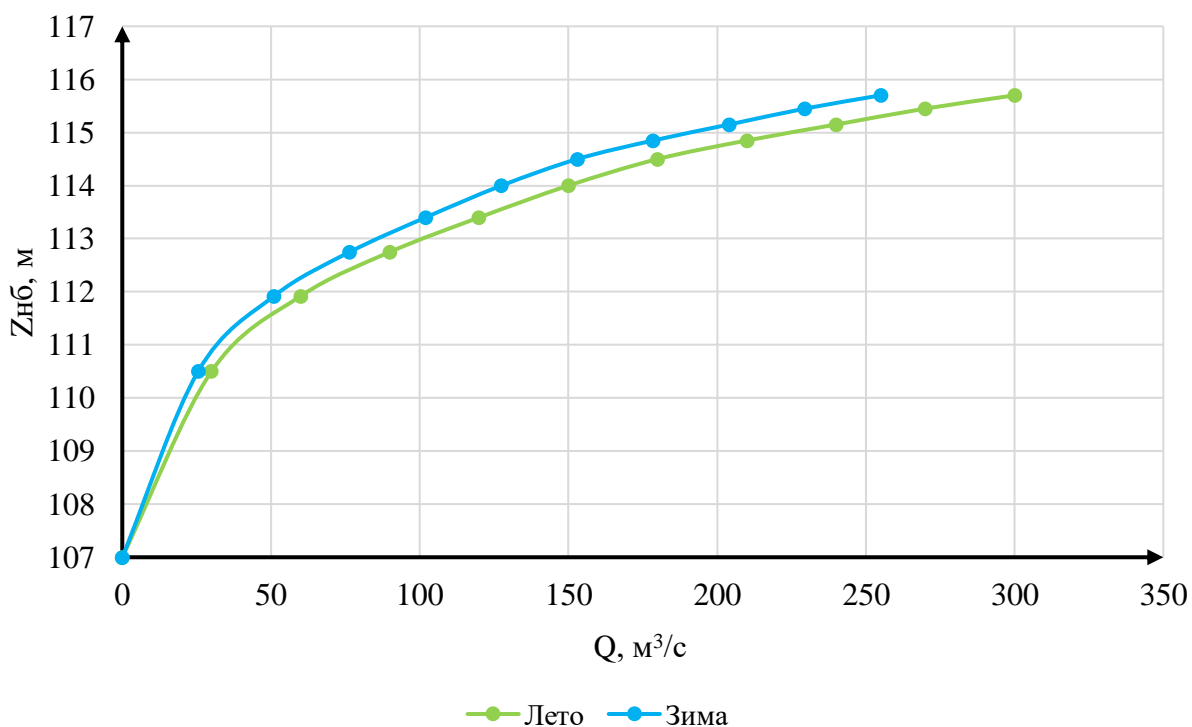


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

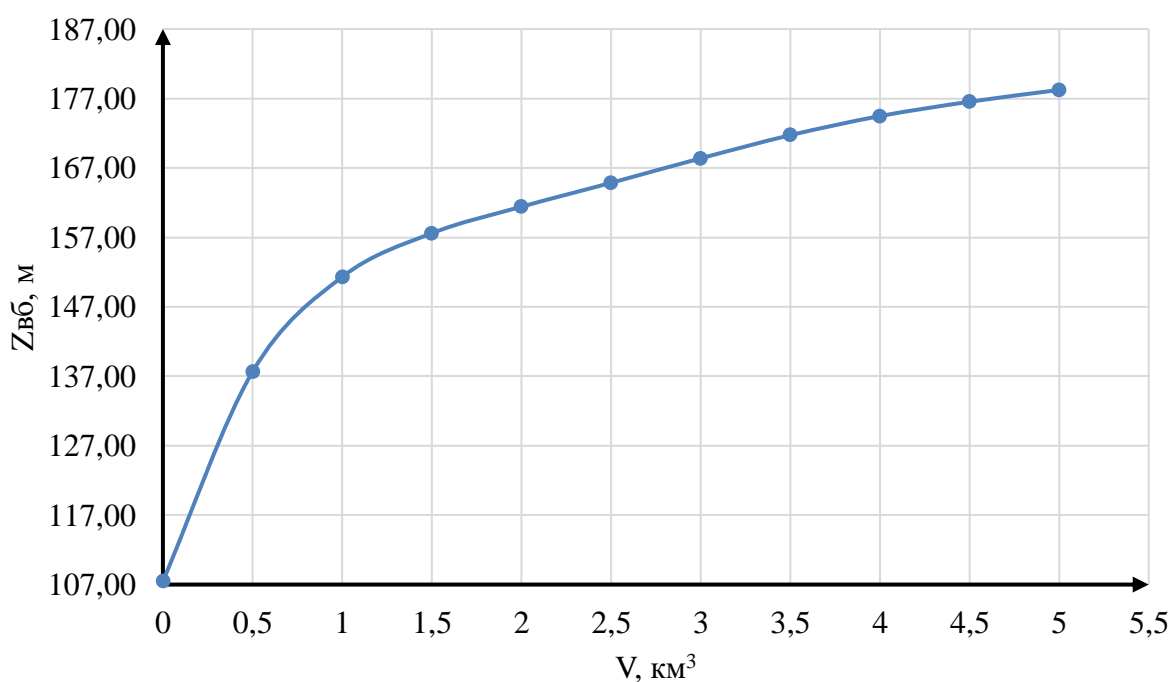


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

### 1.1.3 Сейсмические условия

В основании реки Коппи - скальные породы: гранит.

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Моминской ГЭС равна 6 баллам.

## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Моминская ГЭС предназначена для работы в составе электростанций, входящих в зону Филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области». (Хабаровское РДУ).

Операционная зона охватывает два субъекта федерации общей площадью 823,9 тыс. км<sup>2</sup> с населением 1,452 млн человек.

В управлении и ведении Хабаровского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 2168,7 МВт. Наиболее крупными из них являются Амурская ТЭЦ-1, Комсомольская ТЭЦ-2, Комсомольская ТЭЦ-3, Хабаровская ТЭЦ-1 и Хабаровская ТЭЦ-3 АО «ДГК».

Также в операционной зоне Хабаровского РДУ находятся 2616,7 км линий электропередачи (ВЛ) класса напряжения 110 кВ, 4426,7 км ВЛ 220 кВ, 1162,9 км ВЛ 500 кВ, 137 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций с суммарной мощностью трансформаторов 10297,2 МВА.

Выработка электроэнергии в операционной зоне Хабаровского РДУ в 2021 году составила 8,379 млрд кВт.ч, потребление – 11,067 млрд кВт.ч.

## 2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

Энергосистема: ОДУ Востока, Хабаровское РДУ;

Годовой максимум нагрузки: 1691 МВт;

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ: 0,85;

Коэффициент мощности: 8,9;

Потери напора в подводящих сооружениях:  $\Delta h=0,3$  м;

НПУ гидроузла:  $Z= 180,00$  м;

ДНО гидроузла:  $Z= 107,00$  м.

Объемы водохранилища и уровней верхнего бьефа и кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа в таблице 1.1 и рисунках 1.1 и 1.2. Ряд гидрологических наблюдений за рекой Коппи за период 1966-1993 гг. представлены в приложении А, таблица А.1. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расходы на ВХК и основные потери воды

Т, мес.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{исп}, \text{М}^3/\text{с}$	0	0	0	0	4	2	1	0	0	0	0	0
$Q_{лед}, \text{М}^3/\text{с}$	1,3	1,1	2,5	-2,5	-1,8	-0,9	-0,7	-0,6	-0,5	-0,3	1,1	1,3
$Q_{фильтр}, \text{М}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{шлюз}, \text{М}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{вхк}, \text{М}^3/\text{с}$	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

#### 2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Максимальные расходы приведены в приложение А, таблица А.1 и располагаются в порядке убывания. Для заполнения таблицы А.2, приложение А. Далее вычисляем коэффициент К:

$$K = \frac{Q_n}{Q_{ср}}, \quad (2.1)$$

где  $Q_n$  –  $n$  – ый член ряда максимальных годовых расходов;

$Q_{ср}$  – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{1,176}{28}} = 0,20; \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\Sigma(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{-0,111}{28 \cdot 0,2^3} = -0,50. \quad (2.3)$$

Принимаем значение  $C_s$  по модулю, то есть  $C_s = 0,50$

Средняя квадратичная ошибка вычисления коэффициентов вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,2^2}}{\sqrt{2 \cdot 27}} \cdot 100\% = 10,40\%. \quad (2.4)$$

Ошибка является допустимой для этого ряда.

Средняя квадратичная ошибка коэффициента асимметрии равна:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{28} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,2^2+5 \cdot 0,2^4}}}{0,5} \cdot 100\% = 103,42\%. \quad (2.5)$$

Заполним таблицу 2.2, используя следующие формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Phi; \quad (2.6)$$

$$K_s = M_s + 1; \quad (2.7)$$

$$Q_s = Q_{ср.мах} \cdot K_s. \quad (2.8)$$

Таблица 2.2 – Результаты расчетов максимальных расходов

<b>P, %</b>	<b>Φ</b>	<b>M<sub>s</sub></b>	<b>K<sub>s</sub></b>	<b>Q<sub>s</sub>, м<sup>3</sup>/с</b>	<b>Расчетный случай</b>
0,5	3,04	0,608	1,608	775,2	основной
0,1	3,81	0,762	1,762	849,5	поверочный

### 2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

Целесообразно разделить каждый год на два периода – многоводный (половодье) и маловодный (межень). К многоводным будут относиться месяцы, в которых расход был больше или равен средневодному, тогда остальные месяцы составят маловодный период. По результатам половодными принимаются V- VII месяцы, оставшиеся - маловодными.

Ранжируем расходы в порядке убывания и рассчитываем обеспеченность по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.9)$$

где  $m$  – порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n=28$  – общее число членов ряда.

Результаты расчетов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в приложении Б, таблица Б.1.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного года 90% и средневодного года 50%. Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

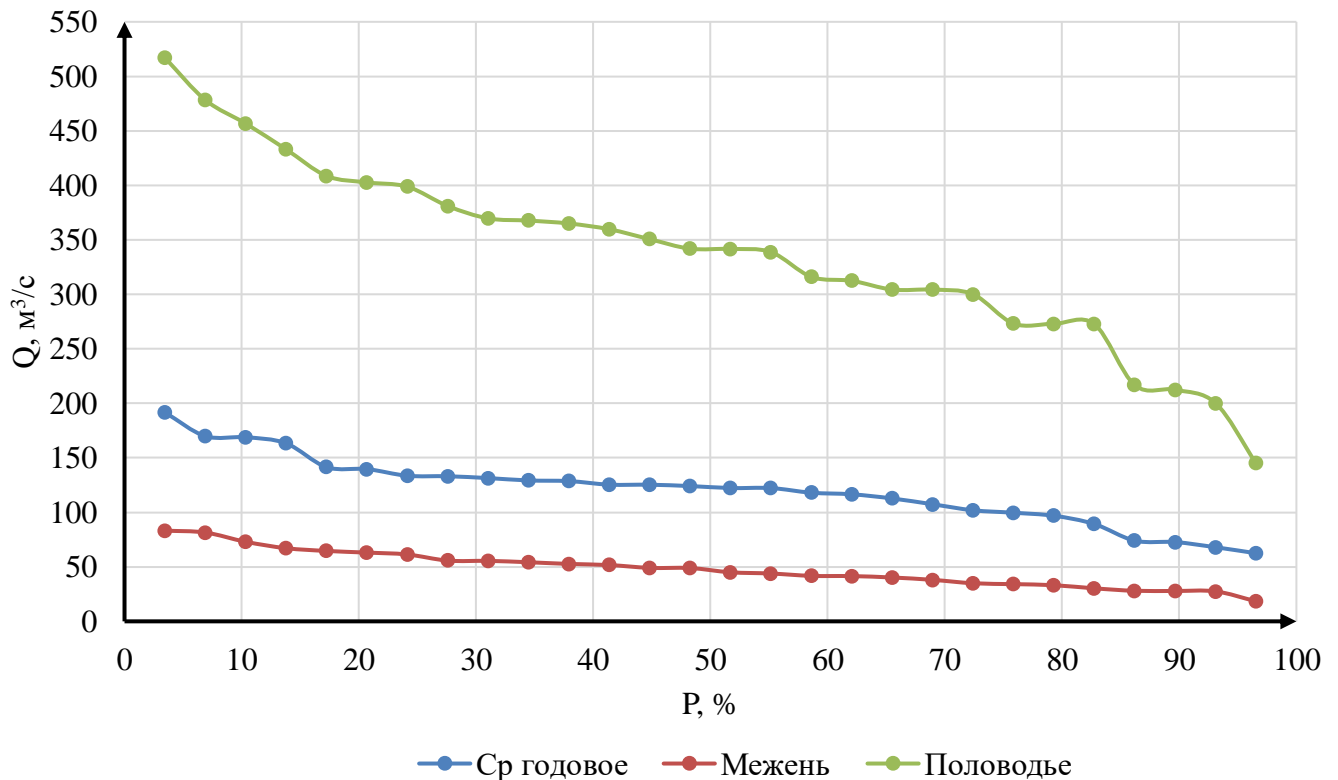


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

#### 2.1.4 Выбор расчетного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие года справа и слева от расчетной обеспеченности 50%. Берем 1977 и 1972 года. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью, принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1977 года:

$$K_{п 50\%} = \frac{Q_{п 50\% \text{ базовое}}}{Q_{п 1977}} = \frac{341,8}{312,4} = 1,09; \quad (2.12)$$

$$K_{M 50\%} = \frac{Q_{M 50\% \text{ базовое}}}{Q_{M 1977}} = \frac{47}{61,3} = 0,77. \quad (2.13)$$

Для 1972 года:

$$K_{П 50\%} = \frac{Q_{П 50\% \text{ базовое}}}{Q_{П 1972}} = \frac{341,8}{300} = 1,14; \quad (2.14)$$

$$K_{M 50\%} = \frac{Q_{M 50\% \text{ базовое}}}{Q_{M 1972}} = \frac{47}{63,5} = 0,74. \quad (2.15)$$

Исходя из полученных значений коэффициентов, принимаем средневодным 1977 год.

### 2.1.5 Выбор расчетного маловодного года

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1981 год. Вычисляем приведенные коэффициенты маловодного года:

$$K_{П 90\%} = \frac{Q_{П 90\% \text{ базовое}}}{Q_{П 1981}} = \frac{212,5}{200,1} = 1,06; \quad (2.16)$$

$$K_{M 90\%} = \frac{Q_{M 90\% \text{ базовое}}}{Q_{M 1981}} = \frac{27,9}{30,3} = 0,92. \quad (2.17)$$

Требуется дополнительная корректировка при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду, расчёты показаны в таблицах 2.3, 2.4, 2.5.

Таблица 2.3 – Средневодный год (P=50%) без приведения, с приведением, с коэффициентом (1977 год)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ср
1977 г.	23,2	20,6	17,9	28,7	444	356	137,3	108,4	99	97,0	90	67,3	124
С привед.	17,9	15,9	13,8	22,1	484	388	149,7	83,5	76,2	74,7	69,3	51,8	121
С коррект.	18,5	16,4	14,3	22,9	497,3	398,7	153,8	86,5	79,0	77,4	71,8	53,7	124

Таблица 2.4 – Маловодный год (P=90%) без приведения, с приведением, с коэффициентом (1981 год)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ср
1981 г.	17,5	15	14,3	27,1	343	160	97,4	52,8	42,2	41,9	32,4	29,2	73
С привед.	16,1	13,8	13,2	24,9	363,6	169,6	103,2	48,6	38,8	38,5	29,8	26,9	74
С коррект.	16,1	13,8	13,2	21,9	360,2	168,0	102,3	49,6	39,8	39,5	29,8	26,9	73

Таблица 2.5 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года после корректировки.

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Разность	2,4	2,6	1,1	1,0	137,1	230,7	51,5	36,9	39,1	37,8	42,0	26,8

По скорректированным данным таблиц строится расчетный гидрограф, рисунок 2.2.

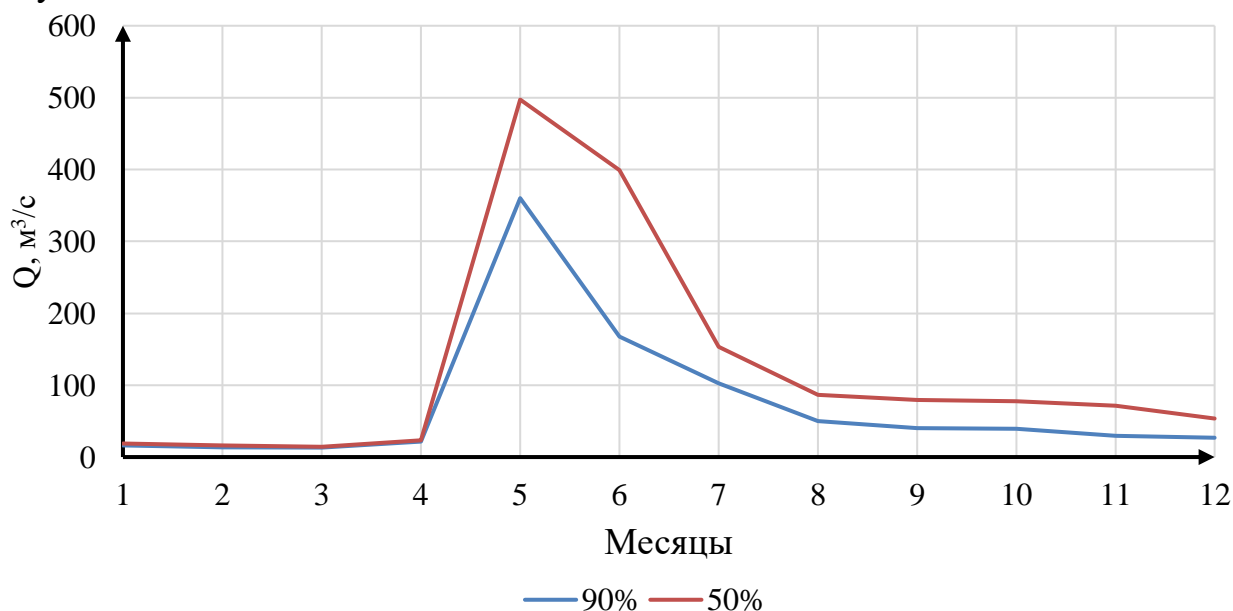


Рисунок 2.2 – Гидрограф маловодного и средневодного года

### 2.1.6 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объема водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Результатом сработки маловодного года является получение отметки УМО, которая равна 175,40 м. Объемы НПУ и УМО находятся по кривой связи объемов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1).  $V_{НПУ} = 5,465 \text{ км}^3$ ;  $V_{УМО} = 4,228 \text{ км}^3$ .

Полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 5,465 - 4,228 = 1,237 \text{ км}^3. \quad (2.18)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища к среднему за многолетний период объему годового стока ГЭС:

$$\bar{W} = Q \cdot t = 120 \cdot 31536000 \cdot 10^{-9} = 3,784 \text{ км}^3; \quad (2.19)$$

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{1,237}{3,784} = 0,33. \quad (2.20)$$



Так как  $\beta = 0,33$ , то имеем водохранилище годичного регулирования, т.е. цикл длится один год.

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

### 2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Расчеты начинаются с определения продолжительности и глубины сработки водохранилища. Для выбранного расчетного маловодного года (1981г.) вычисляется значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{пол.быт90\%} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.21)$$

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

$Q_{пол.быт90\%}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, м<sup>3</sup>/с;

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

$$Q_{полбыт90\%} = Q_{быт} - Q_{сумм} = Q_{быт} - (Q_{исп} + Q_{лед} + Q_{ф}), \quad (2.22)$$

где  $Q_{исп}$  – расход, расходуемый на испарение воды в водохранилище;

$Q_{лед}$  – расход, расходуемый на льдообразование;

$Q_{ф}$  – потери воды на фильтрацию;

$Q_{сумм}$  – суммарные потери воды.

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.23)$$

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

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

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,3$  м.

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

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.24)$$

где  $Q_{ВХК}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м<sup>3</sup>/с.

Результаты расчетов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

## 2.2.2 Баланс энергии

Построим график баланса энергий для Моминской ГЭС. Откладываем на графике  $N_{\text{ВХК}}$ ,  $N_{\text{быт}}$ ,  $N_{\text{сущ.гэс}}$ . Далее проводим линию гарантированной мощности так, чтобы площадь, заключенная между линией гарантированной мощности и  $N_{\text{ВХК}}$  была равна мощности  $N_{\text{изб}} = 208$  МВт. Таким образом, у нас 2 месяца под регулированием. Данные мощностей для построения баланса энергии представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	Рср, МВт	Нсущ. гэс, МВт	Нбыт, МВт	Нвхк, МВт
1	1600	479	10	30
2	1503	459	8	30
3	1355	439	8	30
4	1183	360	13	30
5	1035	340	208	30
6	937	320	94	30
7	948	320	59	30
8	1034	340	29	30
9	1182	360	23	30
10	1354	439	23	30
11	1503	459	18	30
12	1599	479	16	30

Баланс энергии представлен на рисунке 2.3.

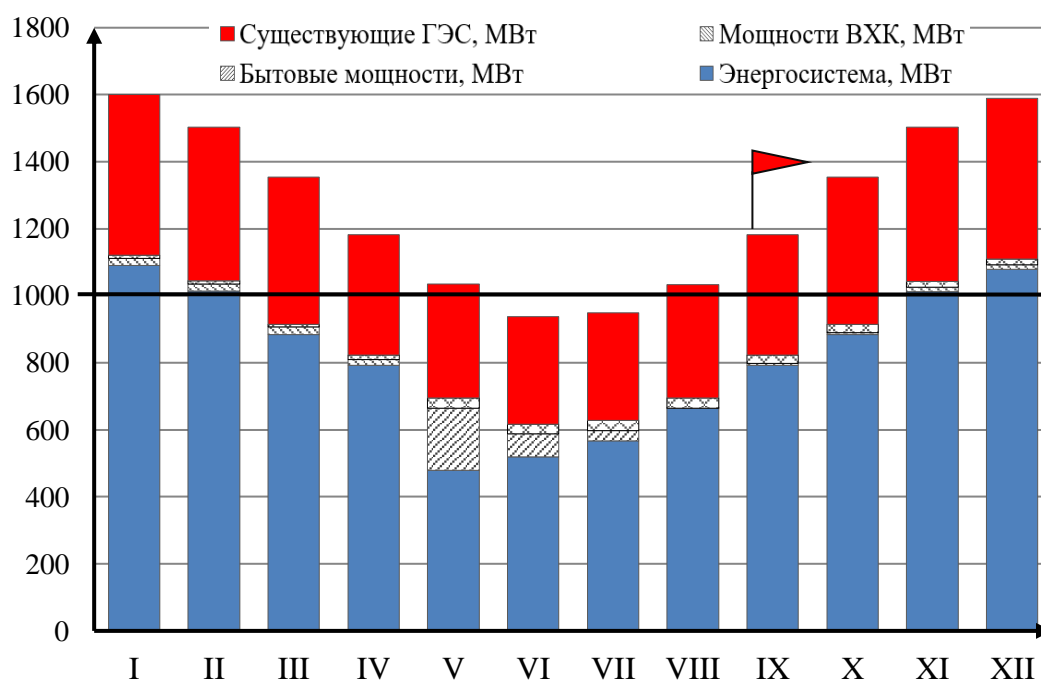


Рисунок 2.3 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

С помощью баланса энергии решается вопрос о начале сработки водохранилища. Начинается сработка в первый месяц после окончания

половодья, когда бытового притока не хватает на выдачу расхода по ВХК, либо на выдачу гарантированной мощности. Таким образом, IX месяц – месяц начала сработки водохранилища.

### 2.2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы Моминской ГЭС в маловодном году

Расчет режима работы ГЭС в маловодном году производится для определения среднемноголетней выработки. Строится график сработка и наполнение водохранилища для маловодного года. Начало сработки водохранилища – IX месяц. Расчет начинаем, когда водохранилище наполнено, уровень воды в нем равен отметке  $\nabla_{НПУ}=180,00$  м и  $V_{НПУ} = 5,47$  км<sup>3</sup>.

В результате расчёта первой итерации (таблица Б.3, приложение Б) начальные объемы и отметки меньше конечных, это значит водохранилище переполнено, чтобы это исправить необходимо, увеличить гарантированную мощность. После повышения гарантированной мощности расчеты представлены в таблице Б.4, приложение Б. С учетом новой гарантированной мощности изменяем на балансе энергии линию гарантированной мощности с  $N_{\text{гар}} = 76$  МВт  $\rightarrow N_{\text{гар}}' = 104$  МВт.  $\text{Э}_{\text{год}} \approx 400$  млн. кВт · ч.

### 2.2.4 Расчет установленной мощности проектируемой ГЭС

Определим рабочую мощность Моминской ГЭС для декабря (января). Необходимо использовать ИКН каждого месяца для того, чтобы найти рабочую мощность ГЭС этих месяцев. Так как ИКН для соседних месяцев схожи, то считаем их одинаковыми. Тогда для декабря и января нам понадобится одна ИКН. ИКН для декабря (января) представлена на рисунке Б.1 приложение Б.

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{январь}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} = 185 + 6 = 191 \text{ МВт}, \quad (2.25)$$

где  $N_{\text{январь}}^{\text{ГЭС}} = 185$  МВт – максимальная рабочая мощность;  
 $N_{\text{рез}}^{\text{нагр}}$  – резервная мощность ГЭС.

$$N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} = 3\% \cdot N_{\text{январь}}^{\text{ГЭС}} = 3\% \cdot 185 = 6 \text{ МВт}. \quad (2.26)$$

### 2.2.5 Баланс мощности

Капитальные ремонты оборудования производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, в которых оно не полностью используется.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{185}{6} = 31 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.27)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2 \text{мес}} = \frac{1249}{2} = 104 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.28)$$

Расчет мощностей энергосистемы в маловодном году представлен в таблице 2.7. Баланс мощности представлен на рисунке 2.4.

Таблица 2.7 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Существующие ГЭС		Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	$P_{\text{сис.макс}}$ МВт	$N_{\text{н.р}}$ МВт	$N_{\text{а.р}}$ МВт	$N_{\text{раб}}$ МВт	$N_{\text{н.р}}$ МВт	$N_{\text{раб.макс}}$ МВт	$N_{\text{н.р}}$ МВт	$N_{\text{рем}}$ МВт	$N_{\text{раб.макс}}$ МВт	$N_{\text{а.р}}$ МВт	$N_{\text{рем}}$ МВт
I	1680	50	168	245	12	185	6		1249	168	
II	1595	48	160	270	14	75	2		1250	160	
III	1449	43	145	267	13	65	2		1117	145	
IV	1280	38	128	249	12	85	3		946	128	
V	1134	34	113	230	12	81	2		823	113	
VI	1049	31	105	213	11	80	2		756	105	104
VII	1049	31	105	213	11	80	2		756	105	104
VIII	1133	34	113	230	12	81	2		822	113	
IX	1279	38	128	249	12	85	3	31	945	128	
X	1448	43	145	299	15	98	3		1051	145	
XI	1594	48	159	270	14	75	2		1249	159	
XII	1679	50	168	245	12	185	6		1249	168	

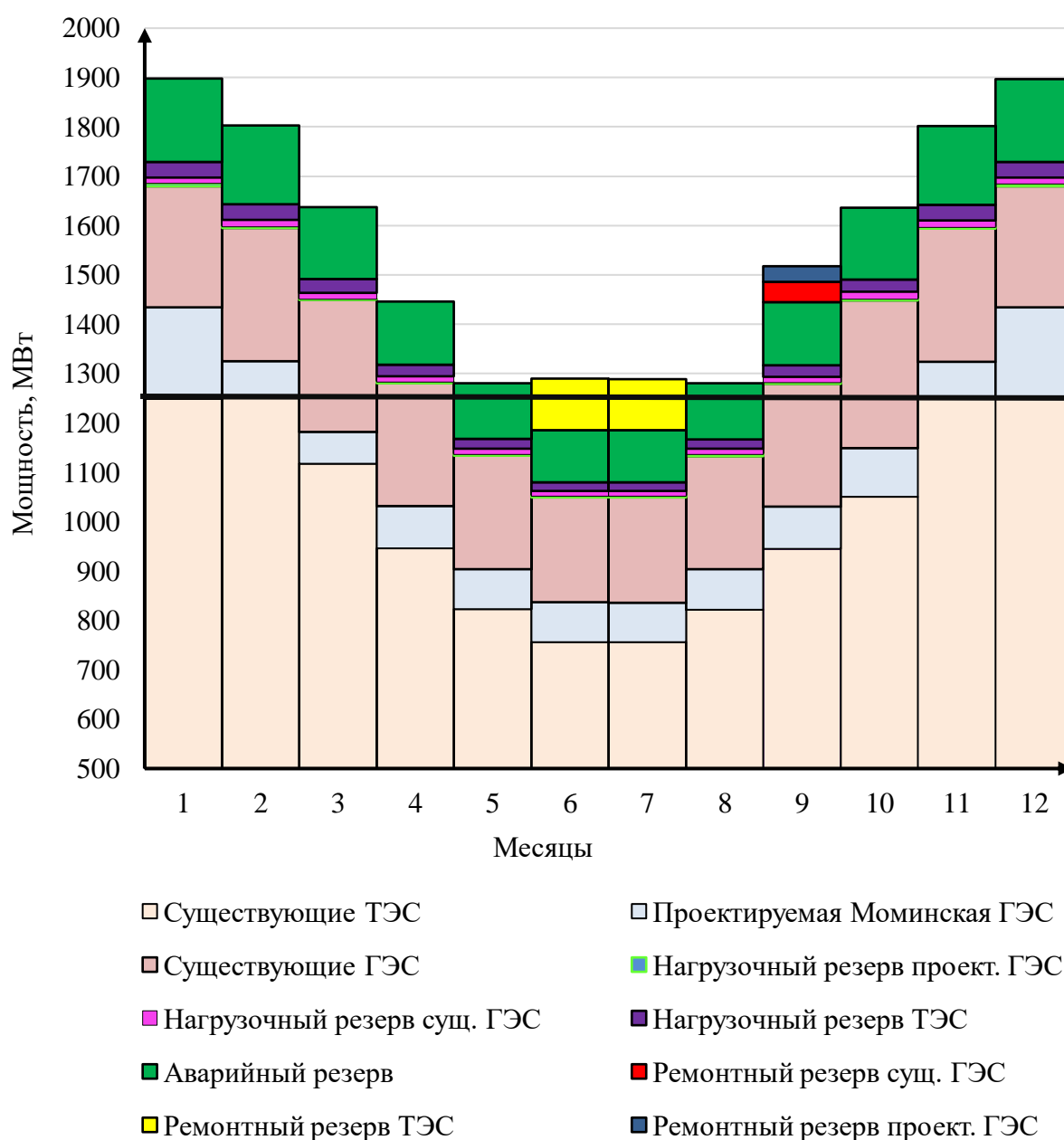


Рисунок 2.4 – Баланс мощности

### 2.2.6 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднегодовой выработки

Задача сработки-наполнения в средневодном году заключается в определении среднегодовой выработки. Рассмотрим режим наполнения водохранилища по отметкам. Расчет осуществляется аналогично как сработка-наполнения водохранилища в маловодном году, за исключением того, что берутся расходы за средневодный год. Данные расчетов (таблица Б.5 приложение Б). Среднегодовая выработка – 600 млн. кВт·ч. График сработки и наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.5.

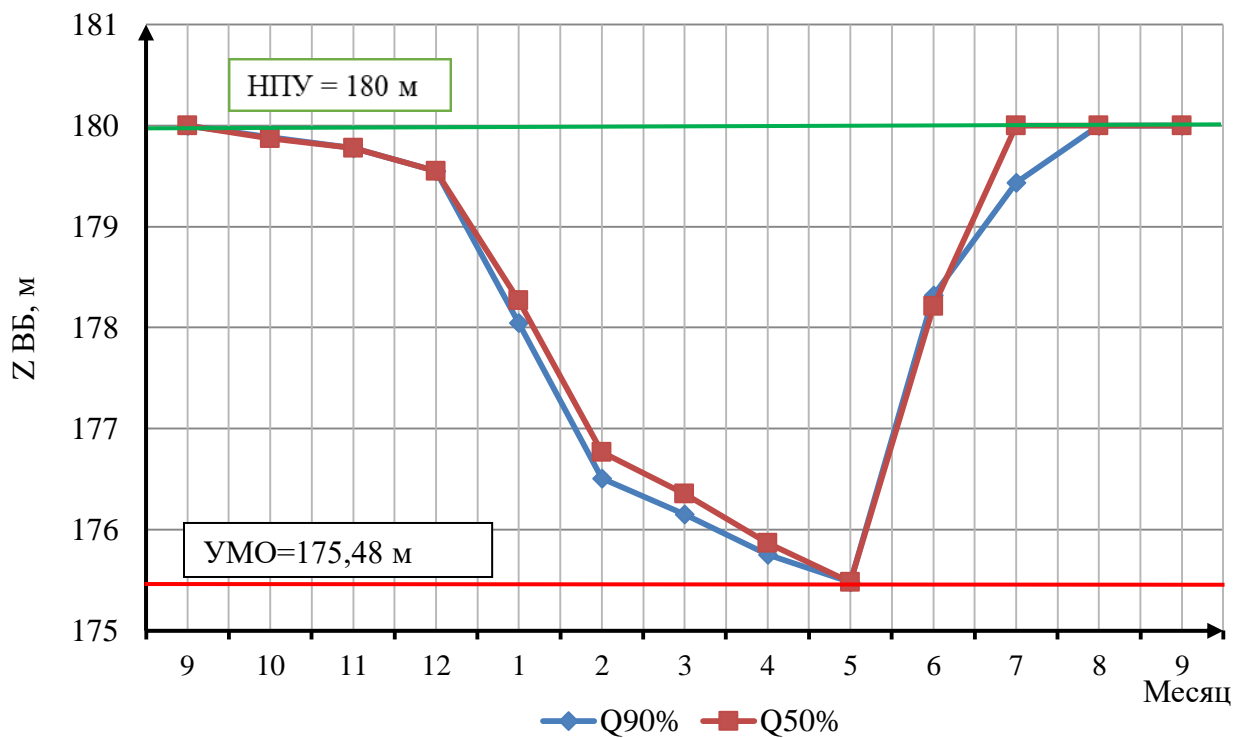


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища для средневодного и маловодного года

### 3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, чтобы определить область допустимой работы проектируемой ГЭС. Построение этих характеристик выполняется по уравнению:

$$H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = z_{\text{вб}}(V_{\text{сраб}}) - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где  $\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

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

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

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

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

Ограничение по минимальному расходу  $Q_{\text{min}} = Q_{\text{сан.попуск}} = 25 \text{ м}^3/\text{с}$ . Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов. Результаты расчета режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля

Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с	Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линии ограничения по расчету установленной мощности	
	Z <sub>нб</sub> (лето), м	Z <sub>нб</sub> (зима), м	H <sub>нпу</sub> , м	H <sub>умо</sub> , м	H <sup>I</sup> <sub>звб</sub> , м	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	107,00	107,00	72,7	68,2	70,0	65,2	241,3	69,2	25
21	110,08	109,75	69,6	65,1	66,9	64,9	242,4	58	25
42	111,55	111,21	68,1	63,6	65,4	64,6	243,5	-	-
63	112,35	112,03	67,4	62,8	64,6	64,3	244,6	-	-
84	112,94	112,59	66,8	62,2	64,0	64	245,8	-	-
105	113,47	113,07	66,2	61,7	63,5	63,7	246,9	-	-

Окончание таблицы 3.1

Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с	Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линии ограничения по расчету установленной мощности	
	Z <sub>нб</sub> (лето), м	Z <sub>нб</sub> (зима), м	Н нпу, м	Н умо, м	Н <sup>I</sup> звб, м	Н, м	Q, м <sup>3</sup> /с	Н, м	Q, м <sup>3</sup> /с
126	113,97	113,53	65,7	61,2	63,0	63,4	248,1	-	-
147	114,40	113,95	65,3	60,8	62,6	63,1	249,3	-	-
168	114,72	114,32	65,0	60,5	62,3	62,8	250,5	-	-
189	114,97	114,62	64,7	60,2	62,0	62,5	251,7	-	-
210	115,21	114,85	64,5	60,0	61,8	62,2	252,9	-	-
231	115,47	115,06	64,2	59,7	61,5	61,9	254,1	-	-
252	115,69	115,26	64,0	59,5	61,3	61,6	255,4	-	-
273	115,54	115,49	64,2	59,6	61,4	61,3	256,6	-	-

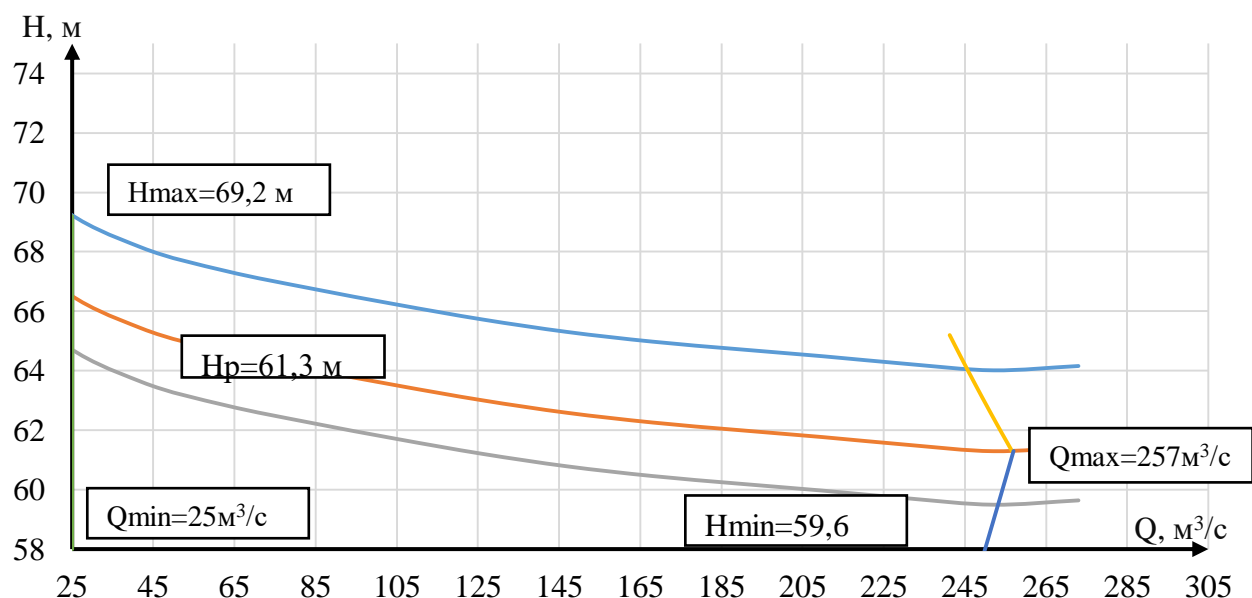


Рисунок 3.1 – Режимное поле Моминского водохранилища

Из построенного режимного поля определяем:  $H_{\max} = 69,2$  м,  
 $H_{\text{расч}} = 61,3$  м,  $H_{\min} = 59,6$  м.

### 3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса ( $D_1$ ) и синхронной частоты вращения ( $n_{\text{синх}}$ ), при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД, при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.



Для известного диапазона изменения напора по справочным данным необходимо подобрать все возможные типы гидротурбин. Значение предельного напора не должно быть меньше максимального напора, т.е.  $H_{max} \leq H_{пред}$ . Отношение  $\frac{H_{min}}{H_{max(турбины)}}$  должно быть не меньше справочных данных. Диапазону напоров соответствуют РО75а-В, РО75б-В° с параметрами представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметры	РО75а-В	РО75б-В
$H_{пред}, м$	75	75
$H_{min}/H_{max}$	0,79	0,79
$n'_{I\text{ опт}}, об/м$	83	78,9
$Q'_{I\text{ опт}}, л/с$	1020	1010
$\eta_{м\text{ опт}}$	0,920	0,918
$Q'_{I\text{ max}}, л/с$	1200	1210
$\sigma(Q'_{I\text{ max}})$	0,13	0,12
$D_{I\text{ м}}, м$	0,460	0,460
$H_{мод}, м$	4	4
$t_{мод}, ^\circ\text{C}$	20	7

Задается ряд стандартных значений диаметров  $D_1$ . Из намеченных вариантов гидротурбин рассчитываются их параметры.

КПД натурной турбины определяется по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{ мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{ мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{ мод}}}} \right], \quad (3.4)$$

где  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

$D_{1\text{ мод}}$  – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{ мод}}$  – напор модельной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчетный напор натурной гидротурбины;

$v_H, v_{\text{ мод}}$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

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

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

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

$\eta_T$  – КПД натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора.

Количество агрегатов (с последующим округлением до целого числа):

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.6)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность ГЭС ( $N_{\text{уст}}=191$  МВт);

$N_{\text{а}}$  – мощность агрегата.

Уточняется мощность агрегата:

$$N_{\text{а}} = \frac{N^{\text{ГЭС}}_{\text{уст}}}{Z_{\text{а}}}. \quad (3.7)$$

Поправка  $\Delta_1$  и синхронная частота вращения гидротурбины  $n_c$  (с последующим округлением до стандартного значения):

$$\Delta_1 = \frac{\eta_{\text{н}}}{\eta_{\text{м}}}; \quad (3.8)$$

$$n'_c = \frac{n'_{\text{Iр}} \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{р}}}}{D_1}, \quad (3.9)$$

где  $n'_{\text{Iр}}$  – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке указанной в таблице 3.2.

Приведенные максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{\text{Imax}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0,5}}; \quad (3.10)$$

$$n'_{\text{Iрасч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{расч}})^{0,5}}; \quad (3.11)$$

$$n'_{\text{Imin}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0,5}}. \quad (3.12)$$

Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{N_{\text{а}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{р}}^{1,5} \cdot \eta_{\text{т}}}. \quad (3.13)$$

Левая часть уравнения определена подбором такой точки на линии  $n'_{\text{Iр}}$ , чтобы произведение  $Q'_p \cdot \eta_{\text{т}}$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_T} \quad (3.14)$$

Приведенные расходы:

$$Q'_{Imax} = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}; \quad (3.15)$$

$$Q'_{Imin} = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} \quad (3.16)$$

где  $n=2$  – это означает, что минимальный расход можно пропустить через две турбины.

По формулам 3.4 – 3.16 величины для разных диаметров натуральных турбин сводятся в таблицу 3.3 для РО75а-В, в таблицу 3.4 для РО75б-В.

Таблица 3.3 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины РО75а-В

Параметр	РО75а-В						
	3	3,15	3,35	3,75	4	4,25	4,5
$D_1$ , м	3	3,15	3,35	3,75	4	4,25	4,5
$\eta_T$ , о.е	0,927	0,928	0,928	0,929	0,930	0,930	0,931
$N_{арр}$ , кВт	44814	49431	55940	70173	79889	90238	101220
$Z'_{арр}$ , ШТ	4,2621	3,8640	3,4143	2,7219	2,3908	2,1166	1,8870
$Z_{арр}$ , ШТ	5	4	4	3	3	3	2
$N'_{арр}$ , кВт	38200	47750	47750	63667	63667	63667	95500
$\Delta_1$	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
$n'$ , об/мин	220,8	210,4	197,9	176,9	156,1	156,1	147,5
$n'_{синх}$ , об/мин	214,3	214,3	200	187,5	166,7	166,7	150
$n'_{I\max}$ , об/мин	88,4	85,7	85,1	89,2	84,6	89,9	85,6
$n'_{I\text{расч}}$ , об/мин	94,0	84,6	83,9	88,0	83,4	88,6	84,4
$n'_{I\min}$ , об/мин	95,3	79,6	79,0	82,8	78,5	83,4	79,4
$Q'_p \cdot \eta_T$	0,929	1,054	0,932	0,991	0,871	0,772	1,033
$Q'_{I\max} \cdot \eta_T$	0,775	0,879	0,777	0,827	0,726	0,643	0,861

Таблица 3.4 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ50-В

Параметр	PO756-В						
	3	3,15	3,35	3,75	4	4,25	4,5
$D_1$ , м	3	3,15	3,35	3,75	4	4,25	4,5
$\eta_T$ , о.е	0,921	0,921	0,922	0,923	0,924	0,924	0,925
$N_{арр}$ , кВт	46422	51208	57954	72706	82778	93506	104890
$Z'_{арр}$ , шт	4,1144	3,7299	3,2957	2,6270	2,3074	2,0427	1,8210
$Z_{арр}$ , шт	5	4	4	3	3	3	2
$N'_{арр}$ , кВт	38200	47750	47750	63666,667	63666,67	63666,67	95500
$\Delta_1$	1,04	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04
$n'$ , об/мин	210,3	200,3	187,4	167,6	157,2	148,0	139,8
$n'_{синх}$ , об/мин	214,3	214,3	187,5	187,5	166,7	150	142,8
$n'_{I\max}$ , об/мин	81,5	85,6	80,0	89,5	84,9	81,1	81,7
$n'_{I\text{расч}}$ , об/мин	80,4	84,4	78,9	88,3	83,7	80,0	80,6
$n'_{I\min}$ , об/мин	75,7	79,4	74,3	83,1	78,8	75,3	75,9
$Q'_p \cdot \eta_T$	0,929	1,054	0,932	0,991	0,871	0,772	1,033
$Q'_{\max} \cdot \eta_T$	0,775	0,879	0,777	0,827	0,726	0,643	0,861

Выбор подходящего типа гидротурбин производится по следующим критериям:

- Не рассматривались гидротурбины, у которых линия ограничения по минимальному расходу выходит за пределы универсальной характеристики или находится за точкой оптимума.

- Не рассматривались гидротурбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведенными оборотами точка оптимума находится слишком близко к линии максимальных оборотов (так как турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчетного).

- Турбина должна иметь максимальный КПД, оптимальную зону работы, удовлетворять условиям транспортировки, иметь оптимальное количество агрегатов.

Для дальнейшего рассмотрения остаются ГТ: PO75а-В с  $D_1 = 4,5$  м, PO75б-В с  $D_1 = 3,35$  м, PO75в-В с  $D_1 = 4,5$  остальные ГТ убраны т.к. точка оптимума не находится в их зоне работы.

Зоны работы ГТ обозначены на ГУХах и расположены в Приложении В на рисунках В.1, В.2, В.3.

### 3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определена по формуле:

$$\nabla Z_{PK} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.17)$$

где  $Z_{НБ}(Q_{НБ})$  – зависимость отметки нижнего бьефа от расхода в НБ;  
 $H_S$  – высота отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания  $H_S$  определено наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- 1) Работа одного агрегата с номинальной мощностью при  $H_{max}$ .
- 2) Работа одного агрегата с номинальной мощностью при  $H_p$ .
- 3) Работа одного агрегата с соответствующей мощностью на линии ограничения при  $H_{min}$ .

Высота отсасывания определена по формуле:

$$H_S = 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_S + \Delta Z_{x,пл}, \quad (3.18)$$

где  $\Delta H_S$  – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных точек;

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

$\Delta Z_{x,пл}$  – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для ПЛ турбин  $\Delta Z_{x,пл} = 0$ , для РО и ПЛД турбин  $\Delta Z_{x,пл} = B_0/2$ . Здесь  $B_0$  – высота направляющего аппарата натурной турбины,  $B_0 = B_{0мод} \cdot \frac{D_1}{D_{1мод}}$ .  $B_{0мод}$ ,  $D_{1мод}$  – соответственно высота направляющего аппарата и диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины

Расход в характерных точках, получают с помощью формулы подобия, подставляя соответствующий расход в расчетной точке:

$$Q = Q'_1 \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H}, \quad (3.19)$$

где  $Q'_1$  – приведенный расход в расчетной точке;

$Z_a$  – количество гидроагрегатов. Принято  $Z_a = 1$ ;

$H$  – соответствующий напор.

По полиному кривой связи НБ получают отметки уровней нижнего бьефа.

Расчеты для всех турбин проводятся аналогично и представлены в таблице

3.6:

Таблица 3.6 – Результаты расчета высоты отсасывания

	PO75a-B		PO756-B	
$D_1, \text{ м}$	4,5		3,35	4,5
$Q'_{(Hmax)}, \text{ м}^3/\text{с}$	0,945		0,86	0,941
$Q'_{(Hрасч)}, \text{ м}^3/\text{с}$	1,145		1,020	1,541
$Q'_{(Hmin)}, \text{ м}^3/\text{с}$	1,14		1,01	1,138
$Q_{(Hmax)}, \text{ м}^3/\text{с}$	160,62		81,63	160,99
$Q_{(Hрасч)}, \text{ м}^3/\text{с}$	185,43		90,68	184,78
$Q_{(Hmin)}, \text{ м}^3/\text{с}$	182,04		88,97	181,72
$Z_{max}$	114,23		112,54	114,20
$Z_{расч}$	114,57		112,75	114,56
$Z_{min}$	114,53		112,71	114,52
$H_{s max}, \text{ м}$	1,19		2,51	2,22
$H_{s расч}, \text{ м}$	-0,93		2,55	2,07
$H_{s min}, \text{ м}$	-0,64		2,74	2,28
$Z_{рк max}, \text{ м}$	115,42		115,05	116,42
$Z_{рк расч}, \text{ м}$	113,64		115,30	116,63
$Z_{рк min}, \text{ м}$	113,89		115,45	116,80

Таким образом, после проведённого анализа выбранных диаметров рабочих колёс, определен наиболее оптимальный вариант – турбина PO756-B-335. Данная турбина имеет одно из самых высоких КПД при оптимальном и расчётном режиме, обеспечивает положительную высоту отсасывания, что существенно уменьшает затраты на строительство гидроузла, также эта турбина, по сравнению с другими, предполагает более предпочтительное количество агрегатов (4 шт), что безусловно хорошо скажется на выдаче мощности

Проточная часть модели гидротурбины PO756-B-335 представлена на рисунке В.3, приложения В.

Отметка рабочего колеса:

$$\nabla Z_{РК} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S = 112,54 + 2,51 = 115,05 \text{ м}; \quad (3.20)$$

$$\nabla Z_{РК} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S = 112,75 - 2,55 = 115,30 \text{ м}; \quad (3.21)$$

$$\nabla Z_{РК} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S = 112,71 + 1,74 = 115,45 \text{ м}. \quad (3.22)$$

Из полученных значений  $Z_{рк}$  принимается минимальное равное 115,05, а поскольку турбина имеет положительную высоту отсасывания, то её необходимо заглубить на 1-2 метра, окончательная отметка установки рабочего колеса 113,55

### 3.4 Гидромеханический расчёт спиральной камеры

Металлические спиральные камеры  $\varphi = (345 - 360^\circ)$  имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат

для подвода воды к турбине и формирование потока на входе в направляющий аппарат. Угол обхвата  $\varphi' = 345^\circ$ .

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 3,35 = 1,17 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 1,17 + 0,02 = 1,19 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Основные размеры статора:  $D_1 = 3,35 \text{ м}$ ;  $D_a = 5,21 \text{ м}$ ;  $D_b = 4,46 \text{ м}$ ;  $D_4 = 5,57 \text{ м}$ ;  $R_4 = 2,785 \text{ м}$ ;  $R = 0,375 \text{ м}$ ;  $h_1 = 0,33$ .

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 1,19 + 2 \cdot 0,33 = 1,85 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Принята скорость потока во входном сечении спиральной камеры для расчетного напора  $v_{cp} = 7 \text{ м/с}$ .

Расход через входное сечение:  $Q_p = 317,62 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi'}{360^\circ} = 317,62 \cdot \frac{345^\circ}{360^\circ} = 304,38 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.26)$$

где  $\varphi'$  – максимальный угол для входного сечения.

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{cp}} = \frac{304,38}{7} = 43,48 \text{ м}^2. \quad (3.27)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{43,48}{3,14}} = 3,72 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 2,785 + \sqrt{3,72^2 - \left(\frac{1,85}{2}\right)^2} = 6,39 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = p_{\text{вх}} + a_{\text{вх}} = 3,72 + 6,39 = 10,11 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Значение  $\frac{\varphi}{c}$  входного сечения:

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 6,39 - \sqrt{6,39^2 - 3,72^2} = 1,196; \quad (3.31)$$

$$\text{Отношение } \frac{1}{c} = 1,247;$$

$$\varphi = \frac{\varphi'}{360^\circ} = \frac{345^\circ}{360^\circ} = 0,958. \quad (3.32)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 15^\circ$ , рассчитали все значения спиральной камеры. Расчеты произведены для  $\varphi = 300^\circ$ .

Получено уравнение, которое решено относительно  $x$ :

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \frac{H_1}{2}} = 1,195 + \sqrt{\frac{2 \cdot 5,57 \cdot 0,958}{1,14} - \frac{1,85}{2}} = 3,604 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x = 2,785 + 3,604 = 6,389 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \sqrt{3,604^2 + \left(\frac{1,82}{2}\right)^2} = 3,72 \text{ м.} \quad (3.35)$$

Наружный радиус расчетного сечения:

$$R = a + p = 6,389 + 3,720 = 10,109 \text{ м.} \quad (3.36)$$

Все расчеты спиральной камеры сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Расчет спиральной камеры

$\varphi$	-	-	-	-	-	$x$	$x^2$	$p^2$	$p$	$a$	$R$
-	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$\left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$\left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
°	°	-	м	м	м <sup>-2</sup>	м	м <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	м	м	м
345	0,958	1,195	6,657	5,801	2,409	3,604	12,986	13,842	3,720	6,389	10,109



Окончание таблицы 3.7

$\varphi$	-	-	-	-	-	$x$	$x^2$	$p^2$	$p$	$a$	$R$
-	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{C}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
°	°	-	М	М	М <sup>-2</sup>	М	М <sup>2</sup>	М <sup>2</sup>	М	М	М
330	0,917	1,144	6,372	5,516	2,349	3,493	12,198	13,054	3,613	6,278	9,891
315	0,875	1,092	6,080	5,224	2,286	3,377	11,406	12,261	3,502	6,162	9,664
300	0,833	1,039	5,788	4,932	2,221	3,260	10,628	11,484	3,389	6,045	9,434
285	0,792	0,988	5,503	4,648	2,156	3,144	9,884	10,739	3,277	5,929	9,206
270	0,75	0,936	5,211	4,356	2,087	3,023	9,136	9,992	3,161	5,808	8,969
255	0,708	0,883	4,920	4,064	2,016	2,899	8,405	9,261	3,043	5,684	8,727
240	0,667	0,832	4,635	3,779	1,944	2,776	7,706	8,562	2,926	5,561	8,487
225	0,625	0,780	4,343	3,487	1,867	2,647	7,007	7,863	2,804	5,432	8,236
210	0,583	0,727	4,051	3,195	1,788	2,515	6,324	7,180	2,680	5,300	7,979
195	0,542	0,676	3,766	2,910	1,706	2,382	5,675	6,530	2,555	5,167	7,723
180	0,5	0,624	3,474	2,619	1,618	2,242	5,026	5,882	2,425	5,027	7,452
165	0,458	0,571	3,182	2,327	1,525	2,097	4,396	5,252	2,292	4,882	7,173

Так как спиральная камера, для дальнейших углов  $\varphi$  принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Поэтому построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам  $R$  и  $\varphi$  до координаты. Недостающий участок построен методом прогнозирования, с помощью линии тренда, в программной среде Microsoft Excel которая представлена на рисунке 3.2.

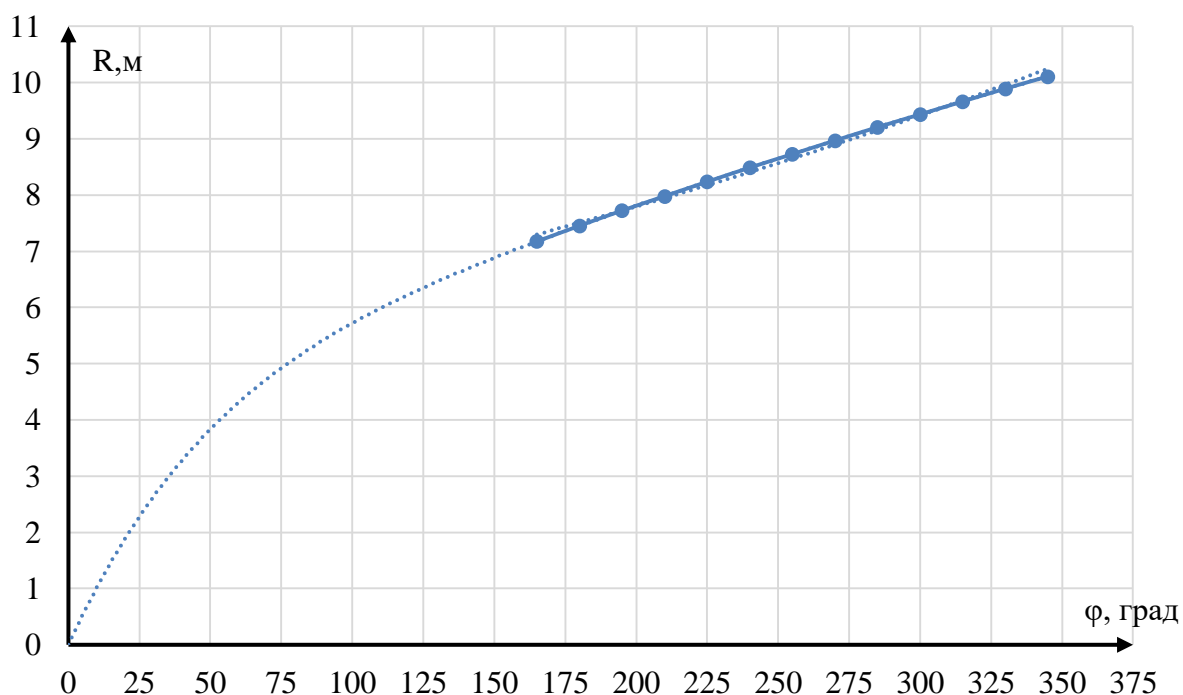


Рисунок 3.2 – Изменение наружного диаметра спиральной камеры  $R = f(\varphi)$

С шагом  $\Delta\varphi = 15^\circ$  с рисунка 3.2 сняли значения  $R$  в зависимости от угла. Большой радиус эллиптического сечения:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{1.85}{2 \cdot \sin 35} = 1,61 \text{ м,} \quad (3.37)$$

где  $a_k = 35^\circ$ .

Вычисленное значение  $p_1$  принимают постоянным для всех эллиптических сечений.

Меньший радиус эллиптического сечения:

$$p_2(\varphi=150) = \frac{R - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k} = \frac{6,882 - (2,79 + 1,61 \cdot (1 - \cos 35))}{2 \cdot \cos 35} = 2,323 \text{ м.} \quad (3.38)$$

Данные расчетов сведены в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Значения наружного и эллиптического радиуса

$\varphi, ^\circ$	$p_1, \text{ м}$	$R, \text{ м}$	$p_2, \text{ м}$
150	1,613	2,323	6,882
135		2,133	6,571
120		1,927	6,233
105		1,697	5,857
90		1,435	5,427
75		1,126	4,921
60		0,754	4,313
45		0,299	3,566

Чертеж спиральной камеры круглого сечения по рассчитанным выше параметрам представлен на рисунке 3.3.

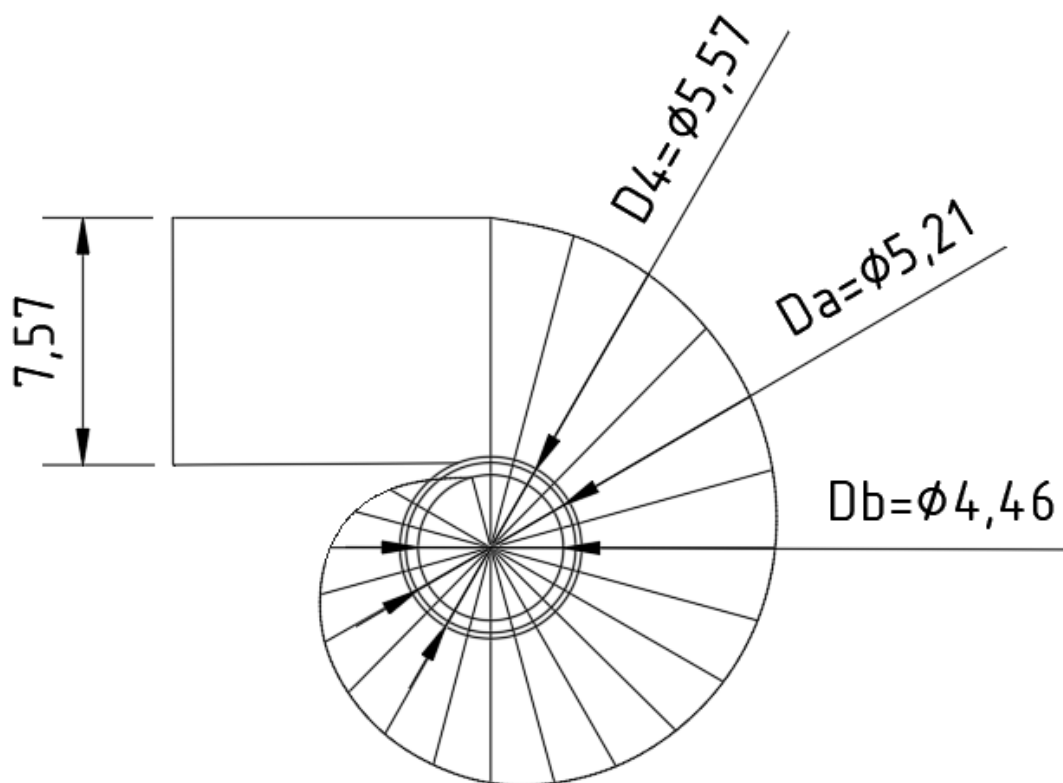


Рисунок 3.3 – Металлическая спиральная камера с круглыми сечениями

### 3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины

#### 3.5.1 Расчет вала на прочность

При расчете вала на прочность учитывают совместное влияние скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N_a}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{47750}{187,5} = 2,48 \text{ МПа.} \quad (3.39)$$

Наружный диаметр (предварительно):

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left( \frac{5,1 \cdot 2,48}{33} \right)^{0,33} = 0,726 \text{ м.} \quad (3.40)$$

Полученное значение диаметра вала округлили до стандартизованного:  
 $D_B = 0,750 \text{ м.}$

### 3.5.2 Расчет подшипника

В данном разделе представлен расчет подшипника кольцевого вида. Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 47750}{187,5 \cdot 3,35} = 60,82 \text{ кН.} \quad (3.41)$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки  $d_n$  принят 0,77 м (на 15-20 мм больше  $D_B$ ).

Удельное давление:

$$P_{\text{уд}} = \frac{P_{\text{рад}}}{d_n \cdot h_n} \leq [P_{\text{уд}}] = \frac{60,82}{0,77 \cdot 0,3} = 263,27 \text{ кПа.} \quad (3.42)$$

Допускаемое удельное давление:

$$[P_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 15,11 = 438,23 \text{ кПа;} \quad (3.43)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синхр}} \cdot d_n}{30} = \frac{3,14 \cdot 187,5 \cdot 0,77}{30} = 15,11 \text{ м/сек.} \quad (3.44)$$

Условие  $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$  соблюдено, значит кольцевой подшипник проходит по условиям нагрузки.

### 3.6 Выбор типа серийного генератора

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

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{47,75}{0,85} = 56,1 \text{ МВА} \quad (3.45)$$

где  $\cos \varphi = 0,85$

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{\text{синхр}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{187,5} = 32 \quad (3.46)$$

На вычисленные параметры не существует гидрогенератора, проводим упрощенный расчёт основных параметров.

Расчётная мощность:

$$S_p = k \cdot S_H = 1,07 \cdot 56,1 = 60 \text{ МВА} \quad (3.47)$$

где  $k$ - коэффициент зависящий от  $\cos\varphi$

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{56}{32} = 1,76 \text{ МВА} \quad (3.48)$$

Полюсное деление зависящие от нагрузки и от способа охлаждения

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 1,76^{0,239} = 0,52 \quad (3.49)$$

где  $A$  и  $\alpha$  – эмпирические коэффициенты

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,52 \cdot 32}{3,14} = 5,26 \text{ м} \quad (3.50)$$

Необходимо проверить, не будет ли при этом диаметре превышать предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме, которая составляет  $v_{пр} = 160$  м/с для генераторов кажущейся мощности  $S \leq 175$  МВ · А и  $v_{пр} = 185$  м/с при  $S > 175$  МВ · А.

Предельная окружная скорость:

$$v_{пр} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{разг} \cdot n_{синхр}}{\pi} = \frac{3,14 \cdot 5,26 \cdot 2 \cdot 187,5}{3,14} = 103,23 \text{ м/с} \quad (3.51)$$

Условие соблюдается.

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{*\gamma}} = \frac{8,9}{1,76^{0,105}} = 8,39 \quad (3.52)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{D_i^2 \cdot \pi \cdot n_{синхр}} = \frac{30 \cdot 8,39 \cdot 60,11}{5,26^2 \cdot 3,14 \cdot 187,5} = 0,93 \text{ м} \quad (3.53)$$

Высота активной стали стандартизирована поэтому принимается ближайшее значение равное 1 м.

Поскольку отношение диаметр РК меньше 4,5 м принимается подвесное исполнение гидрогенератора.

Внешний диаметр вала приблизительно высчитывается по (3.54) и округляется до стандартизированного

$$d_{\text{в}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_a}{n_{\text{синхр}}}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{47750}{187,5}} = 77,1 \text{ см} \quad (3.54)$$

Принимается стандартная величина равная 75 см.

Общая масса генератора приблизительно:

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 47 \cdot 5,26 \cdot 0,93 = 247 \text{ т.} \quad (3.55)$$

где  $\psi = (44-50)$  для подвесных генераторов.

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + (0,5 + 0,9) = 5,26 + 0,7 = 5,96 \text{ м} \quad (3.56)$$

Тогда маркировка генератора: СВ-596/100-32

Таким образом, параметры нового генератора рассчитаны приблизительно по таблице 3.9

Таблица 3.9 – Конструктивные параметры генератора

Элемент генератора	Параметр	Зависимость	Значения, м
Статор	Высота корпуса $h_{\text{ст}}$	(1,7-1,9) от $l_a$	1,80
	Диаметр корпуса $D_{\text{ст}}$	$(1,05+0,0017 \cdot n_0)D_i$	7,20
	Диаметр акт стали $D_a$	$D_i+(0,5-0,9)$	6,01
Верхняя крестовина	Высота лучей	$(0,1-0,12)D_i$	0,63
	Диаметр лучей	$D_{\text{ст}}$	7,2
Нижняя крестовина	Высота	$(0,25-0,30)D_{\text{ш}}$	1,09
	Диаметр	$D_{\text{ш}}+0,4$	5,66
Подпятник	Высота	$(0,15-0,2)D_i$	0,79
	Диаметр	$(0,4-0,5)D_i$	2,10
Надстройка	Высота	0,3-0,5	0,4
	Диаметр	$(0,2-0,25)D_i$	1,05

### **3.7 Выбор вспомогательного оборудования**

#### **3.7.1 Выбор типа маслонапорной установки**

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин, например, сервомоторов НА

По монограмме справочному пособию [2] подобран следующий тип маслонапорной установки: МНУ 1,6/1-40-2,5-2

где:

1,6 – объём гидроаккумулятора;

1 – количество сосудов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление  $40 \text{ кгс}/[\text{см}]^2$ ;

2,5 – вместительность сливного бака в  $\text{м}^3$ ;

2 – количество насосов.

#### **3.7.2 Выбор электрогидравлического регулятора**

Определяем тип ЭГР. Так как турбина РО, то выбираем ЭГР с одним регулирующим органом. По справочным данным [2] принят регулятор – ЭГР-2И1-100-11

ЭГР – электрогидравлический регулятор

2И1 – на интегральных микросхемах

100 – диаметр главного золотника, мм

11 – гидромеханическая колонка 11-го исполнения

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является важнейшим этапом проектирования энергетического предприятия. От схемы зависит надёжность работы электроустановок, экономичность, гибкость оперативных переключений, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность расширения в дальнейшем.

В районе проектирования гидроузла ближайшей подстанцией является «Ванино 220 кВ».

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов. Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, которые представлены на рисунке 4.1.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения ее надежности нормальных, ремонтных и аварийных режимов.

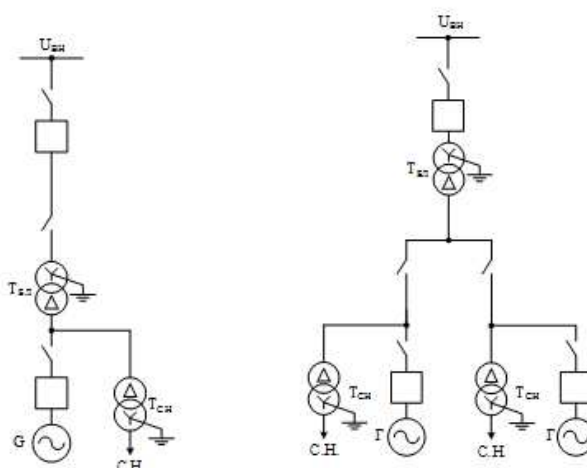


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

### 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.2.1 Выбор синхронного генератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения. Опираясь на справочные данные, предварительно спроектирован синхронный генератор СВ-596/100-32. Номинальные параметры приведены в таблице 4.1



Таблица 4.1 – Исходные данные трансформатора

Номинальная мощность		$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$\cos \varphi$	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$P_{\text{НОМ}}$ , МВт				$x''_d$	$x'_d$	$x_d$
60	51	10,5	0,85	97,7	0,2	0,28	0,8

#### 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком

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, которая составляет порядка 1% от установленной мощности:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{уст.ген}} - P_{\text{с.н}}}{\cos \varphi_{\text{ген}}} = \frac{51 - 51 \cdot 0,01}{0,85} = 59,4 \text{ МВА}, \quad (4.1)$$

где  $\cos \varphi_{\text{с.н}} = \cos \varphi_{\text{ген}} = 0,85$ .

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ-80000/220, трансформатор силовой масляный трёхфазный с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 80000/220

$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$U$ , кВ		$U_{\text{кз}}$ , %	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт	$I_{\text{хх}}$ , %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
80	242	10,5	11	280	60	0,6

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используются значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и времени максимальных потерь  $\tau$ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч}, \quad (4.2)$$

где  $T_{\text{max}} = 4$  тыс. час. год.

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч}, \quad (4.3)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов в год, 1/год;

$T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока, час.;

$\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, час.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 60 \cdot 8728,5 = 523,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.4)$$

где  $n_{\text{T}}$  – число трансформаторов в блоке,  $n_{\text{T}} = 1$ ;

$\Delta P_{\text{xx}}$  – потери холостого хода трансформатора, МВт;

$t_{\text{раб}}$  – время работы блока в течении года, ч.

Для 4 трансформаторов:

$$\Delta W'_{\text{xx}} = 4 \cdot \Delta W_{\text{xx}} = 4 \cdot 523,7 = 2094,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{п}} = \left( \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{T}}} \right) \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном,тр}}} \right)^2 \cdot \tau = \left( \frac{280}{1} \right) \cdot \left( \frac{59,4}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 371,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.6)$$

Для 4 трансформаторов:

$$\Delta W'_{\text{п}} = 4 \cdot \Delta W_{\text{п}} = 4 \cdot 371,3 = 1485,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.7)$$

где  $S_{\text{ном,тр}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$n_{\text{T}}$  – количество трансформаторов.

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W'_{\text{xx}} + \beta_2 \cdot \Delta W'_{\text{п}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 2094,8 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 1485,2 = 25,94 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.8)$$

где  $\beta_1$  – тарифная ставка в режиме холостого хода;

$\beta_2$  – тарифная ставка нагрузочных потерь.

### 4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{уст.ген}} - P_{\text{с.н}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = 2 \cdot \frac{51 - 0,01 \cdot 51}{0,85} = 118,80 \text{ МВА.} \quad (4.9)$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТРДЦН-125000/220. Каталожные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Исходные данные трансформатора

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	242	10,5	11	380	90	0,55

Далее производятся расчеты, аналогичные выбору трансформатора для схемы с одиночным блоком:

Потери электрической энергии методом времени максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч,} \quad (4.10)$$

где  $T_{\text{max}} = 4$  тыс. час год.

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.} \quad (4.11)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 90 \cdot 8729 = 785,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.12)$$

Для 2 трансформаторов:

$$\Delta W'_{\text{хх}} = 2 \cdot \Delta W_{\text{хх}} = 2 \cdot 785,6 = 1571,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.13)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{п}} = \left(\frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{т}}}\right) \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ,тр}}}\right)^2 \cdot \tau = \left(\frac{380}{1}\right) \cdot \left(\frac{118,8}{125}\right)^2 \cdot 2405 = 825,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.14)$$

Для 2 трансформаторов:

$$\Delta W'_{\text{п}} = 2 \cdot \Delta W_{\text{п}} = 2 \cdot 825,6 = 1651,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.15)$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{xx}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{п}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1571,2 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 1651,2 = 24,29 \text{ тыс. руб.} \quad (4.16)$$

В ходе расчетов была установлена экономическая целесообразность установки одиночных блоков. Также, следует отметить, что данная схема является более надежной относительно схемы с укрупненным блоком.

#### 4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов, одинаковые в обеих схемах.

Согласно СТО в распределительной сети собственных нужд, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Доля мощности, приходящейся на собственные нужды станции, составляет 1%:

$$S_{\text{с.н}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\text{ГЭС}}}{\cos\varphi} = 0,005 \cdot \frac{191}{0,85} = 2,24 \text{ МВА.} \quad (4.17)$$

По каталогу завода ООО «КПМ» выбирается трансформатор ТСЗ-2500/10,5. Исходные данные трансформатора собственных нужд представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Исходные данные трансформатора собственных нужд

S <sub>ном</sub> , кВА	U <sub>н</sub> , кВ		U <sub>кз</sub> , %
	U <sub>вн</sub>	U <sub>нн</sub>	
2500	10,5	6	6

#### 4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушных линий

Количество отходящих линий:

$$n = \frac{P_{\text{уст.ст}} - P_{\text{с.н}}}{k \cdot P_{\text{нат}} / \cos\varphi} + 1 = \frac{191 - 1,91}{1,2 \cdot 125 / 0,85} + 1 = 1,99 = 2, \quad (4.18)$$

где  $k$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 220 кВ  $k = 1,2$ .

$P_{\text{нат}}$  – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Принимается число ВЛ 500 кВ равным  $n = 2$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{P_{\text{уст.ст}} - P_{\text{с.н}}}{\sqrt{3}nU_{\text{ном}}\cos\varphi} = \frac{191 - 1,91}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,292 \text{ кА}, \quad (4.19)$$

где  $n$  – количество проводов.

Расчетный ток:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}}\alpha_i\alpha_t = 0,292 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,306 \text{ кА}, \quad (4.20)$$

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

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

Согласно [1, табл. 3.15] выбираем провод АС-240/39. Производим проверку провода по нагреву, сравнивая длительно допустимый ток  $I_{\text{дд}} = 610 \text{ А}$ , с послеаварийным

Проверка по нагреву провода:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст.ст}} - P_{\text{с.н}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}(n-1)\cos\varphi} = \frac{191 - 1,91}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1 \cdot 0,85} = 0,584 \text{ А}. \quad (4.22)$$

Существует условие нагрева:

$$I_{\text{дд}} > I_{\text{п.ав}} \quad (4.6)$$

$$610 \text{ А} > 584 \text{ А}$$

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС-240/32. Параметры провода АС240/32 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Данные провода АС-240/32

Количество проводов в фазе, шт	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км
1	0,118	0,435	2,6

#### 4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

В рассмотренной схеме различается количество силовых трансформаторов, ТСН и ячейка распределительного устройства высшего напряжения.

Капитальные вложения для одиночного блока:

$$K = nK_T + mK_{ТСН} + tK_{КРУЭ} = 4 \cdot 201,2 + 3 \cdot 7,4 + 7 \cdot 200,2 = 1,884 \text{ млрд. руб.}, \quad (4.27)$$

где  $n$  – число силовых трансформаторов;

$K_T$  – стоимость силового трансформатора;

$m$  – число трансформаторов собственных нужд;

$K_{ТСН}$  – стоимость трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек КРУЭ;

$K_{КРУЭ}$  – стоимость ячейки КРУЭ.

Затраты:

$$З = F_n K_i + И = 0,15 \cdot 1,884 + 25,94 \cdot 10^{-6} \approx 282,5 \text{ млрд. руб.}, \quad (4.28)$$

где  $F_n = 0,15$  – нормативный коэффициент;

$K_i$  – капитальные затраты;

$И$  – издержки.

Капитальные вложения для укрупненного блока:

$$K = nK_T + mK_{ТСН} + tK_{КРУЭ} = 2 \cdot 329,8 + 3 \cdot 7,4 + 5 \cdot 200,2 = 1,627 \text{ млрд. руб.}, \quad (4.29)$$

Затраты:

$$З = F_n K_i + И = 0,15 \cdot 1,627 + 24,29 \cdot 10^{-6} \approx 244,1 \text{ млрд. руб.}; \quad (4.30)$$

$$\Delta = \frac{З_{i1} - З_{i2}}{З_{i1}} \cdot 100\% = \frac{292,6 - 278,6}{292,6} \cdot 100\% = 4,78 \%. \quad (4.31)$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются незначительно. Следовательно, варианты экономически равноценны, и для эксплуатации будет применена схема с одиночными блоками.

#### 4.5 Выбор главной схемы РУ высшего напряжения

Число присоединений КРУЭ–220 кВ равно 7 (1 служебное присоединение, 2 ЛЭП 220 кВ и 4 блока). При данном классе напряжения и количестве присоединений был выбран вариант с двумя рабочими системами шин (13 схема). Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.3.

Схема № 220-13  
Две рабочие системы шин

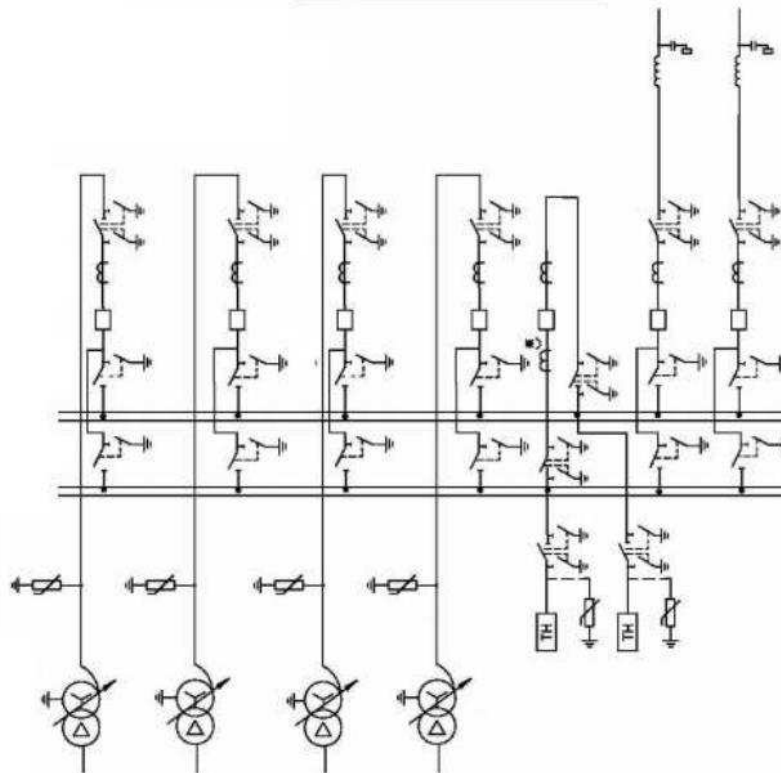


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ

## 4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

### 4.6.1 Расчет исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,22 \cdot \frac{10,5^2}{60} = 0,37 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_{\text{Г}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ.} \quad (4.33)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к, \%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом.} \quad (4.34)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{250} = 211 \text{ Ом.} \quad (4.35)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 62 = 26,97 \text{ Ом.} \quad (4.36)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.37)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.38)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_\Gamma = \frac{x_\Gamma}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,37}{0,04 \cdot 314} = 0,03 \text{ Ом;} \quad (4.39)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,118 \cdot 62 = 7,32 \text{ Ом;} \quad (4.40)$$

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,315 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 2,56 \text{ Ом.} \quad (4.41)$$

#### **4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»**

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.



	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		11
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		11
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г3		11
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г4		11
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок1		11
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок2		11
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Блок3		11
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Блок4		11
9	<input type="checkbox"/>			у	9	КРУЭ		230
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Система		230

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	5			Г1 - Блок1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	6			Г2 - Блок2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	7			Г3 - Блок3							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	4	8			Г4 - Блок4							
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	9			Блок1 - КРУЭ	2,56	80,50					0,043
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	9			Блок2 - КРУЭ	2,56	80,50					0,043
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	7	9			Блок3 - КРУЭ	2,56	80,50					0,043
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	8	9			Блок4 - КРУЭ	2,56	80,50					0,043
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	9	10			КРУЭ - Система	7,32	26,97					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	1	0,030	0,370	0,030	0,370	0,030	0,370	11,865
2			2	Г2	2	0,030	0,370	0,030	0,370	0,030	0,370	11,865
3			3	Г3	3	0,030	0,370	0,030	0,370	0,030	0,370	11,865
4			4	Г4	4	0,030	0,370	0,030	0,370	0,030	0,370	11,865
5			5	Система	10	19,250	211,600	19,250	211,600	19,250	211,600	220,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.7, 4.8, 4.9 и сведены в таблицу 4.5.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1
1		1		1ф	9					4,1920

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов однофазного КЗ на КРУЭ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1
1		1		3ф	1					18,5230

Рисунок 4.8 – Результат расчета токов трехфазного КЗ на выходе генератора

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1
1		1		3ф	9					8,4033

Рисунок 4.9 – Результат расчета токов трехфазного КЗ на КРУЭ

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	Точка КЗ	$I_n$ , кА	$i_{уд}$ , кА
Трёхфазное КЗ	Генератор Г1	18,52	51,83
	КРУЭ – 220 кВ	8,4	20,4
Однофазное КЗ	КРУЭ – 220 кВ	12,57	30,52

#### 4.6.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников. Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot 3,30 = 3,46 \text{ кА.} \quad (4.42)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{тр-ра} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ} \cdot 1,1} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 242 \cdot 1,1} = 0,13 \text{ кА.} \quad (4.43)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 500 кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot (n_{л})} = \frac{188,75}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0,248 \text{ кА.} \quad (4.44)$$

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

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot (n_{л}-1)} = \frac{188,75}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 0,495 \text{ кА.} \quad (4.45)$$

## 4.7 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

### 4.7.1 Выбор выключателей и разъединителей

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

При выборе выключателей необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (9.1)$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 15 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном}); \quad (9.2)$$

$$3,30 \text{ кА} \leq 6,30 \text{ кА} (3,46 \text{ кА} \leq 6,30 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. По симметричному току отключения:

$$I_{пт} \leq I_{отк.ном}; \quad (9.3)$$

$$18,52 \text{ кА} \leq 50,00 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

4. По отключению апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{ат} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном}; \quad (9.4)$$

$$51,83 \text{ кА} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 50,00 \text{ (кА)};$$

$$51,83 \text{ кА} \leq 28,28 \text{ кА.}$$

Условие не выполняется. Если не выполняется условие 4 – переходим к условию 5.

5. По отключению полного тока КЗ (если не выполняется условие 4):

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном.}); \quad (9.5)$$

$$\sqrt{2} \cdot 18,52 + 51,83 \leq \sqrt{2} \cdot 50,00 \cdot (1 + 0,4);$$

$$73,73 \text{ кА} \leq 98,99 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

6. На электродинамическую стойкость:

$$I_{п0} \leq I_{дин}, \quad i_y \leq i_{дин}; \quad (9.6)$$

$$18,52 \text{ кА} \leq 130,00 \text{ кА}, \quad 51,83 \text{ кА} \leq 130,00 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

7. На термическую стойкость:

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{a,г}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (9.7)$$

$$B_k = 18,52^2 \cdot (0,1 + 0,045) \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 63,00 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$49,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя «Paixon Technology» для генераторного напряжения, был выбран элегазовый выключатель ВГГ – 15 – 50/6300 . Параметры выключателя ВГГ – 15 – 50/6300 приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры выключателя ВГГ – 15 – 50/ 6300

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с	Номинальное содержание ап. состав., %
ВГГ-15-50/6300	15	6300	50	130	50/1	40

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (9.8)$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 10,5 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном}); \quad (9.9)$$

$$3,30 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА} (3,46 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{по} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}; \quad (9.10)$$

$$18,52 \text{ кА} \leq 125,00 \text{ кА}, 51,83 \text{ кА} \leq 125,00 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (9.11)$$

$$B_k = 18,52^2 \cdot (0,1 + 0,045) (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \leq 50,00 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$49,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 50,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения, был выбран разъединитель РВРЗ – 10/4000 УЗ.

Параметры разъединителя РВРЗ – 10/4000 УЗ приведены в таблице 4.8

Таблица 4.8 – Параметры разъединителя РВРЗ – 10/4000 УЗ

Наименование параметра	Норма
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12,0
Номинальный ток, А	4000,0
Ток электродинамической стойкости, кА	125,0
Ток термической стойкости, кА	50,0
Время протекания тока термической стойкости, с:	
для главных ножей	3,0
для заземлителей	1,0
Частота, Гц	50

#### 4.7.2 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Таблица 4.9 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Счётчик	СЭТ-4ТМ.03М	RS485	0,5	8
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-МЗ	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», 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. АС-МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°С; верхнее предельное значение температуры 55°С; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°С).

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». 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.

### 4.7.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Трансформатор тока выберем ТШЛ-10-0,5-4000/5, паспортные данные которого приведены в таблице 4.10, так же трансформатор тока должен удовлетворять некоторым условиям:

Таблица 4.10 – Паспортные данные трансформатора тока - ТШЛ-10-0,5-4000/5

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Номинальная нагрузка с классом точности 0,5, Ом	Ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с
ТШЛ-10-0,5-4000/5	10	12	4000	1,2	100	70/3

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (9.12)$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 10,5 \text{ кВ};$$

2) По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}; \quad (9.13)$$

$$4000 \text{ А} \geq 3300 \text{ А};$$

3) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}; \quad (9.14)$$

$$100 \text{ кА} \geq 18,52 \text{ кА};$$

4) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}); \quad (9.15)$$

$$70^2 \cdot 3 = 140,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 18,52^2 \cdot (0,0 + 0,045) = 49,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

5) По нагрузке:

$$Z_{\text{ном}} \geq Z; \quad (9.16)$$

Для выполнения этого условия необходимо определиться с нагрузкой, действующей на трансформатор тока, нагрузкой является счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М, нагрузка которого составляет 0,6 Ом.

Таким образом:

$$1,2 \text{ Ом} \geq 0,6 \text{ Ом};$$

Таким образом, трансформатор тока - ТШЛ-10-0,5-4000/5 удовлетворяет всем условиям.

#### 4.7.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбор трансформатора напряжения так же должен удовлетворять некоторым требованиям, выберем трансформатор НТМИ-10-66УЗ, паспортные данные которого представлены в таблице ниже:

Таблица 4.11 – Паспортные данные трансформатора напряжения НТМИ-10-66УЗ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальная мощность, В·А при классе точности 0,5	Максимальная мощность, В·А
НТМИ-10-66УЗ	10	12	120	1000

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (9.17)$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 10,5 \text{ кВ};$$

2) По типам подключаемых приборов и реле

Подключаемые приборы классом точности 0,5 являются (таб. 9.2): анализатор, синхронизатор и счётчик электрической энергии.

3) По вторичной нагрузке:



$$S_{2\text{ном}} \geq S_2; \quad (9.18)$$

где  $S_{2\text{ном}}$  – номинальная мощность нагрузки трансформатора, В·А;

$$200 \text{ В} \cdot \text{А} \geq 26 \text{ В} \cdot \text{А};$$

Таким образом, трансформатор напряжения НТМИ-10-66УЗ удовлетворяет всем условиям.

#### 4.8 Выбор параметров КРУЭ

КРУЭ отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера  $\text{SF}_6$ ) и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Для установки выбрана ячейка КРУЭ ЯГГ-220 производства «Электроаппарат».

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом. Выбор ячейки КРУЭ производится по таблице 4.12. Технические характеристики ячейки КРУЭ приведены в таблице 4.13

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 248 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 12,57 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 32,52 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 12,57^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 14,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 =$ $= 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.13 – Технические характеристики ячейки КРУЭ

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}} = 220$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50
Параметры сквозного тока отключения выключателя, кА	
Ток электродинамической стойкости, кА	$I_{\text{д}} = 1255$
Ток термической стойкости, кА	$I_{\text{Т}} = 50$
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное напряжение частоты 50 Гц, кВ	440
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	900

## Окончание таблицы 4.13

<b>Параметр</b>	<b>Значение</b>
Параметры трансформаторов тока (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,25s
Для измерений	0,5s
Для защиты	10p
Параметры трансформаторов напряжения (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,2s
Для измерений	0,5s
Для защиты	3p
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000

## 5 Релейная защита и автоматика

Параметры гидрогенератора, силового трансформатора представлены соответственно в таблицах 5.1, 5.2.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-596/100-32
мощность номинальная	полная, МВА	60
	активная, МВт	51
номинальное напряжение, кВ		10,5
коэффициент мощности (cosφ)		0,85
частота сети, Гц		50
номинальная частота вращения, об/мин		187,5
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1115
Напряжение на кольцах генератора, В		290
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $x_d$	0,8
	переходное $x'_d$	0,28
	сверхпереходное $x''_d$	0,2
емкость обмотки статора, мкФ/фаза		0,5

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-80000/220
мощность номинальная	80
номинальное напряжение	242
напряжение короткого замыкания	11,00
группа соединений	Yн/Δ

### 5.1 Выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном напряжении.

Номинальный ток генератора:

$$I_{нг}^{(1)} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3300 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная полная мощность генератора;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{3300 \cdot 1}{4000/5} = 4,12 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где  $K_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;  
 $K_{\text{тт}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Выбор системы возбуждения:

$$I_{\text{длит.доп.}} = 1,1 \cdot I_{\text{рот}} = 1,1 \cdot 1115 = 1227 \text{ А}. \quad (5.3)$$

По каталожным данным выбираем существующую систему возбуждения СТС-320-1400-2,5 УХЛ4. Характеристики приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Технические характеристики выбранной системы возбуждения

Ток (длит/форс), А	1400	2340
Напряжение (длит/форс), В	320	490

СТ – система возбуждения тиристорная;

С – по схеме самовозбуждения;

\*число преобразовательно-регулирующих каналов не указано;

320 – номинальное напряжение, В;

1400 – номинальный длительно допустимый ток, А;

Потолок по напряжению возбуждения (кратность форсировки) не менее – 2,5;

Потолок по току возбуждения не менее – 2,0 о. е. ;

Длительность протекания тока форсировки не менее 50 сек. ;

УХЛ4 – климатическое исполнение.

Выбираем выпрямительный трансформатор с номинальным напряжением вентильной обмотки больше или равное напряжению форсировки СТС, ток преобразователя больше или равное току длительного режима СТС. Был выбран трансформатор, характеристики которого приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Технические характеристики выпрямительного трансформатора ТСЗП-1600/10-ГТ-УЗ

Мощность, кВА	Увент, В	Упреоб,В	Ипреоб,А
1342	475	600	2000

Далее, производится проверка выпрямительного трансформатора ТЕ на перегрузочную способность в режиме форсировки.

Определяется кратность перегрузки выпрямительного трансформатора ТЕ при протекании через него тока форсировки, а также перед этим определяется дополнительно ток  $I_{нте}$

$$I_{нте} = I_{преоб} \cdot K_{сх} = 2000 \cdot 0,816 = 1632 \text{ А}; \quad (5.4)$$

Тогда:

$$k_{пер} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{сх}}{I_{нте}} = \frac{2340 \cdot 0,816}{1632} = 1,17. \quad (5.5)$$

где  $I_{\phi}$  – ток форсировки, А;

$k_{сх}$  – коэффициент схемы, учитываемый при переходе от постоянного напряжения к переменному, принимается равным 0,816;

$I_{преоб}$  – ток выпрямительного трансформатора, А.

По данным по перегрузки тока и времени длительности перегрузки, приведенным в таблице 5.5, видно, длительно допустимая перегрузка выпрямительного трансформатора системы возбуждения составит более 60 мин.

Таблица 5.5 – Допустимые длительности перегрузки по току

Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
длительность, мин	60	45	32	18	5

## 5.2 Перечень защит основного оборудования

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

### Защиты генератора СВ-596/100-32:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю 100% обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита ротора от замыканий на землю;
- Защита от перегрузки обмотки ротора;

- Защита от длительной форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- Контроль исправности цепей напряжения КИН;
- Контроль наличия тока генератора.

#### **Защиты силового трансформатора ТДЦ-400000/500:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ – 220);
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от перегрева трансформатора.

#### **Защиты воздушных линий 220 кВ:**

Основные защиты:

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

Резервные защиты:

- Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

#### **Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:**

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

#### **На выпрямительном трансформаторе ТСЗП-1600/10-М-УЗ**

- Максимальная токовая защита;
- Токовая отсечка.

### 5.3 Описание защит и расчет их уставок

#### 5.3.1 Защита системы возбуждения. МТЗ и ТО

Для данного расчета необходимы значения токов короткого замыкания в точке 1 – перед выпрямительным трансформатором и в точке 2 – после выпрямительного трансформатора

Ток трехфазного короткого замыкания в точке 1 рассчитывается по формуле 5.6

$$I_{КЗ 1}^{(3)} = \frac{E''}{X_d''} I_{ном ген}, \quad (5.6)$$

где  $E''$  – сверхпереходное ЭДС генератора в сети, принимается равным 1,08 о.е.;

$X_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора,  
 $I_{ном ген}$  – номинальный ток генератора, кА.

$$I_{КЗ 1}^{(3)} = \frac{1,08}{0,2} \cdot 3,299 = 17,81 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке 1 рассчитывается по формуле 5.7.

$$I_{КЗ 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{КЗ 1}^{(3)}, \quad (5.7)$$

где  $I_{КЗ 1}^{(3)}$  – ток трехфазного короткого замыкания в точке 1.

$$I_{КЗ 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 17,81 = 15,43 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке 2 рассчитывается по формуле 5.8.

$$I_{КЗ 2}^{(3)} = \frac{I_{Т.НОМ}^{(1)}}{U_k} \cdot 100\%, \quad (5.8)$$

где  $I_{Т.НОМ}^{(1)}$  – номинальный ток выпрямительного трансформатора:

$$I_{Т.НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{1342}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 73,8 \text{ А}, \quad (5.9)$$

где  $U_k$  - напряжение короткого замыкания.

$$I_{КЗ 2}^{(3)} = \frac{73,8}{6} \cdot 100\% = 1230 \text{ А}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке 2 рассчитывается по формуле 5.10.

$$I_{КЗ 2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1230 = 1065 \text{ А}. \quad (5.10)$$

Ток срабатывания МТЗ считается по формуле 5.11.

$$I_{ср МТЗ} = \frac{k_H k_\phi k_{сх} I_{рот}}{k_B n_{ТТ} n_{ТЕ}}, \quad (5.11)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности, для данной защиты принимается 1,2;

$k_\phi$  – коэффициент форсировки, принимается 2,5;

$I_{рот}$  – номинальный ток ротора;

$k_B$  – коэффициент возврата, принимается 0,8;

$n_{ТТ}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$n_{ТЕ}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения, считается по формуле  $n_{ТЕ} = \frac{U_{ген}}{U_{НТЕ}} = \frac{10500}{475} = 22,1$ .

$$I_{ср МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1115}{0,8 \cdot 20 \cdot 22,1} = 7,72 \text{ А}.$$

Рассчитаем номинальный ток цепи ротора на стороне ВН выпрямительного трансформатора (5.12):

$$I_{НОМ.ТЕ (2)} = \frac{I_{Т.НОМ}}{n_{Т.Т.}} \quad (5.12)$$

$$I_{НОМ.ТЕ (2)} = \frac{73,8}{40,00} = 1,84 \text{ А}$$

Ток срабатывания МТЗ в относительных единицах (5.13):

$$I_{ср.МТЗ (о.е.)} = \frac{I_{ср.МТЗ}}{I_{НОМ.ТЕ (2)}} \quad (5.13)$$

$$I_{ср.МТЗ (о.е.)} = \frac{7,72}{1,845} = 4,18 \text{ о. е.}$$



Коэффициент чувствительности считается по формуле 5.14 и должен выполнять условие 5.15.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{\text{min}}}{I_{\text{ср}} \text{МТЗ} n_{\text{ТТ}}}, \quad (5.14)$$

где  $I_{\text{КЗ}}^{\text{min}}$  – ток короткого замыкания, получившийся минимальным (двухфазный в точке 2).

$$k_{\text{ч}} \geq 1,5 \quad (5.15)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1065}{7,72 \cdot 40} = 3,45 \geq 1,5 \text{ – условие выполняется.}$$

Ток срабатывания токовой отсечки считается по формуле 5.16.

$$I_{\text{ср}} \text{ТО} = \frac{k_{\text{н}} I_{\text{КЗ}2}^{(3)}}{n_{\text{ТТ}}}, \quad (5.16)$$

где  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, для данной защиты принимается 1,4;

$I_{\text{КЗ}2}^{(3)}$  – ток трёхфазного КЗ в точке 2;

$n_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$$I_{\text{ср}} \text{ТО} = \frac{1,4 \cdot 1230}{40} = 43,04 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности считается по формуле 5.17 и должен выполнять условие 5.18.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}1}^{(2)}}{I_{\text{ср}} n_{\text{ТТ}}}, \quad (5.17)$$

$$k_{\text{ч}} \geq 2 \quad (5.18)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{15430}{43,04 \cdot 40} = 8,96 \geq 2 \text{ – условие выполняется.}$$

Ток срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{ср.ТО}} = \frac{I_{\text{ср.ТО}}}{I_{\text{ном.ТЕ}}(2)} \quad (5.19)$$

$$I_{\text{ср}} \text{ТО} = \frac{43,04}{1,84} = 23,33 \text{ о. е.}$$

### 5.3.2 Продольная дифференциальная защита генератора (ПДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора:  $I_{\text{ном.}} = 3300 \text{ А}$ . Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{ТТ}} = 4000/5 \text{ А}$ .

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3300 = 164,95 \text{ А}, \quad (5.20)$$

где  $K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;

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

$I_{\text{Н}}$  – номинальный ток генератора равный 3300 А.

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{СР,0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} \quad (5.21)$$

где  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, равный 2.

Исходя из условия (5.21) принимается уставка начального тока срабатывания:

$$I_{\text{СР,0}} \geq 2 \cdot 164,95 = 329,9$$

Принимаем уставку:  $I_{\text{СР,0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}$ .

$$I_{\text{СР,0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 3300 = 494,85 \text{ А}. \quad (5.22)$$

Сравним полученную уставку тока срабатывания по второму условию с током трёхфазного короткого замыкания в точке  $K_2$ :

$$I_{\text{СР,0}} \geq I_{K_2}^{(3)} \quad (5.23)$$

$$494,85 \leq 1230 \text{ А}$$

Работа дифференциальной защиты с данной уставкой будет выполнять неселективное отключение. Выбираем уставку начального тока срабатывания дифференциальной защиты по условию 2 с коэффициентом запаса, обусловленным полной погрешностью ТТ – 10%:

$$I_{K_2}^{(3)} \cdot 1,1 \quad (5.24)$$

$$1230 \cdot 1,1 = 1353 \text{ A}$$

Определим уставку тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{*CP} = I_{K_2}^{(3) \text{ o.e.}} = \frac{I_{K_2}^{(3)}}{I_{НОМ}} \quad (5.25)$$

$$I_{*CP} = I_{K_2}^{(3) \text{ o.e.}} = \frac{1353}{3300} = 0,41 \text{ o. e.}$$

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 через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора:

$$I_{МАКС} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_H \quad (5.26)$$

где  $E_d''$  – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;

$x_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,2.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{одн} \cdot I_{МАКС} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,2} \cdot 3300 = 1864 \text{ A}, \quad (5.27)$$

где  $K_{АП}$  – коэффициент аperiodической составляющей равный 2.

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.28)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, 2;

$I_T$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора, 30462,9А.

Выполним расчёт с учётом тока торможения.

Ток торможения в режиме протекания по генератору максимальных сквозных токов определяется по формуле:

$$I_T = \sqrt{I_{\text{СКВ(max)}} \cdot (I_{\text{СКВ(max)}} - I_{\text{НБ(КЗ)}}) \cdot \cos \alpha}, \quad (2.29)$$

где  $\alpha$  – угол между векторами токов плеч защиты; в проектных расчётах может быть принят равным от  $10^\circ$  до  $20^\circ$ ;

$$I_{\text{СКВ(max)}} = I_{K_1}^{(3)} = 17,81 \text{ кА}$$

$$I_T = \sqrt{17,81 \cdot (17,81 - 1,864) \cdot \cos 10^\circ} = 16,72 \text{ кА}$$

Тогда по формуле  $K_T$ :

$$K_T > \frac{1864 \cdot 2}{16720} = 0,22;$$

По рекомендации научно-производственного предприятия «ЭКРА» Принимаем уставку  $K_T = 0,5$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = \frac{0,41}{0,5} = 0,82 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

4) Далее рассчитывается тормозной ток  $B$ , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки  $B$  должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,41}{0,5} = 0,82. \quad (5.31)$$

Принимаем значение уставки  $B = 2$  (при этом условие выполняется).

На рисунке приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

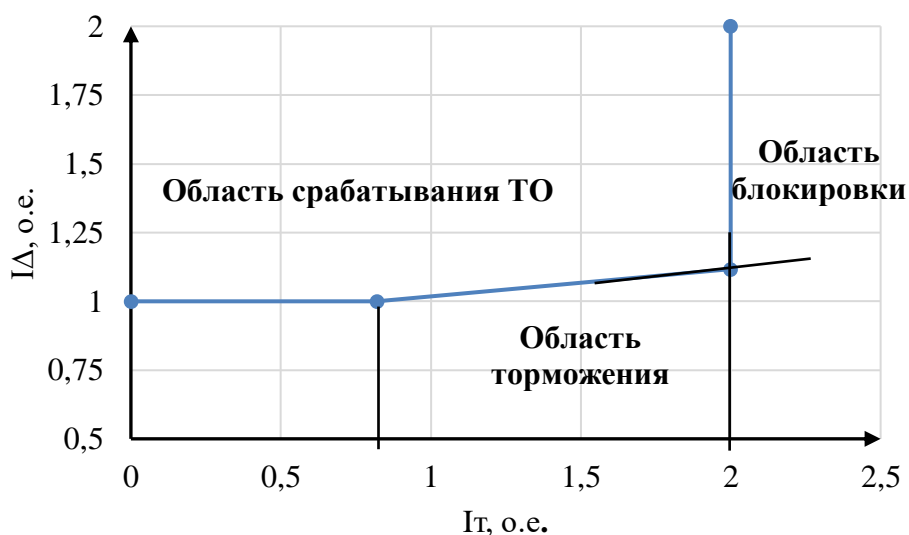


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:  $I_{отс} = (2 - 12) \cdot I_{ном}$

Принимаем уставку дифференциальной отсечки:

$$I_{отс} = 6 \cdot I_{ном} \quad (5.32)$$

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

### 5.3.3 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. Первый орган ( $U_0$ ) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности  $U_0$  и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов;  $U_0$  включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ( $U_{0 \text{эл.ст.}}$ ) при КЗ на землю на стороне ВН.

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

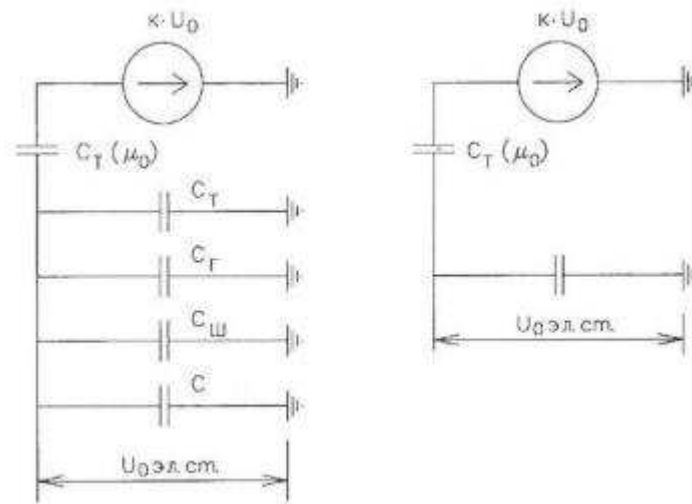


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения  $U_0$  ЭЛ.СТ.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.33)$$

где  $C_{Г}$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю равная 1,08;  
 $C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;  
 $C_{Ш}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;  
 $C$  – емкость генераторного выключателя.

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,965} = 286,0 \text{ В}, \quad (5.34)$$

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

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0)$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}. \quad (5.35)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,965 \cdot 10^{-6} = 5,5 \text{ А}, \quad (5.36)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{U_{0\text{ЭЛСТ}}}{n_{ТН}}, \quad (5.37)$$

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

$n_{ТН}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата;

$n_{ТН} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3} = 181,9$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{286,0}{181,9};$$

$$U_{CP} \geq 2,48 \text{ В}.$$

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

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

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

Для органа  $U_{03}$  уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3. Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.38)$$

При  $K_T = 1,3$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 30,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

### 5.3.4 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ )

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В}, \quad (5.39)$$

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.40)$$

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

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

### **5.3.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )**

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе. Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.41)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

$I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.42)$$

где  $A = 30$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа принимается:



$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07; I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_{\text{н}}. \quad (5.43)$$

Пусковой орган ( $I_{2\text{ПУСК}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Так как отсутствуют данные допустимого тока обратной последовательности в обмотках генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14%.

При условии, что  $I_{*2} = 0,14$  о.е. – сделаем обратный пересчет по допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ : При этом:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.44)$$

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,14^2} = 1530,61 \text{ с}$$

где  $A$  – параметр, заданный заводом-изготовителем;

$t$  – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ .

Уставка в относительных единицах:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{н}}} = \frac{0,14}{1,2} = 0,12, \quad (5.45)$$

где  $K_{\text{н}} = 1,2$  – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = 0,12 I_{\text{н}}. \quad (5.46)$$

$$I_{*2\text{ПУСК}} = 0,12 \cdot 3299 = 395,88 \text{ А}$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,12$ .

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.47)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.6:

Таблица 5.6 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	700

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

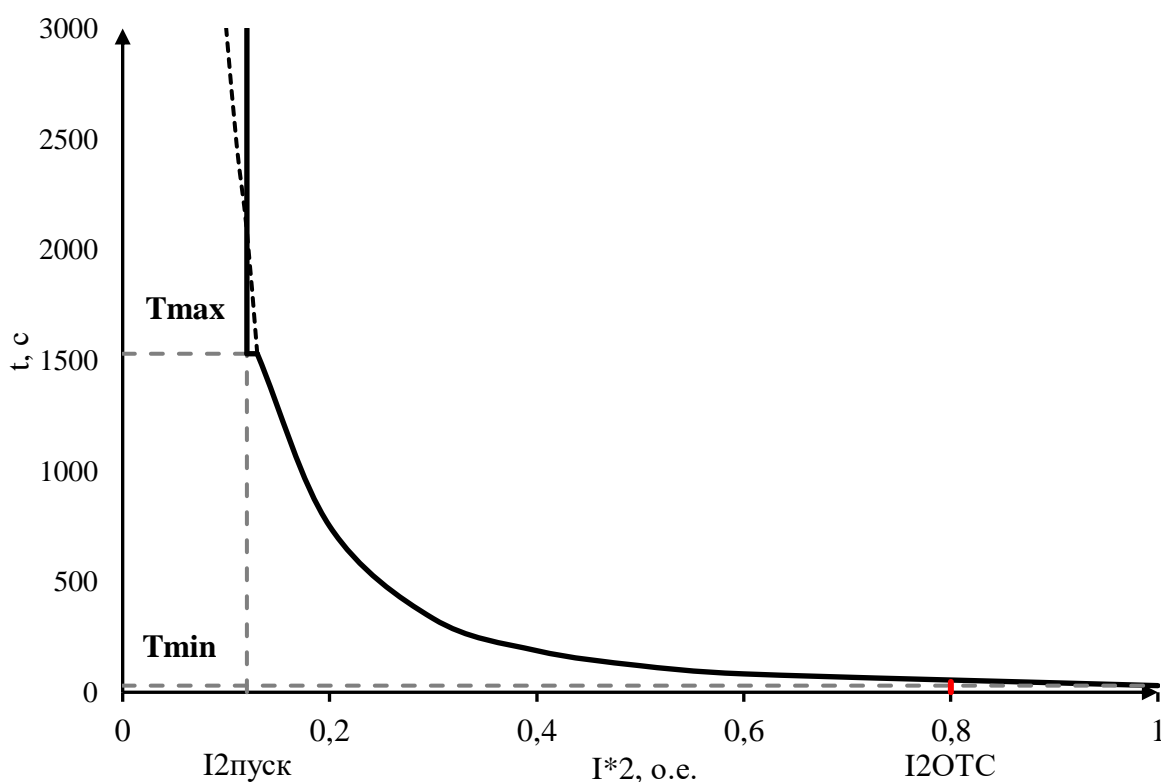


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Время срабатывания интегрального органа принято:  $t_{\text{МИН}} = 0,5 \text{ с}$ ,  $t_{\text{МАКС}} = 1530 \text{ с}$ . Уставку  $t_{\text{МИН}}$  завод-изготовитель рекомендует принимать минимально возможной из имеющегося диапазона уставок (0,5 сек.).

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально

допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $t_{охл}$ )

Значение полного времени охлаждения задаётся заводом изготовителем генератора. При отсутствии данных уставка может быть ориентировочно определена по формуле:

$$t_{охл} = \frac{A}{I_{2\text{ дл. доп.}}^{*2}}; \quad (5.48)$$

При этом полученное значение должно быть уточнено при наладке.

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

$$I_{2\text{С.З.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН.}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}; \quad (5.49)$$

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{баз1}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{баз2}} = 230 \text{ кВ}.$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}}} \quad (5.50)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,50} = 5498,6 \text{ А}$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз2}}} \quad (5.51)$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230,00} = 521,0 \text{ A}$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз2}}^2} \quad (5.52)$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = 0,20 \cdot \frac{242,00^2}{60} \cdot \frac{100,00}{230,00^2} = 0,37 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз2}}^2} \quad (5.53)$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{11}{100,00} \cdot \frac{242,00^2}{80,00} \cdot \frac{100,00}{230,00^2} = 0,15 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{ЛЭП.баз.}}^* = \rho \cdot l \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз2}}^2}$$

$$X_{\text{ЛЭП.баз.}}^* = 0,118 \cdot 62 \cdot \frac{100}{230} = 0,014 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^* + X_{\text{ЛЭП.баз.}}^*} \quad (5.54)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{*(3)} = \frac{1}{0,37+0,15+0,014} = 1,87 \text{ о. е.}$$

$$I_{2.\text{КЗ}}^{*(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{3}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{*(3)} \quad (5.55)$$

$$I_{2.\text{КЗ}}^{*(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,87 = 0,94 \text{ о. е.}$$

Переведем в именованные единицы:

$$I_{2.\text{нн}}^{*(2)} = I_{2.\text{кз.}}^{*(2)} \cdot I_{\text{баз1}} \quad (5.56)$$

$$I_{2.\text{нн}}^{*(2)} = 0,94 \cdot 5498,6 = 5141,2 \text{ A}$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{I^{*(2)\text{НН}}_2}{k_{\text{ГТ}}}; \quad (5.57)$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{5141,2}{4000/5} = 6,43 \text{ А}$$

Тогда уставка срабатывания:

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.58)$$

где  $K_{\text{ч}} = 1,3$  – коэффициент чувствительности.

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{6,43}{1,3} = 4,94 \text{ А}$$

В соответствии с указаниями завода-изготовителя принимаем уставку отсечки из диапазона  $0,5 - 0,8 I_{\text{НОМ.ГЕН.}}$ . При этом коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч}} > 1,3$ . Принимаем уставку  $0,8 \cdot I_{\text{НОМ.ГЕН.}}$ .

В относительных единицах:

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = 0,8 \cdot I_{\text{баз}}; \quad (5.59)$$

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = 0,8 \cdot 4,94 = 3,95 \text{ А}$$

Тогда:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_2^{(2)}}{I_{2 \text{ с.з.}}}; \quad (5.60)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6,43}{3,95} = 1,63;$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение ШСВ 220 кВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.3.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B}, \quad (5.61)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{1,05 \cdot 3300}{0,98} = 3534,6 \text{ А}$$

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{1\text{СИГН ТТ}} = \frac{I_{1\text{СИГН}}}{n_{\text{т.т.}}}; \quad (5.62)$$

$$I_{1\text{СИГН ТТ}} = \frac{3534,6}{800} = 4,42 \text{ А}$$

Уставка тока сигнального органа в относительных единицах:

$$I_{1\text{СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1\text{СИГН ТТ}}}{I_{\text{НГ}}^{(2)}} \quad (5.63)$$

$$I_{1\text{СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{4,42}{4,12} = 1,07 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени  $t = 6$  с.

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

Уставка тока пускового органа в именованных единицах:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_{1\text{СИГН}}}{K_{\text{ВОЗВ}}}. \quad (5.64)$$

где  $K_H = 1,08$  – коэффициент надежности;  
 $K_{\text{ВОЗВ}} = 0,98$  – коэффициент возврата.

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot 3534,6}{0,98} = 3895,3 \text{ А}$$

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{1\text{ПУСК ТТ}} = \frac{I_{1\text{ПУСК}}}{n_{\text{т.т.}}} \quad (5.65)$$

$$I_{1\text{ПУСК ТТ}} = \frac{3895,3}{800,00} = 4,87 \text{ А}$$

Уставка тока пускового органа в относительных единицах:

$$I_{1\text{ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1\text{ПУСК ТТ}}}{I_{\text{нг}}^{(2)}} \quad (5.66)$$

$$I_{1\text{ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{4,87}{4,12} = 1,18 \text{ о. е.}$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по перегрузочной способности обмотки статора (Таблица 2.4):

Таблица 5.7 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3600	1200	500	350	270	150	75	5	5

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 5.4:

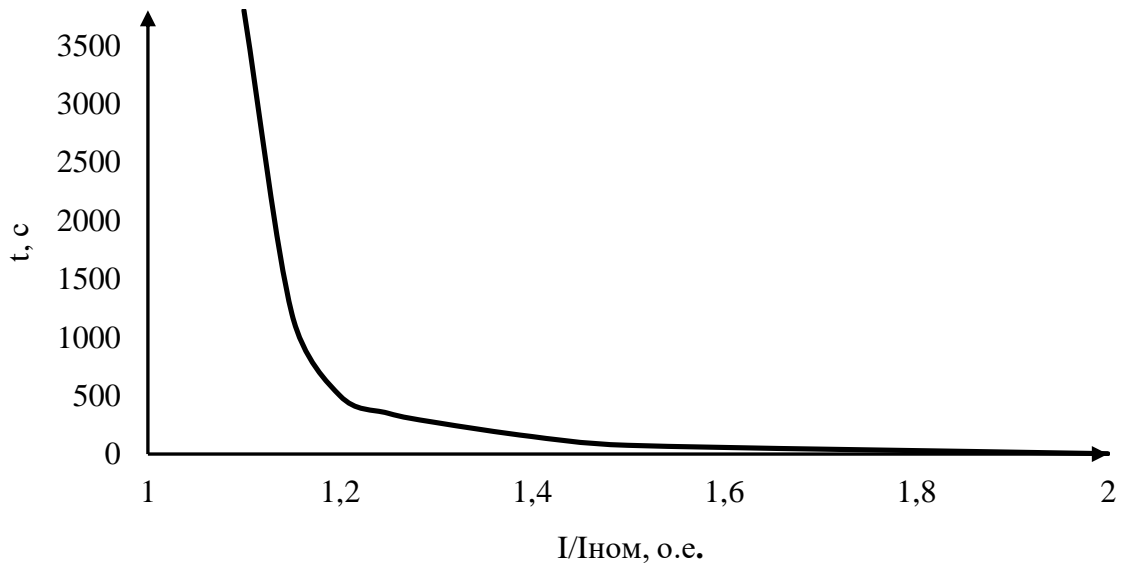


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка тока органа токовой отсечки в именованных единицах:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,20 \cdot I_{\text{ном.стат}}}{0,98} \quad (5.67)$$

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,20 \cdot 3299}{0,98} = 4039,6 \text{ А}$$

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{1\text{ОТС ТТ}} = \frac{I_{1\text{ОТС}}}{n_{\text{т.т.}}} \quad (5.68)$$

$$I_{1\text{ОТС ТТ}} = \frac{4039,6}{800,00} = 5,05 \text{ А}$$

Уставка тока органа токовой отсечки в относительных единицах:

$$I_{1\text{ОТС}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1\text{ОТС ТТ}}}{I_{\text{нг}}^{(2)}} \quad (5.69)$$



$$I_{1\text{OTS}}^{\text{о.е.}} = \frac{5,05}{4,12} = 1,22 \text{ о. е.}$$

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

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot n_{\text{T}}}; \quad (5.70)$$

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot 10500,00}{1,03 \cdot 105,00} = 66,02 \text{ В.}$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.3.6 Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора. Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

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

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 200 кВ Моминская ГЭС – ПС:

$$Z_1 \leq K_{\text{H}} \cdot \left( Z_{\text{T}} + \frac{Z'_{1\text{Л}}}{K_{\text{T}}} \right), \quad (5.71)$$

где  $K_{\text{H}} = 0,8$  – коэффициент надёжности;

$K_{\text{T}} = 2$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z'_{1\text{Л}} = 26,97$  – сопротивление линии;

$Z_{\text{T}}$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ:

$$Z_{\text{T}} = \frac{U_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (5.72)$$

$$Z_T = \frac{\frac{10,50}{100} \cdot 242,00^2}{80,00} = 80,53 \text{ Ом}$$

Тогда:

$$Z_1 \leq 0,80 \cdot \left( 80,53 + \frac{26,97}{2,00} \right)$$

$$Z_1 \leq 75,21 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq K_H \cdot \left( U_{КЗ} \cdot \frac{S_{\text{ном(ген)}}}{S_{\text{ном(ТН)}}} + \frac{Z'_{1Л}}{K_T} \cdot \frac{S_{\text{ном(ген)}}}{U_{ВН}^2} \right). \quad (5.73)$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,80 \cdot \left( \frac{11}{100} \cdot \frac{60}{80} + \frac{26,97}{2,00} \cdot \frac{60}{242,00^2} \right)$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,079 \text{ о. е.}$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6, \quad (5.74)$$

где  $Z_6$  – базисное сопротивление генератора.

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,50^2}{80} = 1,38 \text{ Ом} \quad (5.75)$$

$$Z_1 = 0,079 \cdot 1,38 = 0,109 \text{ Ом}$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{с.з}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,109 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,10}} = 0,833 \text{ Ом}. \quad (5.76)$$

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с

на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс АРЗ.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3300} = 1,84 \text{ Ом}, \quad (5.77)$$

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

Кратность форсировки так указана в паспортных данных гидрогенератора, далее форсированный ток будет приниматься согласно паспортным данным:

$$I_{\phi} = 2,0 \text{ о. е.}$$

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит  $2,0 \cdot I_{\text{НОМ}}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2} = 0,475 \text{ о. е.}; \quad (5.78)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,80}{0,95 \cdot 1,80} = 0,421. \quad (5.79)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\phi} = 65,10^{\circ}$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,475}{1,10} = 0,43 \text{ о. е.}; \quad (5.80)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,43 \cdot \frac{10,50^2}{80} = 0,60 \text{ Ом}. \quad (5.81)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,60 \cdot 4000 / 5}{10500 / 100} = 4,53 \text{ Ом Ом}. \quad (5.82)$$

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

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{СМ1}} = 0,17 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{СМ2}} = 0,91 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

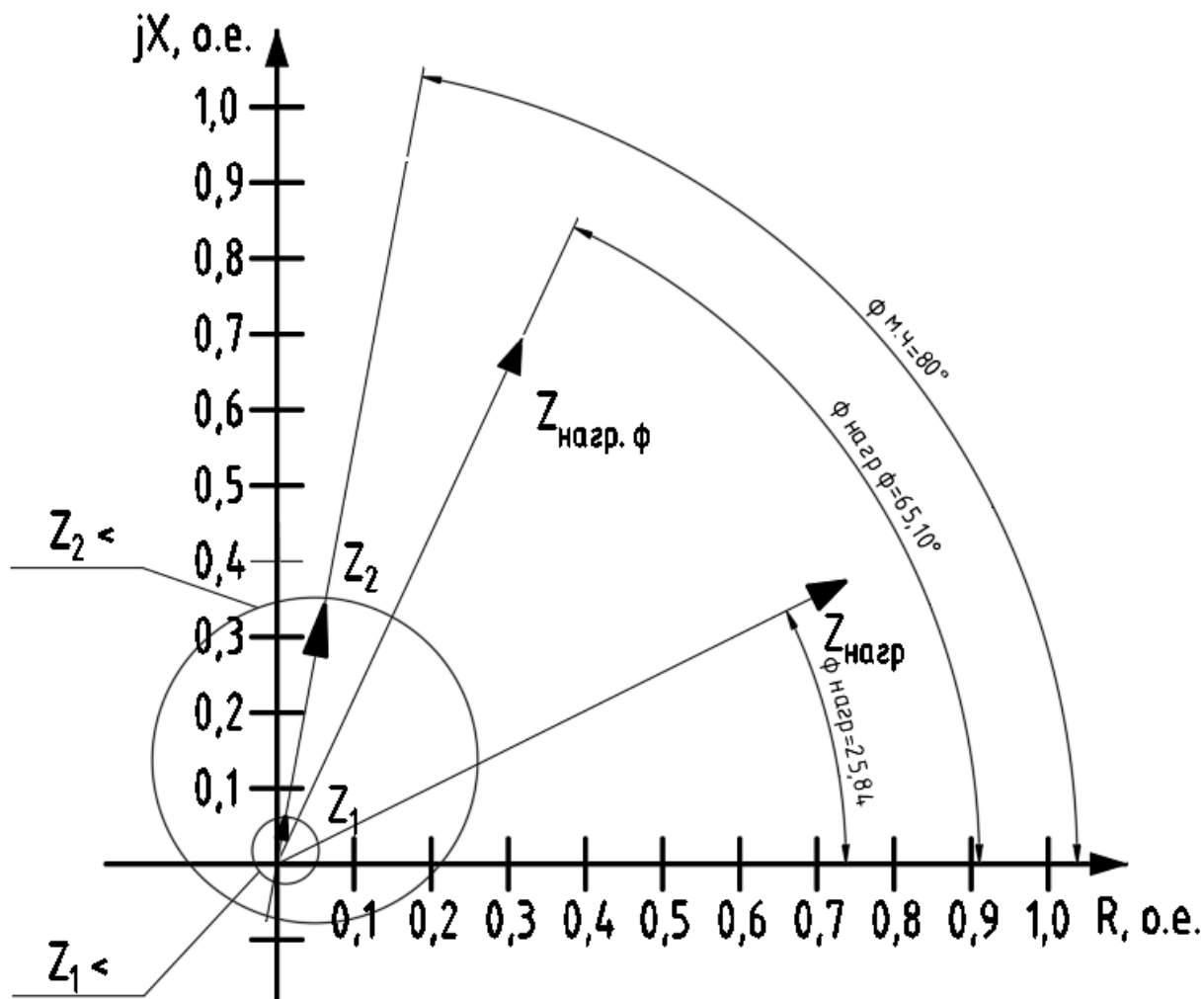


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B}, \quad (5.83)$$

где  $I_{НОМ.Р}$  – номинальный ток ротора.

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{1,05 \cdot 1115,00 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,50}{0,475}} = 44,10 \text{ А}$$

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{P \text{ СИГН ТТ}} = \frac{I_{P \text{ СИГН}}}{n_{\text{т.т.}}} \quad (5.84)$$

$$I_{P \text{ СИГН ТТ}} = \frac{44,10}{20} = 2,20 \text{ А}$$

Номинальный ток ротора во вторичной цепи:

$$I_{\text{рот.ном.}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном.рот.}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{т.т.}} \cdot K_{\text{ТЕ}}} \quad (5.85)$$

$$I_{\text{рот.ном.}}^{(2)} = \frac{1115,00 \cdot 0,816}{20,00 \cdot \frac{10,50}{0,475}} = 2,06 \text{ А}$$

Уставка тока сигнального органа:

$$I_{\text{р СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{P \text{ СИГН ТТ}}}{I_{\text{рот. ном.}}^{(2)}} \quad (5.86)$$

$$I_{\text{р СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{2,20}{2,06} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{K_{\text{Н}} I_{\text{длит. доп.}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot K_{\text{ТЕ}}} \quad (5.87)$$

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot 1227,00 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,50}{0,475}} = 49,92 \text{ А}$$

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{P \text{ ПУСК ТТ}} = \frac{I_{P \text{ ПУСК}}}{n_{\text{т.т.}}} \quad (5.88)$$

$$I_{P \text{ ПУСК ТТ}} = \frac{49,92}{20,00} = 2,50 \text{ А}$$

Уставка тока пускового органа:

$$I_{p\text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{P\text{ ПУСК ТТ}}}{I_{\text{рот. ном.}}^{(2)}} \quad (5.89)$$

$$I_{p\text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{2,50}{2,06} = 1,21 \text{ о. е.}$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.5. Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/I <sub>н</sub>	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	длительно	210	150	120	90	72	60	20

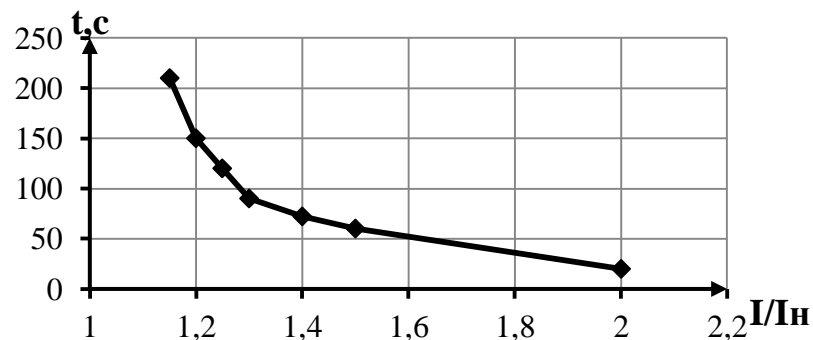


Рисунок 5.8 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка тока органа токовой отсечки в именованных единицах:

$$I_{P\text{ ТО}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{длит. доп.}} \cdot K_{СХ}}{K_{\text{возв}} \cdot K_{\text{ТЕ}}} \quad (5.90)$$

$$I_{P\text{ ТО}} = \frac{2,2 \cdot 1227,00 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,50}{0,475}} = 101,68 \text{ А}$$

Уставка тока органа токовой отсечки в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{P\ TO\ ТТ} = \frac{I_{P\ ТО.}}{n_{т.т.}} \quad (5.91)$$

$$I_{P\ TO\ ТТ} = \frac{101,68}{20,00} = 5,08\text{ А}$$

Уставка тока органа токовой отсечки:

$$I_{p\ TO}^{o.e.} = \frac{I_{P\ TO\ ТТ}}{I_{рот. ном.}^{(2)}} \quad (5.92)$$

$$I_{p\ TO}^{o.e.} = \frac{5,08}{2,06} = 2,47\text{ о. е.}$$

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

#### **5.4 Выбор комплекса защит блока генератор - трансформатор**

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики ШЭ1113 производства «ЭКРА». Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства 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 Таблица уставок и матрица отключений**

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении Г, таблица Г.1, Г.2 соответственно.

## 6 Компонровка сооружения гидроузла

### 6.1 Проектирование водосливной плотины

Для проведения расчетов необходимо определить класс гидротехнического сооружения.

Плотина из грунтовых материалов,  $H = 79$  м, грунт скальный – II класс

Плотина бетонная, железобетонная,  $H = 79$  м, грунт скальный – II класс

$N_{уст} = 191$ МВт– III класс

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС стремится к 0. – IV класс

Итог: Класс сооружения назначен по наивысшему из трех, следовательно, - II класс

#### 6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня плотины принимается:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 180,00 + 5,561 = 185,56 \text{ м}, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 4,94 + 0,021 + 0,6 = 5,561 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волн на напорной грани;

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

$a$  – величина запаса, для II класса сооружения  $a = 0,6$  м.

#### 6.1.2 Расчет параметров волнового воздействия

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,0000021 \cdot \frac{20^2 \cdot 5000}{9,81 \cdot 36,5} = 0,012 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где  $V_w = 20$  м/с – скорость ветра;

$K_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра.

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 20) \cdot 10^{-7} = 0,0000021. \quad (6.4)$$

Длина разгона волны при  $\alpha = 0^\circ$ ,  $L = 5000$  м,

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:



$$d = \frac{\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНО}}{2} = \frac{180,00 - 107,00}{2} = 36,50 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Рассчитаем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1548}{23^2} = 28,7; \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{23} = 9213, \quad (6.7)$$

где  $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$  – период действия ветра.

По [3, Приложение А, рис А.1] определяем параметры волнового воздействия:

$$\text{– для } \frac{gL}{V_w^2} = 122,63: \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,02; \frac{gT}{V_w} = 1,7 \quad (6.8)$$

$$\text{– для } \frac{gt}{V_w} = 10594,8: \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,085; \frac{gT}{V_w} = 4,1 \quad (6.9)$$

Принимаем наименьшие значения  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,02; \frac{gT}{V_w} = 1,7$  и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,7 \cdot V_w}{g} = \frac{1,7 \cdot 20}{9,81} = 3,47 \text{ с.} \quad (6.10)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,02 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,02 \cdot 20^2}{9,81} = 0,82 \text{ м.} \quad (6.11)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,47^2}{2 \cdot 3,14} = 18,76 \text{ м;} \quad (6.12)$$

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d \quad (6.13)$$

По формуле 6.13:  $36,5 > 0,5 \cdot 18,73 = 9,38 \text{ м}$  – условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,82 \cdot 2,09 = 1,70 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [3, Приложение А1, рис А.2] в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2}$  (для глубоководной зоны). Принимаем  $K_i = 2,09$ ;

$\bar{h}$  – средняя длина волны.

Определяем высоту наката волны 1% обеспеченности:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,3 \cdot 1,70 = 4,94 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, определяемые по [3, Приложение Д, табл. Д1];  $k_r = 1$ ,  $k_p = 0,9$  для откоса грунтовой плотины, укрепленного железобетонными плитами;

$k_{sp}$  – коэффициент, определяемый [3, Приложение Д, табл. Д2] при  $m = \operatorname{ctg} \varphi = 2$  и  $V_w = 20 \text{ м/с}$ ,  $k_{sp} = 1,4$ ;

$k_{run}$  – коэффициент, определяемый по [3, Приложение Д, рис. Д1] в зависимости от пологости волны.

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{18,76}{1,70} = 11,01, \quad (6.16)$$

где  $k_{run} = 2,3$ .

## 6.2 Гидравлические расчеты

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

$$Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} = 740,5 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{макс}}^{\text{пов}} = 849,5 \text{ м}^3/\text{с};$$

Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая.

Для установления возможности пропуска паводка через гидроагрегаты определяют напор на сооружение при основном и поверочном расчетном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}), \quad (6.17)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}). \quad (6.18)$$

$$H_{\text{осн}} = 180,00 - 118,31 = 61,69 \text{ м},$$

$$H_{\text{пов}} = 181,00 - 118,85 = 62,15 \text{ м.}$$

Определим расчётные расходы воды для основного и поверочного расчётного случая.

Определяют расход через один гидроагрегат при основном и поверочном расчётном случае, используя формулу мощности:

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн(пов)}} \cdot \eta} = \frac{47,75 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 61,69 \cdot 0,922} = 86,0 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.19)$$

где  $N_{\text{ГА}} = 47750$  кВт – установленная мощность одного гидроагрегата;

$H_{\text{осн}} = 61,69$  – напор в соответствии с кривыми связи при основном расходе;  $H_{\text{пов}} = 62,15$  – напор в соответствии с кривыми связи при основном расходе;  $\eta = 0,922$  – КПД гидротурбины.

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{47750}{9,81 \cdot (61,69 - 0,3) \cdot 0,922} = 86,0 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{47750}{9,81 \cdot (62,15 - 0,3) \cdot 0,922} = 85,3 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Согласно СП 58.13330.2019 количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов -  $m$ , должно быть не более:

$m=(n-1)$  при числе гидроагрегатов ГЭС  $n \leq 6$ ;

$m=(n-2)$  при числе гидроагрегатов от семи до двенадцати включительно;

$m = (n - 3)$  при числе гидроагрегатов от тринадцати до восемнадцати включительно;

$m = (n - 4)$  при числе гидроагрегатов более восемнадцати.

В данном случае  $m=3$ .

Определим основной и поверочный расход через ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m, \quad (6.20)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m. \quad (6.21)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 86,0 \cdot 3 = 258,0 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 85,3 \cdot 3 = 256,04 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Определим средний расход сработки:

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{сп}}}, \quad (6.22)$$

где  $V_{\text{по}} = 1,237 \text{ км}^3$  – полезный объём водохранилища;  $V_{\text{пр}} = 0,528 \text{ км}^3$  - объём потока за время сработки (по гидрографу маловодного года);  $T_{\text{ср}} = 21024000 \text{ с}$  - время сработки;

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(1,237 + 0,528) \cdot 10^9}{21024000} = 84,0 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного и поверочного расчетного случая составляет:

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c, \quad (6.23)$$

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{нов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{нов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{нов}} - Q_c, \quad (6.24)$$

где  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}$  – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 1% для II класса сооружений;  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{нов}}$  – максимальный поверочный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений;

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 740,5 - 258,0 - 84,0 = 398,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{нов}} = 849,5 - 256,04 - 84,0 = 509,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла (донные отверстия и глубинные водосбросы). Расчетные расходы могут сбрасываться через глубинные водосбросы или донные отверстия. Донный водосброс, используемый для опорожнения водохранилища, называется также водоспуском (водовыпуском). Полное опорожнение водохранилища может потребоваться при ликвидации ГТС.

Зададимся диаметром водовыпускного отверстия  $D=1,5\text{м}$ .

Рассчитаем отметку водовыпуска ЦО:

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{пола галереи}} + h_{\text{галереи}} + 2,75, \quad (6.25)$$

где  $\nabla_{\text{пола галереи}} = 15\text{м}$  – отметка пола галереи;

$h_{\text{галереи}} = 3\text{м}$  - высота галереи;

$$\nabla\text{ЦО} = 110 + 3,5 + 2,75 = 116,25\text{м},$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска Н:

$$H = \frac{\nabla\text{НПУ} + \nabla\text{УМО}}{2} - \nabla\text{ЦО}, \quad (6.26)$$

$$H = \frac{180 + 175,48}{2} - 116,25 = 61,49 \text{ м}.$$

Определим расход через отверстие:

$$q_{\text{ВВ}} = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot H}, \quad (6.27)$$

где  $\mu = 0,8$  - коэффициент расхода;  $\omega = 1,77 \text{ м}^2$  - площадь водовыпускного отверстия;

$$q_{\text{ВВ}} = 0,8 \cdot 1,77 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 61,49} = 49,1 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Количество водовыпускных отверстий:

$$n = \frac{Q_{\text{с}}}{q_{\text{ВВ}}}, \quad (6.28)$$

$$n = \frac{84,0}{49,1} = 1,71$$

Поскольку количество отверстий не может быть меньше двух, принимаем два отверстия по 1,5 метра.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{р}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.29)$$

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

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}}, \quad (6.30)$$

где  $q_{\text{р}}$  - удельный расход на рисберме,

$$q_{\text{р}} = V_{\text{нр}} \cdot h_{\text{нб}}, \quad (6.31)$$

где  $V_{\text{нр}}$  – не размывающая скорость для скальных составляющих дна 5 м/с];  
 $h_{\text{нб}}$  – глубина воды в НБ при  $Q_{\text{осн.мах 1\%}} = 11,31$  м.

Таким образом:

$$q_p = 5 \cdot 11,31 = 56,55 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_b = 1,25 \cdot 56,55 = 70,69 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$B = \frac{398,6}{70,69} = 5,64 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, и обеспечивать запас на случай повышенных расходов, так как наблюдение за гидрологическим рядом реки ведётся относительно недавно, а проектируемое сооружение достаточно ответственное, целесообразно увеличить водосливной фронт для пропуска возможных критических расходов, поэтому ширина водосливного фронта назначается равной 8 метрам. Стандартная ширина пролета  $b$  принимается в соответствии с тех. регламентом. Принимаем  $b = 4$ . В итоге: 2 пролетов по 4м.

## 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{398,6}{0,49 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,08 \text{ м,} \quad (6.33)$$

где  $m=0,49$  – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля.

$$H_{02\text{осн}} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{398,6}{0,49 \cdot 0,77 \cdot 1 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,63 \text{ м,} \quad (6.34)$$

где  $\sigma_n = 1$  – для неподтопленного водослива;  
 $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \right) \cdot \frac{8,08}{4} = 0,77, \quad (6.35)$$

где  $\xi$  – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины и от формы верховой грани быка принимается 0,45;

$n$  – число пролётов;  
 $b$  – ширина пролёта.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $V_0$ :

$$H = H_{02осн} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = \left( \frac{398,6}{0,49 \cdot 0,77 \cdot 1,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,63 \text{ м}; \quad (6.36)$$

$$V_0 = \frac{Q_{расч}^{осн}}{(\nabla НПУ - \nabla ДНО) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{398,6}{(180,00 - 107,00)(8 + (2-1) \cdot 3)} = 0,496 \text{ м/с}, \quad (6.37)$$

где  $\delta_B = 3 \text{ м}$  – толщина быка.

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду,  $H_{ст} = 10 \text{ м}$ .

Отметка гребня водослива:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст} = 180,0 - 10 = 170,0 \text{ м}. \quad (6.38)$$

Отметка гребня быка:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ст} = 170 + 1,6 \cdot 10 = 186,0 \text{ м}. \quad (6.39)$$

Принимаем проектную отметку гребня плотины как наибольшую из  $\nabla ГГП$  и  $\nabla ГБ$ , таким образом,  $\nabla ГП = 186,00 \text{ м}$ .

### 6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

$$H_{01 пов} = \left( \frac{Q_{расч}^{пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{509,5}{0,49 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,51 \text{ м}; \quad (6.40)$$

$$H_{02 пов} = \left( \frac{Q_{расч}^{пов}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{509,5}{0,49 \cdot 0,62 \cdot 1,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,77 \text{ м}; \quad (6.41)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \right) \cdot \frac{9,51}{4} = 0,73; \quad (6.42)$$

$$H_{пов} = H_{02 пов} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 11,77 - \frac{1,1 \cdot 0,63^2}{2 \cdot 9,81} = 11,75 \text{ м}; \quad (6.43)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla ФПУ - \nabla ДНО) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{509,5}{(181,00 - 107,00)(8 + (2-1) \cdot 3)} = 0,63; \quad (6.44)$$

Рассчитаем отмутку форсированного подпорного уровня:

$$\nabla\Phi_{\text{Пур}} = \nabla\Gamma\text{В} + H_{\text{пов}}, = 170 + 11,75 = 181,75\text{м.} \quad (6.45)$$

Как видно из расчётов, рассчитанная отметка  $\nabla\Phi_{\text{Пур}}$  получилась равной 181,75 м, а заданная отметка  $\nabla\Phi_{\text{ПУ}}$  равна 181 м. Значит берём расчётную отметку с не большим запасом и назначаем её равной 182,00 м.

#### 6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Построим профиль водосливной грани (рисунок 6.1):

Таблица 6.1 – Данные для построения профиля водосливной грани.

x	y	x	y	x	y
0	1,26	14	5,64	28	24,62
1	0,36	15	6,61	29	26,4
2	0,07	16	7,64	30	28,24
3	0	17	8,73	31	30,13
4	0,06	18	9,87	32	32,07
5	0,27	19	11,08	33	34,05
6	0,6	20	12,35	34	36,09
7	1	21	13,69	35	38,18
8	1,46	22	15,08	36	40,31
9	1,98	23	16,53	37	42,49
10	2,56	24	18	38	44,71
11	3,21	25	19,6	39	46,98
12	3,94	26	21,22	40	49,38
13	4,75	27	22,89		



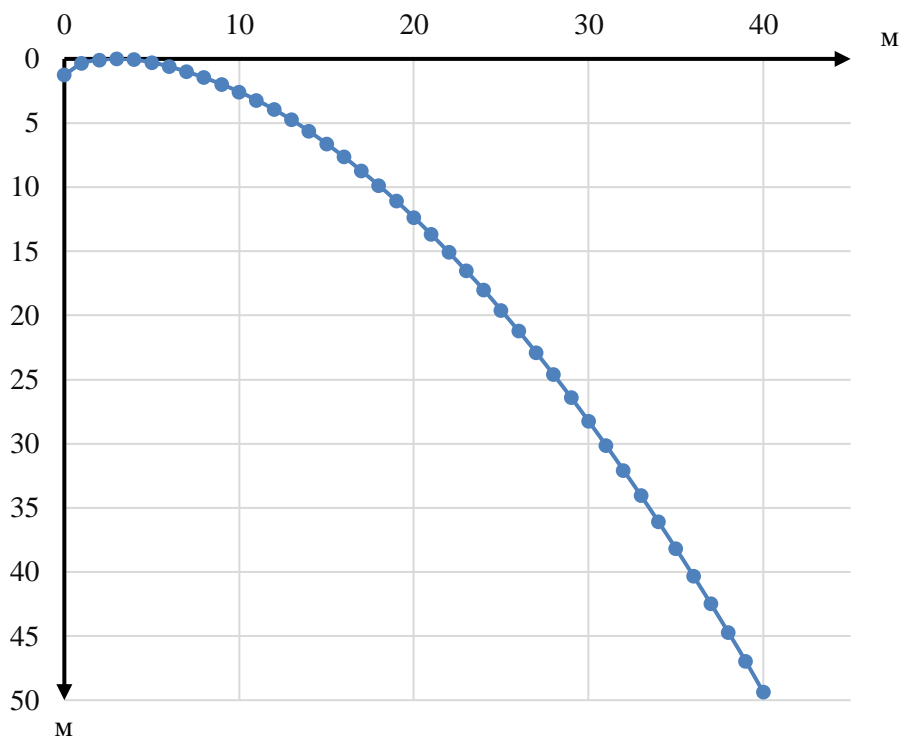


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге радиусом  $R$ . Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины  $pв = 79\text{м}$  и напора на водосливе  $Hст = 10\text{м}$  [Справочник по гидравлическим расчетам П.Г. Киселева, таблица 6-14]. Принимаем радиус сопряжения водосливной грани с поверхностью водобоя  $R$  равный  $25\text{м}$ .

### 6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

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

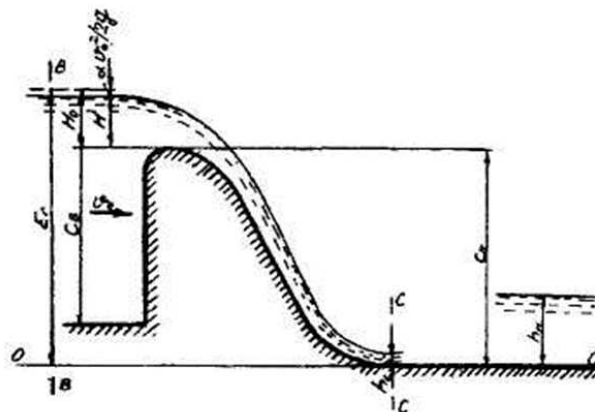


Рисунок 6.2 – Оголовок и сжатое сечение

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р}^2}{(B+(n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 398,6^2}{9,81 \cdot (8+3)^2}} = 5,28 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 180,0 - 107,0 = 73 \text{ м.} \quad (6.47)$$

Определим сопряженные глубины:

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}}, \quad (6.48)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{73}{5,28} = 13,82 \text{ м.}$$

По графику [рис. 6.3] определяю глубину  $h_c$  в сжатом сечении при  $\varphi = 0,9$  (для водослива практического профиля с криволинейным очертанием сливной грани и гладкой поверхностью) и глубину  $h_c''$  – второй сопряженной со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c' = 0,23$  и  $\xi_c'' = 2,9$ .

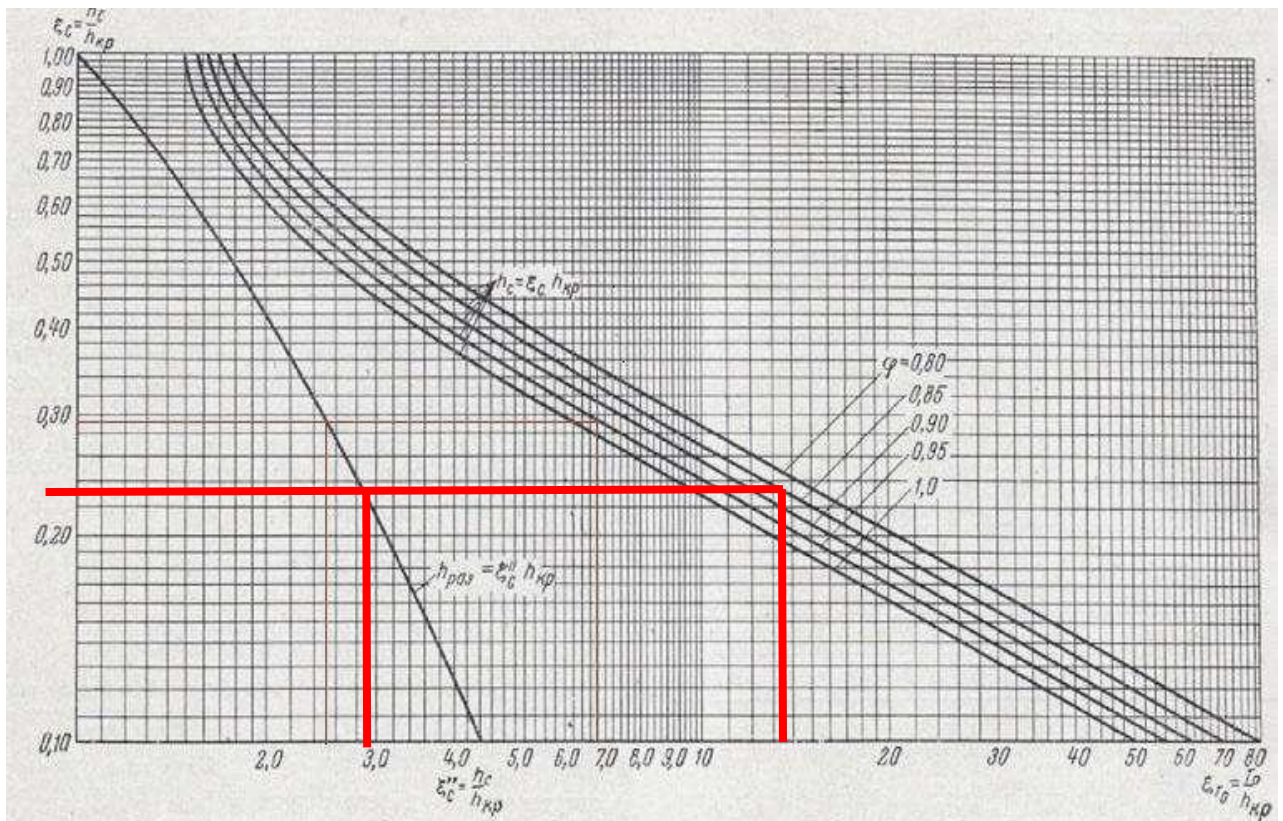


Рисунок 6.3 -График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр}, \quad (6.49)$$

$$h'_c = 0,23 \cdot 4,5 = 1,21 \text{ мм.}$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр}, \quad (6.50)$$

$$h''_c = 2,9 \cdot 4,5 = 15,31 \text{ м,}$$

Так как  $h''_c = 15,31 \text{ м} > h_{НБ} = 11,31 \text{ м}$ , следовательно, гидравлический прыжок отогнанный. Для гашения энергии потока принимаем сопряжение бьефов отброшенной струей.

### 6.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Отброс струи будем осуществлять с помощью носка-трамплина.

Высота от дна до носка:

$$a = h_{НБmax} + (1 \div 2) = 11,85 + 1,5 = 13,35 \text{ м,} \quad (6.51)$$

где  $h_{НБmax}$  – глубина воды в НБ, определяемая по кривой  $z_{НБ} = f(Q)$  при  $Q^{пов}_{расч}$ .

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНО} + a = 107 + 13,35 = 120,35 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 180,0 - 120,35 = 59,65 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 59,65} = 30,79 \text{ м/с,} \quad (6.54)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{70,69}{30,79} = 2,07 \text{ м;} \quad (6.55)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{30,79^2}{9,81 \cdot 2,07} = 46,77. \quad (6.56)$$

Следовательно, коэффициент аэрации  $K_a = 0,8$ .

Дальность отлета струи:

$$L = K_a Z_H \varphi^2 \sin 2\alpha \left( \left( 1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0,5} + 1 \right), \quad (6.57)$$

$$L = 0,8 \cdot 59,65 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \left( 1 + \left( \frac{61,69}{59,65} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 30^\circ} \right)^{0,5} + 1 = 69,67 \text{ м}.$$

где  $\alpha$  – угол наклона носка,  $\alpha = 30^\circ$ .

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - h_{\text{НБ}} = 180,0 - 118,31 = 61,69 \text{ м}. \quad (6.58)$$

Выполним проверку достаточности отлета струи:

$$L > 0,5 \cdot Z_0; \quad (6.59)$$

$$69,67 > 0,4 \cdot 61,69;$$

$$69,67 > 24,68.$$

Глубина разрыва – яма:

$$h_{\text{разм}} = t - h_{\text{НБ}} = 33,09 - 11,31 = 21,78 \text{ м}; \quad (6.60)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H; \quad (6.61)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{46,77}) \cdot \sqrt{46,77} \cdot \sqrt[4]{\frac{11,31}{1}} \cdot 2,07 = 33,09 \text{ м},$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей, принимаем  $d = 1$  м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяем по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg \alpha_1} = 69,67 + \frac{33,09}{0,644} = 121,05 \text{ м}; \quad (6.62)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2g \cdot (0,5h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{НБ})}{V_H^2 \cos^2\alpha}}, \quad (6.63)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,07 \cdot \cos 30^\circ + 13,35 - 11,31)}{30,79^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,644.$$

где  $a$  – высота уступа над дном.

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

$$b_p = 2,5h_{кр} + 3,7h_{раз} = 2,5 \cdot 4,5 + 3,7 \cdot 21,78 = 91,81 \text{ м}. \quad (6.64)$$

### 6.3. Конструирование плотины

#### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (d + \delta_B - a) \quad (6.65)$$

где  $d$  – глубина колодца;  
 $\delta_B$  – толщина водобойной плиты;  
 $a$  – конструкционный запас, (2-3)м;

$$\nabla_{\text{под}} = 107 - 2 = 105 \text{ м}$$

$$h_{\text{пл}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 180 - 105 = 75 \text{ м} \quad (6.66)$$

При соотношении  $\frac{B}{h_{\text{пл}}} = (0,67 \div 0,7)$  плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости.

Ширина подошвы плотины:

$$B_{\text{пл}} = 0,7 \cdot h_{\text{пл}} = 0,7 \cdot 75 = 52,5 \text{ м} \quad (6.67)$$

#### 6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Принимаем расстояние между секционными швами 35 м. Температурные швы для плотины на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тело плотины 0,2 см.

### **6.3.3 Быки**

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

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

Принимаются быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина и глубина паза рабочего затвора принимается 0,7 м.

Расстояние между затворами принимают 1,5 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

### **6.3.4 Устои**

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

В данном проекте необходимо устройство двух типов устоев:

– Сопрягающие устои: один для сопряжения бетонной водосливной плотины с грунтовой плотиной и второй для сопряжения стационарной части плотины с грунтовой плотиной.

– Раздельный устой – для отделения бетонной водосливной плотины от стационарной части плотины и грунтовой плотины от водосливной.

### **6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин**

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

Также предусмотрим горизонтальные скважины прямоугольного сечения площадью 600см<sup>2</sup>, расположенных по высоте плотины через 2 метра.

### **6.3.6 Галереи в теле плотины**

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи.

На отметке подошвы располагается дренажная галерея, предусмотрены для сбора и отвода воды

Смотровые галереи на отметках 107,00, 118,00, 136,00, 154,00, осуществляют контроль состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций

## 6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, для снижения фильтрационного давления на сооружение устраиваем цементационную завесу, которая удлиняет путь фильтрации, уменьшает скорость течения потока и количество профильтровавшейся воды, и наклонный дренаж для отвода фильтрующейся воды.

### 6.4.1 Противофильтрационные завесы или буро бетонные стенки

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_n = (0,05 \div 0,1) \cdot 52,5 = 4,73 \text{ м}, \quad (6.68)$$

где  $B_n$  – ширина подошвы плотины.

Принимаем значение  $l_1 = 4,73$  м, которое согласовано с расположением цементационной галереи.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)H_{\text{max}} = 0,65 \cdot 70,5 = 45,8 \text{ м}; \quad (6.69)$$

$$H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - h_{\text{НБmin}} = 180,00 - 109,50 = 70,5 \text{ м}, \quad (6.70)$$

где  $h_{\text{НБmin}} = 109,50$  – уровень воды в НБ при  $Q_{\text{сан}} = 25 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимается 2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{\gamma_{\text{кр}}} = \frac{42,3 \cdot 1,2}{15} = 3,38 \text{ м}, \quad (6.71)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе;

$I_{\text{кр}} = 15$  – критический градиент для завесы.

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 70,50 - 28,2 = 42,3 \text{ м}, \quad (6.72)$$

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

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБmin} = 180,00 - 109,50 = 70,50 \text{ м}; \quad (6.73)$$

## 6.4.2 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующей воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи

Глубина дренажных скважин:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 45,8 = 22,9 \text{ м.} \quad (6.74)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,2 м, расстояние между ними 2,5 м.

## 6.5 Определение основных нагрузок на плотину

### 6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил  $G_{\text{пл}}$  и  $G_{\text{б}}$  определяются в программе AutoCad.

$S_{\text{пл}} = 2172,9 \text{ м}^2$ ;  $S_{\text{б}} = 2776,3 \text{ м}^2$ . Вес 1 п.м водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{2172,9 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{4 + 3} = 29234 \text{ кН/м,} \quad (6.75)$$

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

$b$  – ширина пролета;

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

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка.

Вес быка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{2776,3 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{4 + 3} = 28014 \text{ кН/м.} \quad (6.76)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_{\text{з}} \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 50 \cdot \sqrt{50} \cdot 9,81 = 190,8 \text{ кН,} \quad (6.77)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (182,00 - 170 + 0,5) \cdot 4 = 50 \text{ м}^2. \quad (6.78)$$

Вес затвора приводим к 1 п.м:

$$q_{\text{з}} = \frac{Q_{\text{з}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{190,8}{4 + 3} = 27,25 \text{ кН/м.} \quad (6.79)$$



### 6.5.2 Расчеты гидростатического давления

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
- с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 75^2}{2} = 27591 \text{ кН/м}; \quad (6.80)$$

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 180,0 - 105,0 = 75 \text{ м}. \quad (6.81)$$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,5^2}{2} = 99,3 \text{ кН/м}; \quad (6.82)$$

$$h_2 = \nabla_{\text{НБ}_{\min}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 109,5 - 105,0 = 4,5 \text{ м}, \quad (6.83)$$

где  $\nabla_{\text{НБ}_{\min}} = 109,50$  – уровень воды в НБ при  $Q_{\text{сан}} = 25 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### 6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня НБ до подошвы сооружения для основного случая.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$\begin{aligned} W_{\text{взв}} &= \rho_w g B_{\text{п}} (\nabla_{\text{НБ}_{\min}} - \nabla_{\text{ПОД}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 52,5 \cdot (109,50 - 105,0) = \\ &= 2318 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.84)$$

### 6.5.4 Сила фильтрационного давления

По СП 40.13330.2012. Нагрузки и воздействия на ГТС представлены приведенные к действующему напору  $H_d$  значения напора по оси цементационной завесы  $H_{as}$  и дренажа  $H_{dr}$  при основном сочетании нагрузок. Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины представлена на рисунке 6.5.

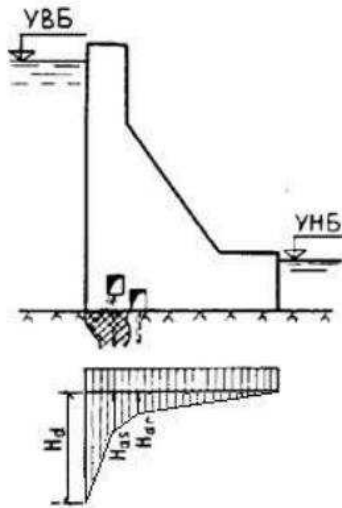


Рисунок 6.4 – Эюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для основного случая:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 70,50 = 28,2 \text{ м}; \quad (6.85)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,2 \cdot 70,50 = 10,6 \text{ м}. \quad (6.86)$$

Площадь эюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей ее отдельных участков, представляющие из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w g S_\phi = 648 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 6357 \text{ кН}. \quad (6.87)$$

### 6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_n = \gamma_n h_n t g^2 \left( 45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 11 \cdot 3 \cdot t g^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 16,2 \text{ кН/м}^2, \quad (6.88)$$

где  $\gamma_n$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии,  $\gamma_n = 11 \text{ кН/м}^3$ ;

$h_n$  – толщина слоя наносов, принимаем от уровня заиления дна,  $h_n = 3 \text{ м}$ ;

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_n = \frac{p_n h_n}{2} = \frac{16,2 \cdot 3}{2} = 24,3 \text{ кН/м}. \quad (6.89)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется следующим образом. В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта,

боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов  $p_H$ , а затем слою грунта, пригруженному весом наносов:

$$p_{A.гр}' = \gamma_H h_H tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.90)$$

$$p_{A.гр}' = 11 \cdot 3 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 42,5 \cdot tg \left( 45 - \frac{36,5}{2} \right) = -34,46 \text{ кН/м}^2;$$

$$\begin{aligned} p_{A.гр}'' &= (\gamma_H h_H + \gamma_{взв\ гр} h_{гр}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\ &= (11 \cdot 3 + 22,1 \cdot 1) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 42,5 \cdot tg \left( 45 - \frac{36,5}{2} \right) = -23,2 \text{ кН}; \end{aligned} \quad (6.91)$$

$$\gamma_{взв\ гр} = \gamma_0 - (1 - n_0) \gamma_w = 29 - (1 - 0,3) \cdot 9,81 = 22,1 \text{ кН/м}^3, \quad (6.92)$$

где  $c$  – сцепление грунта, равное 42,5 кПа;

$\gamma_0$  – удельный вес сухого грунта, принимаем равным 29 кН/м<sup>3</sup>;

$n_0$  – пористость сухого грунта, равная 0,3;

$\gamma_w$  – удельный вес воды;

$h_{гр}$  – толщина слоя грунта, равная 2м;

$\varphi_{гр}$  – угол внутреннего трения, равный 36,5°, исходя из основания.

Равнодействующая активного давления грунта с учетом наносов на 1 п.м. равна площади эпюры:

$$E_{акт} = S_{эп} = \left( \frac{p_{A.гр}' + p_{A.гр}''}{2} \right) h_{гр} = \left( \frac{-34,46 - 23,21}{2} \right) \cdot 2 = -51,67 \text{ кН/м}. \quad (6.93)$$

Так как полученное значение отрицательное, значит активное давление грунта на ГТС отсутствует.

Пассивное давление грунта основания со стороны НБ определяем по формуле:

$$p_{п.гр}'' = \gamma_{взв\ гр} h_{гр} tg^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.94)$$

$$p_{п.гр}'' = 22,1 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 + \frac{36,5}{2} \right) + 2 \cdot 42,5 \cdot tg \left( 45 + \frac{36,5}{2} \right) = 342,9 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая пассивного давления грунта равна площади эпюры:

$$E_{пасс} = S_{эп} = \frac{p_{п.гр}'' \cdot h_{гр}}{2} = \frac{342,9 \cdot 2}{2} = 342,9 \text{ кН/м}. \quad (6.95)$$

## 6.5.6 Расчет волнового давления

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.96)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,70 \cdot \left( \frac{18,76}{\pi} + \frac{0,49}{2} \right) = 51,99 \text{ кН.}$$

где  $h_{1\%}$  – высота волн 1% обеспеченности;

$\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны,  $\bar{\lambda}_d = 18,76$ ;

$h_0$  – средняя высота волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,70^2}{18,76} = 0,49 \text{ м.} \quad (6.97)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{18,76}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,70 = 2,35 \text{ м;} \quad (6.98)$$

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

## 6.6 Расчет прочности плотины

### 6.6.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. В расчете плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», а растягивающие со знаком «+». Основные нагрузки на плотину представлены в таблице 6.2, в которой все внесенные нагрузки, умножены на коэффициент надежности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

№ п/п	Обозначение силы	$\gamma f$	Направление силы	Основной случай		
				Сила $\gamma f$ , кН	Плечо, м	Момент кН·м
1	2	3	4	5	6	7
1	Тв	1	→	27591	25	689765,6
2	Тн	1	←	99,3	1,33	-132,1
3	Епасс	1	↓	342,9	0,66	-226,3
5	Gб	0,95	↓	26613	9,42	-250697,3
6	Gпл	0,95	↓	27772	8,13	-225788,8
7	Wвзв	1	↑	2318	0	0,00
8	Wф	1	↑	6357	13,82	87852,1
9	Енаносов	1,2	→	29,1	3	87,4
10	Wволн	1	→	51,99	72,65	3777,1
11	$q_3$	0,9	↓	27,53	18,58	-455,7
			$\Sigma$ Сил $\gamma f$ , кН	45736	$\Sigma$ Мом., кН·м	304182

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечения плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2} = -\frac{45736}{52,5} + \frac{6 \cdot 304182}{52,5^2} = -209,0 \text{ кН/м}^2, \quad (6.99)$$

где  $N$  – нормальная сила, сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B_n$  – ширина подошвы плотины.

$$\Sigma N = G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_{ф} + q_3; \quad (6.100)$$

$$N = 26613 + 27772 - 2318 - 6357 + 24,53 = 45736;$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.101)$$

где  $H_d^u$  – напор над сечением со стороны ВБ.

$m_u = \text{tg} \alpha$  – тангенс угла между напорной гранью и вертикалью;

$$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 180 - 105 = 75 \text{ м}; \quad (6.102)$$

$$m_u = \text{tg} \alpha_1 = 0, \quad (6.103)$$

где  $\alpha_1$  – заложение верховой грани.

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma^u_x = -209,0 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 75 \cdot (1 - 0^2) = -735,8 \text{ кН/м}^2. \quad (6.104)$$

Касательные напряжения у верхней грани:

$$\tau^u_{xy} = (\gamma_B \cdot H^u_d + \sigma^u_y) \cdot m_u; \quad (6.105)$$

$$\tau^u_{xy} = (9,81 \cdot 75 - 209,0) \cdot 0 = 0.$$

Главные напряжения:

$$\sigma^u_1 = \sigma^u_y \cdot (1 + m^2_u) + \gamma_B \cdot H^u_d \cdot m^2_u; \quad (6.106)$$

$$\sigma^u_1 = -209,0 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 75 \cdot 0^2 = -209,0 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma^u_3 = -\gamma_B \cdot H^u_d = -9,81 \cdot 75 = -735,8 \text{ кН/м}^2. \quad (6.107)$$

2) Для нижней грани:

$$\sigma^t_y = -\frac{\sum N}{B_n} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2_n} = -\frac{45736}{52,5} - \frac{6 \cdot 304182}{52,5^2} = -1533,3 \text{ кН/м}^2; \quad (6.108)$$

$$\sigma^t_x = \sigma^t_y \cdot m^2_t - \gamma_B \cdot H^t_d \cdot (1 - m^2_t); \quad (6.109)$$

$$\sigma^t_x = -1533,3 \cdot 0,487^2 - 9,81 \cdot 4,5 \cdot (1 - 0,487^2) = -397,3 \text{ кН/м}^2.$$

где  $H^t_d$  – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа, 4,5;

$m_t = 0,487$  – тангенс угла между нижней гранью и вертикалью.

Касательные напряжения у нижней грани:

$$\tau^t_{xy} = -(\gamma_B \cdot H^t_d + \sigma^t_y) \cdot m_t; \quad (6.110)$$

$$\tau^t_{xy} = -(9,81 \cdot 4,5 + (-1533,3)) \cdot 0,487 = 725,2 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma^t_3 = \sigma^t_y \cdot (1 + m^2_t) + \gamma_B \cdot H^t_d \cdot m^2_t; \quad (6.111)$$

$$\sigma^t_3 = -1533,3 \cdot (1 + 0,487^2) + 9,81 \cdot 4,5 \cdot 0,487^2 = -1886,5 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma^t_1 = -\gamma_B \cdot H^t_d = -9,81 \cdot 4,5 = -44,1 \text{ кН/м}^2. \quad (6.112)$$

Расчет основных краевых напряжений сведены в таблицу 6.3.

Все нагрузки и напряжения на плотину приведены в приложении Д, рисунок Д1.

Таблица 6.3 – Расчет крайних напряжений, действующих на плотину

Напряжение	$\sigma_y$	$\sigma_x$	$\tau_{xy}$	$\sigma_1$	$\sigma_3$
Верховая грань	-209,0	-735,8	0,0	-209,0	-735,8
Низовая грань	-1533,3	-397,3	725,2	-44,1	-1886,5

### 6.6.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений, проверяем сооружение на прочность. Для этого нужно, чтобы выполнялись следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.113)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности в зависимости от класса сооружения;

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

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы.

Выражаем  $R_b$ :

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot |-1886,5|}{0,95} = 2383,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.114)$$

Принимаем бетон класса В5, с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b \geq 2383,0 \text{ кН/м}^2$ .

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

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.115)$$

$$-209,0 < 0.$$

1) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u; \quad (6.116)$$

$$209,0 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 75;$$

$$209,0 \text{ кН/м}^2 \geq 183,9 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

### 6.6.3 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания. При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.117)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по назначению сооружения;

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

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы;

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности.

$$R = (G_{nl} + G_b + g_z - W_\phi - W_{взв}) \cdot tg\varphi + E_{нас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{\Pi}; \quad (6.118)$$

где  $\varphi$  – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания  $tg\varphi = 36,5^\circ$ ;

$c = 42,5 \text{ кН/м}^2$  – сцепление грунта основания;

$B_{\Pi} = 52,5 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$R = (27772 + 26613 + 24,53 - 6357 - 2318) \cdot tg36,5 + 342,9 \cdot 0,7 + 42,5 \cdot 52,5 = 36812 \text{ кН/м}$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн.} + E_H; \quad (6.119)$$

$$F = 27591 - 99,3 + 51,99 + 29,1 = 27572,4 \text{ кН/м.}$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{36812 \cdot 0,95}{27572,4 \cdot 1} \geq 1,2;$$

$$1,27 \geq 1,2.$$

Сооружение соответствует условиям устойчивости против сдвига по основанию.



## **7 Пожарная безопасность. Охрана труда. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Пожарная безопасность**

ГЭС должна быть оборудована системой пожарной безопасности, которая направлена на предотвращение опасного воздействия пожара на людей. Все работники на ГЭС обязаны знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории. При возникновении пожара необходимо немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара, предназначенными средствами пожаротушения соблюдая меры безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством. Рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями: производственными (эксплуатационными), должностными, по охране труда и о мерах пожарной безопасности.

Пожарная безопасность электроустановок, зданий и сооружений, в которых они размещены, должна отвечать требованиям действующих правил пожарной безопасности. Электроустановки должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения. Все объекты на ГЭС оснащаются системой пожарной сигнализации, с помощью которой ведется контроль над противопожарным состоянием защищаемого объекта.

При проведении строительно-монтажных, наладочных и ремонтных работ на действующих электроустановках Потребителя сторонними организациями должны быть разработаны совместные мероприятия по безопасности труда, производственной санитарии, взрыво- и пожаробезопасности, учитывающие взаимодействие строительно-монтажного и эксплуатационного персонала. Руководители организаций, проводящих эти работы, несут ответственность за квалификацию своего персонала, соблюдение им требований безопасности и за организацию и выполнение мероприятий по безопасности труда на своих участках работы.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на ГЭС предусматриваются специальные меры. Во всех необходимых местах установлены огнетушители, размещены пожарные датчики. Необходимо контролировать наличие, своевременность проверок и испытаний средств защиты в электроустановках, средств пожаротушения и инструмента. Для тушения пожаров на генераторах, трансформаторах, кабельных секциях, маслохозяйства, предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения.

## 7.2 Охрана труда

Основной задачей правил охраны труда на ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, предупреждение возможности их возникновения. Проверка знаний правил, норм по охране труда, настоящих Правил, правил пожарной безопасности и других нормативных документов.

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

Для выполнения обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- на предприятии должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории предприятия к месту работы и планы эвакуации на случай пожара или аварийной ситуации.

- находиться на территории электростанции и в производственных помещениях предприятия лицам, не имеющим отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих лиц запрещается.

- устройство и содержание транспортных путей на территории и в производственных помещениях предприятия должны соответствовать требованиям ГОСТ.

- все проходы и проезды, входы и выходы как внутри производственных помещений и сооружений, так и снаружи на примыкающей к ним территории должны быть освещены, свободны и безопасны для движения пешеходов и транспорта. Загромождение проходов и проездов или использование их для складирования грузов запрещается. Проходы, проезды, переходы, а также лестницы, площадки и перила к ним следует всегда содержать в исправном состоянии и чистоте, а расположенные на открытом воздухе - очищать от снега и льда и посыпать песком.

- на каждом предприятии (в цехе, на участке) должен иметься план с указанием на нем ремонтных площадок и допустимых на них нагрузок. В цехах (на участках) должны быть четко обозначены границы площадок, а на табличках указаны допустимые нагрузки на них.

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально отведенных местах

- в производственных помещениях должны быть аптечки, укомплектованные перевязочным материалом и медикаментами. Аптечки должны содержаться в чистоте и порядке, а запас материалов и медикаментов - систематически пополняться. В аптечке должен быть список необходимых материалов и медикаментов, а также указания по их применению.

– в производственных помещениях должны быть вывешены плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и правила оказания доврачебной помощи.

– при возникновении нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных ступеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

– должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

– инструктажи во всех подразделениях на ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

– должны обеспечивать контроль и систематические проверки соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;

– организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

– персонал, принимаемый на работу по обслуживанию ГТС, гидромеханического и электрического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным ведомством России;

– персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

– весь персонал должен быть обеспечен специальной одеждой, обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ и обязан пользоваться ими во время работы;

– весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока, попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

– не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождения;

– до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

– не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании; не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

– движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и

прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

– работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

– учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

– организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющейся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

### **7.3 Охрана окружающей среды**

#### **7.3.1 Общие сведения о районе строительства**

Моминский гидроузел расположен в Хабаровской области на реке Коппи. Река Коппи берет начало на юго-восточном склоне горы Яко-Яни (1681 м) — одной из вершин осевого хребта Сихотэ-Алиня, течет в северо-восточном и восточном направлении и впадает в бухту Андрея, Татарского пролива. Длина реки 219 км, площадь водосбора 7290 кв.км, общее падение 1280 м, средний уклон 5,8‰

Питание снеговое и дождевое. С мая по октябрь по реке проходит 3-4 дождевых паводка; высота их 0.8-1.2 м. Продолжительность подъема паводков составляет 2-4 суток, интенсивность подъема достигает 1 м за сутки; спад происходит более медленно (0.4-0.6 м за сутки). Наиболее высокие подъемы уровня воды чаще всего приурочены к сентябрю, но могут наблюдаться и в другие месяцы теплого периода. Летне-осенняя межень обычно бывает кратковременной (10-15 дней), в очень маловодные годы она растягивается на 1-2 месяца, причем уровни постепенно понижаются и достигают наименьшего своего значения к началу осеннего ледохода. С появлением осенних ледовых явлений уровни на реке быстро повышаются до 0.5-0.7 м, что объясняется стеснением русла льдом и шугой. Зимой река промерзает на участке протяжением 25 км от истока. В конце апреля река вскрывается. Климат рассматриваемой территории умеренный, мусонный. Зима холодная и снежная, в то же время лето прохладное, дождливое. Средняя годовая температура воздуха составляет +1,3°С, абсолютный минимум -33°С, абсолютный максимум +34°С. Годовая сумма осадков около 771 мм (от 321 до 760 мм).

Природа района в районе строительства Моминской ГЭС уникальна. На климат сильно влияют горный рельеф местности и близость моря. Вследствие этого на территории Советско-Гаванского района наблюдается уникальное смешение флор и фаун, характерных для южной и северной тайги. Среди обычной для района растительности встречаются и редкие виды, такие как

губастик отпрысковый, камнеломка Коржинского, смеловская неопознанная, пион обратнойцевидный, рябинник сумахолистный, тис остроконечный, тилия японская.

Из птиц, обитающих на территории района, около двадцати видов занесены в Красную книгу РФ. Наиболее известные из них: средняя белая цапля, дальневосточный аист, пискулька, длинноклювый пыжик, малый лебедь, черный аист, мандаринка, беркут, орлан-белохвост, черный журавль и другие. Среди обитателей тайги широко распространены выдра, американская норка, харза, горностаи, енотовидная собака, белка, рысь. Заяц – беляк, колонок, изюбр, кабан, кабарга, косуля, лось. Крупные хищники представлены тигром, волком, бурым медведем.

Водные биологические ресурсы реки Коппи на участке строительства Моминской ГЭС представлены следующими видами: голец, хариус, краснопёрка и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Коппи на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Коппи необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Моминской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

### **7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

В соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ (ред. От 27.12.2019) "Об охране окружающей среды" строительство объектов осуществляется в соответствии с требованиями в области охраны окружающей среды, в том числе в соответствии с требованиями к сохранению и восстановлению природной среды, рациональному использованию природных ресурсов, обеспечению экологической безопасности, предотвращению негативного воздействия на окружающую среду, нормативами допустимого воздействия на окружающую среду.

Строительство должно осуществляться с учетом технологических показателей наилучших доступных технологий при обеспечении приемлемого риска для здоровья населения, а также с учетом необходимости создания системы автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ.

На основании СТО РусГидро 06.02.76-2011 природоохранные мероприятия реализуются на этапе строительства и эксплуатации объекта и разрабатываются с целью:

- сохранения, формирования и восстановления состояния окружающей среды;
- поддержания естественной способности экосистем, в том числе и водных, к восстановлению;
- экологически обоснованного использования природных ресурсов.

При строительстве Моминского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

### 7.3.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, образуется большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 8 22 201 01 21 5):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{535200 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 24084 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где  $N$  – объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (535200 м<sup>3</sup>);

$q$  – удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ );

$\rho$  – плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$ ).

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205).

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г; таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{88 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,76 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где  $N$  – количество арматуры, м<sup>3</sup> (88 м<sup>3</sup>);

$q$  – удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ );

$\rho$  – плотность арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>).

Таким образом в результате строительства будет образовано 24084 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,76 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

#### **7.3.4 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО 70238424.27.140.036-2009 «Гидроэлектростанции. Водоохранилища ГЭС. Основные правила проектирования и строительства. Нормы и требования», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

#### **7.3.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Моминского гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель - генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в воду, а также при проведении ремонтов.

Согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Коппи от сбросов Моминской ГЭС ниже по течению реки.



## 8 Технико-экономические показатели

### 8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2031	2032	2033	2034
Установленная мощность	МВт	191	191	191	191
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	64000	64000	64000	64000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	640,0	640,0	640,0	640,0
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	63360,0	63360,0	63360,0	63360,0
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1 235,00	1 262,00	1 289,00	1 318,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	78,2	80,0	81,7	83,5
НДС к выручке	млн.руб.	11,9	12,2	12,5	12,7

Из таблицы 8.1 видно, что в первые годы эксплуатации гидроэлектростанции наблюдается рост тарифов на электроэнергию и, как следствие, рост выручки от её реализации.

### 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.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗОПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для

подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	48,99
Прочие	274	52,60
Итого по ГЭС		101,59

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 400 МВт до 999 МВт	0,060%	0,090%	0,014%	0,200%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	10,54
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/МВт*ч	2,33
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/МВт*ч	0,65
Итого		16,52

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Коппи составляет 4,8 руб. Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Амортизационные отчисления, млн.руб.	47,16	51,54	55,97	63,92	78,92
Расходы на страхование, млн.руб.	53,26	101,37	133,81	131,37	127,07
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	10,15	19,31	25,49	37,54	36,30
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	15,08	15,08	15,08	15,08	15,08
Налог на воду, млн.руб.	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74
Итого, млн.руб.	234,99	296,64	339,69	357,25	366,71

Из таблицы 8.5 видно, что все затраты увеличиваются по мере реализации проекта. Эксплуатационные затраты имеют наибольшую сумму, так как включают в себя множество других расходов, в сравнении с налогом на воду или расходы на страхование, которые имеют наименьшую сумму затрат.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

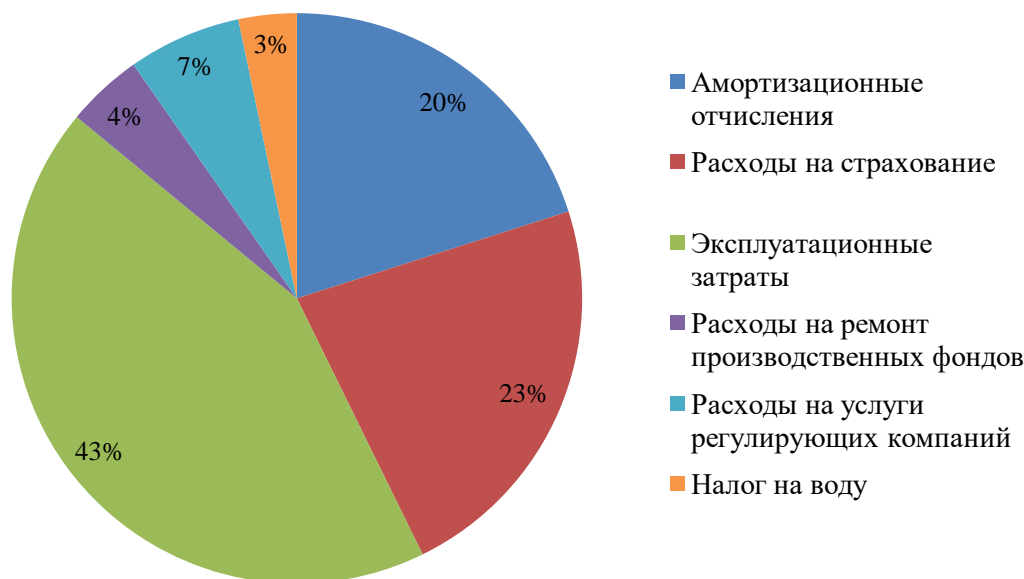


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Наибольший процент от общих текущих расходов ГЭС имеют эксплуатационные затраты, так как они охватывают множество расходов, включающих в себя, например, заработную плату работников, оплату потребленного топлива в процессе перевозок, электроэнергии и др.

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства 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 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Налог на прибыль, млн.руб.	270,62	305,50	321,83	340,89	350,50
НДС, млн.руб.	297,25	331,78	367,79	315,93	383,84
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	28,36	28,36	28,36	28,36	28,36
Налог на имущество, млн.руб.	117,61	112,03	108,27	104,51	100,75

Наибольшую процентную величину от общих налоговых расходов имеют налог на прибыль и НДС. Это следствие того, что Моминская ГЭС обеспечивает выработку больших объёмов электроэнергии, имеющих определённую стоимость и имеет не малое количество часов использования установленной мощности

#### 8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	3034	2035
Выручка (нетто), млн.руб.	860,68	1700,89	2018,77	2095,77	2169,31
Текущие расходы, млн.руб.	144,53	242,01	76,76	18,67	236,82
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	856,70	1754,54	1196,04	1834,18	1875,08
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	625,75	1405,36	1611,88	1707,95	1529,92
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	70,85	270,62	321,83	340,89	305,50
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	538,39	1124,29	1289,51	1366,36	1429,40
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

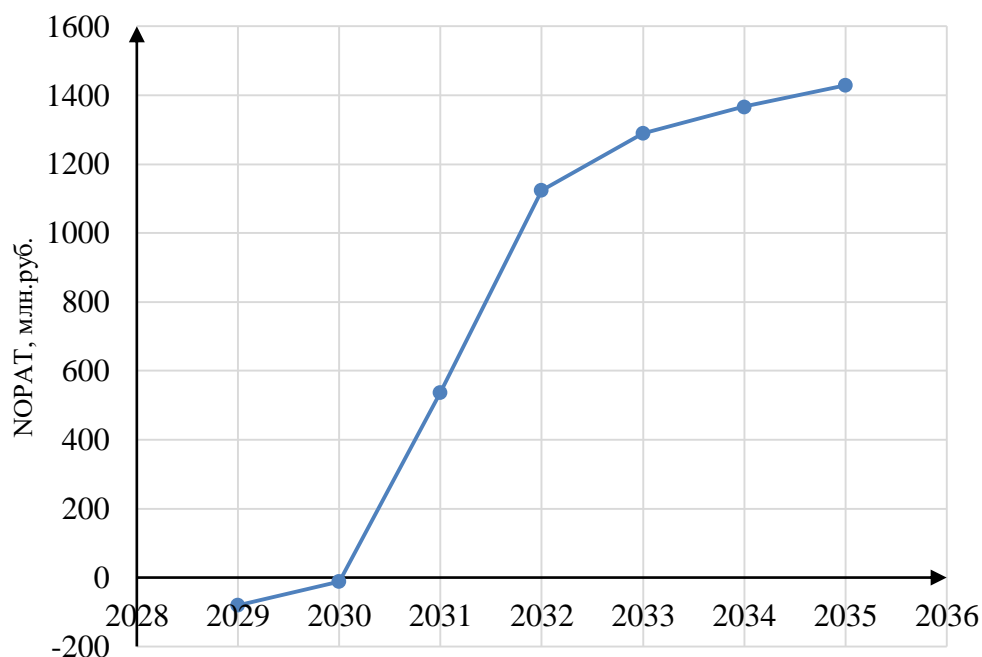


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

До 2031 года у нас нет прибыли так как в первые годы строительства ГЭС происходит огромный вклад бюджета в оборудование, строительные материалы, строительные работы, наем работников и приобретение рабочих машин. Начиная с 2031 года начинается резкий скачок прибыли, с нашего проекта так как начинается продажа электрической энергии.

Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта представлен на рисунке 8.3.

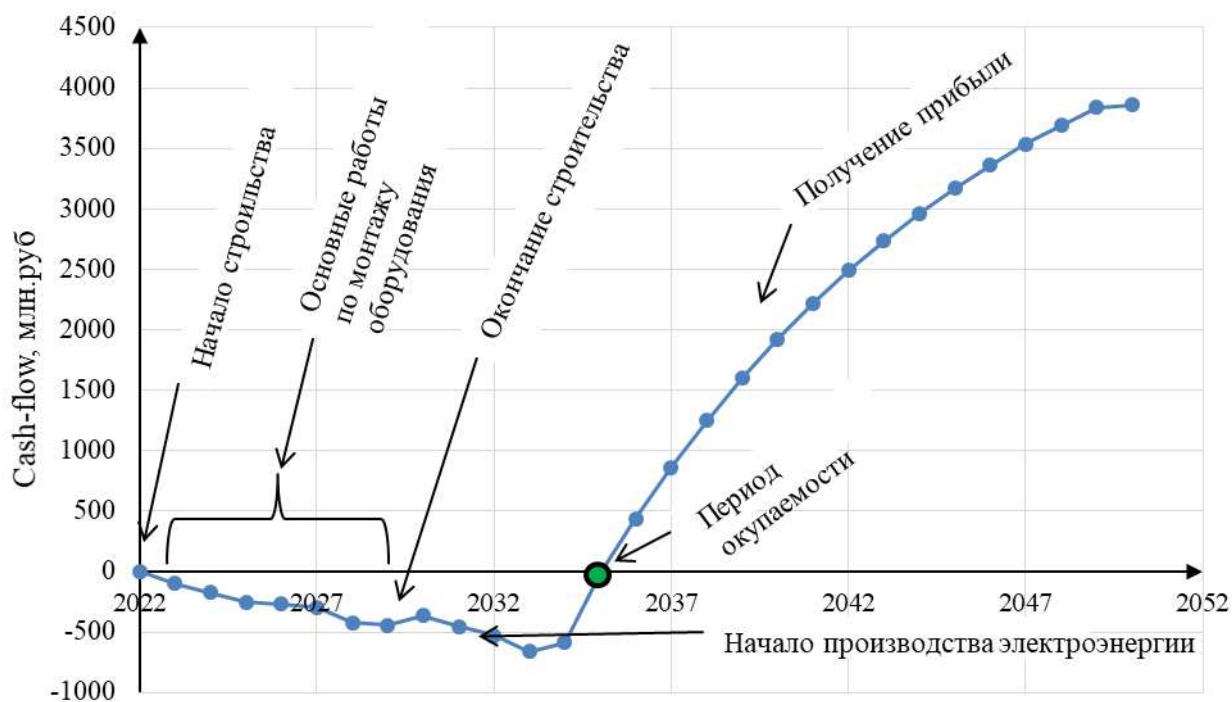


Рисунок 8.3 – Анализ денежных потоков, млн. руб.

Исследуя график денежного потока, мы можем наблюдать отрицательный денежный поток, т.е. нехватку денежных средств в период с 2022 года (начало строительства) до середины 2034 года (период, когда проект сравнялся по расходам и прибыли). Если рассмотреть данный период подробнее, то мы наблюдаем, постепенное снижение денежных средств с 2022 по начало 2023, так как в этот период разрабатывается местность под строительство ГЭС, производится закупка оборудования для монтажа основного оборудования. А начиная с 2033 денежные средства по проекту постепенно увеличиваются, так как монтаж первого агрегата закончен, и ГЭС начинает продавать электроэнергию, и данный период наблюдается вплоть до середины 2035 года. После этого доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль.

## **8.5 Оценка инвестиционного проекта**

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

Методология, исходные данные:

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход;
2. Индекс прибыльности;
3. Срок окупаемости;
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Моминской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования. Расчеты производится

по состоянию на 1 квартал 2022 года без учета геополитических изменений после 24 февраля 2022 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

## 8.6 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Моминской ГЭС на реки Коппи мощностью 191 МВт.

Под расходами понимаются кредитные средства, а также собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Моминской ГЭС. Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Моминской ГЭС на реке Коппи»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	156
Чистый приведенный доход – NPV, млрд. руб	3,86
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,5
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	34,36
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт*ч	0,15
Удельные капиталовложения, руб/кВт	81675

## 8.7 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2031	2032	2033	2034	2035
В федеральный бюджет, млн.Рублей	230,8	441,7	355,1	361,0	359,1
В региональный бюджет, млн.Рублей	25,8	17,2	17,8	17,3	24,4
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	256,6	458,9	372,9	378,3	383,5

Строительство Моминской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. Большой объем



поступлений в региональный бюджет можно будет использовать для развития региона. Стоит отметить, что с момента начала производства электроэнергии поступления в бюджеты значительно увеличатся.

## 8.8 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится для того, чтобы учесть и спрогнозировать влияния изменений различных первоначальных параметров: инвестиционных затрат, притока денежных средств, уровня реинвестиций (средств, полученных в виде доходов по инвестициям и вновь направленных на инвестирование тех же объектов)

Целями проведения этого анализа является оценка степени влияния изменения каждого (или нескольких сразу) из входных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в проекте.

Степень устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям условий реализации обычно характеризуется показателями границ безубыточности (предельных уровней объемов производства), цен производимой продукции и других параметров.

Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, ставки налогов, и цена сбыта, им уделено особое внимание.

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

Изменение  $PI$  в зависимости от изменения ставки налогов представлено на рисунке 8.4.

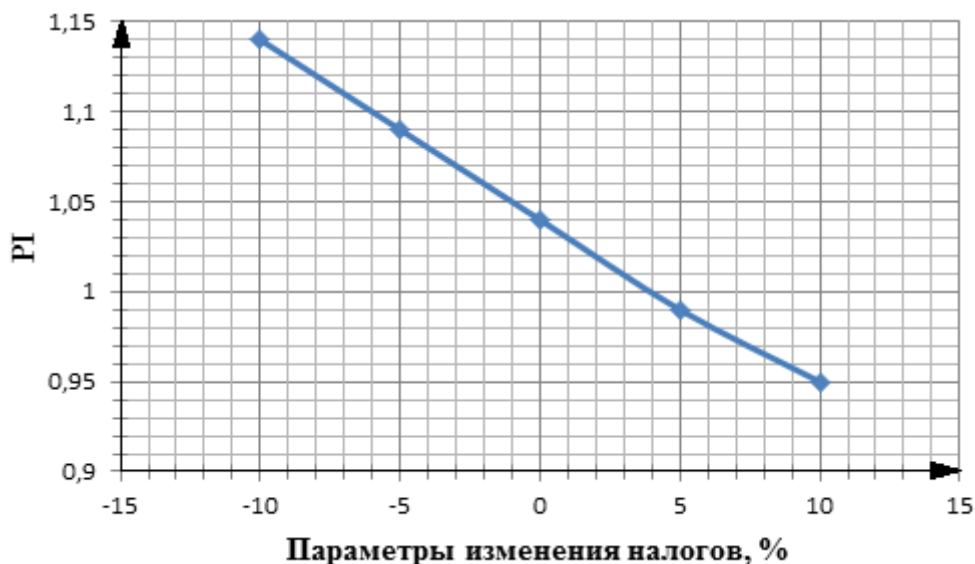


Рисунок 8.4 – Изменение  $PI$  в зависимости от изменения ставки налогов

Из рисунка 8.4 видно, что увеличение ставки налогов ведет к уменьшению индекса доходности  $PI$ .

Изменение  $PI$  в зависимости от изменения цены сбыта и ставки дисконтирования представлено соответственно на рисунке 8.5 и 8.6.

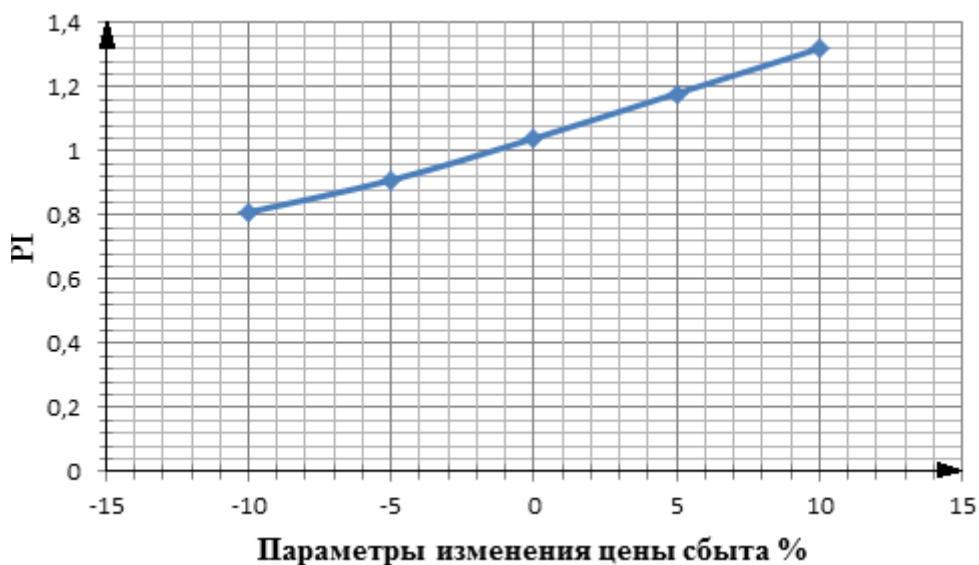


Рисунок 8.5 – Сумма  $PI$  в зависимости от изменения цены сбыта

Из представленного рисунка 8.5 видно, что с увеличением цены на сбыт электроэнергии увеличивается прибыль, соответственно индекс доходности  $PI$  увеличивается.

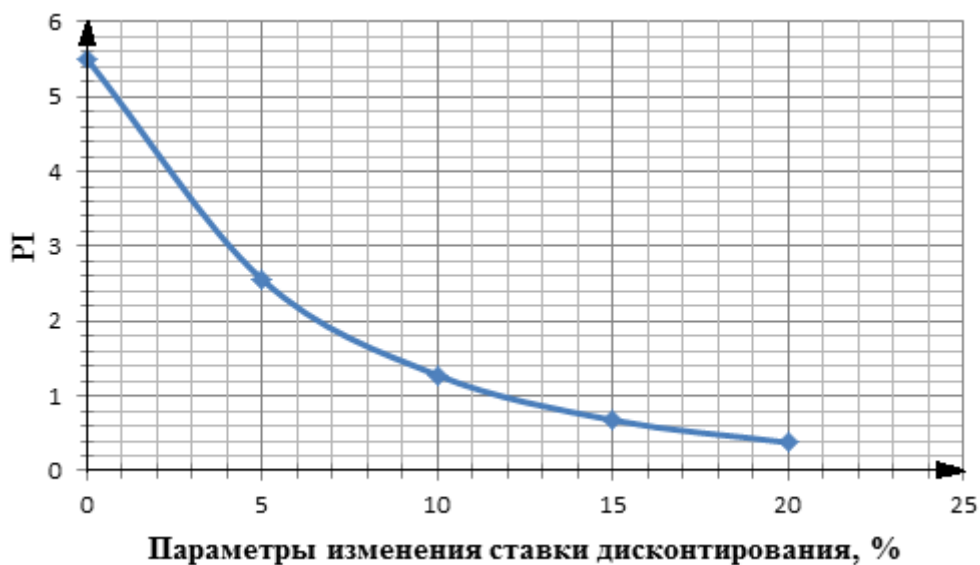


Рисунок 8.6 – Сумма  $PI$  в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования ведет к уменьшению прибыли, соответственно уменьшается индекс доходности  $PI$ .

## **9 Опасные производственные факторы в составе оборудования ГЭС**

Опасным производственным фактором (ОПФ), называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному, резкому ухудшению здоровья. Современные темпы развития технологического комплекса на производстве, ввод и эксплуатация нового оборудования несомненно повышают производительность труда, а также неизбежно приводят к возникновению и концентрации как вредных, так и опасных производственных факторов на рабочих местах, а это в свою очередь увеличивает риск возникновения профессиональных заболеваний и производственных травм. Воздействие на работника опасного производственного фактора, чаще всего приводит к производственной травме или несчастному случаю.

Производственная травма – это результат воздействия на работника различных опасных производственных факторов.

Несчастный случай – это случай, происшедший с работником, вследствие воздействия опасного производственного фактора.

Производственный травматизм – характеризуется совокупностью травм, полученных работниками на производстве.

### **9.1 Электрический ток**

В различных электроустановках имеется различная опасность поражения людей электрическим током, так как параметры электроэнергии, условия эксплуатации электрооборудования и характер среды помещений, в которых оно установлено, весьма разнообразны. Гидроэлектростанция располагает в своём оборудовании большим количеством электрооборудованием которое служит для производства, преобразования, передачи распределения или потребления электрической энергии. Например, генератор, трансформатор, измерительные приборы, устройства защиты, кабельные линии, электроприёмники.

Поражение человека электрическим током может быть при одновременном касании двух точек электрической части электроустановки, между которыми существует напряжение, и при этом образуется замкнутая электрическая цепь, через его тело проходит ток величина этого тока зависит от схемы прикосновения, т.е. каких частей электроустановки касается человек, а также от параметров электрической сети, режима нейтрали источника питания.

Степень опасности поражения электрическим током при эксплуатации электрических сетей и электроустановок зависит от величины тока, проходящего через человека в различных условиях, а также сопротивления изоляции и емкости фаз относительно земли, рода и частоты тока, пути и длительности воздействия тока, условий эксплуатации и др.

Действие электрического тока на живую ткань в отличие от других материальных факторов носит своеобразный и разносторонний характер.

Проходя через организм, электрический ток производит, термическое, электролитическое и биологическое действия.

Термическое действие проявляется в нагреве тканей вплоть до ожогов отдельных участков тела, перегрева кровеносных сосудов и крови, что вызывает в них серьезные функциональные расстройства.

Электролитическое действие вызывает разложение крови и плазмы – значительные нарушения их физико-химических составов и ткани в целом.

Биологическое действие выражается в раздражении и возбуждении живых тканей организма, что может сопровождаться непровольными судорожными сокращениями мышц, в том числе мышц сердца и легких. При этом могут возникнуть различные нарушения в организме, включая нарушение и даже полное прекращение деятельности сердца и легких, а также механические повреждения тканей. Любое из этих действий тока может привести к электрической травме, т. е. к повреждению организма, вызванному воздействием электрического тока или электрической дуги.

Основным фактором определяющим ту или иную степень поражения электрическим током, является сила тока проходящего через тело. Пороговые значения различных видов тока приведены в таблице 9.1

Таблица 9.1-Пороговые значения различных видов тока

Виды тока	Сила тока, мА	
	Переменный ток	Постоянный ток
Пороговый осязаемый ток - электрический ток, вызывающий при прохождении через организм осязаемые раздражения	0,6-1,5	5-7
Пороговый неотпускающий ток - электрический ток, вызывающий при прохождении через организм человека, непреодолимые судорожные сокращения мышц руки, в которой зажат проводник	10-15	50-70
Фибрилляционный ток - электрический ток, вызывающий при прохождении через организм фибрилляцию сердца	100мА до 5А	300мА до 5А

Все существующие электробезопасные меры по принципу их выполнения можно разделить на три основные группы:

1) обеспечение недоступности для человека токоведущих частей электрооборудования: основная, усиленная и двойная изоляция токоведущих частей; ограждения и оболочки; барьеры; размещение вне зоны досягаемости;

2) снижение возможного значения тока через тело человека до безопасного значения: защитное заземление; сверхнизкие (малые) напряжения; выравнивание потенциалов; уравнивание потенциалов; изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки; защитное электрическое разделение цепей;

3) ограничение времени воздействия электрического тока на организм человека: автоматическое отключение питания.

Опыт показывает, что для обеспечения безопасной, безаварийной и высокопроизводительной работы электроустановок необходимо наряду с совершенным исполнением их и оснащением средствами защиты так организовать их эксплуатацию, чтобы исключить всякую возможность ошибок со стороны обслуживающего персонала. На предприятиях, в организациях, учреждениях создается энергетическая служба, укомплектованная соответствующим по квалификации электротехническим персоналом.

## 9.2 Электромагнитные поля

Электромагнитное поле (ЭМП) — это особая форма материи, посредством которой осуществляется взаимодействие между электрическими заряженными частицами. К сотрудникам ГЭС, которые в процессе своей работы наиболее подвержены влиянию электромагнитного излучения можно отнести электрослесарей и электромонтеров по ремонту оборудования, инженеров и электромонтеров по испытаниям и измерениям службы релейной защиты и автоматики. Доказано, что влияние ЭМП может приводить к нарушениям деятельности центральной, вегетативной нервной, сердечно-сосудистой, иммунной, эндокринной систем, также оказывать неблагоприятное влияние на биохимические процессы в организме.

При обслуживании электроустановок высокого напряжения магнитная напряженность значительно меньше опасной (в 8 раз), поэтому оценку потенциальной опасности воздействия электромагнитного поля производят по величине электрической напряженности поля. В соответствии с ГОСТ 12.1.002–84 «Электромагнитные поля токов промышленной частоты. Общие требования безопасности», нормы допустимых уровней напряженности электромагнитных полей зависят от времени пребывания человека в контролируемой зоне. Присутствие персонала на рабочем месте в течение 8 ч допускается при напряженности, не превышающей 5 кВ/м; при значениях напряженности электромагнитного поля  $E = 5...20$  кВ/м время допустимого пребывания в рабочей зоне (ч)  $T = 50/E - 2$ . Работа в условиях облучения электромагнитным полем с напряженностью 20–25 кВ/м должна продолжаться не более 10 мин.

К мероприятиям по защите от действия ЭМП относятся: выбор режимов работы излучающего оборудования, обеспечивающего уровень излучения, не

превышающий предельно допустимый, ограничение места и времени нахождения в зоне действия ЭМП (защита расстоянием и временем), обозначение и ограждение зон с повышенным уровнем ЭМП. Наибольшее значение при этом необходимо уделять выбору расстояния от источника излучения до рабочего места и сокращению времени пребывания человека в электромагнитном поле. Защита временем применяется, когда нет возможности снизить интенсивность излучения в данном месте до предельно допустимого уровня. Это объясняется тем, что сокращение времени нахождения на рабочем месте под облучением практически всегда ведет к снижению производительности труда. Защита временем может осуществляться путем смены работающих, частичной автоматизацией процессов, дистанционным управлением установкой, перерывом в работе и т. д.

Ещё одним из основных способов защиты от электромагнитных полей является их экранирование в местах пребывания человека. Экраны предназначены для ослабления электромагнитного поля в направлении распространения волн. Степень ослабления зависит от конструкции экрана и параметров излучения. Значимое влияние на эффективность защиты оказывает также материал, из которого изготовлен экран. Часто для экранирования применяется металлическая сетка. Такие экраны имеют ряд преимуществ. Они просматриваются, пропускают поток воздуха, позволяют достаточно быстро ставить и снимать экранирующие устройства. Экранированию подлежат генераторы, фидерные линии, элементы высоковольтных электроустановок, разъемы рабочих контуров, индукционные катушки, рабочие конденсаторы, смотровые окна и установки в целом. Конструкция экрана в каждом отдельном случае должна обеспечивать наибольший эффект экранирования

### **9.3 Повышенный шум**

Шумом называется бессистемное сочетание звуков различной интенсивности и частоты, оказывающих вредное воздействие на организм человека. Появление шума вызвано упругими колебаниями, возникающими по причине: механических, аэродинамических, гидродинамических и электрических явлений определяемых конструкцией и характером работы машины, неточностями, допущенными при ее изготовлении, а также условиями эксплуатации. В связи с этим различают шумы механического, аэродинамического, гидродинамического и электромагнитного происхождения.

Уровень шума на ГЭС сложно назвать маленьким. Несмотря на то, что каждый человек подвержен слуховому старению, воздействие высоких уровней шума может ускорить этот процесс и принести непоправимый вред. Когда этот шум находится на рабочем месте, ситуация может стать "длительным ежедневным воздействием", "потерей слуха", если не будут приняты меры по борьбе с шумом, а также использована ротация работников и индивидуальная защита от повреждения слуха.

Воздействие высоких уровней шума на рабочем месте гидроэлектростанций всегда должно контролироваться.

Основными источниками повышенного уровня шума (выше 85 дБ А) на гидроэлектростанции являются:

- генераторы, электродвигатели и другие электрические машины с вращающимися частями:
- насосы различного назначения:
- центробежные вентиляторы:
- компрессоры:
- турбины:
- проточные части сооружений (водосбросы, трубопроводы);
- металлорежущие станки при обработке прочной стали, наждачные станки:

Источником шума также является механизированный инструмент (пневмоинструмент, электрические дрели, сварочные агрегаты, и т.д.).

Объекты с допустимыми уровнями шума 65 дБА и ниже (пульты управлений, лаборатории без собственных источников шума, административно-служебные помещения и др.) не следует размещать в непосредственной близости к помещениям и установкам с повышенным уровнем шума.

Оборудование с повышенным уровнем шума целесообразно устанавливать в отдельных звукоизолирующих помещениях или звукоизолирующих боксах.

Для снижения уровня шума оборудования необходимо использовать следующие средства:

- звукопоглощающую облицовку или штучные поглотители:
- звукоизолирующие кожухи, акустические экраны и выгородки.

Для предотвращения проникновения шума, уровень которого превышает нормы, на территорию ГЭС' и прилегающую к ней территорию необходимо применять материалы и конструкции при проектировании кровли, наружных стен, остеклений, ворот и дверей, обеспечивающие снижение уровня шума, глушители шума в трактах газодинамических установок, излучающих шум в атмосферу (компрессоров, вентиляторов), звукоизолирующие облицовки каналов, излучающих шум в атмосферу, звукоизолирующие кожухи и экраны при открытом размещении оборудования с повышенным уровнем шума на территории ГЭС.

Для исключения вредного воздействия повышенного уровня шума на обслуживающий персонал следует использовать:

- звукоизолирующие кабины для дежурного персонала, мастеров по ремонту;
- комнаты отдыха;
- индивидуальные средства защиты органов слуха.

Кроме того, следует ограничивать пребывание персонала в зонах с повышенным уровнем шума и определять в них в соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 (приложение 1 к ГОСТ) относительную дозу шума с тем, чтобы суммарная

доза шума в течение рабочего дня (рабочей смены) не превышала допустимого уровня. Допустимые уровни шума приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2-Допустимые уровни шума на рабочих местах

Рабочие места	Уровень звука и эквивалентный уровень звука, дБ
Центральный пульт управления, помещения для инженерно-технического персонала цехов и служб	60
Щиты управления, кабины для наблюдения и дистанционного управления с речевой связью по телефону	65
Помещения лабораторий без собственных источников шума, комнаты мастеров, машинописные бюро	65
Помещения конструкторских бюро, для расчетчиков, программистов вычислительных машин, приема больных в здравпунктах, административно-управленческого персонала	50
Помещения лабораторий с собственными источниками шума для размещения агрегатов вычислительных машин с повышенным уровнем шума	80
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	85

#### 9.4 Вибрация

Вибрация - это фактор, который обладает большой биологической активностью. Направленность различного рода вибраций и глубины воздействия так же как характер физиологических сдвигов разных систем организма человека определяются спектральным составом и уровнями вибрации ее типом частотой и другими характерными параметрами. Нужно отметить большую роль, которую играют в субъективном восприятии вибрации биохимические свойства тела человека.

Исследование вибрации показало, что возникающие под ее действием расстройства двигательной функции обусловлены как непосредственным поражением мышц, так и нарушениями регуляторных воздействий центральной нервной системы. Наиболее чувствительными к воздействию локальной вибрации являются отделы симпатической нервной системы, которые регулируют тонус периферических сосудов, и отделы периферической нервной системы, которые связаны с тактильной и вибрационной чувствительностью. Вибрации различного рода в первую очередь влияют на выполнение рабочих операций, а также косвенно оказывают негативное влияние на работоспособность человека.

Защита от вибраций начинается прежде всего с их ликвидации. Достигается это в первую очередь совершенствованием кинематических схем и улучшением работы механизмов. Для отдельных частей конструкций применяют упругую подвеску, амортизацию, изолируют опоры. Изоляция фундамента (в



почве вокруг фундамента устраивают разрывы без заполнения или с заполнением) предотвращает передачу колебаний от фундамента к окружающей почве или от нее к фундаменту. Средства индивидуальной защиты, используемые при воздействии общей вибрации, - это виброизолирующая обувь, подметки или стельки. Самым действенным среди всех средств защиты можно считать устранение непосредственного контакта человека с дрожащим оборудованием. Это осуществляется с помощью использования дистанционного управления, замены и автоматизации технологических операций.

## 9.5 Масло

По результатам анализа пожарной опасности на ГЭС наибольшую опасность

представляет трансформаторное масло, заливаемое в трансформаторы и масло в выключателях, а также турбинное масло, используемое в системе регулирования в качестве энергоносителя, а также подпятниках и подшипниках – масло, предназначенное для смазки и охлаждения.

Анализ аварий на ГЭС показал, что основными причинами возникновения и дальнейшего распространения пожара являются:

- 1) повреждения масляного выключателя;
- 2) разрушение бандажного кольца ротора генератора со стороны контактных колец, с разрушением маслоочистительного цилиндра и частей обмотки статора, ведущее к внутреннему короткому замыканию в турбогенераторе;
- 3) короткое замыкание в трансформаторе, ведущее к разрушению его корпуса;
- 4) повреждение изолятора трансформатора;
- 5) повреждение трубопровода жидкого топлива и попадания его на горячую поверхность.

При горении дуги в масле образуются продукты глубокого разложения углеводородов. В первую очередь это газы при смешении с воздухом образующие взрывоопасные смеси. Кроме того, при пожарах в электроустановках образуются такие токсиканты, как хлористый водород  $\text{HCl}$ , цианистый водород  $\text{HCN}$ , сероводород  $\text{H}_2\text{S}$ , аммиак  $\text{NH}_3$ , окислы азота  $\text{NO}_2$  и др.

Таким образом, наибольший риск возникновения пожара возникает при эксплуатации трансформаторов и масляного хозяйства с последующим выбросом масла и его воспламенением.

Пожары разлившегося масла, трансформаторов выключателей или кабельных туннелей рекомендуется тушить пеной. Но надо помнить, что добавка к воде пенообразователя понижает ее сопротивление и в не обесточенных электроустановках увеличивает опасность поражения током.

При пожарах масляных трансформаторов в ходе разведки выясняют характер повреждения аппаратов и трубопроводов, содержащих трансформаторное масло, опасность растекания горячей жидкости в сторону

соседних трансформаторов и другого оборудования, опасность взрыва расширительного бачка трансформаторов. *Руководитель тушения пожара* (РТП) устанавливает наличие стационарных водяных или воздушно-пенных установок пожаротушения и при необходимости обеспечивает их пуск. Для предупреждения растекания горящего масла по территории трансформаторной подстанции в ходе тушения создают заградительные земляные обвалования или отводные канавы, одновременно подготавливая на возможных направлениях растекания масла резервные стволы для тушения и для охлаждения баков соседних трансформаторов.

## 9.6 Элегаз

Газ SF<sub>6</sub> представляет собой искусственное химическое соединение, молекула которого содержит один атом серы и шесть атомов фтора. Этот газ не встречается в природе в естественном состоянии. При комнатной температуре элегаз газообразен, и тяжелее воздуха. Благодаря сильным связям атомов серы и фтора, элегаз при нормальных обстоятельствах является инертным. Его электрические свойства делают элегаз удобной изолирующей и дугогасящей средой в коммутационном оборудовании сетей распределения электроэнергии.

При электрическом пробое изоляции элегазового оборудования, а также при коммутациях в элегазе происходит накопление в оборудовании вредных для здоровья человека газообразных (фтор, фтористый водород, низшие фториды серы и продукты их гидролиза) и твердых (фториды, сульфиды и другие соединения металлов, на которых горела дуга) веществ. Эти продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом. В результате воздействия химических соединений, возникающих при распаде элегаза, на организм человека возможны появления раздражений глаз, кожи, носа и горла, отека легких, бронхитов и других повреждений дыхательной системы человека. Концентрированный раствор фтороводорода (HF) может вызвать ожоги слизистых оболочек. Попадание фтороводорода внутрь организма может вызвать аритмию и привести к летальному исходу. Сам элегаз не оказывает токсичного, генетического или канцерогенного влияния на здоровье человека.

Опасность работы с чистым элегазом обусловлена особенностью элегаза заполнять углубления (траншеи, кабельные каналы, закрытые помещения), вытесняя из них воздух, создавая атмосферу, непригодную для дыхания. При выполнении каких-либо работ с элегазом и элегазовым оборудованием (заполнение, дозаполнение, отбор пробы на анализ и т. д.) в помещении запрещается курить, пользоваться нагревательными приборами и открытым пламенем. При выбросе чистого элегаза немедленно должна быть включена аварийная вентиляция на срок, обеспечивающий снижение концентрации до ПДК. Категорически запрещается оставлять открытыми сосуды, заполненные элегазом. В помещении, где производятся работы с элегазом и элегазовым оборудованием, должна быть установлена приточно-вытяжная вентиляция с

забором воздуха из нижнего уровня помещения и кабельных каналов. На дверях помещений, которые могут быть подвержены заполнению элегазом, должны быть в обязательном порядке установлены плакаты «Осторожно элегаз». Посещение данных помещений должно быть ограничено.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский А. Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затева, Б.И.Силаев; СШФ КГТУ. - Саяногорск, 2005. – 114 с.
2. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие – Л: Москва Энергоатомиздат 1988.
3. 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: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 110 с.
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>.
5. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
6. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва :Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
7. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС . Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с.
8. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. - Введ. 06.12.2007 - Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 20 с.
9. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с.
10. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 – 12 с.
11. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131 с.
12. Каталог «Ограничители перенапряжений 3–35 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.

13. 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.
14. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] //«Чебоксарский электрозавод Трансформатор» – Режим доступа: <https://cheb-transformator.com/>.
15. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс] // «Высоковольтный союз» – Режим доступа: <http://www.vsoyuz.com/>.
16. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>; АО «Свэл» – Режим доступа: <http://svel.ru/ru>.
17. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
18. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
19. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
20. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
21. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика. 2018. – 462 с.
22. Чернобровов Н.В.. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. – Москва: Издательство «Энергия», 1974.
23. Сайт компании «Экра» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ekra.ru/>.
24. Постановление №986 «О классификации гидротехнических сооружений. – Введ. 2.11.2013. – Москва: Правительство Российской Федерации. – 10с.
25. О наблюдениях за движением ветров [Интернет ресурс]: ветровые характеристики. – Режим доступа: [Energywind.ru/recomendacii/karta-rossii/dalnij-vostok/amurskaya-oblast](http://Energywind.ru/recomendacii/karta-rossii/dalnij-vostok/amurskaya-oblast).
26. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.».
27. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.
28. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред

ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

29. Методы защиты работников от воздействия опасных и вредных производственных факторов / Н. А. Абрамова, А. И. Шеметов, Е. Г. Берестова, О. А. Быкадорова // Инновации в современной науке : Материалы Международной (заочной) научно-практической конференции [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/>

30. Методы и средства защиты человека от опасных и вредных производственных факторов : учебное пособие / И. М. Башлыков, О. В. Бердышев, Л. М. Веденева [и др.] ; под редакцией В. А. Трефилова. — Пермь : ПНИПУ, 2008. — 348 с. — ISBN 978-5-88151-976-6. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/>

31. Денисов, Ю. А. Влияние электромагнитного излучения на состояние здоровья работников электроэнергетических предприятий / Ю. А. Денисов, Н. Н. Денисова // Технические науки и технологии. – 2016. – № 2(4). – С. 217-221. – EDN USKVUK. Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/>

32. Панков В. А., Кулешова М. В. Оценка профессионального риска у работников гидроэлектростанций, подвергающихся воздействию электромагнитных полей промышленной частоты // Acta Biomedica Scientifica. 2005. №8. URL: <https://cyberleninka.ru>

33. Трифонов, А. П. Влияние вибрации на организм человека, методы борьбы с вибрацией на производстве / А. П. Трифонов, Д. Д. Будаев, К. А. Алябьева / Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/>

34. Колосов Ю.В., Барановский В.В. "Защита от вибраций и шума на производстве. Учебное пособие. - СПб: СПбГУ ИТМО. 2011. - 38 с.

35. Акперов Руслан Гянджавиевич, Пузач Сергей Викторович Выделение и распространение токсичных продуктов горения при пожарах в зданиях ГЭС // Известия ЮФУ. Технические науки. 2013. №8 (145). / Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/>

36. Справочник по техническому обслуживанию, ремонту и диагностированию грузоподъемных кранов. Том 1 В. С. Котельников, Н. А. Шишков, Л. С. Липатов, Л. А. Невзоров, А. М. Горлин 1996 г. — 392 стр.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Коппи за период 1966-1933 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Оср. год
1966	22,8	17,1	17,2	19,3	380	387	181	47,6	37,4	29,4	31,1	25,6	99,6
1967	20,8	19,8	15,4	37,8	212	129,8	93,6	57,1	47,2	44,9	40,7	30,8	62,5
1968	18,7	17	16,2	41,8	232	537	334	103	75,1	82,4	67,2	52,6	131,4
1969	40,2	28	47,5	25,6	346	594	430	159	150	73	72,4	61,2	168,9
1970	45,4	31,9	20	22,4	552	503	153	66,9	63,1	58,7	48,8	37,6	133,6
1971	23,7	15,2	13,9	23	397	273	243	78,7	73,3	64,8	50,1	32,9	107,4
1972	23,7	19,7	36,8	95	455	248	197	105	87,7	77	65,5	57,3	122,3
1973	34,7	23,1	18,3	84,3	568	290	158,1	95,6	80	63,5	50	38,4	125,3
1974	41	38,4	37,8	66,1	524	440	262	155	142	122	85,9	45,1	163,3
1975	44,7	40,3	36,4	48,3	542	284	253	96,6	60,6	62,7	42,2	32,9	128,6
1976	20,8	14,2	14,8	51,3	380	151	106,4	31,1	28,4	30,6	29,5	30,1	74,0
1977	23,2	20,6	17,9	28,7	444	356	137,3	108,4	99	97	90	67,3	124,1
1978	36,5	28,5	27,2	39,6	498	691	362	170	144	120	110	73,2	191,7
1979	33,2	23	20	42,6	512	378	205	128	116	111	69,9	37,6	139,7
1980	27,6	22,4	18,6	40	503	479	127	54,7	42,2	43,1	39,1	19,5	118,0
1981	17,5	15	14,3	27,1	343	160	97,4	52,8	42,2	41,9	32,4	29,2	72,7
1982	23,4	18,8	16,2	22,1	466	507	223,2	108,1	88,9	101	68	55	141,5
1983	41,8	33,8	24,1	23,1	404	454	193,8	113,3	83	75	64	41,3	129,3
1984	23,8	19,1	17,1	38,2	390	418	217	102	62,6	45,7	39,9	25,2	116,6
1985	30,5	27,8	26,4	35,5	466	572	397	136	120	98	71	58,8	169,9
1986	25	20,9	20,7	24,5	485	334	206,6	105	82	74	46,8	42,7	122,3
1987	23,2	20,9	18,5	31,7	403	253	163,1	35,9	34,2	36,3	31,8	19,7	89,3
1988	16,8	15,6	15,7	18	258	319	73,1	20,8	21,1	20,9	20,3	16,5	68,0
1989	15,6	14,7	14,1	18,6	503	575	221	90,2	50,4	39,2	34,4	21,2	133,1
1990	27,9	22,6	49,3	71	475	241	103,6	56	46,9	30,8	21,6	16,5	96,9
1991	21,7	23,2	21,2	25,5	275	357	186	87,7	82	65,7	40,6	37,4	101,9
1992	21,5	19,3	28,4	35,7	452	477	214	76,5	67,8	48	42,3	22,5	125,4
1993	21,5	19,8	23,2	33,7	418	317	178	90	84,2	74	61,9	31,5	112,7

Таблица А.2 – Величины необходимые для расчета максимальных расходов заданной обеспеченности

Годы	Оср.Годмах	Qубыв	K=Q/Qоср	K-1	(K-1) <sup>2</sup>	(K-1) <sup>3</sup>	P,%
1966	387	691	1,433	0,433	0,188	0,081	2,465
1967	212	603	1,251	0,251	0,063	0,016	5,986
1968	537	598	1,240	0,240	0,058	0,014	9,507
1969	594	594	1,232	0,232	0,054	0,013	13,028
1970	552	575	1,193	0,193	0,037	0,007	16,549
1971	397	563	1,168	0,168	0,028	0,005	20,070
1972	495	552	1,145	0,145	0,021	0,003	23,592
1973	598	543	1,126	0,126	0,016	0,002	27,113
1974	524	542	1,124	0,124	0,015	0,002	30,634

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.2

Годы	Ср.Год.мах	Субыв	$K=Q/Q_{ср}$	$K-1$	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$	P,%
1975	542	537	1,114	0,114	0,013	0,001	34,155
1976	410	524	1,087	0,087	0,008	0,001	37,676
1977	454	512	1,062	0,062	0,004	0,000	41,197
1978	691	507	1,052	0,052	0,003	0,000	44,718
1979	512	502	1,041	0,041	0,002	0,000	48,239
1980	563	495	1,027	0,027	0,001	0,000	51,761
1981	393	485	1,006	0,006	0,000	0,000	55,282
1982	507	482	1,000	0,000	0,000	0,000	58,803
1983	424	454	0,942	-0,058	0,003	0,000	62,324
1984	418	424	0,879	-0,121	0,015	-0,002	65,845
1985	502	418	0,867	-0,133	0,018	-0,002	69,366
1986	485	418	0,867	-0,133	0,018	-0,002	72,887
1987	543	410	0,850	-0,150	0,022	-0,003	76,408
1988	339	397	0,823	-0,177	0,031	-0,006	79,930
1989	603	393	0,815	-0,185	0,034	-0,006	83,451
1990	575	387	0,803	-0,197	0,039	-0,008	86,972
1991	342	342	0,709	-0,291	0,084	-0,025	90,493
1992	482	339	0,703	-0,297	0,088	-0,026	94,014
1993	418	212	0,440	-0,560	0,314	-0,176	97,535



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	Qср. год	Годы	Qср.пол	Годы	Q ср.меж
1	3	191,7	1978	83,2	1978	517,0	1978
2	7	169,9	1985	81,5	1974	478,3	1985
3	10	168,9	1969	73,0	1969	456,7	1969
4	14	163,3	1974	67,1	1985	433,0	1989
5	17	141,5	1982	64,6	1979	408,7	1974
6	21	139,7	1979	63,1	1972	402,7	1970
7	24	133,6	1970	61,3	1977	398,7	1982
8	28	133,1	1989	55,7	1982	381,0	1992
9	31	131,4	1968	55,5	1983	369,7	1980
10	34	129,3	1983	54,2	1973	367,7	1968
11	38	128,6	1975	52,7	1968	365,0	1979
12	41	125,4	1992	51,6	1975	359,7	1975
13	45	125,3	1973	49,1	1986	350,6	1983
14	48	124,1	1977	48,9	1993	341,9	1986
15	52	122,3	1972	45,0	1991	341,7	1984
16	55	122,3	1986	43,9	1970	338,7	1973
17	59	118,0	1980	41,7	1971	316,0	1966
18	62	116,6	1984	41,5	1984	312,4	1977
19	66	112,7	1993	40,2	1992	304,3	1971
20	69	107,4	1971	38,1	1990	304,3	1993
21	72	101,9	1991	34,9	1967	300,0	1972
22	76	99,6	1966	34,1	1980	273,2	1990
23	79	96,9	1990	33,2	1989	273,0	1987
24	83	89,3	1987	30,3	1981	272,7	1991
25	86	74,0	1976	28,0	1987	216,7	1988
26	90	72,7	1981	27,9	1976	212,5	1976
27	93	68,0	1988	27,5	1966	200,1	1981
28	97	62,5	1967	18,4	1988	145,1	1967

Таблица Б.2 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт полезный 90%, м <sup>3</sup> /с	16,1	13,8	13,2	21,9	360,2	168,0	102,3	49,6	39,8	39,5	29,8	26,9
Qвхк, м <sup>3</sup> /с	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Zвб, м	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Zнб, м	109,3	109	108,9	109,8	112,6	114,3	113,0	111,6	111,1	111,1	110,5	110,3
Нпол, м	70,44	70,7	70,78	69,86	67,06	65,38	66,69	68,14	68,60	68,62	69,22	69,44

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.2

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Z_{вб} (вхк),$ м	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
$Z_{нб} (вхк),$ м	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6
$H(вхк),$ м	68,13	68,13	68,13	68,13	68,13	68,13	68,13	68,13	68,13	68,13	68,13	68,13
$N_{вхк},$ МВт	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
$N_{быт},$ МВт	10	8	8	13	208	94	59	29	23	23	18	16
$N_{быт} - N_{вхк}$	-21	-22	-22	-17	177	64	28	0	-7	-7	-13	-14

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (не выполняется)

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объёмы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность N <sub>гар.</sub> , МВт	Выработка Э, млн кВт·ч
	Бытовой расход Q <sub>быт</sub>	Потери на				Полезный бытовой расход Q <sub>пол.б.</sub>	Расход из водохранилища Q <sub>водх</sub>	Расход ВХК Q <sub>ВХК</sub>	Расход через турбины Q <sub>ГЭС</sub>	Расход холостых сбросов Q <sub>х.сбр.</sub>	Расход нижнего бьефа Q <sub>нб</sub>	Объём начальный V <sub>нач.</sub>	Приращение объёма ΔV	Объём конечный V <sub>кон.</sub>	верхнего бьефа			Отметка НБ ЗНБ.				
		Шлюзование Q <sub>шл</sub>	Фильтрация Q <sub>ф</sub>	Испарение Q <sub>исп</sub>	Льдообразование Q <sub>л</sub>										Начальная отметка Z <sub>нач.</sub> , ВБ	Конечная отметка Z <sub>кон.</sub> , ВБ	Средняя отметка Z <sub>ср.</sub> , ВБ					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	Q <sub>быт</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>шл</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ф</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>исп</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>л</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>пол.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>водх</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ГЭС</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>х.сбр.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с	V <sub>нач.</sub> , км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	V <sub>кон.</sub> , м <sup>3</sup>	Z <sub>нач.</sub> , ВБ, М	Z <sub>кон.</sub> , ВБ, М	Z <sub>ср.</sub> , ВБ, М	Z <sub>нб</sub> , М	H <sub>гэс</sub> , М	N, МВт	N <sub>гар.</sub> , МВт	Э, млн кВт·ч
9	39,8	0	1	0	-0,5	39	10	50	49	0	50	5,49	0,026	5,46	180,00	179,99	180,00	111,60	68,10	30	по ВХК	24,4
10	39,5	0	1	0	-0,3	39	10	50	49	0	50	5,46	0,026	5,44	179,99	179,88	179,94	111,58	68,06	30	по ВХК	24,1
11	29,8	0	1	0	1,1	28	21	50	49	0	50	5,44	0,054	5,38	179,88	179,65	179,77	111,89	67,58	29	по ВХК	23,9
12	26,9	0	1	0	1,3	25	108	50	133	0	134	5,38	0,28	5,10	179,65	178,59	179,12	114,14	64,68	76	76	62,3
1	16,1	0	1	0	1,3	14	120	50	134	0	135	5,10	0,311	4,79	178,59	177,54	178,06	114,16	63,60	76	76	61,8
2	13,8	0	1	0	1,1	12	37	50	49	0	50	4,79	0,096	4,70	177,54	177,21	177,37	111,89	65,18	28	по ВХК	23,1
3	13,2	0	1	0	2,5	10	39	50	49	0	50	4,70	0,101	4,60	177,21	176,87	177,04	111,89	64,85	28	по ВХК	22,9
4	21,9	0	1	0	-2,5	23	26	50	49	0	50	4,60	0,067	4,53	176,87	176,63	176,75	111,60	64,85	29	по ВХК	23,3
5	360,2	0	1	4	-1,8	357	-308	50	49	0	50	4,53	-0,798	5,33	176,63	179,42	178,03	111,58	66,15	29	по ВХК	23,5
6	168,0	0	1	2	-0,9	166	-117	50	49	0	50	5,33	-0,303	5,63	179,42	180,76	180,09	111,58	68,21	30	по ВХК	24,2
7	102,3	0	1	1	-0,7	101	-52	50	49	0	50	5,63	-0,135	5,77	180,76	181,45	181,11	111,58	69,23	30	по ВХК	24,6
8	49,6	0	1	0	-0,6	49	0	50	49	0	50	5,77	0	5,77	181,45	181,45	181,45	111,59	69,56	30	по ВХК	24,8

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (выполняется)

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объёмы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар, МВт	Выработка Э, млн кВт·ч
	Бытовой расход Qбыт	Потери на				Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qводх	Расход ВХК QВХК	Расход через турбины QТЭС	Расход холостых сбросов Qх.сбр.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объём начальный Vнач.	Приращение объёма ΔV	Объём конечный Vкон	верхнего бьефа			Отметка НБ ЗНБ.				
		Шлюзование Qшл	Фильтрация Qф	Испарение Qисп	Льдообразование Qл										Начальная отметка Zнач. ВБ	Конечная отметка Zкон.ВБ	Средняя отметка Zср.ВБ					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	Qбыт м <sup>3</sup> /с	Qшл, м <sup>3</sup> /с	Qф, м <sup>3</sup> /с	Qисп, м <sup>3</sup> /с	Qл, м <sup>3</sup> /с	Qпол, м <sup>3</sup> /с	Qводх, м <sup>3</sup> /с	QВХК, м <sup>3</sup> /с	QТЭС, м <sup>3</sup> /с	Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с	Qнб, м <sup>3</sup> /с	Vнач, км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	Vкон, км <sup>3</sup>	Zнач.ВБ, М	Zкон.ВБ, М	Zср.ВБ, М	Zнб, М	Нгэс, М	Ngэс, МВт	Nгар, МВт	Э, млн кВт·ч
9	39,8	0	1	0	-0,5	39	10	50	49	0	50	5,47	0,026	5,44	180,00	179,89	179,94	111,60	68,04	30	по ВХК	24,4
10	39,5	0	1	0	-0,3	39	10	50	49	0	50	5,44	0,026	5,41	179,89	179,78	179,83	111,58	67,95	30	по ВХК	24,1
11	29,8	0	1	0	1,1	28	21	50	49	0	50	5,41	0,054	5,36	179,78	179,55	179,66	111,89	67,47	29	по ВХК	23,9
12	26,9	0	1	0	1,3	25	159	50	184	0	185	5,36	0,412	4,95	179,55	178,05	178,80	114,92	63,58	104	104	84,8
1	16,1	0	1	0	1,3	14	175	50	189	0	190	4,95	0,454	4,49	178,05	176,50	177,28	114,98	62,00	104	104	85,0
2	13,8	0	1	0	1,1	12	37	50	49	0	50	4,49	0,096	4,40	176,50	176,15	176,33	111,89	64,14	28	по ВХК	22,7
3	13,2	0	1	0	2,5	10	39	50	49	0	50	4,40	0,101	4,30	176,15	175,76	175,95	111,89	63,76	26	по ВХК	21,3
4	21,9	0	1	0	-2,5	23	26	50	49	0	50	4,30	0,067	4,23	175,76	175,48	175,62	111,60	63,72	28	по ВХК	22,9
5	360,2	0	1	4	-1,8	357	-308	50	49	0	50	4,23	-0,798	5,03	175,48	178,32	176,90	111,58	65,02	27	по ВХК	21,8
6	168,0	0	1	2	-0,9	166	-117	50	49	0	50	5,03	-0,303	5,33	178,32	179,44	178,88	111,58	67,00	28	по ВХК	22,5
7	102,3	0	1	1	-0,7	101	-52	50	49	0	50	5,33	-0,135	5,47	179,44	180,00	179,72	111,58	67,84	28	по ВХК	22,8
8	49,6	0	1	0	-0,6	49	0	50	49	0	50	5,47	0	5,47	180,00	180,00	180,00	111,59	68,11	28	по ВХК	23,0

Продолжение приложения Б

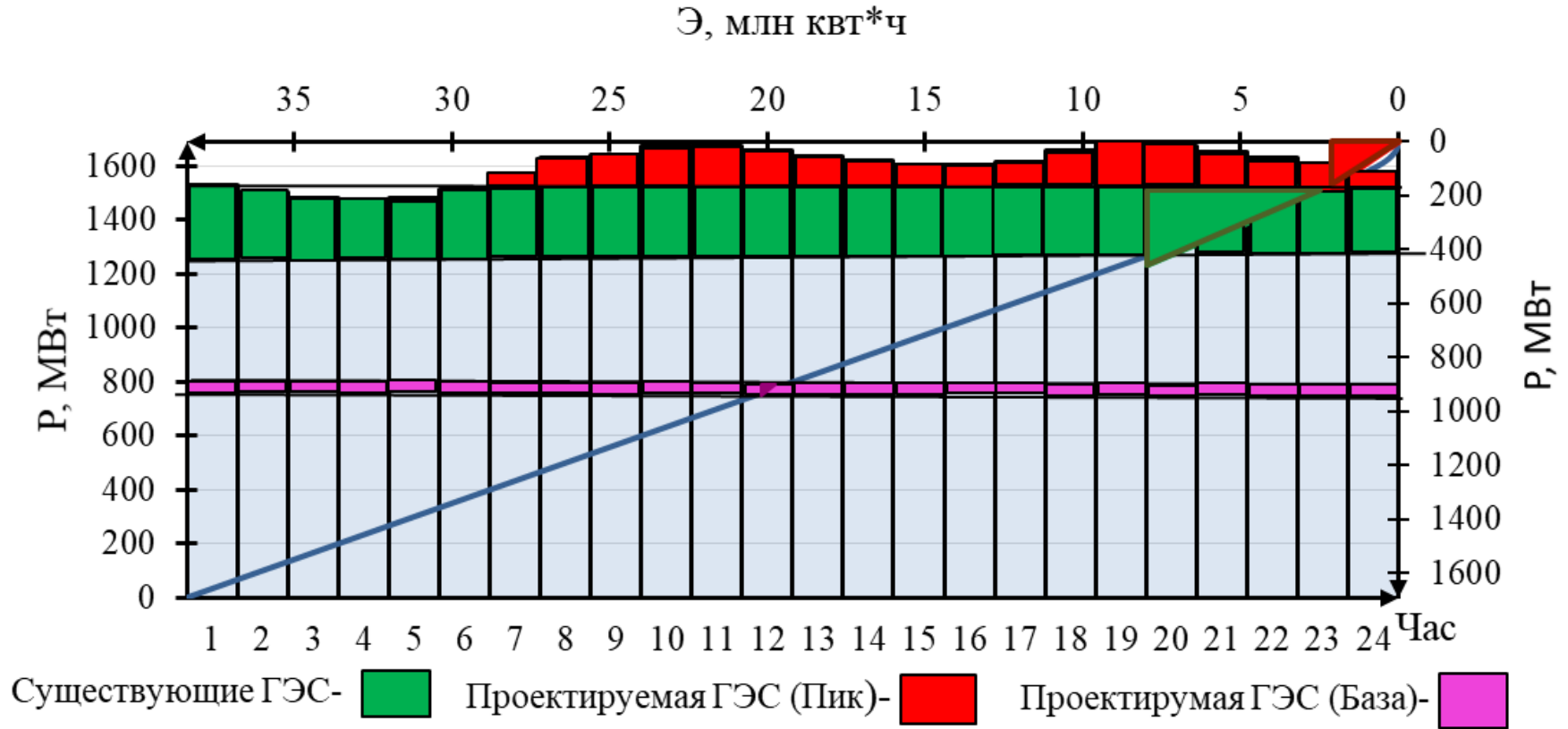


Рисунок Б.1 – Зона работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь, декабрь)

Окончание приложения Б

Таблица Б.5 - Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объёмы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность N <sub>гар.</sub> , МВт	Выработка Э, млн кВт·ч
	Бытовой расход Q <sub>быт</sub>	Потери на				Полезный бытовой расход Q <sub>пол.б.</sub>	Расход из водохранилища Q <sub>водх.</sub>	Расход ВХК Q <sub>ВХК</sub>	Расход через турбины Q <sub>ГЭС</sub>	Расход холостых сбросов Q <sub>х.сбр.</sub>	Расход нижнего бьефа Q <sub>нб</sub>	Объём начальный V <sub>нач.</sub>	Приращение объёма ΔV	Объём конечный V <sub>кон.</sub>	верхнего бьефа			Отметка НБ ЗНБ.				
		Шлюзование Q <sub>шл</sub>	Фильтрация Q <sub>ф</sub>	Испарение Q <sub>исп</sub>	Льдообразование Q <sub>л</sub>										Начальная отметка Z <sub>нач.ВБ</sub>	Конечная отметка Z <sub>кон.ВБ</sub>	Средняя отметка Z <sub>ср.ВБ</sub>					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	Q <sub>быт</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>шл</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ф</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>исп</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>л</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>пол.б.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>водх.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ГЭС</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>х.сбр.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с	V <sub>нач.</sub> , км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	V <sub>кон.</sub> , м <sup>3</sup>	Z <sub>нач.ВБ</sub> , М	Z <sub>кон.ВБ</sub> , М	Z <sub>ср.ВБ</sub> , М	Z <sub>нб</sub> , М	Н <sub>гэс</sub> , М	N, МВт	N <sub>гар.</sub> , МВт	Э, млн кВт·ч
9	79,0	0	1	1	-0,5	77	11	50	88	0	89	5,47	0,029	5,43	180,00	179,87	179,94	112,97	66,67	52	по ВХК	37,8
10	77,4	0	1	1	-0,3	76	9	50	85	0	86	5,436	0,023	5,40	179,87	179,78	179,82	112,82	66,70	50	по ВХК	36,2
11	71,8	0	1	1	1,1	69	21	50	90	0	91	5,413	0,054	5,36	179,78	179,55	179,66	113,11	66,25	53	по ВХК	38,1
12	53,7	0	1	1	1,3	50	134	50	184	0	185	5,359	0,347	5,01	179,55	178,27	178,91	114,93	63,68	104	104	75,2
1	18,5	0	1	0	1,3	16	172	50	188	0	189	5,012	0,446	4,57	178,27	176,76	177,52	114,98	62,24	104	104	75,1
2	16,4	0	1	0	1,1	14	44	50	58	0	59	4,566	0,114	4,45	176,76	176,36	176,56	112,23	64,03	33	по ВХК	23,9
3	14,3	0	1	0	2,5	11	50	50	60	0	61	4,452	0,128	4,32	176,36	175,87	176,11	112,30	63,51	34	по ВХК	24,5
4	22,9	0	1	0	-2,5	24	37	50	61	0	62	4,324	0,096	4,23	175,87	175,48	175,67	112,33	63,04	34	по ВХК	24,8
5	497,3	0	1	5	-1,8	493	-296	50	198	0	199	4,228	-0,766	4,99	175,48	178,21	176,84	115,08	61,46	108	по ВХК	77,8
6	398,7	0	1	4	-0,9	395	-182	50	213	0	214	4,994	-0,471	5,46	178,21	180,00	179,10	115,26	63,54	120	по ВХК	86,7
7	153,8	0	1	2	-0,7	151	0	50	151	0	152	5,465	0	5,46	180,00	180,00	180,00	114,49	65,21	88	по ВХК	63,3
8	86,5	0	1	1	-0,6	85	0	50	85	0	86	5,465	0	5,47	180,00	180,00	180,00	112,99	66,71	51	по ВХК	36,4

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

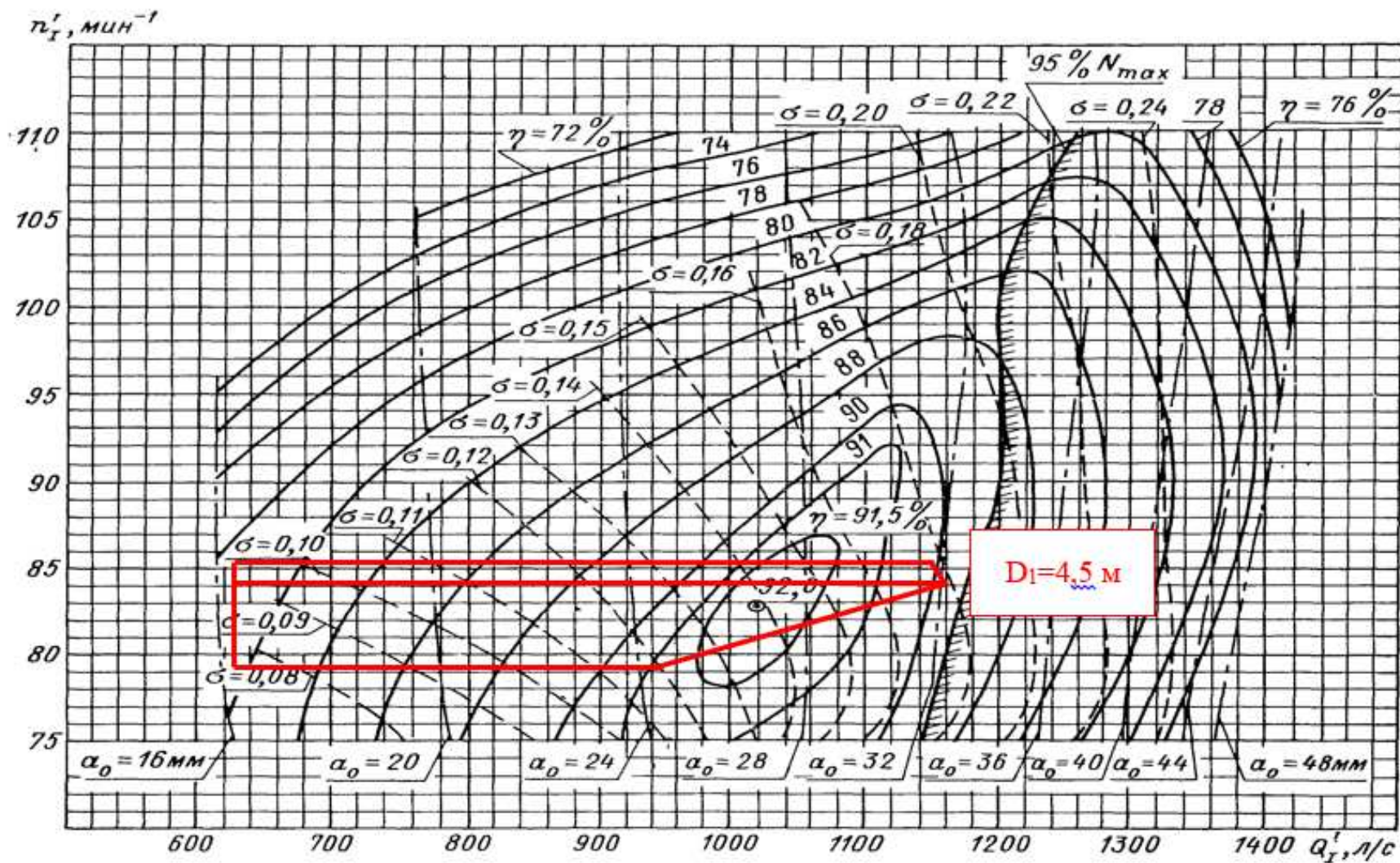


Рисунок В.1 – Рабочая зона гидротурбины РО75а-В-450

Продолжение приложения В

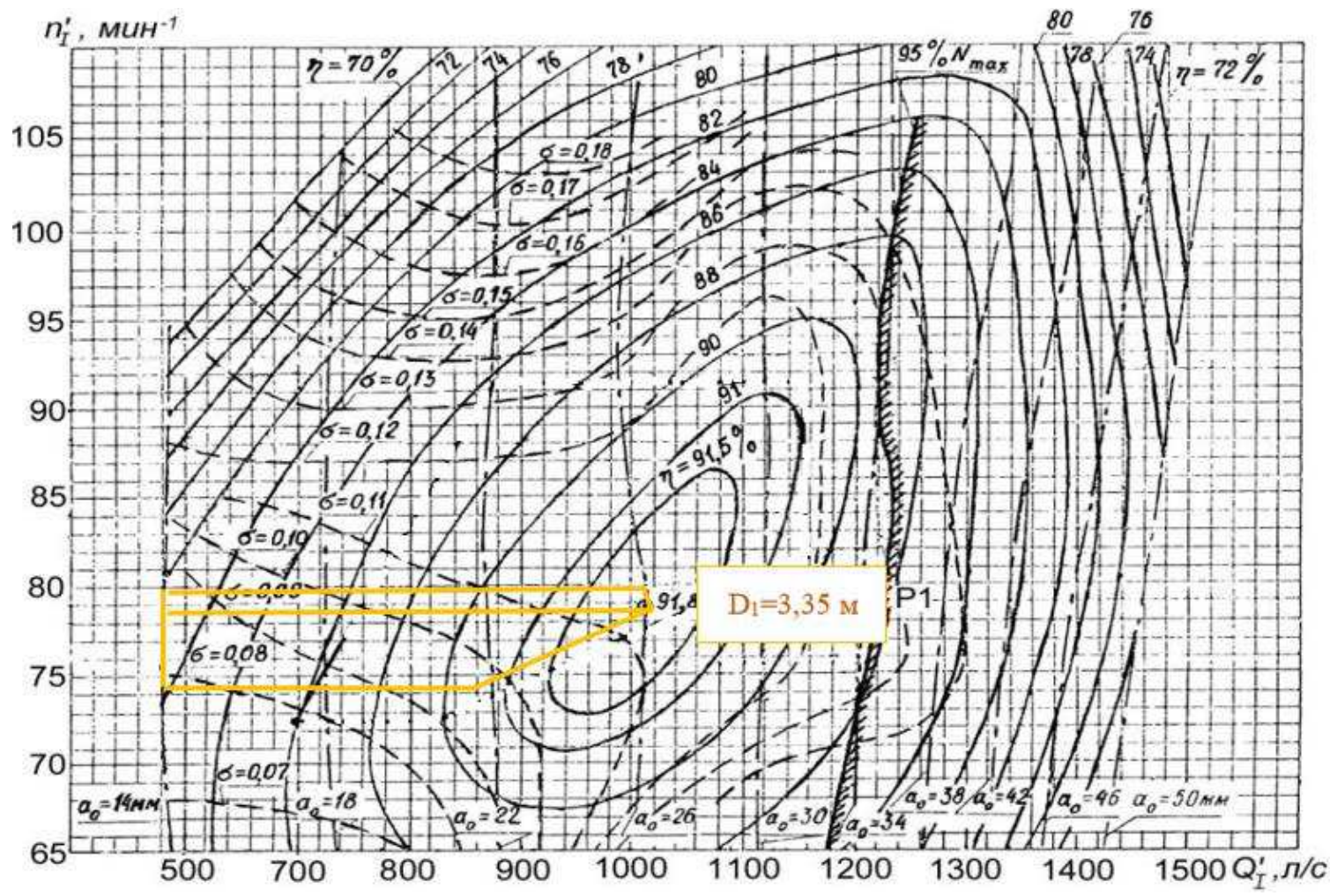


Рисунок В.2 – Рабочая зона гидротурбины РО756-В-335



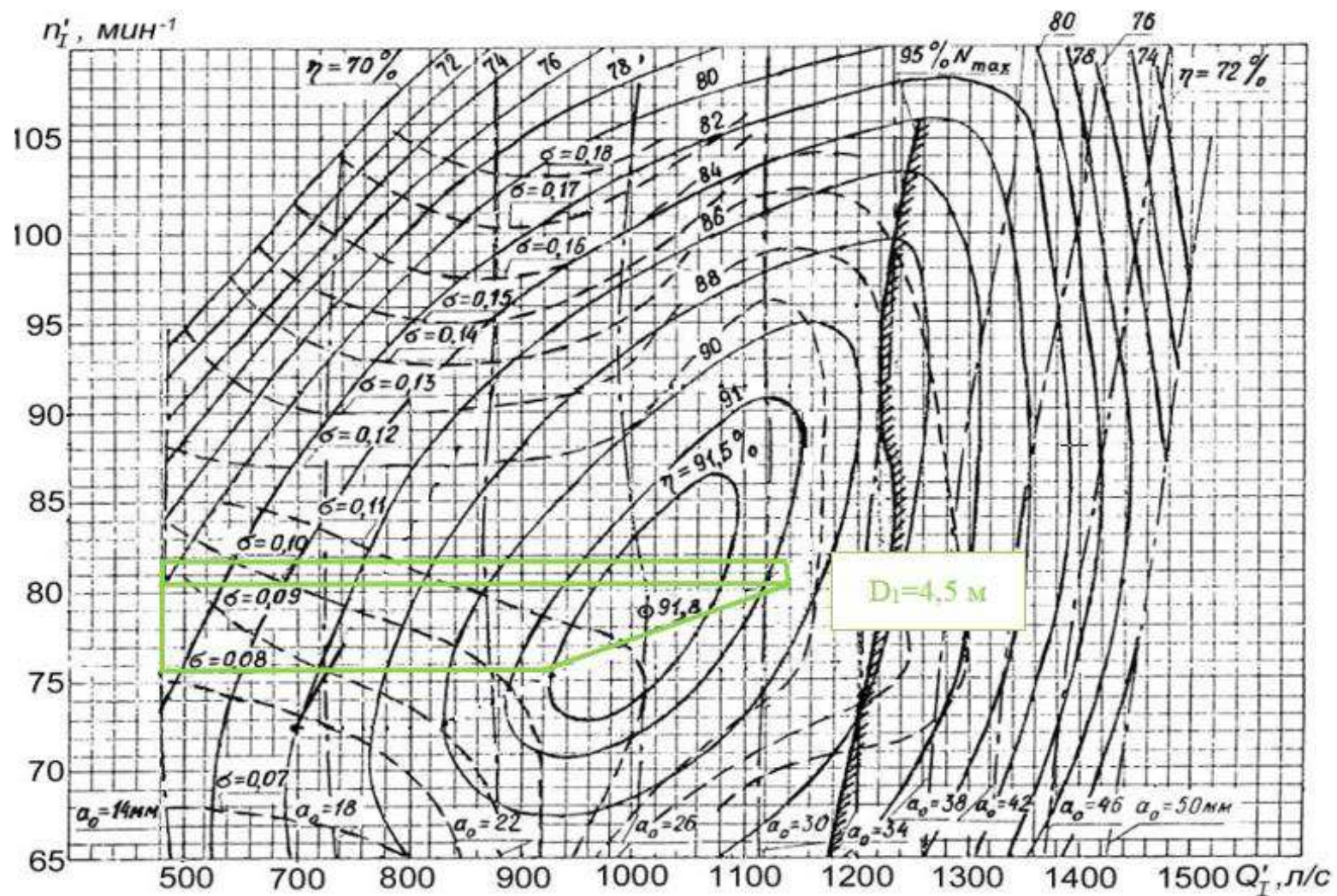


Рисунок В.2 – Рабочая зона гидротурбины РО756-В-450

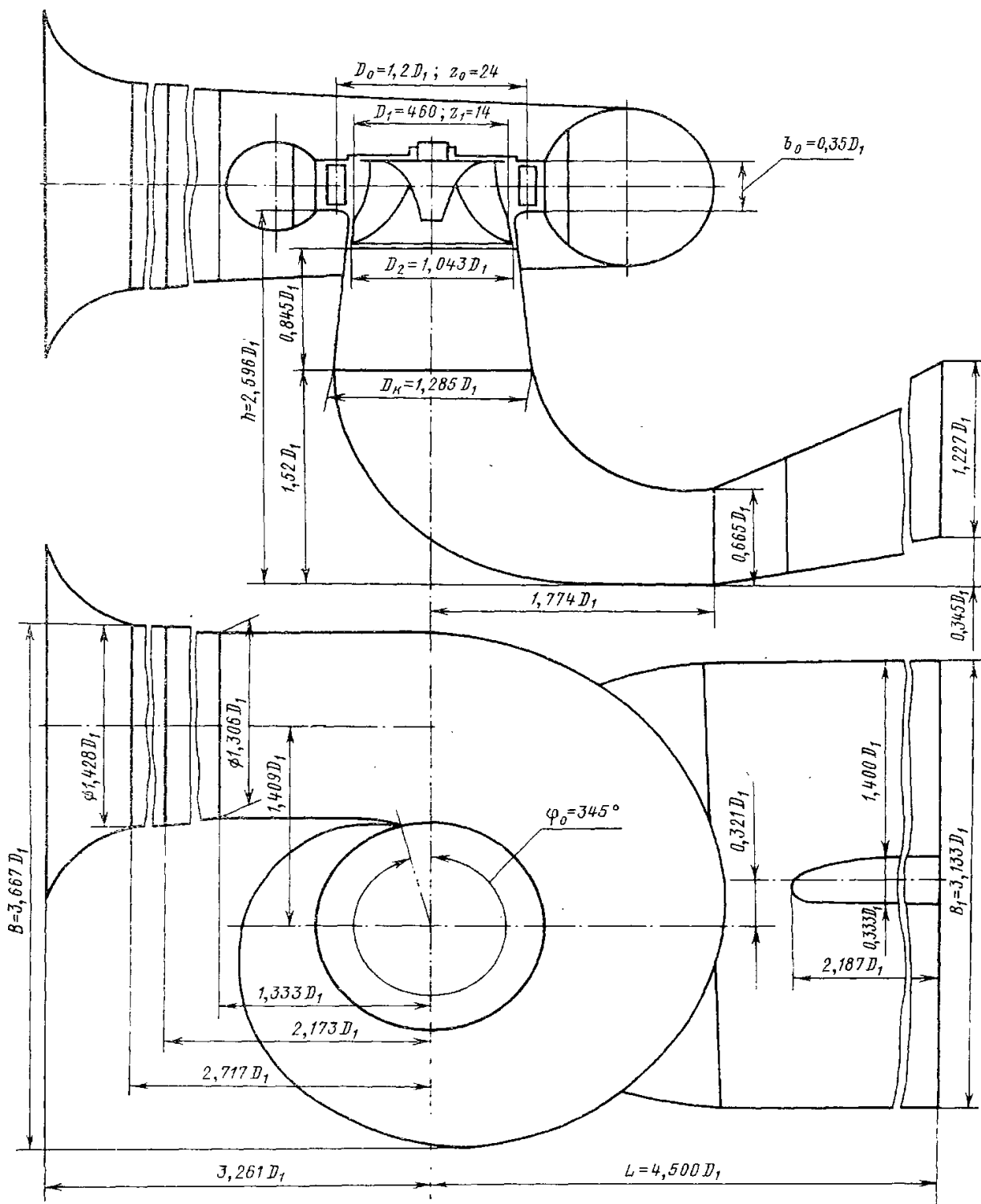


Рисунок В.3 – Проточная часть модели гидротурбины РО756-В-335

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Таблица уставок и матрица отключений

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,41 \cdot I_H$	1,69 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,5	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,82 \cdot I_H$	3,38 А	
		Тормозной ток, В	$2 \cdot I_H$	8,24 А	
		Ток отсечки, $I_{отс}$	$3,0 \cdot I_H$	12,36 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	10 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	3	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности и от несимметричных	$I_2$	СО	$I_{2сигн}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2пуск}$	$0,175 \cdot I_H$	0,72 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,80 \cdot I_H$	3,95 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{сигн}$	$1,07 \cdot I_H$	4,42 А
		ПО	$I_{1пуск}$	$1,18 \cdot I_H$	4,87 А
		ОТС	$I_{1отс}$	$1,22 \cdot I_{НОМ}$	5,05 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,079	0,833 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,43	4,53 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p \text{ сигн.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,20 А
		ПО	$I_p \text{ пуск.}$	$1,21 \cdot I_{длит.д}$	2,50 А
		Отсечка	$I_p \text{ пуск.}$	$2,47 \cdot I_{длит.д}$	5,08 А
Защита TE	MTЗ	$I > TE$	$I_{MTЗ}$	$2,31 \cdot I_H$	7,72
	ТО	$I \gg TE$	$I_{ТО}$	$23,33 \cdot I_H$	43,04

Окончание приложения Г

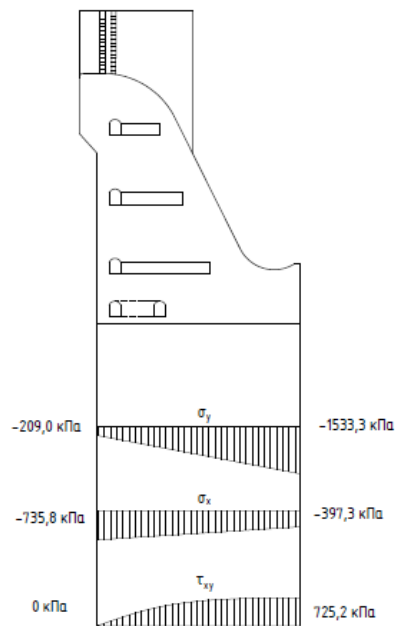
Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Отключение ВГ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
наименование	обозначение							
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+			
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$					+	
		$t_2$	+	+	+			
	$U_0$	$t$	+	+	+			
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+				
		2 ступень $t_2$	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО					+	
		ИО		+	+			
		ОТС I	$t_1$				+	
			$t_2$	+	+			
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО					+	
		ИО		+	+			
		ОТС	$t_1$				+	
			$t_2$	+	+			
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+	
			$t_2$	+	+	+		
		2 ступень	$t_1$				+	
			$t_2$	+	+			
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО					+	
		ИО		+	+			
		Отсечка		+	+			
Защита ТЕ	МТЗ	$I_{МТЗ}$	+	+				
	ТО	$I_{ТО}$	+	+				

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Сбор нагрузок на водосливную плотину

Эпюры напряжения



Напряжение	$\sigma_x$	$\sigma_y$
Верховая грань	-209,0 кПа	-735,8 кПа
Низовая грань	-44,1 кПа	-1886,5 кПа

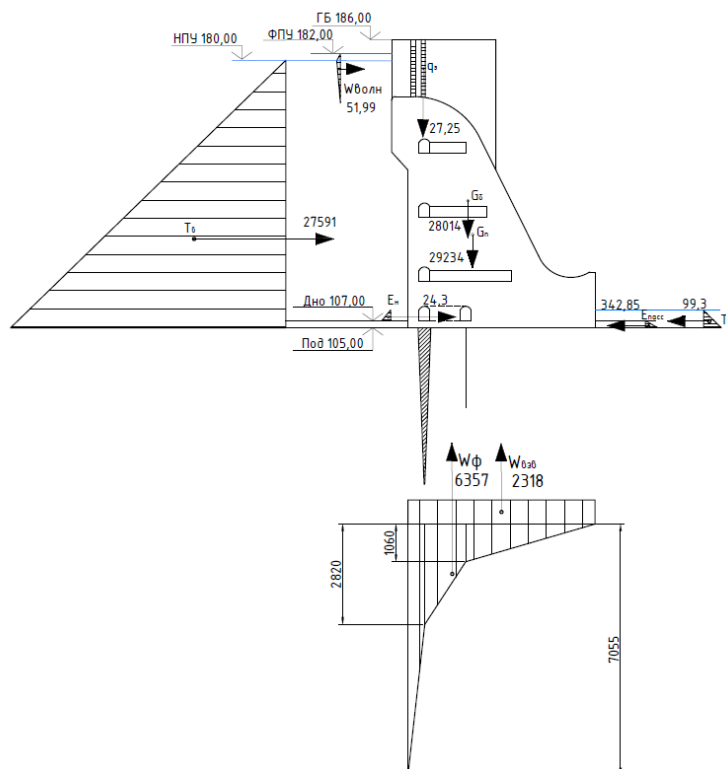



Рисунок Д.1 – нагрузки и напряжения на водосливной плотине

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно–Шушенский филиал  
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей  
кафедра


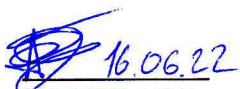
УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия

« 16 » Июня 2022 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МОМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОППИ.  
ОПАСНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФАКТОРЫ В СОСТАВЕ  
ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС**  
тема

Руководитель	 подпись, дата	Канд. техн. наук, доцент кафедры ГГЭЭС Саяно- Шушенского филиала СФУ ученая степень, учебное звание, должность, место работы	<u>Р.Ю.Беляев</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>А.М.Трофимов</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Моминской ГЭС на реке Коппи. Опасные производственные факторы в составе оборудования ГЭС»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 09.06.22 Е.Ю. Захаров  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.В. Масляков А.В. Масляков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Александр 15.06.22 Н.А. Александров  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Варшав 10.06.22 М.С. Варшавский  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

С.И. Н.06.22 Решетникова С.И.  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

А.В. Соловьев А.В. Соловьев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Куркин 21.04.22 В.А. Куркин  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Ларасов 22.04.22 В.В. Ларасов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Симон 14.05.22 К.П. Симоненкова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия