

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
«____» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧУСОВОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧУСОВАЯ.
ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ ТЕХНИЧЕСКИХ СЛУЖБ ПРИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЭС
тема

Руководитель _____ Начальник ОС ПАО И.Ю.Погоняйченко
подпись, дата «РусГидро» Саяно-шушенской инициалы, фамилия
ГЭС

Выпускник _____ Д.А.Парыгин
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чусовой ГЭС на реке Чусовая. Оптимизация структуры технических служб при эксплуатации ГЭС».

Консультанты по разделам:

Консультант руководитель БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

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 сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность Охрана труда.

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СЕЛЕМДЖИНСКОЙ ГЭС	7
1 Анализ исходных данных и внешних условий	9
1.1 Климатические условия в районе предполагаемого строительства	9
1.2 Гидрологические данные	9
1.3 Геологические условия	11
1.4 Энерго-экономическая характеристика района	11
2 Водно-энергетические расчёты и определение установленной мощности....	12
2.1 Регулирование стока воды	12
2.1.1 Исходные данные	12
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов.....	12
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов	14
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года.....	15
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов	16
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	16
2.2.2 Баланс энергии.....	17
2.2.3 Водно-энергетические расчёты работы ГЭС в маловодном году.....	17
2.2.4 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС	18
2.2.5 Баланс мощности	18
2.2.6 Водно-энергетические расчёты работы ГЭС в средневодном году	18
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	20
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	20
3.1.1 Построение режимного поля	20
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	22
3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса для обеспечения её бескавитационной работы турбины	27
3.1.4 Работа одного агрегата с установленной мощностью при установленном напор	28
3.1.5 Отметка рабочего колеса.	30
3.2 Выбор энергетического оборудования.....	30
3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	30
3.2.2 Выбор электрогидравлического регулятора	31
3.2.3 Расчет вала и подшипников	31
3.2.4 Расчет спиральной камеры.....	32
3.3 Выбор типа и размеров маслонапорной установки и регулятор частоты вращения.....	35
4 Электрическая часть ГЭС	36
4.1 Исходные данные	36
4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	36
4.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком ...	37
4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	38

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	39
4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	40
4.6.1 Расчет исходных данных.....	40
4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	42
4.6.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	43
4.7 Выбор электрического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ.....	43
4.8 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	44
4.9 Выбор параметров КРУЭ	45
4.9.1 Выбор ячейки КРУЭ.....	45
4.9.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	45
5 Устройства РЗиА	47
5.1 Релейная защита и автоматика	47
5.1.1 Перечень защит основного оборудования	47
5.2 Описание защит и расчет их уставок	49
5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора(IΔG).....	49
5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO)) .52	52
5.2.3 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	55
5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	55
5.2.5 Защита от симметричных перегрузок(I1)	59
5.2.6 Дистанционная защита генератора (Z1<),(Z2<).....	60
5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора.....	63
5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	65
5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит	65
6 Компоновка и сооружения гидроузла	66
6.1 Проектирование водосливной плотины	66
6.1.1 Глухие плотины.....	66
6.2 Гидравлические расчёты.....	68
6.2.1 Определение ширины водосливного фронта	68
6.2.2 Определение отметки гребня водослива	70
6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае	71
6.3 Построение профиля водосливной грани	72
6.3.1 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	74
6.4 Расчет элементов в нижнем бьефе	75
6.4.1 Расчет водобойной плиты	75
6.4.2 Расчет водобойного колодца	76
6.5 Конструирование плотины	78
6.5.1 Определение ширины подошвы плотины	78

6.5.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами.....	78
6.5.3 Быки	79
6.5.4 Устои	79
6.5.5 Дренаж в теле бетонной плотины.....	80
6.5.6 Галереи в теле плотины.....	80
6.5.7 Дренажные устройства в основании в скальных грунтах	80
6.5.8 Пропуск расходов через глубинный водоспуск.....	81
6.5.9 Рисберма	82
6.6 Определение основных нагрузок на плотину	82
6.6.1 Вес сооружения и затворов.....	82
6.6.2 Сила гидростатического давления воды	83
6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления	83
6.6.4 Сила фильтрационного давления	84
6.6.5 Давление грунта	84
6.6.6 Волновое давление	86
6.7 Оценка прочности плотины	86
6.8 Критерии прочности плотины и её основания	89
6.9 Обоснование устойчивости плотины	90
7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы	91
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений	91
7.2 Охрана труда.....	91
7.3 Пожарная безопасность	94
8 Охрана окружающей среды	97
8.1 Общие сведения о районе строительства	97
8.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	98
8.3 Отходы, образующиеся при строительстве	100
8.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	101
9 Технико-экономические показатели	103
9.1Расчет себестоимости электроэнергии.....	103
9.1.1Оценка объёмов реализации электроэнергии	103
9.2Текущие расходы по гидроузлу.....	103
9.3Налоговые расходы	106
9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	106
9.5Анализ денежных потоков.....	107
9.6Коммерческая эффективность	107
9.7Бюджетная эффективность	108
9.8 Анализ чувствительности	109
10.1 Организационная структура	111
10.2 Виды организационных структур.....	111
10.3 Оптимизация структуры, проектируемой ГЭС.....	118
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	119
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	121

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Исходный гидрологический ряд.....	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Использование водной энергии.....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ В – Суточный график нагрузки для зимнего периода	132
ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Характеристика турбины РО75/841а-В-46	133
ПРИЛОЖЕНИЕ Д – Таблица уставок и матрица отключений.....	134

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЧУСОВОЙ ГЭС

1. Наименование реки Чусовая.
2. Местонахождение ГЭС Пермский край.
3. Тип проектируемой установки ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 163 м³/с;
 - б) всех турбин 648 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1 % 2392,58 м³/с;
 - 1% 2319,28 м³/с;
 - г) минимальный 152 м³/с.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 190 м;
ФПУ 191 м;
УМО 174,58 м;
 - в) объемы:
 - полный 7,78 км³;
 - полезный 4,2 км³.
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 59,2 м;
 - б) расчетный 51 м;
 - в) минимальный 43 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 366 МВт;
 - гарантированная 164 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1,71 млрд. кВт·ч;
 - в) число часов использования установленной мощности 3524 ч.
8. Здание ГЭС:
 - а) тип здания русловое;
 - б) число агрегатов 4;
 - в) грунт в основании гранит;
 - г) тип спиральной камеры металлическая;
 - д) тип отсасывающей трубы изогнутая.
9. Основное оборудование:
 - а) тип турбины РО75-В-500;
 - б) тип генератора СВ-1130/140-48;
 - в) полная мощность генератора 101 МВА;
 - г) активная мощность генератора 100 МВт;
 - д) частота вращения 125 об/мин;
 - е) тип трансформаторов ТДЦ-125000/220-У1 УХЛ1.
10. Водосбросные сооружения:

- а) тип поверхностный водослив;
- б) число и ширина пролетов 9 отверстия по 14 м;
- в) общая длина..... 126 м;
- г) максимальная высота 59 м;
- д) тип рабочего затвора..... сегментный.

11.Бетонная плотина (общая длина/максимальная высота):

- а) левобережная грунтовая плотина 84/61 м;
- б) правобережная глухая бетонная 115 м / 21,1 м;

12. Технико-экономические показатели:

- а) удельные показатели 42861,93 руб/кВт;
- б) себестоимость энергии 0,32 руб/кВт·ч;
- в) срок окупаемости 176 месяца;

1 Анализ исходных данных и внешних условий

Створ проектируемой Чусовой ГЭС располагается на реке Чусовая, в Чусовом районе Пермском крае. Он удалён на 16,12 километра вверх по течению от административного центра района – города.

1.1 Климатические условия в районе предполагаемого строительства

Исследуемый район относится к резко континентальному. Средняя температура воздуха в январе составляет $-18,5^{\circ}\text{C}$, в июле $+15^{\circ}\text{C}$. Минимальная температура воздуха в январе -53°C , максимальная в июле $+38^{\circ}\text{C}$. Среднее годовое количество осадков $410\text{-}450$ мм. Среднегодовая относительная влажность воздуха 74% .

1.2 Гидрологические данные

Длина реки - 592 км, площадь бассейна – 47,6 тыс. km^2 , среднегодовой расход воды $222 \text{ m}^3/\text{s}$. На время летне-весеннего паводка приходится 63 % годового стока реки. Амплитуда колебания уровня воды очень велика и является большой. Ряд гидрологических наблюдений за рекой Чусовая за период 1940–1989 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 222 \cdot 31536000 = 7,0 \text{ km}^3, \quad (1.1)$$

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

Максимальные расходы расчётной обеспеченности приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Максимальные расходы воды расчётной обеспеченности

Обеспеченность, p%	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10
Расход Q, m^3/s	1559,51	1226,29	1226,29	1159,64	1046,34	986,36	906,39

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

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа	Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа				
	зимняя		летняя		
Z _{ВБ} , м	V, km^3	Z _{НБ} , м	Q, m^3/s	Z _{НБ} , м	Q, m^3/s
130,2	0	130,0	0	130,0	0
152,5	2	137,72	6617,6	137,72	7520

Продолжение таблицы 1.2

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
Z _{ВБ} , м	V, км ³	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с
162,3	4	145,89	16389,12	145,89	18624
170,9	6	153,91	29230,08	153,91	33216
178,9	8	161,73	43929,6	161,73	49920
185,2	10	169,87	61248	169,87	69600
190,0	12	177,77	81607,68	177,77	92736
194,4	14	185,64	104867,8	185,64	119168
		189,31	117004,8	189,31	132960

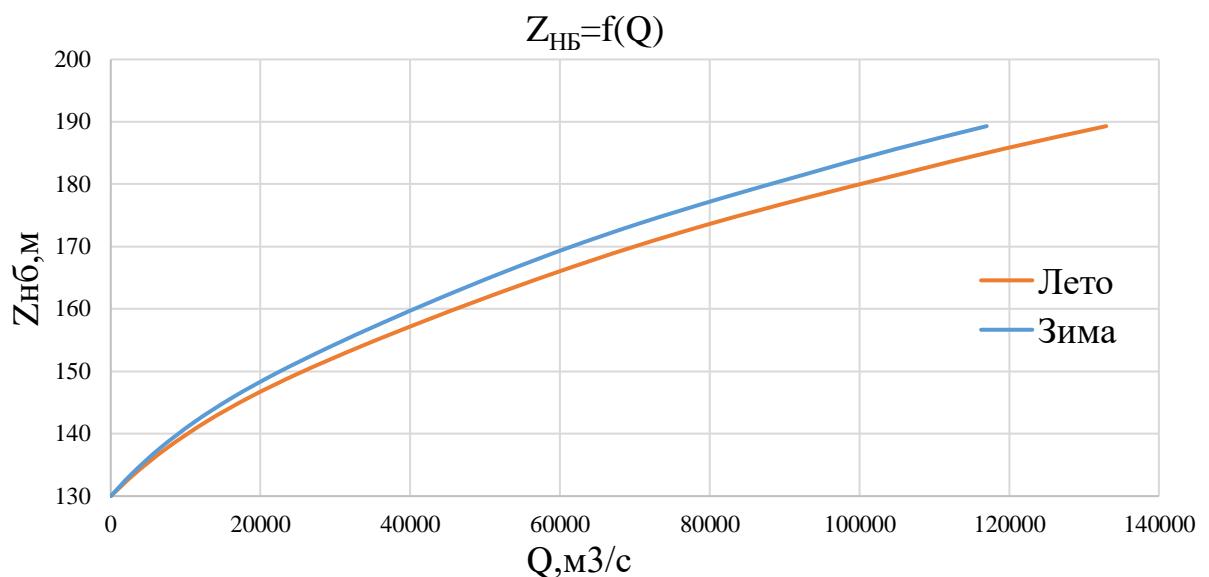


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

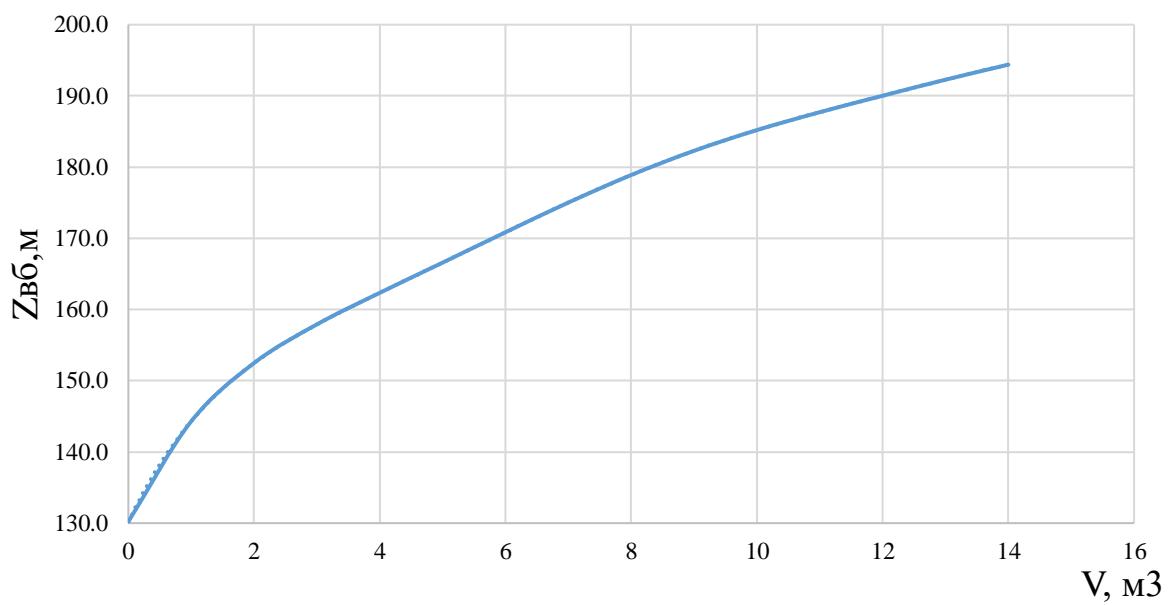


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

1.3 Геологические условия

В соответствии с картами общего сейсмического районирования территории РФ, район нижнего течения р. Чусовая входит в асейсмичную зону с исходной интенсивностью геологических событий равной не более 5 балов при периоде повторяемости 5000 лет. Створ расположен на крепком скальном основании. Порода основания – мелкозернистый гранит.

1.4 Энерго-экономическая характеристика района

Пермский край расположен в бассейне реки Камы. По его территории протекает около 29 тысяч рек протяженностью свыше 88 тыс. км. Гидроэнергетические ресурсы в крае достаточно велики. По количеству водоемов, водным и гидроэнергетическим ресурсам Пермский край занимает первое место на Урале.

В крае имеется около 60 прудов объемом от 500 тыс. куб. м, на которых можно установить мини-ГЭС.

На территории Пермского края открыто около 230 месторождений углеводородного сырья. В 2014 году добыча нефти в регионе составила 14,8 млн тонн. Объемы добычи попутного газа составили 1,17 млн. куб. м.

Ведущая добывающая компания края — ООО «Лукойл — Пермь». Добыча нефти сконцентрирована на юге (Куединский, Кунгурский, Ординский, Осинский, Частинский и Чернушинский муниципальные районы) и севере края (Красновишерский, Соликамский и Усольский муниципальные районы).

Тепловые электростанции Пермского края работают в основном на газе. Объемы потребления газа по годам соответствуют количеству вырабатываемой тепловой и электрической энергии.

Крупные гидроузлы, входящие в состав ОДУ Сибири, приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – ГЭС, входящие в состав ОДУ Сибири

ГЭС	N _{уст} , МВт
Воткинская	1020

2 Водно-энергетические расчёты и определение установленной мощности

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

Река: Чусовая.

Энергосистема: РДУ Пермского края, $P_{max} = 9452$ МВт.

Установленная мощность существующих ГЭС 1020 МВт.

Отметка НПУ = 190 м.

Отметка сухого дна = 130 м.

Коэффициент мощности $k_N = 8,6$.

Зимний коэффициент $k_3 = 0,6$.

Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 1,6$ м.

Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Потери воды из водохранилища и расходы ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VII I	IX	X	XI	XII
Q _{вхк}	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221
Q _{исп} , м ³ /с	1	1	1	11	11	3	3	3	2	2	2	1
Q _{лед,} м ³ /с	-5	0	0	0	21	7	7	6	4	0	-25	-15
Q _{фильтр} , м ³ /с	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Q _{рыб} , м ³ /с	21	0	0	21	21	21	21	0	0	0	0	0

2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаются в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяется коэффициент:

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

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

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

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{3,17}{50}} = 0,272, \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n - 1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,25^2}{2 \cdot (50 - 1)}} = 4,2\%, \quad (2.3)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\sum(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{0,347}{0,25^3 \cdot 50} = 0,156. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_s} = 100 \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (1+6 \cdot 0,25^2 + 5 \cdot 0,25^4)}{50}} = 41,3\%. \quad (2.5)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов, полученная не входит в допустимые пределы.

Коэффициент асимметрии принимается равным:

$$C_s = 2 \cdot C_v = 2 \cdot 0,25 = 0,50. \quad (2.6)$$

Назначается класс гидротехнического сооружения. Бетонная плотина Чусовая ГЭС – сооружение II-ого класса (по объёму водохранилища). Исходя из определённого класса сооружения, вычисляются обеспеченности поверочного и основного расходов.

$$M_s = C_v \cdot \Phi, \quad (2.7)$$

$$k_s = M_s + 1, \quad (2.8)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s. \quad (2.9)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2:

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

p, %	Φ	M_s	k_s	Q_s
0,1	3,88	1,06	2,06	1372,91
1	2,68	0,55	1,55	344

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

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

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100 (\%), \quad (2.10)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

m – порядковый номер члена ряда расходов, расположенного по убыванию;

n – общее число членов ряда.

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

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного – 50%.

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

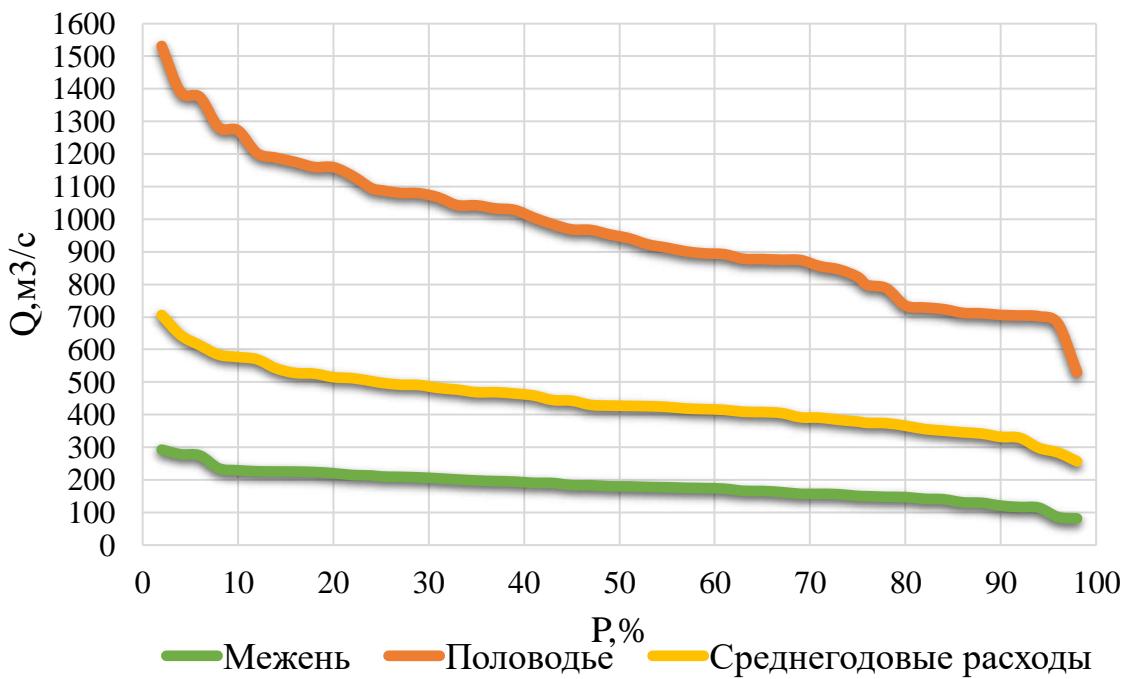


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних за год, половодных и меженных расходов

2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

По кривой обеспеченности среднегодовых расходов определяются ближайшие к $P=50\%$ годы. В период межени год с обеспеченностью 50% совпадает с базовым годом, из этого следует, что принимаем данный год 1933 за маловодный по его первоначальному гидрографу, без каких-либо изменений таким же образом выбирается маловодный год с $P=90\% - 1931$.

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности соответствует 1931 г.

В таблице 2.3 расчетные средне водный и маловодный года. Гидрограф представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 - Расчет средне водного и маловодного года

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
90% обеспеченности, 1963 г.												
Без привед.	66	54	72	1112	1064	336	332	304	208	202	162	68
Коррект.	66	54	72	1112	1064	336	332	304	208	202	162	68
50% обеспеченности, 1933 г.												
Без привед.	58	52	68	484	1650	1038	518	396	310	372	120	66
Коррект.	66	54	112	1284	1250	638	518	388	304	288	162	68

По скорректированным данным из таблицы 2.3 строятся расчётные гидрографы маловодного и средневодного года, изображённые на рисунке 2.2.

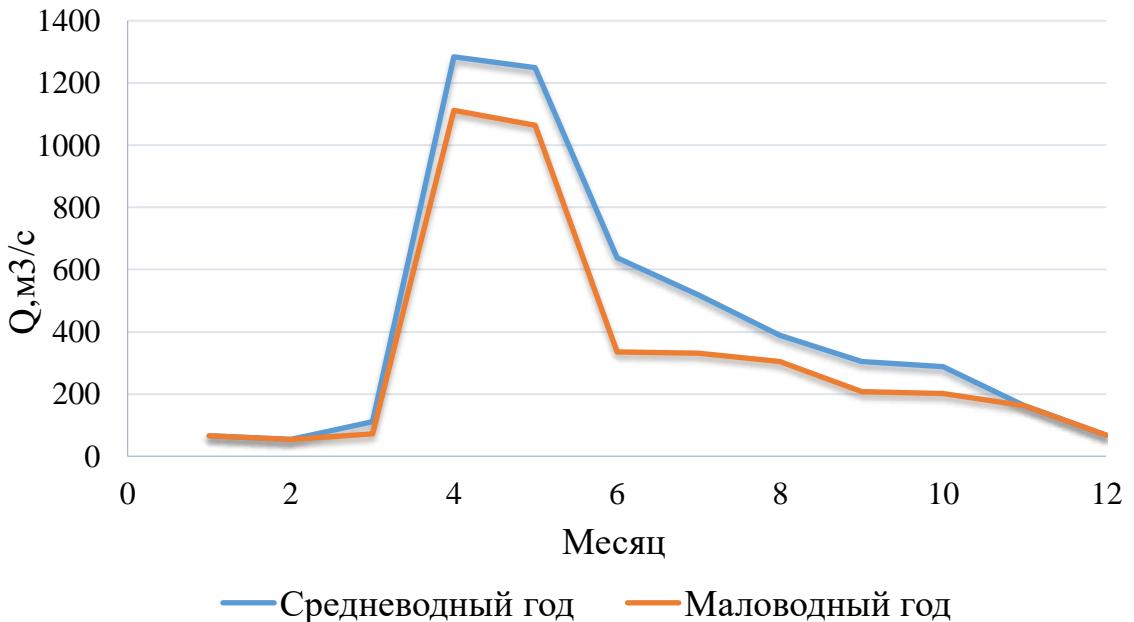


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Базируясь на гидрографе маловодного года, требованиях водохозяйственного комплекса и потерях воды из водохранилища, определяются среднемесячные мощности Эвенкийской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерю воды из водохранилища:

$$Q_{\text{пол быт}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{шлюз}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\phi}^t - Q_{\text{л}}^t, \quad (2.11)$$

где t – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$ – среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.3);

$Q_{\text{суд}}^t, Q_{\text{исп}}^t, Q_{\phi}^t, Q_{\text{л}}^t$ – потери воды из водохранилища: шлюзование, испарение, фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

Располагаемый напор определяется как разность отметок верхнего и нижнего бьефов, определяемый по кривым связи за вычетом потерь в подводящем тракте.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.12)$$

где k_N – коэффициент мощности, формула (из п. 2.1.1);

Q^t – расчётный расход (расход ВХК);

H^t – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.4.

За месяц начала сработки принимается первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (август). Под регулированием находятся 7 месяцев, в остальные месяцы года станция выполняет требования ВХК.

2.2.2 Баланс энергии

За основу взят годовой график нагрузки по средним мощностям, представленный в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Годовые значения средних нагрузок Пермского РДУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_{нагр,ср}$, МВт	4035	3922	3749	3549	3376	3275	3275	3375	3548	3748	3921	4035

На графике откладываются рабочие мощности существующих ГЭС, а также, в конкурирующем режиме, мощности в режиме работы по ВХК и бытовые мощности. На графике проводится линия гарантированной мощности так, чтобы площадь, ограниченная снизу этой линией и сверху мощностями ВХК, была равна площади избыточной мощности. При сработке положение линии гарантированной мощности уточняется, окончательные значения приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Гарантиированная мощность

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{гар}$, МВт	312	207									207	312

Графическое изображение баланса энергии представлено на плакате «Использование водной энергии».

2.2.3 Водно-энергетические расчёты работы ГЭС в маловодном году

По методике, проведены водно-энергетические расчёты по данным маловодного года. Начало расчёта – момент полного наполнения водохранилища: $\nabla\text{НПУ} = 190,00 \text{ м}$ и $V_h = 12,00 \text{ км}^3$. В результате данного расчёта уточняются гарантированные мощности и определяется наименьший уровень воды в водохранилище при сработке: $\nabla\text{УМО} = 174,57 \text{ м}$.

2.2.4 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС

Проектируемая ГЭС, ввиду большого количества гидроэлектростанций в системе, располагается на графике нагрузки в полуниковой и базовой частях. На ИКН изображается 2-ми треугольниками, расположенными в соответствующих частях графика нагрузки. Рабочая мощность определяется, как сумма вертикальных катетов этих треугольников, расположенных на ИКН наиболее нагруженного месяца – января:

$$N_{раб} = N_{баз} + N_{полупик} = 320 + 30 = 350 \text{ МВт.} \quad (2.13)$$

Установленная мощность представляет собой сумму рабочей мощности в январе и нагрузочного резерва (1%):

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{нагр} = 350 + 16 = 366 \text{ МВт.} \quad (2.14)$$

2.2.5 Баланс мощности

Строится на годовом графике максимальных мощностей Пермском РДУ. На графике откладываются рабочие мощности станций в каждом месяце. Мощности ремонтов проектируемой и существующих станций располагаются в месяцах с наименьшей нагрузкой.

Баланс мощности Пермском РДУ приведен в таблице 2.6 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.6 – Баланс мощности

Месяц	Система			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P _{макс.} , МВт	N _{н.р.} , МВт	N _{а.р.} , МВт	N _{раб} , МВт	N _{н.р.} , МВт	N _{рем} , МВт	N _{раб.макс.} , МВт	N _{н.р.} , МВт	N _{рем} , МВт	N _{раб.м} , МВт	N _{а.р.} , МВт	N _{рем} , МВт
I	4259	85	341	104	20	0	350	16		3710	297	0
II	4141	83	331	95	19	0	324	16		3710	297	0
III	3960	79	317	87	28	0	162	13		3693	295	0
IV	3751	75	300	87	28	0	149	12		3515	281	0
V	3571	71	286	78	20	0	201	13		3291	263	110
VI	3466	69	277	69	18	0	199	13		3196	256	224
VII	3466	69	277	69	18	0	201	13		3196	256	224
VIII	3570	71	286	78	20	0	206	13		3290	263	110
IX	3750	75	300	87	28	17	153	12	61	3514	281	0
X	3959	79	317	87	28	0	164	13		3692	295	0
XI	4140	83	331	95	19	0	324	16		3710	297	0
XII	4259	85	341	104	20	0	350	16		3710	297	0

2.2.6 Водно-энергетические расчёты работы ГЭС в средневодном году

ВЭР в условиях средневодного года проводятся с целью определения среднемноголетней выработки гидроэлектростанции. При их проведении, уровень водохранилища не должен выходить за пределы НПУ и УМО. Проводится в две итерации: первая – сработка - наполнение производится максимально приближенно к сработке-наполнению маловодного года, вторая – быстрое наполнение водохранилища и увеличение срока работы при высоких напорах. Из второй итерации найдена среднемноголетняя выработка: $\mathcal{E}_{ср.мн}=1,73$ млрд кВт·ч. Сравнительный график сработки-наполнения водохранилища в маловодный и средневодный год изображен на рисунке 2.3.

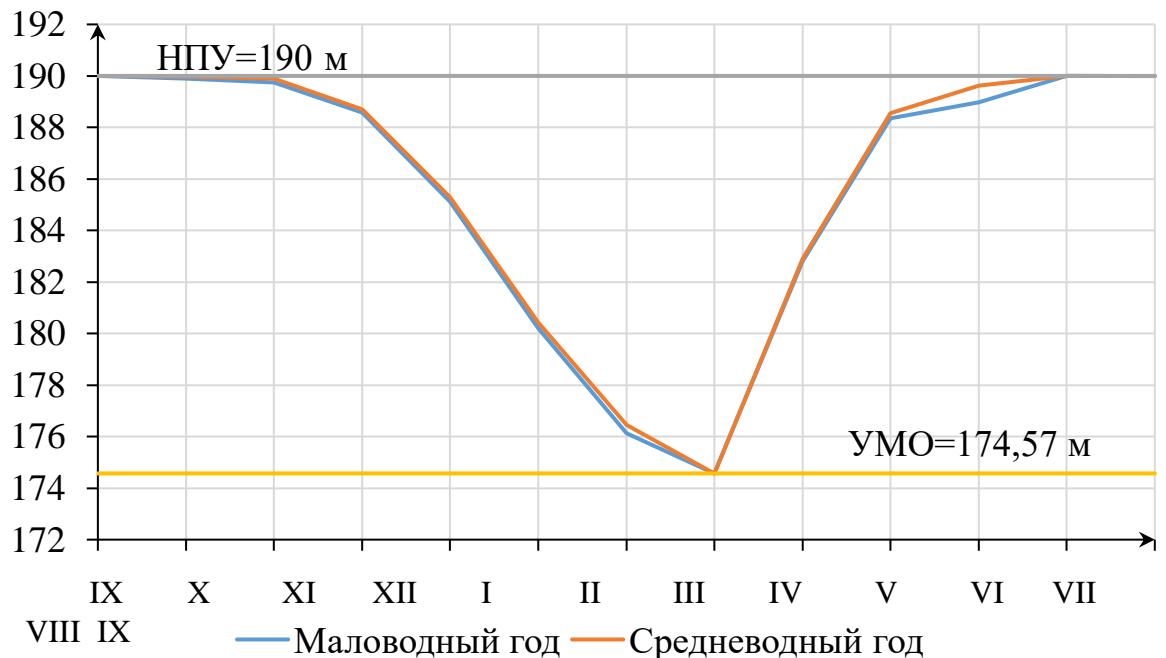


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища в условиях маловодного и средневодного года

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

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

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

где $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 190,00$ м, для линии расчётного напора;

$\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 181,36$ м, для нижней границы;

$\nabla ВБ = \nabla УМО = 174,57$ м;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

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

$$Q_{min} = 111 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где $N_{уст}$ – установленная мощность Эвенкийской ГЭС;

k_N – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

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

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

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

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи ВБ и НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}, m^3/c$	$Z_{нб.}, m$	$H_{НПУ}, m$	$H_{УМО}, m$	$H_{ЯНВ}$	H, m	$Q, m^3/c$	H, m	$Q, m^3/c$
0	130,00	59,40	43,97	52,06	60	709,3	52	844,2
300	130,41	58,99	43,56	51,65	58	733,8	50	827,8
600	130,80	58,60	43,17	51,26	56	760,0	48	811,0
900	131,20	58,20	42,77	50,86	54	788,1	46	794,0
1200	131,59	57,81	42,38	50,47	52	818,4	44	776,5
1500	131,97	57,43	42,00	50,09	50	851,2	42	758,7
1800	132,34	57,06	41,63	49,72			40	740,4
2100	132,72	56,68	41,25	49,34				
2400	133,08	56,32	40,89	48,98				
2700	133,44	55,96	40,53	48,62				
3000	133,80	55,60	40,17	48,26				
3300	134,15	55,25	39,82	47,91				
3600	134,49	54,91	39,48	47,57				
3900	134,83	54,57	39,14	47,23				
4200	135,17	54,23	38,80	46,89				

Из построенного режимного поля определяются:

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

$$H_{\max} = 189,2 \text{ м.}$$

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

$$Q^{\max} = 836 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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

$$H_p = 181 \text{ м.}$$

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

$$H_{\min} = 173 \text{ м.}$$

Построенное режимное поле представлено на рисунке 3.1.

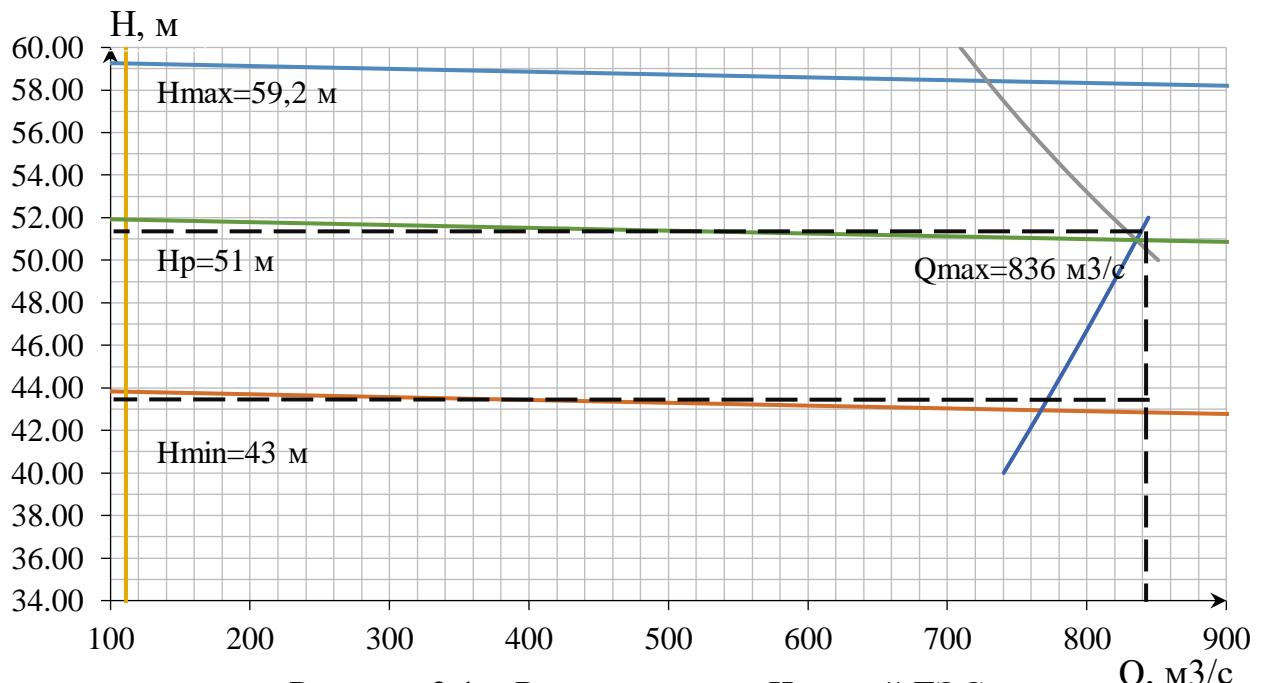


Рисунок 3.1 – Режимное поле Чусовой ГЭС

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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

Диапазону напоров соответствует РО75-В и ПЛД60-В60 со следующими параметрами, представлены в таблице 3.2:

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр	Р075-В	ПЛД60-В60
Максимальный напор	H _{пред}	75
Диапазон регулирования	H _{min} /H _{max}	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	n' _{1o} , мин ⁻¹	83
Оптимальный КПД модели	η _{мо}	0,92
Приведенный максимальный расход	Q' _{1max} , л/с	1430
Коэффициент кавитации	σ при Q' _{1max}	0,13
Приведенный диаметр РК	D' _{1M} , м	0,46
Напор модельной турбины	H _M , м	4
		12

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

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

где η_H, η_M – КПД натурной и модельной гидротурбины соответственно;

ε = 0,75 – коэффициент, выражющий отношение потерь трения жидкости к гидравлическим потерям;

D₁, D_{1M} – диаметры натурных и модельных рабочих колес соответственно;

H_p^N, H_M – напоры расчетный при установленной мощности и модельной гидротурбины соответственно;

v_H, v_M – коэффициенты кинематической вязкости, зависящие от температуры, для натурной и модельной гидротурбины соответственно.

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_T \cdot \eta_{\Gamma}^{cp}, \quad (3.5)$$

где Q'_{Ip} – приведенный расход воды в расчетной точке (расчетная точка обозначена на универсальной характеристике выбранной турбины в приложении);

η_T – КПД натурной гидротурбины, определяемый по формуле 3.4;

η_Γ^{cp} – средний КПД генератора, принимаемый по справочным данным (η_Γ^{cp}=0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов (округляется до числа кратного 2 или 3):

$$Z_a = N_{УСТ}^p / N_a, \quad (3.6)$$

где $N_{УСТ}^p$ – установленная мощность проектируемой ГЭС;
 N_a – мощность агрегата в расчетной точке (определяется по формуле 3.5).
Поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натурной турбине:

$$\Delta = \eta_t \cdot \eta_m' \quad (3.7)$$

где η_m' – КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины (округляется по стандартному ряду до ближайшего большего):

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

где n'_{1p} – приведенная частота вращения в расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение n_c .

Значения приведенной частоты вращения для напоров H_{max} ; H_p^N ; H_{min} находятся по формуле (3.9) и нанесены на универсальную характеристику выбранной турбины, представленной в (приложении Г, рисунок Г.1):

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

где H – значение напоров H_{max} ; H_p^N ; H_{min} .

Окончательное положение расчетной точки на линии n'_{IH_p} с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата. Для этого на универсальной характеристике на линии n'_p подбирается такое сочетание η_t и Q'_I , чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_I \cdot \eta_t = \frac{N_a}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \eta_{\Gamma}^{cp}}}, \quad (3.10)$$

где N_a – округленная мощность агрегата в расчетной точке.

Через расчётную точку проводится линия, параллельная линии открытия направляющего аппарата $-a_0$: получается линия ограничения по пропускной способности турбины, которая представлена на универсальной характеристике в (приложении Г, рисунок Г.1).

Так же строится линия ограничения по установленной мощности

генератора. Для этого на линии n'_{min} соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.10) вместо H_{max} максимальный напор H_{max} .

Линия ограничения по расходу строится, проходя через две точки, расположенные на линиях, соответствующих максимальному и минимальному расходам. Определяемыми координатами являются значения приведённого расхода:

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

где Q_{min} - минимальный расход через турбину;

D_1 - диаметр натурной турбины;

H - напор (H_{max} или H_{min});

Δ - поправка на приведенную частоту вращения.

Все расчеты для выбранных турбин сведены в таблицу 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛД60-Б60

D1, м	3,15	3,55	4	4,25	4,5	4,75
КПД турбины	0,921	0,923	0,924	0,924	0,925	0,925
N' агр, кВт	48159	61167	77657	87667	98285	109508
z', шт	7,60	5,98	4,71	4,17	3,72	3,34
z, шт	8	6	5	5	4	4
Nагр, кВт	45750	61000	73200	73200	91500	91500
Δ	1,033	1,034	1,036	1,036	1,037	1,037
n'c1, об/мин	255,75	227,08	201,67	189,87	179,37	169,98
nc1, об/мин	250	230,8	200	187,5	187,5	166,7
n _I H _{min} , об/мин	100,7	104,7	102,2	101,7	107,7	101,0
n _I H _p , об/мин	108,5	112,8	110,1	109,6	116,0	108,9
n _I H _{max} , об/мин	118,2	122,9	119,9	119,4	126,4	118,6

Таблица 3.4 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины РО75-В

D1, м	3,55	4	4,25	4,5	4,75	5
КПД турбины	0,926	0,928	0,928	0,929	0,929	0,929
N' агр, кВт	47343	60177	67973	76247	84997	94225
z', шт	7,73	6,08	5,38	4,80	4,31	3,88
z, шт	8	7	6	5	5	4
Nагр, кВт	45750	52285,71	61000	73200	73200	91500
Δ	1,041	1,042	1,043	1,043	1,044	1,044
n'c1, об/мин	170,35	151,28	142,42	134,54	127,49	121,15
nc1, об/мин	166,7	150	136,4	136,4	115,4	125
n _I H _{min}	88,5	89,6	86,6	91,6	81,8	86,1

Продолжение таблицы 3.4

D1, м	3,55	4	4,25	4,5	4,75	5
n _{нр} , об/мин	81,2	82,3	79,5	84,1	75,1	79,1
n _{нmax} , об/мин	75,4	76,4	73,8	78,1	69,7	73,4

К дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины типа; ПЛД60-B60-315; ПЛД60-B60-475; РО75-B-355; РО75-B-425; РО75-B-500.

Данный выбор связан с тем, что число агрегатов проектируемой ГЭС должно выбираться кратным двум или трем, что упрощает главную схему электрических соединений, обеспечивает взаимозаменяемость электротехнического оборудования, улучшает условия и снижает затраты при проведении егоремонта.

После предварительного выбора необходимо построить рабочую зону работы гидротурбины. Для этого нужно найти расчетную и максимальную точки, которые рассчитывается при помощи уравнения:

$$Q'_1 \cdot \eta_{\text{нт}} = \frac{N_{\text{арп}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{\text{N}} \cdot \sqrt{H_p^{\text{N}} \cdot \eta_{\Gamma}^{\text{cp}}}}; \quad (3.12)$$

$$Q'_{1\text{max}} \cdot \eta_{\text{нт}} = \frac{N_{\text{арп}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}} \cdot \sqrt{H_{\text{max}} \cdot \eta_{\Gamma}^{\text{cp}}}}. \quad (3.13)$$

Все результаты сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Приведенный минимальный расход при максимальном и минимальном напорах

Наименование	Q'_{\text{max.сан}}	Q'_{\text{min.сан}}
ПЛД60-B60-315	1,06	1,33
ПЛД60-B60-475	0,94	1,17
РО75-B-355	0,84	1,05
РО75-B-425	0,78	0,97
РО75-B-500	0,84	1,06

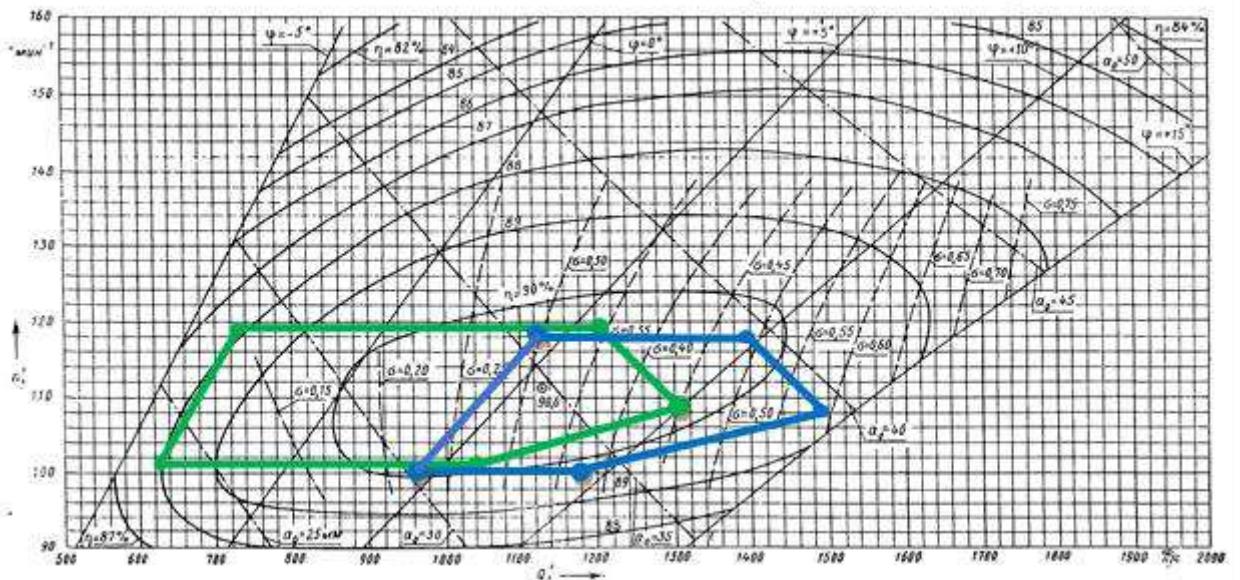


Рисунок 3.2 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛД60-В60-315 (синий), ПЛД60-В60-475 (зеленый)

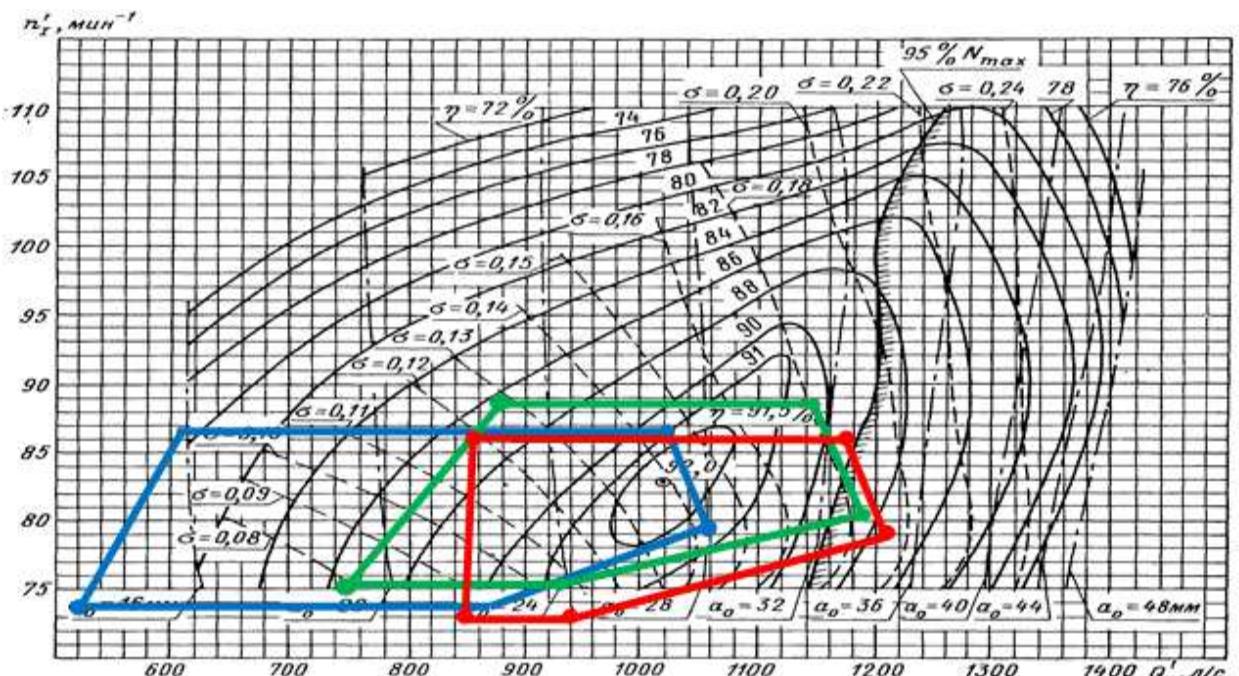


Рисунок 3.3 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин PO75-B-355 (зеленый), PO75-B-425 (синий) и PO75-B-500(красный)

На основе проведенных расчетов к дальнейшему рассмотрению принимается гидротурбина PO75-B-500, так как расположение зоны работы данной гидротурбины наиболее оптимальный.

3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса для обеспечения её бескавитационной работы турбины

Чтобы определить отметку рабочего колеса, нужно учесть её бескавитационную работу:

$$\nabla z_{pk} = \nabla z_{HB}(Q_{HB}) + H_s, \quad (3.14)$$

где $\nabla z_{HB}(Q_{HB})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода в нижнембьефе;

H_s – высота отсасывания для поворотно-лопастных гидротурбин:

$$H_s = 10,3 - \frac{\nabla_{HB}}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.15)$$

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

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

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при максимальном напоре;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью расчётном напоре;
3. Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания определяется по формуле (3.16):

$$H_s = H_{atm} - \frac{\nabla}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{x.pl.}, \quad (3.16)$$

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

∇ – отметка НБ при данном расходе;

1,5 – конструктивный запас;

$Z_{x.pl.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО равна $\frac{b_0}{2}$;

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

3.1.4 Работа одного агрегата с установленной мощностью при установленном напор

Данный режим работы соответствует работы по обеспечению установленной мощности и минимального расхода. На главной универсальной характеристике снимается точка пересечения линии ограничения по пропускной способности и линии ограничения по генератору.

Все результаты сведены в таблицы 3.6 - 3.10.

Таблица 3.6 - ПЛД60-315 (8 га)

	ns'	сигма	Q'	Q	отметка	Hs	Отметка уст рк
Нмакс	118,2	0,37	1,18	226,98	130,28	-12,34	117,94
Нрасч	108,5	0,59	1,49	266,38	130,328	-20,53	109,80
Рмин	100,7	0,48	1,40	228,69	130,28	-11,08	119,20

Таблица 3.7 - ПЛД60-475 (4 га)

	ns'	сигма	Q'	Q	отметка	Hs	Отметка уст рк
Нмакс	118,6	0,27	1,04	200,05	130,26	-6,42	123,84
Нрасч	108,9	0,46	1,31	233,35	130,3	-13,90	116,40
Рмин	101	0,345	1,21	197,87	130,27	-5,27	125,00

Таблица 3.8 - РО75-355 (8 га)

	ns'	сигма	Q'	Q	отметка	Hs	Отметка уст рк
Нмакс	88,5	0,105	0,93	178,89	130,23	3,34	133,57
Нрасч	81,2	0,19	1,19	212,46	130,23	-0,13	130,10
Рмин	75,4	0,182	1,15	188,20	130,25	1,73	131,98

Таблица 3.9 - РО75-425 (6 га)

	ns'	сигма	Q'	Q	отметка	Hs	Отметка уст рк
Нмакс	86,6	0,088	0,89	171,19	130,221	4,35	134,57
Нрасч	79,5	0,143	1,06	189,25	130,25	2,27	132,52
Рмин	73,8	0,145	1,02	167,21	130,219	3,33	133,54

Таблица 3.10 - РО75-500 (4 га)

	ns'	сигма	Q'	Q	отметка	Hs	Отметка уст рк
Нмакс	86,1	0,09	1,17	224,67	130,28	4,23	134,51
Нрасч	79,1	0,187	1,21	216,03	130,275	0,02	130,30
Рмин	73,4	0,19	0,94	154,10	130,2	1,39	131,59

В рассмотрение принимали ряд турбин. И выбрали оптимальный вариант РО75-В-500, потому что она подходит по соотношению напоров, а число агрегатов, возможно к построению. Кроме того, у данной турбины наибольший КПД.

Зона работы включает точку оптимума в каждом из вариантов.

Из принятых в рассмотрение вариантов выбрана турбина РО75-В-500, что обусловлено следующим:

1. Высота отсасывания обеспечивает минимальное поднятие колеса.
2. На данную турбину подобран серийный генератор, подходящий мощности.
3. Наименьшее количество гидротурбин.

4. Расположение рабочей зоны находится в зоне максимальных КПД.

3.1.5 Отметка рабочего колеса

Из полученных данных, найдем оптимальный вариант и найдем отметку рабочего колеса.

Для гидротурбины РО75-В-500:

$$\nabla z_{pk} = \nabla z_{HB}(Q_{HB}) + H_s = 130,28 + 4,23 = 134,51 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Для гидротурбины РО75-В-500:

$$\nabla z_{pk} = \nabla z_{HB}(Q_{HB}) + H_s = 130,275 + 0,02 = 130,295 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Для гидротурбины РО75-В-500:

$$\nabla z_{pk} = \nabla z_{HB}(Q_{HB}) + H_s = 130,2 + 1,39 = 131,59 \text{ м.} \quad (3.19)$$

После проведения ряда расчетов составим таблицу результатов. Эти расчёты представлены в таблицы 3.11.

Таблица 3.11 – Результаты расчета

Турбина	D ₁ , м	z _a	n _{c1} , об/мин	N _{агр} , кВт	H _{S1} , м	H _{S2} , м	H _{S3} , м	Наличие серийного генератора
РО75-В-500	5	4	125	91,5	4,23	0,02м	1,39	СВ-1130/140-48 ТС4

3.2 Выбор энергетического оборудования

3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

Для выбора гидрогенератора необходимо знать следующие данные: частота вращения, мощность агрегата и число пар полюсов.

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n} = 48; \quad (3.20)$$

где n – частота вращения агрегата.

По каталогу выбираем гидрогенератор СВ-1130/140-48 ТС4.

Основные характеристики генератора представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Основные характеристики генератора СВ-1130/140-48 ТС4

Активная мощность P _{ном} , МВт	100
Коэффициент мощности cosφ _{ном}	0,85

Продолжение таблицы 3.12

Частота вращения $n_{\text{ном}}$, об/мин	125
--	-----

3.2.2 Выбор электрогидравлического регулятора

Определяется тип ЭГР [2]. Так как турбина РО, то выбираем ЭГР (для ГА с одним регулирующим органом). Диаметр главного золотника 150 мм. Выбранный регулятор ЭГР-2И1-150-11.

3.2.3 Расчет вала и подшипников

Вал является связующим звеном между гидротурбиной и гидрогенератором. Он воспринимается крутящие и сжимающие нагрузки. Расчет вала ведется по крутящим нагрузкам.

Крутящий момент на валу:

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}}} = 0,00974 \cdot \frac{91500}{125} = 7,13. \quad (3.21)$$

Отсюда наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{2,3}{30} \right)^{0,33} = 1,07 \text{ м}, \quad (3.22)$$

где $[\tau_{\text{доп}}]=33 - 35 \text{ МПа}$ – это допустимое скручивающее усилие на валу. Наружный диаметр вала принимаем $D_B = 1,1 \text{ м}$.

Направляющий подшипник турбины выбирается по критерию работоспособности. Для этого необходимо узнать радиальную силу на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = 0,8 \cdot \frac{91500}{125 \cdot 5} = 117,12 \text{ кН}; \quad (3.23)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{пп}}$, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_B , принимаем $d_{\text{пп}}=1,12 \text{ м}$. Удельное давление и допустимое удельное давления для кольцевого подшипника соответственно равны:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{пп}} \cdot h_{\text{пп}}} = \frac{117,12}{1,12 \cdot 0,4} = 261,43 \text{ кПа}; \quad (3.24)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot \left(\frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{пп}}}{30} \right) = 29 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 125 \cdot 1,12}{30} \right) = 424,95 \text{ кПа}. \quad (3.25)$$

Так как условие $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}]$ выполняется, и подшипник подходит.

Рассмотрим сегментный подшипник. Для данного подшипника при диаметре вала $D_B = 1,07$ м, принимается число сегментов $Z_{\text{сегм}} = 8$.

Усилие на наиболее загруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{(1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha))} = \frac{117,12}{(1+2\cos(45)+2\cos(2\cdot45))} = 48,51 \text{ кПа}, \quad (3.26)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ. \quad (3.27)$$

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,87 \cdot \pi \cdot d_{\text{пп}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,87 \cdot 3,14 \cdot 1,12}{8} = 0,38 \text{ м}; \quad (3.28)$$

Удельное давление и допустимое удельное давление на сегмент соответственно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{пп}}} = \frac{117,12}{0,38 \cdot 0,4} = 770,53 \text{ кПа}; \quad (3.29)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot \left(\frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{пп}}}{30} \right) = 50 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 125 \cdot 1,12}{30} \right) = 732,67 \text{ кПа}. \quad (3.30)$$

Условие $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$ не соблюдается.

Так как данное условие соблюдается только в кольцевом подшипнике, выбираем его.

3.2.4 Расчет спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{\text{сп}} = 345$ – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры, берется из ГУХ.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,596 \cdot D_1 = 2,596 \cdot 5 = 12,96 \text{ м}. \quad (3.31)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,48 \cdot D_1 = 1,48 \cdot 5 = 7,4 \text{ м}. \quad (3.32)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к.}} = 345^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 3,667 \cdot D_1 = 3,667 \cdot 5 = 18,34 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,5 \cdot D_1 = 4,5 \cdot 5 = 22,5 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 3,133 \cdot D_1 = 3,133 \cdot 5 = 15,67 \text{ м.} \quad (3.35)$$

В таблице 3.13 приведены расчёты значений для круглого сечения спиральной камеры.

Таблица 3.13 – Расчет значений для круглого сечения спиральной камеры.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
φ , -	-	-	m	m	m^{-2}	x, m	x^2, m^2	p^2, m^2	p, m	a, m	R, m
-	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{C}$	$2 \cdot R_4 + [3]$	$[4] - (\frac{H_1}{2})^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + (\frac{H_1}{2})^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [1]$
345	0,96	0,82	6,59	4,92	2,22	3,04	9,22	10,90	3,30	7,06	10,36
330	0,92	0,78	6,31	4,63	2,15	2,94	8,62	10,29	3,21	6,96	10,17
315	0,88	0,75	6,02	4,34	2,08	2,83	8,02	9,70	3,11	6,86	9,97
300	0,83	0,71	5,73	4,06	2,01	2,73	7,43	9,11	3,02	6,75	9,77
285	0,79	0,68	5,45	3,77	1,94	2,62	6,86	8,53	2,92	6,64	9,56
270	0,75	0,64	5,16	3,48	1,87	2,51	6,29	7,96	2,82	6,53	9,35
255	0,71	0,61	4,87	3,20	1,79	2,39	5,73	7,41	2,72	6,42	9,14
240	0,67	0,57	4,59	2,91	1,71	2,28	5,18	6,86	2,62	6,30	8,92
225	0,63	0,53	4,30	2,62	1,62	2,15	4,64	6,32	2,51	6,18	8,69
210	0,58	0,50	4,01	2,34	1,53	2,03	4,11	5,79	2,41	6,05	8,46
195	0,54	0,46	3,73	2,05	1,43	1,89	3,59	5,27	2,30	5,92	8,21
180	0,50	0,43	3,44	1,76	1,33	1,76	3,08	4,76	2,18	5,78	7,96
165	0,46	0,39	3,15	1,48	1,22	1,61	2,58	4,26	2,06	5,63	7,70

Так как для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Недостающий участок плавно продолжается до 0° . Полученная зависимость показана на рисунке 3.4.

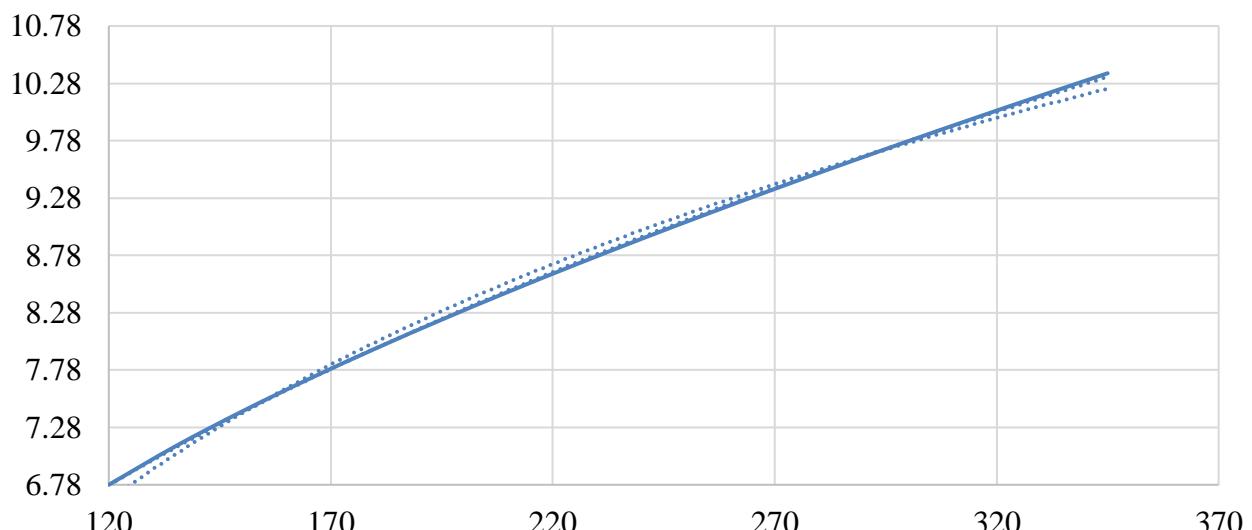


Рисунок 3.4- Построение зависимости $R=f(\phi)$

Чертёж спиральной камеры представлен на рисунке 3.5.

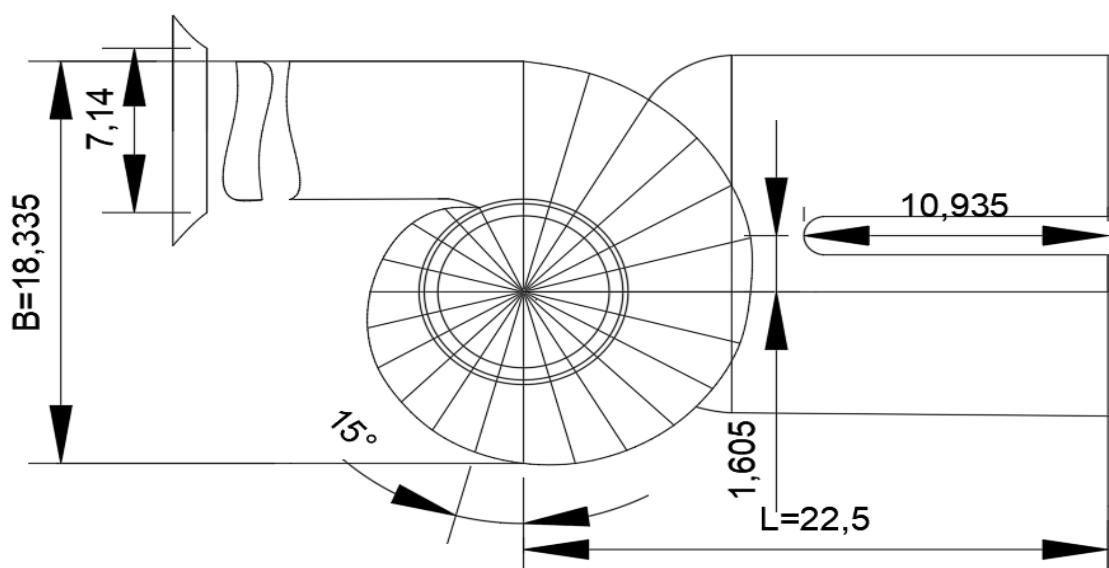


Рисунок 3.5 – Спиральная камера, вид сверху

3.3 Выбор типа и размеров маслонапорной установки и регулятора частоты вращения

Выбор производится по справочной литературе .

Для управления открытием направляющего аппарата и углом поворота лопастей рабочего колеса, для смазки подпятника необходимо иметь на гидроэлектростанции масляное хозяйство. Этот комплекс состоит из маслонапорной установки, регулятора частоты вращения, маслохранилища, трубопроводов и насосов для перекачки масла.

Маслонапорная установка (МНУ) состоит из гидроаккумулятора маслонасосного агрегата и аппаратуры автоматики.

Для турбины Чусовой ГЭС в каталоге была выбрана следующая МНУ:

МНУ6,3/1–40-8-2 (масса: 11,2 т), в которой включены:

- Гидроаккумулятор ГА 6,3/1-40 (вместимость 6,3 м³; 1сосуд);
- Маслонасосный агрегат МА8-2 (вместимость 8м³);
- Насос:3В40/40ГТ(2шт.;Q=8,9л/с;N=53кВт);
- Двигатель:4А225М4(2шт.;N=55кВт;масса:6,3 т).

4 Электрическая часть ГЭС

4.1 Исходные данные

Исходные данные числа и мощности генераторов и системы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа и мощности генераторов и системы

Генераторы			Система		
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$S_{\text{к.з.}}$	Протяжённость линий
шт×МВт	кВ	о.е.	кВ	МВ·А	км
4×100	13,8	0,85	220	150	15

- Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,85$.
- Время использования установленной мощности $T_{\text{max}} = 4000$ ч/год.
- Мощность собственных нужд ГЭС $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$.
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{ном}}$.
- Подстанция «Калинино», энергосистема не изолированная.

4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

В районе расположения проектируемой ГЭС существуют подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Калинино» 220 кВ с расстоянием 15 км.

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, представленные на рисунке 4.1.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

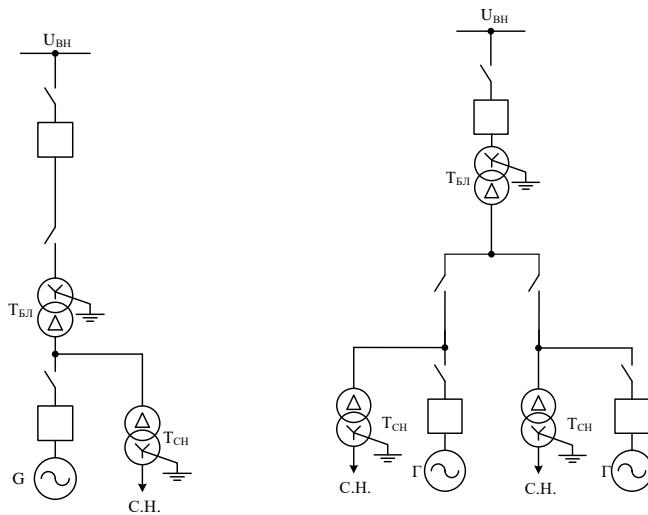


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

4.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы 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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{nom}} - P_{\text{СН}}}{\cos \varphi} = \frac{85 - 3,24}{0,9} = 91 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.1)$$

Характеристики повышающего трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристики ТДЦ-125000/220-У1 УХЛ1.

S _{ном}	U _H		U _K , %	dP _k	dP _{xx}	I _{xx}
	U _{BH}	U _{ин}				
125000	242	13,8	11	380	90	0,55

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

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов, 1/год;
 $T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;
 $t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728$ ч.
Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_t \cdot dP_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8728 = 785,5, \quad (4.4)$$

где n_t – число параллельно работающих трансформаторов.
Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{116,5}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 793,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{хх}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2 = 785,5 \cdot 0,006 + 793,5 \cdot 0,009 = 11,86 \text{ тыс.руб.} \quad (4.6)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 4 \cdot 9,057 = 47,42 \text{ тыс.руб.} \quad (4.7)$$

4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Число отходящих линий:

$$S_{\Sigma} = n_r \cdot \left(\frac{P_r - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_r} \right) = 4 \cdot \left(\frac{100 - 3,6}{0,85} \right) = 453,65 \text{ МВ} \cdot \text{А}: \quad (4.8)$$

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{\frac{P_{\text{нат}}}{\cos \varphi_c}} + 1 = \frac{453,65}{\frac{135}{0,85}} + 1 = 1,9 + 1 = 3, \quad (4.9)$$

где P_r – мощность генератора;
 $P_{\text{сн}}$ – доля СН;
 $P_{\text{нат}}$ – выбирается из ПУЭ в зависимости от класса напряжения системы.
Рабочий и расчетный токи считаются как:

$$I_{раб} = \frac{S_{сум}}{n \cdot U_{ном} \cdot \sqrt{3}} = \frac{453,65}{3 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} = 0,395 \text{ кА}; \quad (4.10)$$

$$I_{расч} = I_{раб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 0,395 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,415 \text{ кА}, \quad (4.11)$$

где α_i – коэффициент учитывающий участие потребителей в тах нагрузке;
 α_t – коэффициент учитывающий изменение тока процессе эксплуатации.

Выбор сечения проводов:

По методу экономической плотности тока выбираем проводом марки АС-330/30.

Допустимый продолжительный ток: $I_{доп} = 710 \text{ А.}$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{сум}}{(n_p - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{453,65}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,595 \text{ кА}; \quad (4.12)$$

Характеристики провода приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристики провода АС-330/30.

Число проводов в фазе	$R_0 \text{Ом/км}$	$X_0 \text{Ом/км}$	$b_0, \text{См/км}$
1	0,0861	0,376	0,215

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{с.н.}} + t \cdot K_{куэ}, \quad (4.13)$$

где K_T – стоимость силового трансформатора (60 млн. руб.);
 $K_{T_{с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (8 млн.руб.);
 $K_{куэ}$ – стоимость ячейки КРУЭ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек КРУЭ.

Стоимость одной ячейки КРУЭ с учетом коэффициента инфляции: $K_{куэ} = 4 \text{ млн.руб.}$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле (4.13):

$$K_1 = 4 \cdot 60 + 3 \cdot 8 + 9 \cdot 4 = 300 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле (4.13):

$$K_2 = 2 \cdot 130 + 3 \cdot 8 + 7 \cdot 4 = 312 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$Z_i = E_h \cdot K_i + I_i, \quad (4.14)$$

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

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.14):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 300000000 + 36230 = 45036230 \text{ руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле (4.14):

$$Z_2 = 0,15 \cdot 312000000 + 25720 = 46825720 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{|Z_1 - Z_2|}{Z_1} \cdot 100\%; \quad (4.15)$$

$$P = \frac{|45036230 - 46825720|}{74146,308} \cdot 100\% = 4\%.$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равносочетанными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

4.6 Расчет 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:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,205 \cdot \frac{13,8^2}{117,65} = 0,33 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,5363 \text{ Ом.} \quad (4.17)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{k_3}} = \frac{230^2}{150} = 352,667 \text{ Ом.} \quad (4.18)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,097 \cdot 15 = 1,46 \text{ Ом.} \quad (4.19)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.20)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.21)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,332}{0,045 \cdot 314} = 0,023 \text{ Ом; } \quad (4.22)$$

$$r_c = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{488,03}{0,06 \cdot 314} = 25,9 \text{ Ом; } \quad (4.23)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,0861 \cdot 15 = 1.29 \text{ Ом; } \quad (4.24)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{0,38 \cdot 230^2}{125^2} = 1,287 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

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 4.2 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета. В таблице 4.4 приведены результаты расчётов в точках КЗ и место короткого замыкания.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_nom	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	Генератор 1		14				
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Генератор 2		14				
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Генератор 3		14				
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Генератор 4		14				
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Выключатель 1		14				
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	Выключатель 2		14				
7	<input type="checkbox"/>			зак	7	Выключатель 3		14				
8	<input type="checkbox"/>			зак	8	Выключатель 4		14				
9	<input type="checkbox"/>			зак	9	КРУЭ		230				
10	<input type="checkbox"/>			зак	10	СИСТЕМА		230				

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_p	Название	R	X	G	B	Кт/Л	Ktr	r0	x0	g0	b0	№ ис гр	№ ис
1	<input type="checkbox"/>		Выкл			Выкл	1	5	Генератор 1 - Выключат...												
2	<input type="checkbox"/>		Выкл			Выкл	2	6	Генератор 2 - Выключат...												
3	<input type="checkbox"/>		Выкл			Выкл	3	7	Генератор 3 - Выключат...												
4	<input type="checkbox"/>		Выкл			Выкл	4	8	Генератор 4 - Выключат...												
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р			Тр-р	5	9	Выключатель 1 - КРУЭ	0,58	51,54									0,060	
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р			Тр-р	6	9	Выключатель 2 - КРУЭ	0,58	51,54									0,060	
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р			Тр-р	7	9	Выключатель 3 - КРУЭ	0,58	51,54									0,060	
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р			Тр-р	8	9	Выключатель 4 - КРУЭ	0,58	51,54									0,060	
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП			Выкл	9	10	КРУЭ - СИСТЕМА	0,43	0,49										

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	Nарп	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	x0	E	Уроп	ур.Е	ур.Угол	I1	dI1	I2	dI2	I0
1			1	Система	10	25,900	488,030	25,900	488,03	25,900	488,03	230,000				0,271	-86,915	0,001	-86,860	0,000
2			2	Генератор 1	1	0,023	0,330	0,023	0,33	0,023	0,33	15,594				0,085	-89,392	0,089	-89,279	0,000
3			3	Генератор 2	2	0,023	0,330	0,023	0,33	0,023	0,33	15,594				0,085	-89,392	0,089	-89,279	0,000
4			4	Генератор 3	3	0,023	0,330	0,023	0,33	0,023	0,33	15,594				0,085	-89,392	0,089	-89,279	0,000
5			5	Генератор 4	4	0,023	0,330	0,023	0,33	0,023	0,33	15,594				0,085	-89,392	0,089	-89,279	0,000

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

Таблица 4.4 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Точка КЗ	Ta	Kу	I _{п0} , кА	i _y .кА
КРУЭ 220 кВ, 3ф	0,035	1,75	11,84	29,3
КРУЭ 220 кВ, 1ф	0,035	1,75	5,92	14,65
Генератор, 3ф	0,045	1,979	27,35	76,55

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:

$$I_{\text{г,раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{г,ном}}; \quad (4.26)$$

$$I_{\text{г,раб max}} = 1,05 \cdot 4 = 4,2 \text{ кА.}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(РУВН)}} = \frac{S_{\text{г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}} (-5\%)} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 218,5} = 0,26 \text{ кА.} \quad (4.27)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{453,65}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,4 \text{ кА.} \quad (4.28)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{453,65}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,6 \text{ кА.} \quad (4.29)$$

4.7 Выбор электрического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с.}} \quad (4.30)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,max}}. \quad (4.31)$$

$$B_{\text{k,норм}} \geq B_{\text{k,расч.}} \quad (4.32)$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-15 и

разъединитель РВПЗ–20/12500 У3. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГТ-15-50/6300 У3	Разъединитель РВПЗ-20/12500 У3
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 4200 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$I_{n0} = 20,68 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 410 \text{ кА}$
$i_y = 52,64 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 130 \text{ кА}$	$I_{T, \text{ст}} = 160 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{k, \text{расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 20,68^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 17,10 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k, \text{ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA} \cdot \text{с}$	$B_{k, \text{ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кA} \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	M201	RS232	0,5	4
В цепи ротора:				
Синхронизатор	SYNCHROTACT 5	RS232 MODBUS	0,5	25

4.8 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–20–I. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-20-I представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 4200 \text{ А}$	$3000 \text{ А} = I_{\text{ном}} = 18000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-15. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-06-15 представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 15 / 450 УХЛ1.

4.9 Выбор параметров КРУЭ

4.9.1 Выбор ячейки КРУЭ

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем ячейку КРУЭ ZF28-252. КРУЭ типа ZF28-252 является одним из новейших поколений коммутационного оборудования, разработанного Sieyuan Electric. Компания «ПитерЭнергоМаш» получила от Sieyuan Electric авторизацию официального партнера по сборке КРУЭ 110 кВ и 220 кВ на территории Российской Федерации.

Каталожные данные ячейки представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчетные данные.	ZF28-252
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 320 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{n0} = 18,65 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 29,01 \text{ кА}$	$I_T = 40 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 9^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 3,24 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

В таблице 4.10 представлены приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях.

Таблица 4.10 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

4.9.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Ячейка КРУЭ укомплектована трансформатором тока и трансформаторами напряжения:

Класс точности измерения тока: 0,2 с;

Класс точности защиты тока: 5Р либо 5ТРЕ;

Класс точности измерения напряжения: 0,2;

Класс точности защиты напряжения: 3Р.

5 Устройства РЗиА

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

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

5.1 Релейная защита и автоматика

Расчет номинальных токов.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos \varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{100 \cdot 10^3 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4922 \text{ A.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сx}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{4922 \cdot 1}{5000/5} = 4,9 \text{ A.} \quad (5.2)$$

Ток ротора первичный:

$$I_{\text{ном,рот}} = \frac{1300}{1,2255} = 1061 \text{ A.} \quad (5.3)$$

Ток ротора вторичный:

$$I_{\text{ном,рот}} = \frac{1061}{1000/5} = 5,3 \text{ A.} \quad (5.4)$$

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ВГ1}} = I_{\text{ном,рот}} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \sqrt{3} \cdot 1061 \cdot 191 = 351 \text{ кВА.} \quad (5.5)$$

Вспомогательный генератор - СТС-300-1250-2,5, с параметрами: $U=300 \text{ В}$, $I=1250 \text{ А}$.

5.1.1 Перечень защит основного оборудования

Генератор СВ-1130/140-48 ТС4.

Система возбуждения – независимая тиристорная с вспомогательным генератором.

Силовой трансформатор ТДЦ-125000/220-У1 УХЛ1.

Линии электропередачи 220 кВ.

Охлаждение обмоток статора – воздушное.

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

На главном гидрогенераторе СВ-1130/140-48 ТС4:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-125000/220-У1 УХЛ1:

Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий.

- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Контроль изоляции выводов.

На трансформаторе СН ГЭС:

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

На линиях электропередачи 220кВ:

- 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 220кВ предусматривается УРОВ 220кВ.

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора(ІΔG)

В таблице 5.1 представлены параметры гидрогенератора СВ-1130/140-48 ТС4.

Таблица 5.1 - Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1130/140-48 ТС4
Мощность номинальная	полная	117,7
	активная	100
Номинальное напряжение		13,8 кВ
Коэффициент мощности cosφ		0,85
Частота вращения		125 об/мин
Номинальный ток статора		4920 А
Номинальное напряжение статора		13800 В
Ток ротора при номинальной нагрузке		1300А
Номинальное напряжение на кольцах ротора		191 В
Трансформаторы тока Кт		5000/5
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное Xd	0,91
	переходное X'd	0,26
	сверхпереходное X"д	0,21

В таблице 5.2 представлены параметры силового трансформатора ТДЦ 125000/220/13,8.

Таблица 5.2 - Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ 125000/220/13,8
Мощность номинальная	125 МВА
Номинальное напряжение	242 кВ
Напряжение короткого замыкания	Uk = 11

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_H$) защищой 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: $I_{\text{ном}} = 4922 \text{ A}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 5000/5 \text{ A}$.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{ном}} = 246,1 \text{ A}, \quad (5.6)$$

где $K_{\text{одн}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{CP},0} \geq K_H \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H = 492,2 \text{ A}, \quad (5.7)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

$$I_{\text{CP},0} = (0,15 - 0,2) \cdot I_H. \quad (5.8)$$

Из формулы 5.8 принимаем уставку:

$$I_{\text{CP},0} = 0,15 \cdot I_H = 738,3 \text{ A}.$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.9)$$

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

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

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

$I_{\text{МАКС}}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения и он равен:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_H = 26485 \text{ A.} \quad (5.10)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.9):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,21} \cdot 4922 = 2648,5 \text{ A.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.11)$$

где $I_T = I_{\text{МАКС}}$.

$$K_T > \frac{2648,5 \cdot 2}{26485};$$

$$K_T > 0,2.$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.13)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

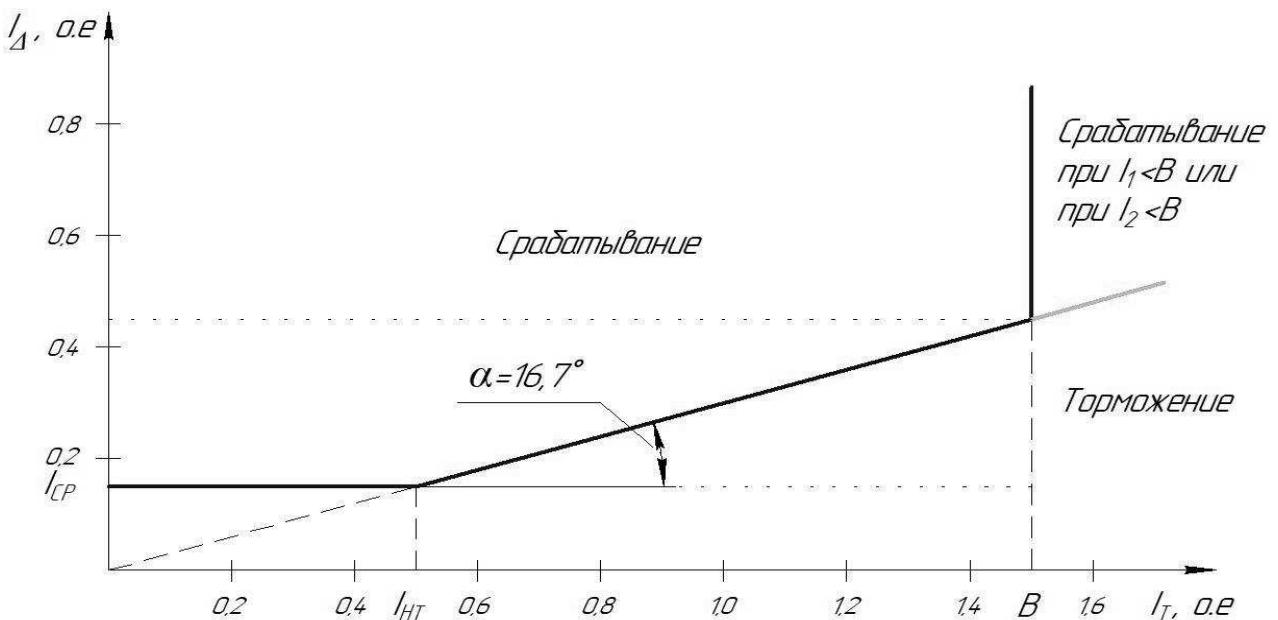


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85% 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.

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

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

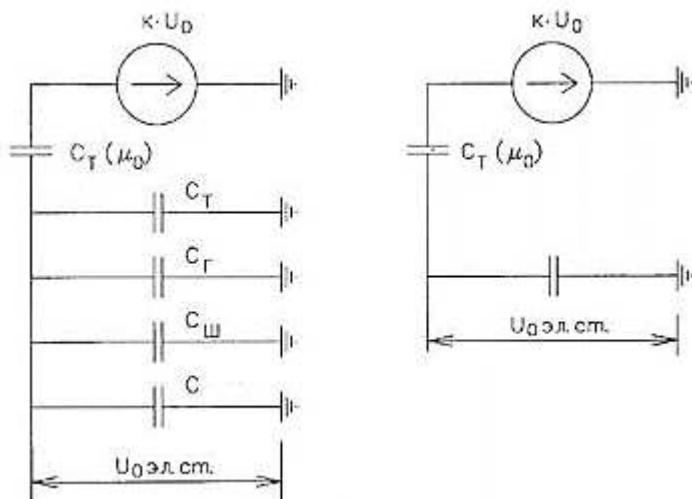


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{\Gamma} + C_T + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,9 + 0,012 + 0,008 + 0,35 = 1,27, \quad (5.14)$$

где C_{Γ} – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{\text{Ш}}$ – емкость шинопровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора.

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 9,5 \text{ А.} \quad (5.15)$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.16)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 , $K = 0,5$;
 $C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ} \quad (5.17)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 220кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46573 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,27} = 164 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}}; \quad (5.18)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{164}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}};$$

$$U_{CP} \geq 3,08 \text{ В,}$$

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

n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 5,0с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.19)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 500 мс действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

5.2.3 Защита от повышения напряжения ($U_1>$), ($U_2>$)

Защита от повышения напряжения имеет две ступени

1) Уставка защиты $U_2>$ выбирается:

$$U_{Cp2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

Уставка $U_1>$ рассчитывается:

$$U_{Cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.21)$$

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

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

5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

$$I_{*2} = I_2 / I_H, \quad (5.22)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = A / I_{*2}^2, \quad (5.23)$$

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

Защита следующие органы органов:

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

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{*2\text{сигн}} = (0,05 - 0,07); \quad (5.24)$$

$$I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H = 0,315.$$

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.25)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.26)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15 \cdot I_H = 0,675 \text{ A}. \quad (5.27)$$

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

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

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

$$t_{CP} = \frac{20}{(I_{*2})^2}; \quad (5.28)$$

$$A_{IO} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{CP}. \quad (5.29)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

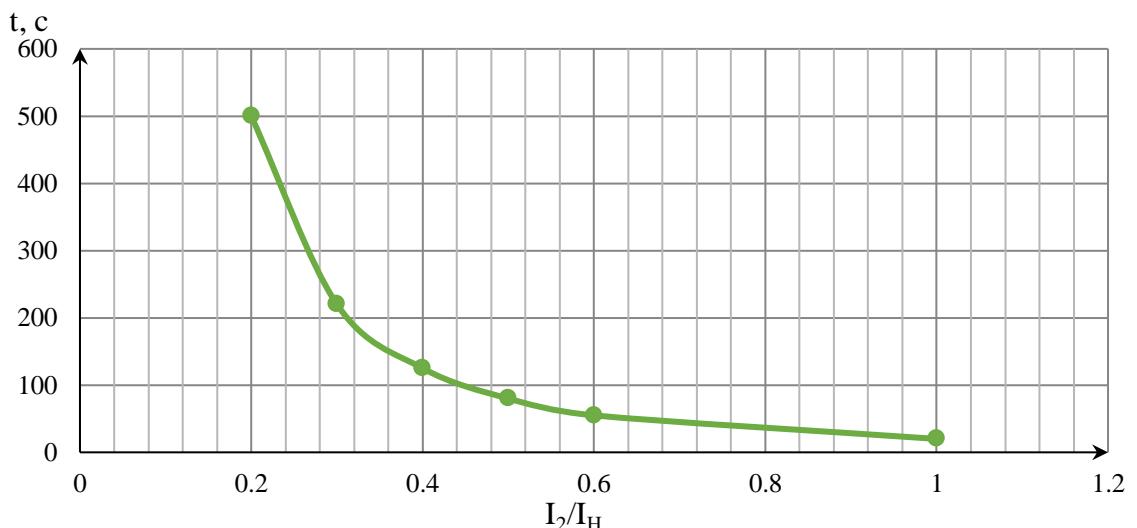


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: t мин. = 20 с, t макс. = 600 с.

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

4) Орган токовой отсечки (I_{2OTC}) 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:

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

$$x_{dBH}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{BH}}{U_{HH}} \right)^2 = 0,21 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 = 64,6, \quad (5.30)$$

где x_{dBH}'' - сверхпереходное сопротивление генератора.

$$x_{2BH} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{BH}}{U_{HH}} \right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 = 67,7, \quad (5.31)$$

где x_{2BH} - сопротивление обратной последовательности генератора.

$$I_{2C.3.*} = \frac{1}{1,1(x_{dBH}'' + x_{2BH} + 2 \cdot x_T)}; \quad (5.32)$$

$$I_{2C.3.*} = \frac{1}{1,1(64,6 + 67,7 + 2 \cdot 0,09)} = 0,0069 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2C.3.*}^{(2)} = 2I_{2C.3.*} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = 2 \cdot 0,0069 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right) = 0,24 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

где x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2C.3.}^* = \frac{E_\Sigma''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1((x_d'' + x_T + x_L) + (x_2 + x_T + x_L))}; \quad (5.34)$$

$$I_{2C.3.}^* = \frac{1}{1,1((64,6 + 0,09 + 0,097) + (67,7 + 0,09 + 0,097))};$$

$$I_{2C.3.}^* = 0,014 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.}^* = 2I_{2C.3.}^* \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = 2 \cdot 0,014 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right) = 0,49 \text{ о. е..} \quad (5.35)$$

Так как ток I_{2C3}^* больше чем 0,3 принимаем для дальнейших расчетов 0.25.

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

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

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок(I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 5,25 \text{ A}, \quad (5.36)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H = 5,39 \text{ A}. \quad (5.37)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2	2,2
Длительность, с	3600	900	360	240	120	120	60	1	-

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

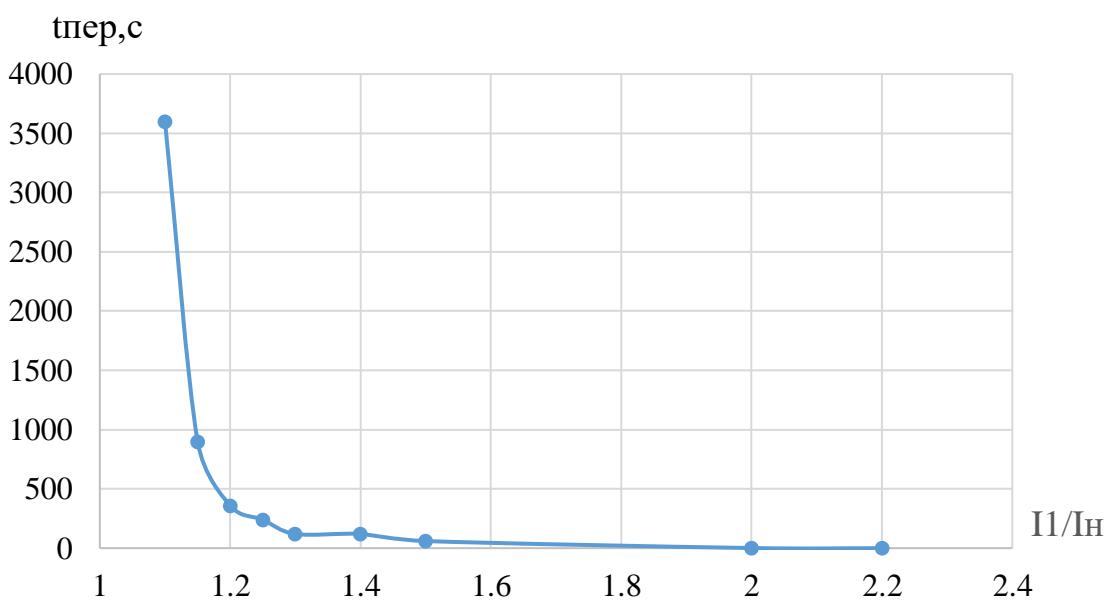


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{HOM}}{0,98} = 1,43 \cdot I_{HOM} = 7 \text{ A.} \quad (5.38)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{HOM}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.39)$$

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

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

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 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 ВЛ220 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 51,5 + \frac{0,8}{3} \cdot 7,28 = 43,14 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{o.e.}} \leq 0,8 \cdot \frac{u_{k\%} \cdot S_{\text{ном.г}}}{S_{\text{ном.т}}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z_L \cdot \frac{S_{\text{ном.г}}}{U_{BH}^2}; \quad (5.41)$$

$$Z_{1\text{o.e.}} \leq 0,8 \cdot \frac{0,11 \cdot 117,7}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{117,7}{242^2} \cdot 7,28 = 0,087.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{o.e.}} \cdot Z_6 = 0,087 \cdot 1,62 = 0,14 \text{ Ом}. \quad (5.42)$$

Базисное сопротивление генератора:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{117,7} = 1,62 \text{ Ом}. \quad (5.43)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,14 \cdot \frac{\frac{1500}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 0,304 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,3$ Ом.

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, гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 40 \frac{\Omega}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4920} = 1,62 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

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

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{B.HOM} - 0,95}{I_{B.XX.}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,75 - 0,95}{0,91} = 2,8, \quad (5.46)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}; \quad (5.47)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.48)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 68,9$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,34}{1,1} = 0,31 \text{ о. е.}; \quad (5.49)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_B = 0,31 \cdot \frac{13,8^2}{117,7} = 0,5 \text{ Ом}. \quad (5.50)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3.II \cdot n_T}}{n_H} = \frac{0,5 \cdot 1500 / 5}{13800 / 100} = 1,09 \text{ Ом.} \quad (5.51)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 1,1 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения:

$$Z_{CM1} = 0,15 \cdot 0,14 = 0,021 \text{ Ом};$$

$$Z_{CM2} = 0,15 \cdot 0,5 = 0,075 \text{ Ом.}$$

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

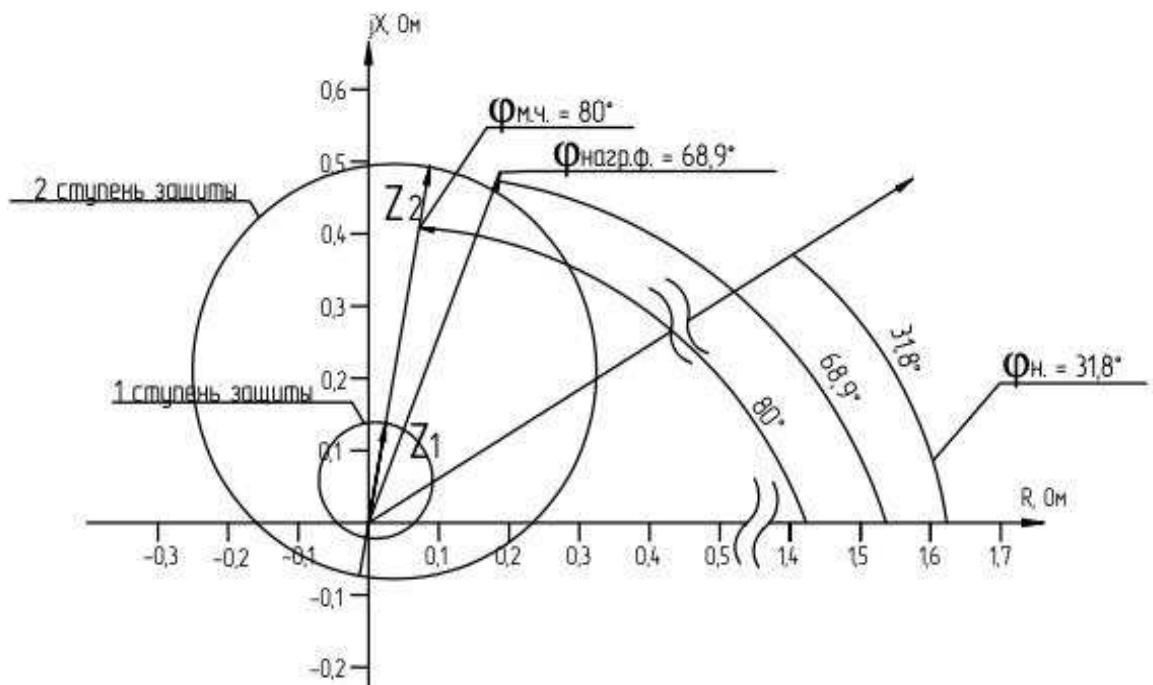


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{HOM.P}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{HOM.P}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{HOM.P} = 5,67 \text{ A.} \quad (5.52)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,2 \cdot I_{HOM.P}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{HOM.P} = 5,83 \text{ A.} \quad (5.53)$$

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.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки	длительно	210	150	120	90	72	60	20	-

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

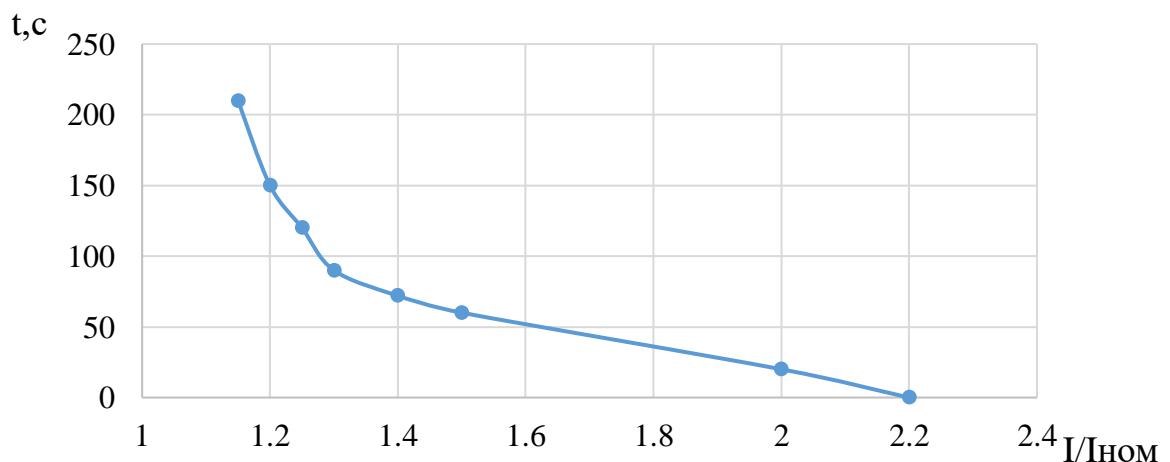


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{ном.Р}}}{0,98} = 2,45 \cdot I_{\text{ном.Р}} = 12,98 \text{ А.} \quad (5.54)$$

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

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА».

ЭКРА 300 предоставляет широкий спектр возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении Д, таблицах Д1 и Д2 соответственно.

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты (72,1 м) и типа грунтов основания [II], присвоен: II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации[II]. По установленной мощности: 366 МВт - II.

В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (Число людей, которые могут пострадать от аварии ГТС - 1000 чел): II

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это II класс.

6.1.1 Глухие плотины

Так как ширина створа 350 м, выполним глухие плотины из бетона.

Максимальная скорость ветра в районах проектирования гидроузла составляет $V_w = 30$ м/с.

Длина разгона волн, исходя из карты со спутника составила, $L = 1500$ м.

За отметку гребня бетонной плотины $\nabla ГБП$ принимается отметка, высчитанная по формуле:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.1)$$

где a - величина запаса, для II класса составляет 0,6 м.

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.2)$$

где V_w – скорость ветра;

L – разгон, м;

K_w – коэффициент, принимаемый по таблице 4;

d – средняя высота водохранилища;

g – ускорение свободного падения.

Методом последовательных приближений, величине Δh_{set} находящейся в знаменателе присваиваем нулевое значение. В таблице 6.1 представлены расчётные характеристики ветра.

Таблица 6.1 – Расчётные характеристики ветра

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

Для скорости ветра $V_w = 30$ м/с принимаем $K_w = 3 \cdot 10^{-6}$. $L = 1500$ м – длина разгона.

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{V_{\text{НПУ}} - V_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{190,0 - 130,0}{2} = 30,0 \text{ м.} \quad (6.3)$$

Таким образом, высота волнового разгона равна:

$$\Delta h_{\text{сет}} = \frac{3 \cdot 10^{-6} \cdot 30^2 \cdot 1500}{9,81 \cdot (30)} = 0,001529 \text{ м.}$$

Высота волны 1%:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1500}{900} = 16,3; \quad (6.4)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{30} = 7063,2, \quad (6.5)$$

где t – время разгона волны, равное 6 часов.

В таблице 6.2 приведены элементы ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах.

Таблица 6.2 – элементы ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,0	0,008

Для определения периода волны T и средней высоты волны \bar{h} используем наименьшие значения из таблицы 6.2. Выражаем из $\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,0$, T :

$$T = \frac{1,0 \cdot V_w}{g} = \frac{1,0 \cdot 30}{9,81} = 3,05 \text{ с;} \quad (6.6)$$

Используем значение из таблицы 6.2, выражаем из $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,008$, h :

$$\bar{h} = \frac{0,008 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,008 \cdot 900}{9,81} = 0,734 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 3,05^2}{2 \cdot 3,14} = 14,3 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Необходимо выполнить проверку удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5\bar{\lambda}; \quad (6.9)$$

$$30,0 > 14,3.$$

Условие выполнено, расчёты подтверждены.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,73 \cdot 2,1 = 1,53, \text{ м,} \quad (6.10)$$

где $K_i = 2,1$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

Отметка гребня плотины:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a; \quad (6.11)$$

$$\nabla ГБП = 190 + 1,53 + 0,001529 + 0,6 = 192,1.$$

Высота плотины:

$$\nabla ГБП - \nabla ДНА = 192,1 - 130,0 = 62,1 \text{ м.} \quad (6.12)$$

6.2 Гидравлические расчёты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{ГЭС}$:

$$Q_p = Q_{осн.max} - Q_{ГЭС}(n - 1), \quad (6.13)$$

где $Q_{осн.max}$ – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 1% для II класса сооружений.

$$Q_p = 2319,28 - 154(4 - 1) = 1857,3 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Ширина водосливного фронта:

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

где q_B - удельный расход на водосливе, и он равен:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.15)$$

где q_p - удельный расход на рисберме, и он равен:

$$q_p = V_{hp} \cdot h_{hb}, \quad (6.16)$$

где V_{hp} – не размывающая скорость для скального грунта 5 м/с (Приложение 2, таблица 1а);

h_{hb} – глубина воды в НБ при $Q_{osn,max} 1\% = 2,8$ м.

Таким образом:

$$q_p = 5 \cdot 2,8 = 14 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_B = 1,25 \cdot 14 = 17,5 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$B = \frac{1857,3}{17,5} = 106,1 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта В должна быть целым числом, поэтому округляем В до 107 м. Стандартная ширина пролета b принимается в соответствии с тех.регламентом. Принимаем $b = 14$. В итоге: 8 пролетов по 14м, так как число пролетов больше шести, добавляем еще один пролет, следовательно число пролетов - 9 шт.

Толщина разрезного быка:

Березинский А.Р. рекомендует принимать толщину неразрезного быка в зависимости от ширины водосливного пролета.

при b до 20 м:

$$\delta'_6 = (0,12 - 0,16) \cdot b; \quad (6.17)$$

$$\delta'_6 = 0,16 \cdot b = 0,16 \cdot 14 = 2,2 \text{ м.}$$

Толщина разрезного быка

$$\delta_6 = \delta'_6 + 1 = 2,2 + 1 = 3,2 \text{ м.} \quad (6.18)$$

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 14 \cdot 8 + (8 - 1) \cdot 3,2 = 134,4 \text{ м.} \quad (6.19)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А $m = 0,49$;

B – принимается только для водосливного фронта без быков.

Таким образом:

$$H_{01} = \left(\frac{1857,3}{0,49 \cdot 134,4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,43 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.21)$$

где $\sigma_{п}$ - коэффициент подтопления (принимается равным единице);
 $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия, и он равен:

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.22)$$

где b – ширина одного пролёта;

ε – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива, изображен на рисунке 6.1.

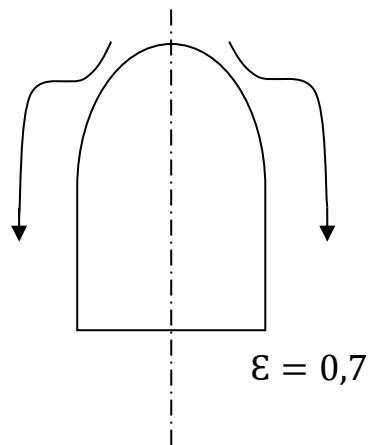


Рисунок 6.1 – форма боковых устоев

$$\sigma_{cж} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{3,23}{14} = 0,97.$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left(\frac{1857,3}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 134,4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,51 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.23)$$

где V_0 – скорость подхода потока к плотине;
 $\alpha = 1,1$ коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot B}, \quad (6.24)$$

где $\nabla \text{НПУ}$ и $\nabla \text{ДНА}$ отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;
 B - полная ширина с учётом быков.

$$V_0 = \frac{1857,3}{(190 - 130) \cdot 134,4} = 0,23 \text{ м/с.}$$

Таким образом:

$$H = 3,51 - \frac{1,1 \cdot 0,23^2}{2 \cdot 9,81} = 3,5 \text{ м.}$$

6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

При количестве пролетов больше 6 учитываем вероятную невозможность открытия одного затвора и исключаем его из расчета. По этой причине добавляем еще один пролет. Поэтому при расчете основного случая количество пролетов принимаем равным 8, но для поверочного случая все пролеты участвуют в пропуске поверочного расхода, то есть число пролетов равно 9. Ширина водосливного фронта с дополнительным пролетом, по формуле (6.19):

$$B_{\text{повор}} = 14 \cdot 9 + (9 - 1) \cdot 3,2 = 151,6 \text{ м.}$$

Определим полный поверочный напор на водосливе в первом приближении, по формуле (6.20):

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{1990,5}{0,49 \cdot 151,6 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 3,84 \text{ м.}$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный поверочный напор на водосливе, по формуле (6.21):

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{1990,5}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 151,6 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,91 \text{ м.}$$

Скорость подхода потока к плотине, по формуле (6.24):

$$V_0 = \frac{1990,5}{(190 - 130) \cdot 151,6} = 0,34 \text{ м/с.}$$

Таким образом напор на гребне, по формуле (6.23):

$$H = 3,91 - \frac{1,1 \cdot 0,34^2}{2 \cdot 9,81} = 3,904 \text{ м.}$$

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, округляем до $H_{\text{ст}} = 4$ метра [3].

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{\text{ст}} = 190 - 4 = 186 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{cm} = 186 + 1,6 \cdot 4 = 192,4 \text{ м.} \quad (6.26)$$

6.3 Построение профиля водосливной грани

Рассчитаем координаты оголовка водослива. Для получения действительных координат кривой необходимо умножить их на $H_{ст} = 4\text{м}$. Расчеты сведены в таблицу 6.3. Сам оголовок строим на рисунке 6.2.

Таблица 6.3 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (Кригера-Офицерова)

№ точки	x	y	№ точки	x	y
1	0,00	0,50	22	8,40	5,48
2	0,40	0,14	23	8,80	6,03
3	0,80	0,03	24	9,20	6,61
4	1,20	0,00	25	9,60	7,20
5	1,60	0,02	26	10,00	7,84
6	2,00	0,11	27	10,40	8,49
7	2,40	0,24	28	10,80	9,16
8	2,80	0,40	29	11,20	9,85
9	3,20	0,56	30	11,60	10,44
10	3,60	0,79	31	12,00	11,30
11	4,00	1,02	32	12,40	12,05
12	4,40	1,28	33	12,80	12,83
13	4,80	1,58	34	13,20	13,62
14	5,20	1,90	35	13,60	14,44
15	5,60	2,26	36	14,00	15,27
16	6,00	2,64	37	14,40	16,12
17	6,40	3,06	38	14,80	17,00
18	6,80	3,49	39	15,20	17,88
19	7,20	3,95	40	15,60	18,79
20	7,60	4,43			
21	8,00	4,94			

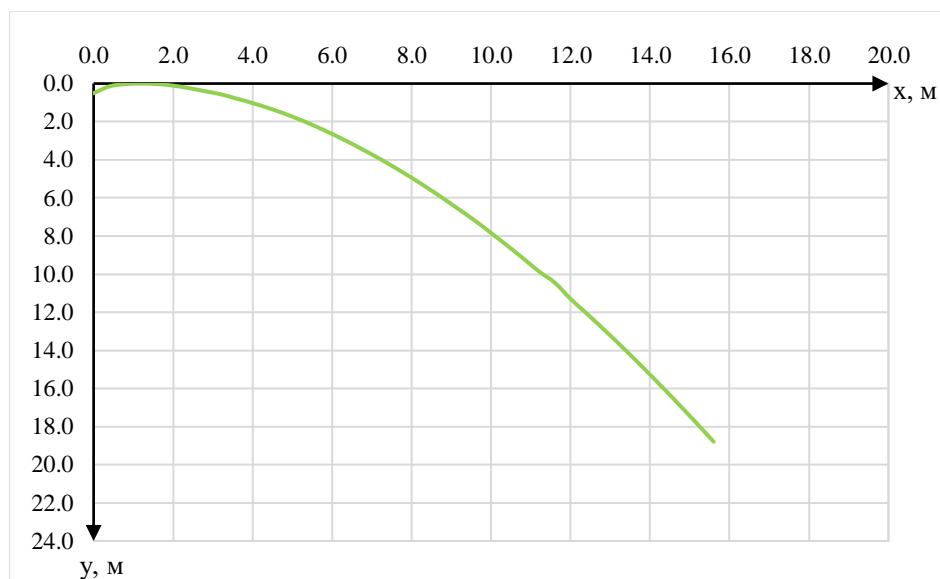


Рисунок 6.2 – Оголовок водосливной плотины

6.3.1 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. Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта. На рисунке 6.3 изображен оголовок и сжатое сечение.

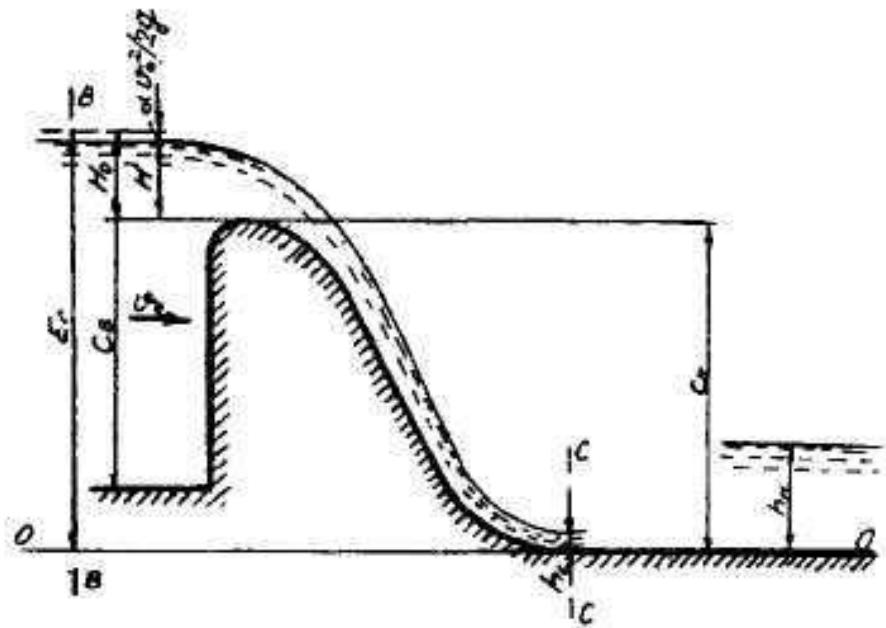


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Определяется критическая глубина:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{osn,p}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1857,3^2}{9,81 \cdot (151,6)^2}} = 2,61 \text{ м.} \quad (6.27)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = C_B + H_{ct} + \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 56 + 4 + \frac{1,1 \cdot 0,21^2}{2 \cdot 9,81} = 60,0 \text{ м; } \quad (6.28)$$

$$C_B = \nabla \Gamma B - \nabla DNA = 186 - 130 = 56 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{56}{2,61} = 21,5 \text{ м.} \quad (6.30)$$

По графику [5, рис. 12.3 , стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении при $\varphi = 0,95$ (для водослива практического профиля с криволинейным очертанием сливной грани и гладкой поверхностью) и глубину h'_c – второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,17$ и $\xi'_{T_0} = 3,82$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,17 \cdot 2,61 = 0,44 \text{ м}; \quad (6.31)$$

$$h'_c = \xi'_{T_0} \cdot h_{kp} = 3,82 \cdot 2,61 = 9,97 \text{ м}. \quad (6.32)$$

Глубина в НБ при $h_{NB} = 2,8$ м, следовательно, прыжок отогнанный ($h'_c > h_{NB}$).

Так как за плотиной должен быть затопленный прыжок, следовательно рассчитаем гасители.

6.4 Расчет элементов в нижнем бьефе

6.4.1 Расчет водобойной плиты

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания, сдвига и вскрытия. Предварительно толщина водобоя может быть определена по формуле В.Д. Домбровского.

Длина прыжка:

$$l_{pp} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h'_c - h_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 9,97 - 0,44) = 37,0 \text{ м}. \quad (6.33)$$

Длина водобоя:

$$l_b = (0,75 \div 1) \cdot l_{pp} = 0,75 \cdot 37,0 = 27,8 \text{ м}; \quad (6.34)$$

$$t_b = 0,15 \cdot V_{cjk} \cdot \sqrt{h'_c}. \quad (6.35)$$

где V_{cjk} – скорость потока в сжатом сечении:

$$V_{cjk} = \frac{q}{h'_c} = \frac{14}{0,44} = 31,8 \text{ м/с}; \quad (6.36)$$

$$t_b = 0,15 \cdot 31,8 \cdot \sqrt{0,44} = 3,2 \text{ м.}$$

Отметка пола водобоя:

$$\nabla\Gamma B = \nabla\text{дна} - d = 130 - 3,2 = 126,8 \text{ м.} \quad (6.37)$$

6.4.2 Расчет водобойного колодца

Целью расчета является определение глубины колодца и его длины.

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных приближений. Разница между значениями глубин колодца, определенных расчетом, не должно превышать 5÷10%.

Первоначально, глубину колодца определяется по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{h6} + Z'), \quad (6.38)$$

где σ – коэффициент, увеличивающий глубину в колодце, что обеспечивает образование затопленного прыжка, $\sigma = 1,1$;

Z' – перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной d .

$$Z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left(\frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{h6}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c''^2} \right), \quad (6.39)$$

где φ – коэффициент скорости для водослива с широким порогом, равный 0,92.

$$Z' = \frac{12,6^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 2,8^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 9,97^2} \right) = 8,09 \cdot (0,151 - 0,009) = 1,15 \text{ м,}$$

$$\text{где } q = \frac{Q_p}{B + (n-1) \cdot \delta} = \frac{1857,3}{151,6} = 12,6 \text{ м}^2/\text{с.}$$

Глубина колодца:

$$d = 1,1 \cdot 9,98 - (2,8 + 1,15) = 7,0 \text{ м.}$$

Находится полная удельная энергия во втором приближении:

$$E'_0 = C_H + H_0 + d = 56 + 4 + 7 = 67,0 \text{ м.} \quad (6.40)$$

По формуле (6.29), определим C_H :

$$C_H = \nabla\Gamma B - \nabla\text{дна} = 186 - 130 = 56 \text{ м;}$$

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{kp}} = \frac{67,0}{2,61} = 25,6 \text{ м.} \quad (6.41)$$

По графику М. Д. Чертусова определяется $\xi_c = 0,15$ и $\xi''_c = 3,64$. Вычисляются сопряженные глубины по формулам (6.31) и (6.32):

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,15 \cdot 2,61 = 0,39 \text{ м};$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{kp} = 3,64 \cdot 2,61 = 9,5 \text{ м.}$$

Затем считаем Z' по формуле (6.39):

$$Z' = \frac{12,6^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 2,8^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 9,5^2} \right);$$

$$Z' = 8,09 \cdot (0,151 - 0,010) = 1,14 \text{ м};$$

Теперь по формуле (6.38) определяем глубину колодца:

$$d = 1,1 \cdot 9,5 - (2,8 + 1,14) = 6,51 \text{ м.}$$

В третьем приближении полная удельная энергия, по формуле (6.40):

$$E'_0 = 56 + 4 + 5,56 = 65,56 \text{ м.}$$

И по формуле (6.41) определяем ξ_0 :

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{kp}} = \frac{65,56}{2,61} = 25,12.$$

По графику М. Д. Чертусова определяем $\xi_c = 0,149$ и $\xi''_c = 3,63$. Сопряженные глубины по формулам (6.31) и (6.32):

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,149 \cdot 2,61 = 0,39 \text{ м};$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{kp} = 3,63 \cdot 2,61 = 9,47 \text{ м.}$$

Затем считаем Z' по формуле (6.39):

$$Z' = \frac{12,6^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 2,8^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 9,47^2} \right);$$

$$Z' = 8,09 \cdot (0,151 - 0,01) = 1,14 \text{ м.}$$

Теперь по формуле (6.38) определяем глубину колодца:

$$d = 1,1 \cdot 9,47 - (2,8 + 1,14) = 6,5 \text{ м.}$$

Так как разница между глубинами колодца в третьем и втором приближениях составляет менее 3%, то принимается $d = 6,5$ м.

Отметка пола водобоя, по формуле (6.37):

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} - d = 130 - 6,5 = 123,5 \text{ м.}$$

Длина прыжка, по формуле (6.33):

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 9,97 - 0,44) = 37,0 \text{ м.}$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителя, по формуле (6.34):

$$l_{\text{в}} = 0,8 \cdot 37,0 = 29,6 \text{ м.}$$

6.5. Конструирование плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

При соотношении $\frac{B}{h_{\text{пл}}} = (0,6 \div 0,8)$ плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости плотины составит, принимаем:

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t_{\text{в}} = 130 - 6,5 - 3,2 = 120,3 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где d – глубина колодца;

$t_{\text{в}}$ – толщина водобойной плиты.

Высота плотины:

$$h_{\text{пл}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 190 - 120,3 = 69,7 \text{ м.} \quad (6.43)$$

Таким образом, ширина подошвы плотины равна:

$$B_{\text{под}} = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 69,7 = 48,8 \text{ м.} \quad (6.44)$$

6.5.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

В бетонных плотинах предусматривается устройство межсекционных и межстолбчатых деформационных швов. Швы устраивают для обеспечения монолитности плотины при неравномерной ее осадке и неравномерном распределении температуры по сечению бетонных массивов.

В плотине, возводимой на скальном основании, разрезка швами на секции производится по осям быков. Ширина секции составляет:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_b = 14 + 3,2 = 17,2 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где b – пролетводосливного фронта;

δ_b – толщина разрезного быка.

При ширине основания $B = 48,8$ м, принимаем 4 столба шириной 12,2 м. Омоноличивание профиля плотины обеспечивается бетонированием швов шириной 1,5 м.

6.5.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. В плотинах на скальном основании разрезку швами в основном производят по осям быков, во избежание возможности заклинивания затворов.

Толщина разрезного быка $\delta_b = 3,2$ м.

Толщина пазового перешейка $d_0 = 0,8$ м.

Пазы ремонтных затворов со стороны ВБ размещаются на расстоянии 1,5 метра от рабочего затвора.

Ширина (n) и длина (m) паза рабочего затвора принимаются:

$$n = \frac{m}{2} = \frac{2}{2} = 1 \text{ м}; \quad (6.46)$$

$$m = \left(\frac{1}{7} \div \frac{1}{10}\right) b = \frac{1}{7} \cdot 14 = 2 \text{ м}, \quad (6.47)$$

где b - ширина водосливного отверстия в свету.

Ширину и длину паза ремонтного затвора принимаем равной 0,5 м.

Отметка гребня быка была рассчитана ранее.

6.5.4 Устои

Устой предназначен для защиты примыкающего к водосливной плотине здания ГЭС, от воздействия воды, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе; служит опорой для мостов.

Для данного гидроузла принимается разделительный устой для отделения водослива от глухой части бетонной плотины и здания ГЭС: $\delta_y = 1,5$ м.

Устой выступает в сторону верхнего бьефа на $l = 6$ м и в сторону нижнего бьефа продлевается на длину водобоя.

6.5.5 Дренаж в теле бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольную галерею. Диаметр скважин принимаем 10 см, расстояние между осями дрен 2 м.

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

$$a_{dp} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{kp,m}}, \quad (6.48)$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

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

$$H_d = \nabla HPU - \nabla HB_{vkh}; \quad (6.49)$$

$$H_d = 190,0 - 130,23 = 59,77 \text{ м};$$

$$a_{dp} \geq \frac{59,77 \cdot 1,25}{25} = 2,98 \text{ м.}$$

Принимаем $a_{dp} = 3$ м.

6.5.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи.

Принимается нижняя галерея для устройства дренажа шириной 2,5 м и высотой - 3 м на отметке $\nabla = 121,3$ м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеют ширину 2,5 м, высоту 2,5 м. Смотровые галереи находятся на отметках: $\nabla 144,3$ м; $\nabla 166,8$ м.

6.5.7 Дренажные устройства в основании в скальных грунтах

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м. Для гравитационной плотины II класса без полостей у основания. $\frac{H_{as}}{H_{max}} = 0,3$; $\frac{H_{dp}}{H_{max}} = 0,06$.

Напор на дренаже равен: $\frac{H_{as}}{H_{max}} = 0,3$, отсюда H_{as} :

$$H_{as} = 0,3 \cdot H_{max} = 0,3 \cdot (\nabla HПУ - \nabla HНБ_{мин});$$

$$H_{as} = 0,3 \cdot (190 - 132,8) = 17,2 \text{ м.}$$

Тогда потери напора на дренаже равны:

$$\Delta H_{dp} = H_{max} - H_{as} = 57,2 - 17,2 = 40 \text{ м.}$$

Глубина скважин принимается равной:

$$h_{dp} = 0,5 \cdot H_{max} = 0,5 \cdot 57,2 = 28,6 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажных скважин:

$$l_{dp} = 0,15 \cdot B = 0,15 \cdot 48,8 = 7,32 \text{ м.} \quad (6.51)$$

6.5.8 Пропуск расходов через глубинный водоспуск

Для безопасного сброса воды в нижний бьеф в зимний период в случае аварии или невозможности сброса воды через поверхностный водосброс предусматриваем дополнительную секцию с глубинными водоспусками.

Пропускная способность водосброса, предназначена для работы в зимний период, должна определяться из условия обеспечения сработки полезного объема водохранилища к началу весеннего половодья.

$$V_{полезн} = 5,1 \text{ км}^3 (5100000000 \text{ м}^3).$$

Время, за которое срабатывает водохранилище (7 месяцев).

$$t = 7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60 = 18144000 \text{ с};$$

$$Q_{cp} = \frac{V_{полезн}}{t} = \frac{5100000000}{18144000} = 281,08 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.52)$$

Расчет сечения водосброса:

$$\omega = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{B0}}} = \frac{281,08}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 57,2}} = 10,5 \text{ м}^2, \quad (6.53)$$

где ω - площадь выходного отверстия;

$\mu = 0,8$ - коэффициент расхода;

H_{B0} - перепад между быфами.

Так как сечение прямоугольное, принимаем два отверстия с параметрами:
 $b = 4 \text{ м}$, $h = 2 \text{ м}$.

Отметка нижней входной кромки водоспуска - 172,5.

6.5.9 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Вес конструкции рисбермы по течению должен постепенно уменьшаться, выполняется уменьшение толщины плит.

Толщина первого ряда рисбермы должна быть не меньше половины толщины водобоя, принимаем $\delta_p = 3 \text{ м}$.

Длина рисбермы принимается:

$$l_p = (1 \div 2) \cdot l_B = 30 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Под рисбермой устраивается обратный фильтр.

6.6 Определение основных нагрузок на плотину

6.6.1 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины без учета зубьев:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{1773,8 \cdot 14 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{14 + 3,2} = 35010,4 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (6.55)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины (рассчитано в программе AutoCad);

b – ширина пролета;

δ_B – толщина быка;

ρ_B – плотность бетона.

Также определяем центр тяжести плотины. Далее повторяем аналогичный расчет для быка:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_B \cdot \rho_B \cdot g}{b + \delta_B} = \frac{3231,4 \cdot 2,7 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{14 + 3,2} = 12300,4 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.56)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055f\sqrt{fg} = 0,055 \cdot 77 \cdot \sqrt{77} \cdot 9,81 = 364,6 \text{ кН}, \quad (6.57)$$

где f – площадь затвора, определяется как:

$$f = (\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Gamma_B + 0,5) \cdot b = (191 - 186 + 0,5) \cdot 14 = 77 \text{ м}^2. \quad (6.58)$$

Приведем вес плоского затвора к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{364,6}{14 + 2,7} = 21,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.59)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$W_1 = \frac{(\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla_{\text{под}})^2}{2} \cdot \gamma_b = \frac{(190 - 120,3)^2}{2} \cdot 9,81 = 23828,93 \text{ кН/м}. \quad (6.60)$$

- с нижнего бьефа:

$$W_2 = \frac{(\nabla\Phi_{\text{min}} - \nabla_{\text{под}})^2}{2} \cdot \gamma_b = \frac{(130,23 - 120,3)^2}{2} \cdot 9,81 = 235,6 \text{ кН/м}. \quad (6.61)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_3 = S \cdot \gamma_b; \quad (6.62)$$

$$W_3 = 55,7 \cdot 9,81 = 546,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где S – площадь вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа, определяется при помощи программы «AutoCAD».

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = \gamma_b \cdot B \cdot (\nabla\Phi_{\text{min}} - \nabla_{\text{под}}); \quad (6.63)$$

$$W_{B3B} = 9,81 \cdot 48,8 \cdot (130,23 - 120,3) = 4208,2 \frac{\text{kH}}{\text{m}}$$

6.6.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления, действующая на плотину:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 488,3 = 4790,2 \frac{\text{kH}}{\text{m}}, \quad (6.64)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления, вычисленная в «AutoCAD».

6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на напорную грань:

$$P_h = \gamma_h^{\text{B3B}} \cdot h_h \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{тр}}}{2} \right) = 13,9 \cdot 6 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 15,7 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \quad (6.65)$$

где h_h - толщина слоя наносов;

φ_h – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_h = 35^\circ$;

γ_h^{B3B} - удельный вес наносов во взвешенном состоянии, рассчитывается по формуле:

$$\gamma_h^{\text{B3B}} = \gamma_h - (1 - n_0) \gamma_w = 19 - (1 - 0,38) \cdot 9,81 = 13,9 \frac{\text{kH}}{\text{m}^3}, \quad (6.66)$$

где γ_h – удельный вес наносов в состоянии естественной влажности;

n_0 – пористость наносов;

γ_w – удельный вес воды.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_h = \frac{P_h \cdot h_h}{2} = \frac{15,7 \cdot 6}{2} = 41,7 \text{ кН/м}. \quad (6.67)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяют следующим образом:

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта боковое давление грунта определяется дважды, считая эту точку принадлежащей слою наносов, а затем слою грунта, погруженному весом наносов.

$$P'_{\text{тр}} = \gamma_h^{\text{B3B}} \cdot h_h \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{тр}}}{2} \right) - 2C \cdot \tan \left(45 - \frac{\varphi_{\text{тр}}}{2} \right); \quad (6.68)$$

$$P'_{\text{тр}} = 13,9 \cdot 6 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot \tan \left(45 - \frac{45}{2} \right);$$

$$P'_{\text{gp}} = 11,3 - 82,8 = -71,5 \text{ кН/м}^2,$$

где $\varphi_{\text{gp}} = 45^\circ$;
 $C = 100 \text{ кПа}$.

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной h_{gp} где действуют вес наносов и грунта:

$$P''_{\text{gp}} = (\gamma_{\text{h}}^{\text{B3B}} \cdot h_{\text{h}} + \gamma_{\text{gp}}^{\text{B3B}} \cdot h_{\text{gp}}) \cdot \tan^2(45 - \frac{\varphi_{\text{gp}}}{2}) - 2C \cdot \tan(45 - \frac{\varphi_{\text{gp}}}{2}); \quad (6.69)$$

$$P''_{\text{gp}} = (13,9 \cdot 6 + 16,1 \cdot 9,7) \cdot \tan^2(45 - \frac{45}{2}) - 2 \cdot 100 \cdot \tan(45 - \frac{45}{2});$$

$$P''_{\text{gp}} = -51,92 \text{ кН/м}^2.$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{\text{gp}}^{\text{B3B}} = \gamma_{\text{gp}} - (1 - n_0)\gamma_w = 23,5 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 16,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.70)$$

где γ_{gp} – удельный вес грунта основания, $\gamma_{\text{gp}} = 23,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;
 n_0 – пористость условиях естественной влажности грунта, $n_0 = 0,25$;
 h_{gp} – толщина слоя грунта, $h_{\text{gp}} = 9,7 \text{ м}$;
 φ_{gp} – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{\text{gp}} = 45^\circ$;
 γ_w – удельный вес воды.

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.:

$$E_a = \frac{(P'_{\text{gp}} + P''_{\text{gp}})}{2} \cdot h_{\text{gp}} = \frac{71,5 + 51,92}{2} \cdot 9,7 = 598,6 \text{ кН/м}. \quad (6.71)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяется по формулам:

$$P'_{\text{пп}} = \gamma_{\text{бет}}^{\text{B3B}} \cdot t_{\text{в}} \cdot \tan^2(45 + \frac{\varphi_{\text{gp}}}{2}) + 2C \cdot \tan(45 + \frac{\varphi_{\text{gp}}}{2}); \quad (6.72)$$

$$P'_{\text{пп}} = (24 - 9,81) \cdot 3,7 \cdot \tan^2(45 + \frac{45}{2}) + 2 \cdot 100 \cdot \tan(45 + \frac{45}{2});$$

$$P'_{\text{пп}} = 38,56 \text{ кН/м}^2;$$

$$P''_{\text{пп}} = (\gamma_{\text{бет}}^{\text{B3B}} \cdot t_{\text{в}}) + (\gamma_{\text{gp}}^{\text{B3B}} \cdot h_{\text{gp}}) \cdot \tan^2(45 + \frac{\varphi_{\text{gp}}}{2}) + 2C \cdot \tan(45 + \frac{\varphi_{\text{gp}}}{2}); \quad (6.73)$$

$$P''_{\text{пп}} = (24 - 9,81) \cdot 3,7 + (9,7 \cdot 1) \cdot \tan^2(45 + \frac{45}{2}) + 2 \cdot 100 \cdot \tan(45 + \frac{45}{2});$$

$$P''_{\text{пп}} = 61,3 \frac{\text{kH}}{\text{м}}$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п.м длины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления грунта:

$$E_{\text{п}} = \frac{(P'_{\text{пп}} + P''_{\text{пп}})}{2} \cdot h_{\text{рп}} = \frac{38,56 + 61,3}{2} \cdot 1 = 49,9 \text{ кН/м.} \quad (6.74)$$

6.6.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.75)$$

где $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны;
 h_0 – средняя высота волны;
 \bar{T} – средний период волны;
 $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 1,53 \cdot \left(\frac{14,3}{3,14} + \frac{0,51}{2} \right) = 36,09 \text{ кН;}$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,53^2}{14,3} = 0,51 \text{ м.} \quad (6.76)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{14,3}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,53 = 1,7 \text{ м.} \quad (6.77)$$

6.7 Оценка прочности плотины

Оценка прочности бетонной плотины проводится по методу предельных состояний первой группы в сечении на уровне подошвы плотины. Ниже приведена таблица 6.4, в которую внесены нагрузки рассчитанные ранее и умноженные на коэффициент γ_f , также указаны направление силы и плечи.

Изгибающий момент относительно середины расчетного сечения принят со знаком «+», против хода часовой стрелки со знаком «-».

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила $\cdot \gamma_f$, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1	W_1	1	→	23828,9	23,1	551163,2
2	W_2	1	←	235,6	3,3	-777,5
3	$G_{пл}$	0,95	↓	33259,9	10,8	-359206,7
4	G_6	0,95	↓	11685,4	13,3	-155415,6
5	$W_{взв}$	1	↑	4208,2	0,0	0,0
6	W_ϕ	1	↑	4790,2	11,1	53171,2
7	$W_{волн}$	1	→	36,1	65,8	2374,7
8	W_3	1	↓	546,4	18,5	-10108,4
9	Q_3	0,9	↓	19,6	16,3	-319,8
10	E_H	1,2	→	50,0	11,7	585,5
11	E_P	0,8	←	50,7	0,5	-25,4
Σ						81441,3

Сумма вертикальных сил:

$$N = W_B + W_H + G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3 = 36512,9 \text{ кН.} \quad (6.78)$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_p} + \frac{6\Delta M}{B_p^2} = -\frac{36512,9}{48,8} + \frac{6 \cdot 81441,3}{48,8^2} = -543,02 \text{ кПа,} \quad (6.79)$$

где ΔM – сумма моментов, действующих на подошву;

B_p – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2); \quad (6.80)$$

$$\sigma_x^u = -543,02 \cdot 0 - 10 \cdot 69,4 \cdot (1 - 0) = -694,0 \text{ кПа,}$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;

H_d^u – напор над расчетным сечением со ВБ (между отметкой НПУ и отметкой подошвы).

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 69,4 - 543,02) \cdot 0 = 0 \text{ кПа.} \quad (6.81)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (6.82)$$

$$\sigma_1^u = -543,02 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 69,4 \cdot 0 = -543,02 \text{ кПа.}$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 69,4 = -694,0 \text{ кПа}; \quad (6.83)$$

$$\sigma_c^u = \frac{(1+m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\}; \quad (6.84)$$

$$\sigma_c^u = \frac{(1+0^2)}{2} \left\{ -543,02 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 10 \cdot 69,4 \cdot \left[1 - \frac{1-0^2}{1+0^2} \right] \right\};$$

$$\sigma_c^u = -618,51 \text{ кПа.}$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} + \frac{6\Delta M}{B_n^2} = -\frac{36512,9}{48,8} - \frac{6 \cdot 81441,3}{48,8^2} = -953,4 \text{ кПа.} \quad (6.85)$$

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (6.86)$$

$$\sigma_x^t = -953,4 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 9,93 \cdot (1 - 0,7^2) = -517,81 \text{ кПа,}$$

где m_t – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны НБ (между отметкой $\nabla_{\text{УНБ}}_{\min}$ и отметкой подошвы).

Касательное напряжение у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (6.87)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 9,93 - 953,4) \cdot 0,7 = 597,87 \text{ кПа.}$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.88)$$

$$\sigma_3^t = -953,4 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 9,93 \cdot 0,7^2 = -1371,91 \text{ кПа.}$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 9,93 = -99,3 \text{ кПа.} \quad (6.89)$$

В таблицы 6.5 сведены краевые напряжения по низовой и напорной граням.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок и воздействий			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-543,02	σ_y^t	-953,4
σ_x^u	-694,0	σ_x^t	-517,81
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	597,8
σ_1^u	-543,02	σ_1^t	-99,3
σ_3^u	-694,0	σ_3^t	-1371,91
σ_c^u	-618,51		

6.8 Критерии прочности плотины и её основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.90)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая [6];

$\gamma_{cd} = 1$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t|}{\gamma_c} = \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 1556,1}{1} = 1867,3 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}. \quad (6.91)$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/m}^2$.

Условия выполняется:

$$1867,3 \leq 2800.$$

На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений: $\sigma_y^t < 0$.

Условие выполняется: $-953,4 \text{ кПа} < 0$.

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.92)$$

$$543,02 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 69,4;$$

$$543,02 \geq 173,5.$$

6.9 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивости бетонных плотин на нескользких основаниях определяется несущей способностью основания, т.е его сопротивлением сдвигу сооружения.

Делаем пересчет нагрузок с учетом плоского сдвига по подошве сооружения с учетом зубьев плотины.

Расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$R = (G_{пл} + G_B + Q_3 + W_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + E_n \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega; \quad (6.93)$$

$$R = (36012,9) \cdot 0,7 + 50,7 \cdot 0,7 + 100 \cdot 48,8 = 30474,5,$$

где γ'_c – коэффициент условия работы по нагрузке, для пассивного давления принимается $\gamma'_c = 0,7$;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м., и находится как:

$$\omega = B_n \cdot 1 = 30. \quad (6.94)$$

Сдвигающая сила:

$$F = W_1 - W_2 + W_{волн} + E_h - E_n; \quad (6.95)$$

$$F = 23828,9 - 235,6 + 36,1 + 50,0 - 50,7 = 23628,8.$$

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.96)$$

$$\frac{30474,5 \cdot 1}{23628,8 \cdot 1} \geq 1,23;$$

Условие выполняется: $1,23 \geq 1,20$.

7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Чусовая ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Чусовая ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Чусовая ГЭС оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сеймоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

7.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территории и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным

правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными

органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Чусовая ГЭС гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на Чусовая ГЭС гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчерами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение

изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

8 Охрана окружающей среды

8.1 Общие сведения о районе строительства

Проектируемый Чусовой гидроузел будет располагаться в Чусовом районе Пермского края, на реке Чусовая. Выбранный створ удалён на 16,12 километра вверх по течению от административного центра района – города Чусовой.

Средний многолетний расход реки составляет $4570 \text{ м}^3/\text{с}$, однако гидрографа (с глубокой зимней меженю и весенне-летним половодьем), распределение расходов в году крайне неравномерно. Длина реки — 592 км, площадь водосборного бассейна — 47.8 тыс. км.

Среднегодовая температура воздуха в районе строительства составляет от -5°C до $+3^\circ\text{C}$. Район расположен в области холодно умеренного климата. Зима длится примерно 8 месяцев в году, и с декабря по февраль температуры могут опускаться ниже -20°C . Переходные сезоны выражены сильно: весна начинается во второй половине апреля и заканчивается во второй половине мая, характеризуясь быстрым таянием снежного покрова; осень — со второй половины августа до второй половины сентября. Лето — с начала июня по середину августа. Температура: в отдельных случаях может превышать отметку в $+40^\circ\text{C}$. В водоёмах обитают 25 видов рыб из семейства осетровых, лососевых, хариусовых, окуневых, тресковых и карповых. Здесь обитают следующие животные: лось, северный дикий олень, сибирская кабарга, соболь, росомаха, заяц, песец, белка, белка-лягушка, горностай, бурундук, ондатра, рысь, выдра, ласка, крот, хомяк, водяная крыса, пищуха. И птицы: глухарь, тетерев, рябчик, белая куропатка, гусь, множество различных видов уток, белая и полярная совы, чернозобая гагара, чайка, кукушка, мохноногий сыч, филин, ястребиная сова, кукша, дятел, большой крохаль, кедровка, малый тундряной лебедь и лебедь-крикун.

При строительстве Чусового 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.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Нижней Тунгуски в нижнем бьефе ЭГЭС;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

8.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные

правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», 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, вариантов проработок в ТЭО, 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.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двутрети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Из зоны затопления должно быть переселено 1 небольшой посёлков общая численность которых составляет менее 500 человек. Большинство построек переселяемых населённых пунктов являются частными домовладениями, 60% которых находятся в аварийном состоянии. Коммуникации централизованного отопления, водоснабжения, канализации. На переселяемых территориях располагаются 1 кладбище, 1 скотомогильников.

Объём попадающего под сведение леса составляет порядка 59 млн м³.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные:

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.

2 Санитарно- технические:

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2

Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

8.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, будет образовываться большое количество отходов.

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5):

$$M_6 = \frac{N_6 \cdot q_6}{100\%} \cdot \rho_6 = \frac{6964520 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,4 = 300867,3 \text{ т}, \quad (8.1)$$

где N_6 –объем бетонных работ, м³;

q_6 –удельный норматив образования, %;

ρ_6 – плотность бетона, т/м³.

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5):

$$M_M = \frac{N_M \cdot q_M}{100\%} \cdot \rho_M = \frac{350 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 7 \text{ т}, \quad (8.2)$$

где N_M –количество арматуры, т;

q_M –удельный норматив образования, %;

ρ_M –удельный вес арматуры, т/м³.

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 %.

Таким образом в результате строительства будет образовано 300867,3 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 7 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.

8.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Чусовой ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4) 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:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 16,12 км вниз по течению от ГЭС находится город – Чусовой, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Чусовой от сбросов Чусовой ГЭС ниже по течению реки.

9 Технико-экономические показатели

9.1 Расчет себестоимости электроэнергии

В данной части будет произведен расчёт основных экономических показателей, всех затрат, определение чистой прибыли и определение себестоимости электрической энергии.

9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Объёмы продаж электроэнергии в годы начала эксплуатации представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	366,0	366,0	366,0	366,0	366,0
Число часов использования установленной мощности	Часы	4672	4672	4672	4672	4672
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	1709952	1709952	1709952	1709952	1709952
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды за год	МВт·ч	17099,52	17099,52	17099,52	17099,52	17099,52
Объем реализации электроэнергии за год	МВт·ч	1692852,5	1692852,5	1692852,5	1692852,5	1692852,5
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1143	1175	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии за год	млн.руб.	1934,93	1989,1	2041,58	2090,67	2136,38
НДС к выручке	млн.руб	45,61	284,12	293,99	303,87	313,18

Чусовая ГЭС имеет вид годичного регулирования водохранилища, в районе строительства и только развивающееся предприятие по добыче нефти и газа, которое расценивается как основной покупатель электроэнергии она не может выдавать длительное время свой потенциал мощности, чем и объясняется небольшое количество часов использования установленной мощности.

9.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	93,4
Прочие	274,0	100,3
Итого по ГЭС	529,2	193,7

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные знания расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
0,06	0,09	0,14	0,2

Стоимость услуг регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии едиными сценарными условиями РусГидро (табл. 9.4):

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	49,5
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт·ч	3,5
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	1
Итого		57

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Чусовая составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	126,9	144,7	172,5	172,5	172,5
Расходы на страхование, млн.руб.	88,3	101,5	125,5	125,5	125,5
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	193,7	193,7	193,7	193,7	193,7
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	5,5	6,3	11,8	11,8	11,8
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	54	54	54	54	54

Продолжение таблицы 9.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на воду, млн.руб.	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2
Итого, млн.руб.	470,2	502,4	559,7	559,7	559,7

Особенностью производства электроэнергии на ГЭС является большая доля амортизационных отчислений в структуре текущих затрат.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рис. 9.1).

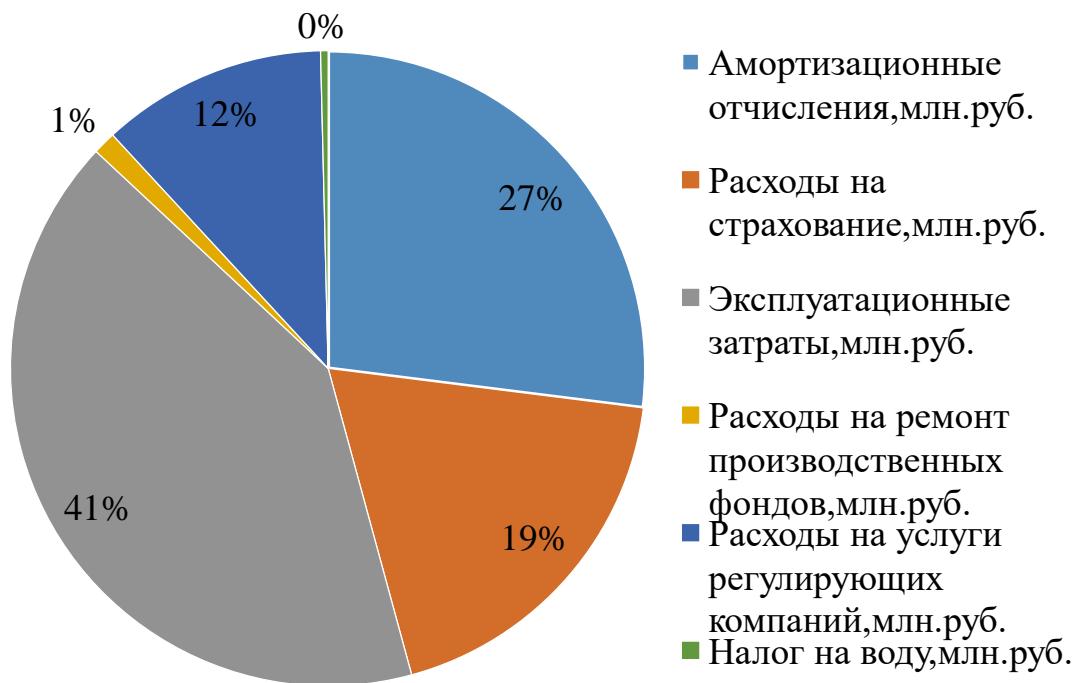


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу в %, на 2024 г.

В структуре затрат наибольшая доля средств приходится на эксплуатационные затраты генерирующего объекта, что составляет 41% от суммарных издержек для ГЭС средней мощности. Основными составляющими эксплуатационных расходов являются:

- Заработка плата эксплуатационного персонала с начислениями;
- Расходы по текущему ремонту сооружений и оборудования;
- Общестанционные и прочие расходы — на отопление помещений, содержание транспорта, на охрану, командировки и т. д.;
- Дополнительные расходы на борьбу с шугой, наносами и т. п.

9.3 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:

- 1) налог на прибыль – 20%;
- 2) НДС – 20%;
- 3) взносы в социальные фонды – 34%;
- 4) налог на имущество – 2,2%;
- 5) налог на воду на 1 тыс. кВт.ч. – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	592,7	609,2	622,1	630,8	637,9
НДС, млн.руб.	177,3	725,6	738	746,2	752,7
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	591,2	607,8	621	630	637,3
Налог на имущество, млн.руб.	274,9	271,1	267,3	263,6	259,8
Итого, млн.руб.	1636,1	2213,7	2248,4	2270,6	2287,7

9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	3302,3	3389,3	3473,6	3555,3	3634,4
Текущие расходы, млн.руб.	470,2	502,5	559,7	559,7	559,7
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	3300	3387	3471,4	3553,1	3632,1
EBIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	2830	2872,6	2877,8	2963,3	3046,1
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	566,2	574,5	575,6	592,7	609,2
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	2264,7	2298,1	2302,2	2436,9	2436,9
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Чистая прибыль по проекту составляет около 17% от выручки (нетто).

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 9.2.

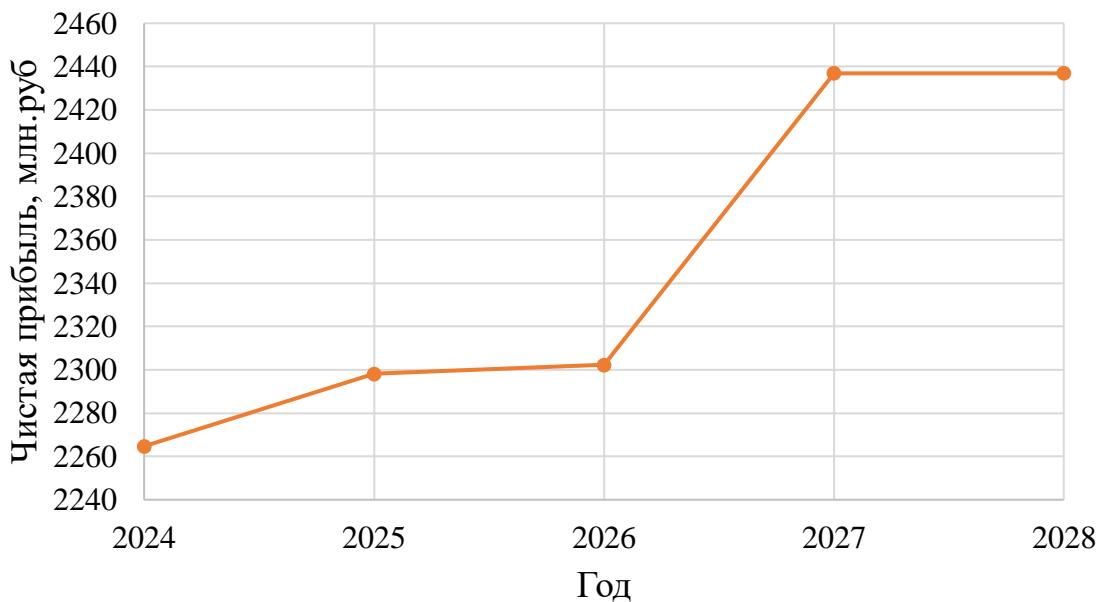


Рисунок 9.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

9.5 Анализ денежных потоков

На рисунке 9.3 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.

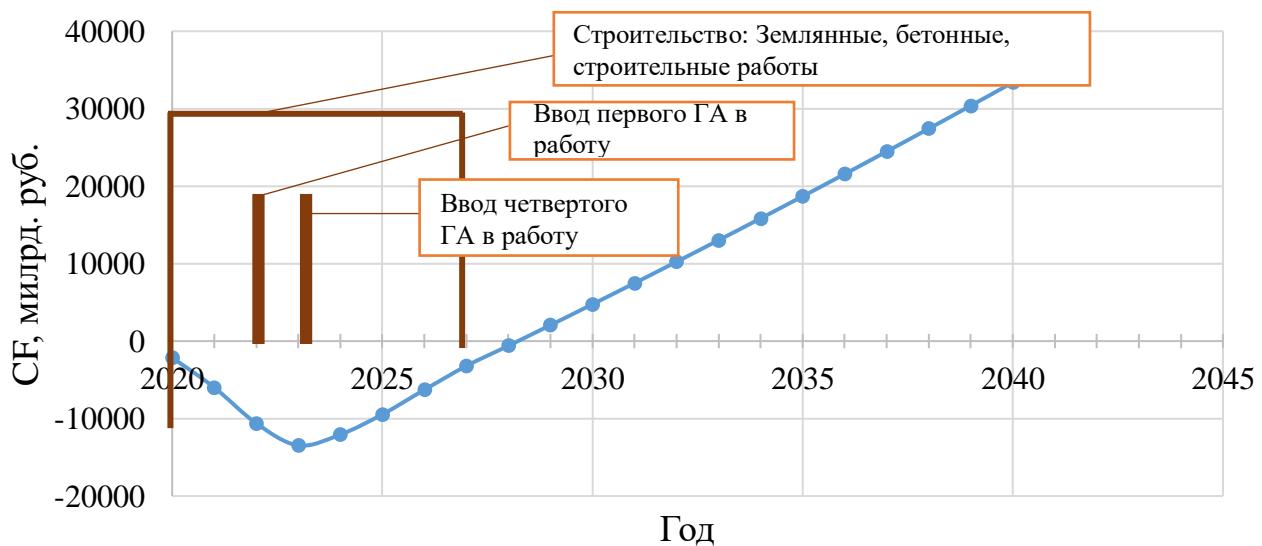


Рисунок 9.3 – График Cash-Flow

9.6 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 - Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Показатели
--------------	------------

Продолжение таблицы 9.8

Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	180
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	4327,76
Индекс прибыльности – PI.	1,39
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	15,59
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,32
Удельные капиталовложения, руб/Квт	42861,93

ГЭС являются самыми капиталоемкими источниками электрической энергии, их срок окупаемости составляет 5-8 лет, однако этот показатель можно отнести к мощным электростанциям, установленная мощность которых варьируется в пределах от 1000 МВт. Если рассматривать ГЭС средней мощности, то срок их окупаемости довольно велик, иногда он доходит до 15 лет. Расчеты для данного проекта показали, что он сможет окупится, учитывая ставку дисконтирования менее 15 лет, что, не много учитывая его мощность в 366 МВт.

9.7 Бюджетная эффективность

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства.

Учтены следующие налоги:

- НДС – 20% (от добавленной стоимости);
- Взносы в социальные фонды – 34% (от фонда оплаты труда);
- Взносы на страхование от несчастного случая – 0,2%;
- Налог на имущество – 2,2 % (от остаточной стоимости проекта);
- Налог на прибыль – 20% (от налогооблагаемой прибыли);
- Водный налог 100%.

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых представлена в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.рублей	525,0	577,3	576,5	771,0	1335,9
В региональный бюджет, млн. рублей	229,4	245,1	315,0	311,2	307,5
Итого налоговых поступлений, млн. рублей	754,5	822,4	891,6	1082,3	1643,3

В федеральный бюджет поступают налоги: НДС, налог на прибыль, водный налог, взносы во внебюджетные фонды, что составляет почти 90% от всех налоговых поступлений. В региональный – налог на имущество.

9.8 Анализ чувствительности

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 9.10.

Таблица 9.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметр финансовой модели
Рыночный	Цена продаж
Капительный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- Ставки налогов;
- Объема инвестиций;
- Объем сбыта.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертизой. На рисунке 9.4 представлен график зависимости суммы PI от изменения ставки налогов.

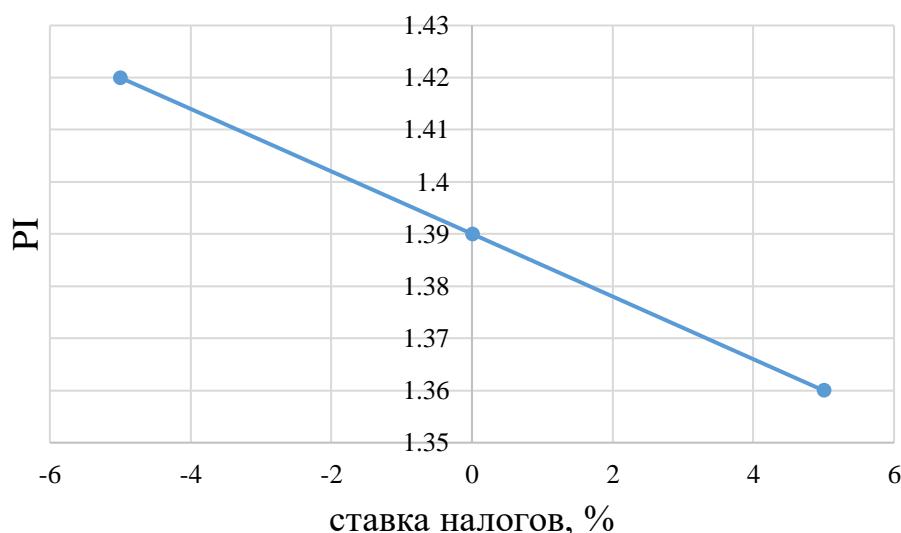


Рисунок 9.4 -Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

При увеличении ставки налога на прибыль снижается доходность инвестиционных проектов. Подобный уклон кривой на графике характеризуется сильной чувствительностью индекса прибыльности от изменения ставки налогов.

На рисунке 9.5 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта.

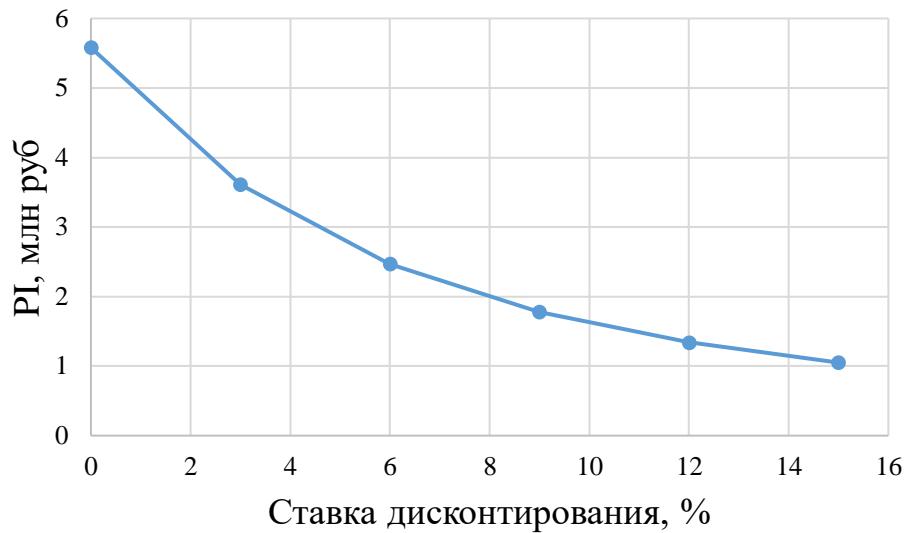


Рисунок 9.5 - Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

На рисунке 9.6 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования.

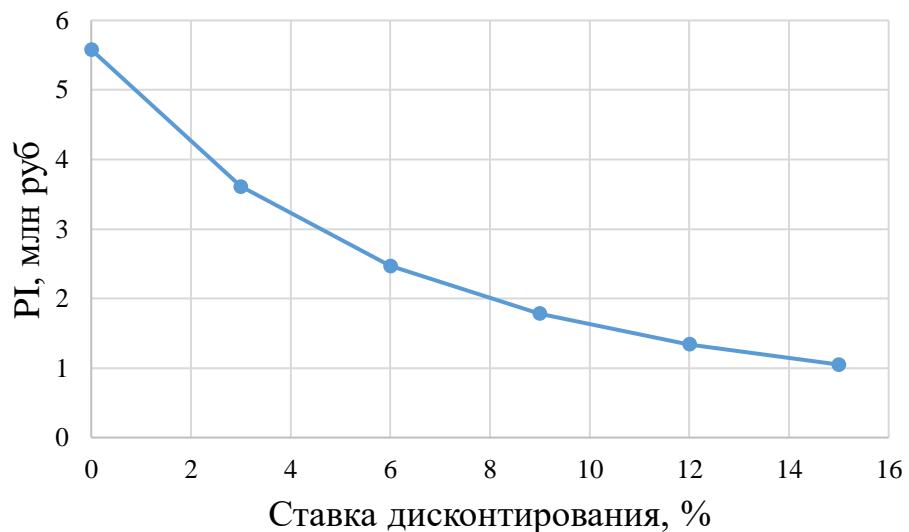


Рисунок 9.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению доходности проекта. В ставке дисконтирования можно учесть минимальный уровень безрисковой доходности, инфляцию и риски конкретных вложений.

10 Оптимизация структуры технических служб при эксплуатации ГЭС

10.1 Организационная структура

Организационная структура – это совокупность всех отделов фирмы, которые, так или иначе, взаимодействуют между собой и подчиняются в рамках иерархического порядка.

Под организационной структурой компании подразумевается, во-первых, формальная схема распределения полномочий, отражающая иерархию подчиненности и номинальные сферы ответственности работников, во-вторых, система управления, а именно принципы и механизмы принятия решений, прохождения информации, планирования, системы мотивации и материального стимулирования.

Чаще всего необходимость реорганизации оргструктуры возникает, когда меняется стратегия компании, планируется диверсификация деятельности, активный рост и развитие организации сопровождаются появлением "зон безответственности" и дублированием функций, существуют различия в административном и функциональном подчинении.

Грамотно построенная организационная структура дает возможность оптимизировать численность персонала и количество подразделений, упростить взаимодействие подразделений, равномерно распределять нагрузку на персонал, избегать дублирования функций, устраниТЬ двойное и тройное подчинение, разграничить сферу деятельности руководителей, определить их полномочия и зону ответственности, повысить производительность труда.

Организационная структура должна выступать основой построения эффективной системы управления.

10.2 Виды организационных структур

Аутсорсинг: «Аутсорсинг» (outsourcing) переводится с английского «как предоставление внешних ресурсов». Аутсорсинг в юридическом понятии представляет собой услуги внешнего исполнителя - специализированной организации для выполнения ею определенной деятельности в пользу организации-заказчика, т.е. выполнение каких-либо функций, чаще всего непрофильных для организаций. Это, например, маркетинговые исследования, рекламная деятельность, правовое обслуживание, бухгалтерское обслуживание и др.

Заказчик покупает не труд работников, а услуги организации. Преимущества много, основные из них заключаются в том, что не нужно будет держать дополнительный персонал, нет необходимости покупать специализированное оборудование и т.д. По договору аутсорсинга организация выполняет для организации - заказчика определенные работы, а последняя должна заплатить вознаграждение за это.

В настоящее время классификация форм и видов аутсорсинга не устоялась, так как отношения между компанией-заказчиком и исполнителем в рамках конкретных соглашений могут иметь значительные различия.

Однако, можно привести следующие классификационные признаки и виды аутсорсинга в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – классификационные признаки и виды аутсорсинга

Признак	Вид аутсорсинга
страна-производитель	иншоринг - работа осуществляется другой компанией, но внутри страны
	оффшоринг - разработка направляется в другую страну
вид деятельности	производственный аутсорсинг
	непроизводственный аутсорсинг (аутсорсинг бизнес- процессов)
	аутсорсинг информационных технологий.
форма организации совместной деятельности	внешний и внутренний аутсорсинг;
	полный и частичный аутсорсинг
профиль деятельности	аутсорсинг основных процессов
	аутсорсинг вспомогательных процессов
Функции менеджмента	аутсорсинг организаций
	аутсорсинг планирования
	аутсорсинг контроля
	аутсорсинг мотивации

Полный аутсорсинг, по нашему мнению, целесообразен в малом бизнесе или при ведении учета по индивидуальным предпринимателям, не имеющих характерных особенностей. Заключив договор полного аутсорсинга и передав ведение учета аутсорсеру, торговые организации вместе с функциями передают и связанные с ведением учета проблемы и расходы.

Аутсорсинг в сфере бухгалтерского учета - это передача функций бухгалтерского учета или процессов ведения бухгалтерского учета или отдельных участков учета (учет заработной платы, учет основных средств, учет банковских операций и т.д.), иногда вместе с соответствующими активами внешнему (стороннему) поставщику или провайдеру, который предоставляет конкретную услугу по учету в течение установленного времени по согласованным сторонами расценкам, гарантируя определенное качество ведения учета и распределяя риски по ведению учета на себя и заказчика.

«Аутстаффинг» (outstaffing) - означает «выведение персонала за штат». Аутстаффинг - это «лизинг персонала», связанный с передачей части штата работников в другую организацию. В России определяют такие договоры по обеспечению работниками, как аренду персонала (staffleasing). Происходит выведение своих работников за штат организации путем увольнения их в

порядке перевода в организацию – провайдер, которая заключает с этими работниками трудовые договоры и становится для них формальным работодателем. Работники продолжают выполнять свои прежние обязанности, но уже по договору о предоставлении персонала (аутстаффинг), получая зарплату и числясь в штате другой компании-провайдера. Договор аутстаффинга нередко заключается, когда персонал передается на короткий период - на месяц, декаду и т.д. Договор заключается, например, для проведения каких-либо особых, но временных мероприятий.

На практике часто услуги по представлению персонала для выполнения работ именуют договором аутсорсингом, а выполнение определенных работ по заказу - называют аутстаффингом, или наоборот. Но это, конечно, не является большой ошибкой, т.к. оба термина обозначают, в общем смысле слова, формы применения заемного труда для одних и те же целей. На рисунке 10.1 представлена схема использования аутсорсинговой компании.



Рисунок 10.1 - Схема использования аутсорсинговой компании

В случае использования аутсорсинга или аутстаффинга организация получает следующие преимущества:

- привлекая персонал аутсорсинговой или аутстаффинговой компании, не платит за него страховые взносы;
- не выступает в качестве налогового агента по НДФЛ;
- не отвечает за охрану труда сотрудников, числящихся в штате другой организации.

«Аутсорсинг - это привлечение специализированной сторонней организации (поставщика услуг) для выполнения отдельных видов работ. Аутсорсинг рекомендуется осуществлять на основе договоров, предусматривающих распределение прав, обязанностей и ответственности между кредитной организацией и поставщиком услуг». Указанные рекомендации Центробанка применяют коммерческие банки в работе по взысканию задолженности граждан-кредиторов, привлекая для этих целей специализированные организации, занимающиеся взысканием долгов. Подобные договоры можно применять и в сфере предпринимательства.

Плоская:

Плоская организационная структура предприятия (организации, компаний) подразумевает минимизацию уровней в управленческой иерархии. Строго говоря, приведенное наименование структуры ничего не говорит нам о ее внутреннем содержании, а дает только описание ее отличия от организационных структур, имеющих неоправданно большое количество уровней управления рисунок 10.2.



Рисунок 10.2 – Плоская организационная структура предприятия

По мнению некоторых исследователей, основное преимущество плоской структуры заключается в ее способности к быстрой реакции и адаптации к изменениям внешней среды, инновациям и накоплению уникальных компетенций.

Процессная организационная структура в некотором приближении является синонимом плоской структуры. В этом наименовании отражается способность исполнителей конкретных процессов гибко взаимодействовать и подстраивать свою деятельность исходя из модели отношений "поставщик - клиент" (следующий по цепочке исполнитель рассматривается как внутренний клиент, потребности которого необходимо максимально удовлетворять), на рисунке 10.3.



Рисунок 10.3 – Процессорная организационная структура

Процессную структуру зачастую совершенно некорректно отождествляют с применением "процессного подхода к управлению" - в его наиболее распространенном варианте, который на практике выливается в попытки ускоренной и тотальной стандартизации деятельности (парадоксально, но апологеты такого "процессного подхода" нередко заявляют, что организационная структура либо вообще не нужна, либо может быть выбрана произвольно).

В чем же основа предполагаемой гибкости и адаптивности плоской (процессной) структуры? Как нам представляется, основа заключается в изменении механизмов координации: преимущественное использование механизма взаимного согласования вместо механизма прямого контроля

Вертикальная:

Вертикальная организационная структура-управления представляет собой структуру управления предприятием, при которой существует определенная иерархия (низкие уровни управления находятся в подчинении высших уровней).

Практически любое предприятие в своей структуре, вне зависимости от его типа и формы, обладает элементом вертикальности. Работники предприятия в большинстве случаев находятся в подчинении генерального директора (прямо или посредством своих прямых руководителей) или другого лица, которое стоит во главе предприятия.

Вертикальная организационная структура управления характеризуется количеством уровней подчинения и наличием у каждого работника единственного руководителя.

Особенности вертикальной структуры управления: высокой степенью централизации в процессе принятия решений.

Во главе компании, которая функционирует с вертикальной организационной структурой управления, стоит один человек или группа людей (совет директоров). У руководителя в непосредственном подчинении находятся остальные руководители подразделений (отделов), а также сотрудники. Все стратегические решения по работе компании руководитель принимает чаще всего единолично, при этом операционные решения не проводятся без его участия.

Вертикальная организационная структура, с одной стороны, способствует обеспечению высокого уровня контроля происходящих в организации процессов, а с другой стороны сильно расширяет зону ответственности руководителей компании, увеличивая нагрузку на них.

Еще одной характеристикой организации с высоким показателем вертикальности организационной структуры можно считать формализацию.

Процесс формализации позволяет ускорить принятие операционных решений, четко обозначая границы ответственности каждого работника (отдела, подразделения). Но высокий уровень формализованных бизнес-процессов может оказать отрицательное воздействие на креативность персонала, проявление инициативы.

Основным параметром вертикальная организационная структура определяет так называемую высоту организации.

Высота организации представляет собой число последовательных подчиненных уровней управления. Компании с большим показателем «высоты» организационной структуры представляют собой системы с огромным количеством уровней управления. Данный факт может говорить о крупном масштабе деятельности организации, когда увеличение количества уровней управления соответствует увеличению штата предприятия и объему его бизнес-процессов.

Вертикальная организационная структура управления с большой высотой говорит еще и о том, что руководство предприятия, скорее всего, находится достаточно далеко от покупателей и клиента. Можно сказать, что для того, чтобы информация о предпочтениях потребителей, которую быстро и эффективно получают самые низшие слои управления, находящиеся в непосредственном контакте с потребителями, дошла до руководителей, нужно прикладывать значительные усилия по передаче информации через большое количество уровней управления.

Вертикальная организационная структура управления характеризуется тем, что на каждом уровне иерархии информация проходит видоизменение, поскольку руководители данного уровня принимают решения о ее важности, значимости и необходимости для дальнейшей передачи. Эта деформация данных о потребителе приводит компанию к существенным промахам в процессе принятия руководством стратегических решений. В данном случае удаленность от потребителей может стать ключевой проблемой, которая связана с вертикальной организационной структурой управления.

Горизонтальная:

Горизонтальная организационная структура - когда все сотрудники «равны» в правах, обязанностях, ответственности.

Горизонтальная организационная структура управления характерна для организаций, осуществляющих децентрализованную координацию действий соответствующих организационных единиц (работников, сотрудников) различных функциональных подразделений в процессе выполнения общих задач.

Создание в организации горизонтальной организационной структуры управления в настоящее время является наиболее распространенной и значимой тенденцией современного мира бизнеса (то есть переход от вертикальной иерархии управления к горизонтальной организационной структуре управления).

Горизонтальная организационная структура управления при ее использовании имеет конкурентное преимущество, которое получает компания с хорошо развитой горизонтальной координацией деятельности. Преимущество заключается в возможности гибкого и быстрого реагирования на любые изменения условий ведения своей деятельности.

Горизонтальная организационная структура управления, не зависимо от ее формы, характеризуется децентрализованным характером принятия решений через передачу их в группы, в которые включены специалисты различных подразделений.

Преимущества горизонтальной организационной структуры:

Горизонтальная организация управления в большинстве случае оказывается успешнее вертикальной. Это можно наблюдать на примере разработки и вывода на рынок нового товара в рамках ограниченного запаса времени. Это требует четкого и быстрого согласования действий соответствующих функциональных подразделений компании (сбыт и маркетинг, НИОКР и производство).

При организации горизонтальной организационной структуры управления повышается способность всего предприятия к более быстрому и частому принятию решений за счет децентрализации и освобождения времени управляемых разными ступеней управления. При этом ежедневные проблемы решаются, главным образом, теми специалистами, которые имеют непосредственный контакт с рынком, клиентом или производством.

Горизонтальная организационная структура управления позволяет принимать большее количество решений, а также осуществлять быстрое согласование данных решений с функциональными подразделениями. Происходит обеспечение фокусировки деятельности предприятия одновременно на решение многих задач, так как каждая команда обладает специалистами различных функциональных областей.

В отличие от вертикальной структуры управления, в которой каждое подразделение работает по установленным стандартам (координация их деятельности затруднена), горизонтальная организационная структура управления основана на управлении процессами и нацелена на избежание межфункциональных барьеров.

Недостатки горизонтальной организационной структуры:

Горизонтальная организационная структура управления, принимающая решения на более низких уровнях управления, может принимать менее продуманные и эффективные решения (в противоположность решениям, которые принимают опытные руководители высшего звена). При этом время, затрачиваемое на коммуникации и принятие решений, увеличивается. Это связано с необходимостью согласовать все действия между различными подразделениями предприятия.

Горизонтальная организационная структура управления имеет еще один недостаток – рост вероятности усиления конфликтов. Сотрудники различных отделов и подразделений обладают разным видением проблем и разными предпочтениями, поэтому основная часть процесса принятия решений на предприятии горизонтального типа направлена на разрешение конфликтов.

10.3 Оптимизация структуры, проектируемой ГЭС

Организационная структура ГЭС должна выступать основой построения эффективной системы управления.

Учитывая опыт работы управления действующих ГЭС, проанализировав все виды оптимизации, возможно применить несколько видов:

1. Вертикальная и горизонтальная организационная структуры управления. Крупный масштаб деятельности организации, монополия в сфере энергетике (ПАО «РусГидро»), не дает возможности использовать в большей степени горизонтальную структуру управления, поэтому используем вертикальную структуру управления.

Особенности вертикальной структуры управления - высокая степень централизации в процессе принятия решений. Способствует обеспечению высокого уровня контроля происходящих в организации процессов.

2. Аутсорсинг. Привлечение специализированных сторонних организаций (поставщиков услуг) для выполнения отдельных видов работ. Заказчик покупает не труд работников, а услуги организации.

Основные преимущества: не нужно будет держать дополнительный персонал, нет необходимости покупать специализированное оборудование и т.д.; привлекая персонал аутсорсинговой компании, не платит за него страховые взносы; не выступает в качестве налогового агента по НДФЛ; не отвечает за охрану труда сотрудников, числящихся в штате другой организации.

Пример: правовое обслуживание, бухгалтерское обслуживание, транспортное обслуживание и др.

3. Плоская структура оптимизации. Основное преимущество: способности к быстрой реакции и адаптации к изменениям, инновациям и накоплению уникальных компетенций. Способствует минимизации уровней в управленческой иерархии.

Пример: объединение службы эксплуатации с оперативной службой.

В заключении хочется отметить, что цель формирования определенного вида организации управления ГЭС заключается в том, чтобы в большей степени уделить внимание основной деятельности ГЭС – бесперебойной работе по обеспечению задания по выработке и отпуску качественной электрической энергии потребителям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был проведен расчет и определены основные элементы и параметры Эвенкийского гидроузла на реке Нижняя Тунгуска, который является сооружением I класса. В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов ГЭС, для чего было построено режимное поле. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с десятью гидротурбинами РО-170-а-В-710. По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 175 об/мин был выбран серийный гидрогенератор СВФ 1690/185-48 с номинальной активной мощностью 550 МВт. Была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ 550 кВ «полуторная», с 18-ю присоединениями. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы: ТНДЦ - 630000/500, трансформаторы собственных нужд: ТДНС-10000/15 и ТСЗ-2500/10 для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки 3×AC – 300/66.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла – приплотинная. Водосливная плотина принята бетонной. Две грунтовых плотины: правобережная и бетонная левобережная. В состав сооружений входят: – грунтовая левобережная плотина; – шлюз; – водосливная бетонная плотина с поверхностным водосливом; – здание ГЭС; – грунтовая левобережная плотина. Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины: – число водосливных отверстий – 10 шт; – ширина водосливных отверстий в свету – 30 м; – отметка гребня водосливной плотины – 202,6 м; – отметка гребня грунтовой плотины – 195,87 м. Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,28 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Эвенкийского гидроузла отвечает требованиям надежности, сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренным СНиП. В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране труда, охране окружающей среды и пожарной безопасности. По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели: – срок окупаемости – 116 месяцев; – себестоимость – 0,29руб/кВт·ч.

В ходе проработки специального вопроса был разработан прототип датчика контроля наличия протечек в полости поворотно-лопастного колеса, имеющий возможность определять тип и уровень попавшей в рабочее колесо жидкости, получены зависимости изменения его ёмкости в зависимости от уровня и природы жидкости в датчике. Была подобрана схема измерителя и усилителя для преобразования ёмкости датчика в напряжение. На языке

программирования С написана программа для микроконтроллера ArduinoUno, управляющего работой измерителя. Для наглядной демонстрации работы программы изображена её блок-схема. В будущем планируется разработка системы передачи сигнала от измерителя в АСУ ТП.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева Е.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://www.so-ups.ru/>.
4. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. -Саяногорск, 2005.114с.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва
6. СТО 01.01.78- 2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. –Введ. 30.07.2012 –Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания –РусГидро, 2012. –307 с.
7. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
8. 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.
9. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. –Введ. 01.01.1988. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1998. –7 с.
10. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. -Введ. 01.01.1971. – Москва:Стандартинформ, 2008. –15 с.
11. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. -Введ. 01.01.1971. –Москва:Стандартинформ, 2008. –6 с.
12. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. -Введ. 01.07.1975. – Москва:Стандартинформ, 2010. –12 с.

13. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования/ сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденёв; под ред. Л.В. Толстихиной. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2012. – 40 с.

14. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электро – энергетических систем в примерах и иллюстрациях; учебное пособие для практических занятий/ Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно–Шушенский филиал, 2010. – 180 с.

15. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.

16. Каталог «Разъединители внутренней установки» [Электронный ресурс]// «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.

17. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. –232 с.

18. 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.

19. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. –111 с.

20. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. –40 с.

21. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. –69 с.

22. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.

23. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] :федер. закон от 10.01.2002 №7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

24.Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] :федер. закон от 04.05.1999 №96-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

25. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс] :федер. закон от 24.06.1998 №89-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

26. О животном мире [Электронный ресурс]: федер. закон от 13.12.1996 N52-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

27. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс]: федер. Закон от 14.03.1995 №33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

28. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс]: федер.закон от 30.03.1999 №52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

29.О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]: федер. закон от 23.12.2003 №186-ФЗ // Справочная правовая система«Консультант плюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс]: федер. закон от 16.05.2008 №75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». –

Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31.О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс]: федер. закон от 06.12.2007 №333-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации[Электронный ресурс]: федер. закон от 08.11.2007 №258-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

33. Земельный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. –Москва: Маркетинг, 2008. –55 с.

34. Водный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. –42 с.

35. Лесной кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. –45 с.

36. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

37. Гидротурбины. Ковалёв Н. Н. 2-е издание. — Л.: Машиностроение, 1971. — 583 с.: ил.

38."Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях" от 30.12.2001 N 195-ФЗ (ред. от 18.03.2019) (с изм. и доп., вступ. в силу с 29.03.2019)

38. Одномерные матрицы фотодиодов[Электронный ресурс]: Фотодиодная линейка A2V-16 // Азимут Фотоникс – оптоэлектронные компоненты. – Режим доступа: <http://www.azimp.ru/catalogue/multielement+photodiodes/459/>

39. Простой измеритель емкости[Электронный ресурс]: Схемы автоматики // Радио Лоцман. – Режим доступа: <https://www.rlocman.ru/shem/schematics.html?di=52649>.

40. Усилители с изменяющимся коэффициентом усиления. Измерение напряжения, внутреннего сопротивления и тока короткого замыкания[Электронный ресурс]: Теория радиоэлектроники // NAUSHEBE.NET Техника и Программы. – Режим доступа: <http://nauchebe.net/2015/05/usiliteli-s-izmenyayushhimsya-koefficientom-usileniya-izmerenie-napryazheniya-vnutrennego-soprotivleniya-i-toka-korotkogo-zamykaniya/>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходный гидрологический ряд

Таблица А.1 – Исходный гидрологический ряд

№ года	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1	1923	66	58	112	1506	994	950	488	230	166	284	156	106	426
2	1924	30	24	234	668	786	1362	788	404	330	394	84	58	430
3	1925	54	46	176	644	1096	778	634	398	404	308	164	158	405
4	1926	64	58	100	838	1356	752	568	350	352	422	128	96	424
5	1927	50	40	60	530	1008	944	434	172	118	116	60	38	298
6	1928	18	12	48	812	882	734	292	208	132	116	82	72	284
7	1929	68	54	74	756	872	752	470	300	290	350	184	100	356
8	1930	62	58	98	582	834	776	616	338	330	234	96	84	342
9	1931	62	54	84	1250	1120	1036	462	302	266	244	160	86	427
10	1932	52	48	182	494	1054	848	422	230	194	290	74	54	329
11	1933	58	52	68	484	1650	1038	518	396	310	372	120	66	428
12	1934	68	54	88	648	866	1716	536	300	338	248	90	72	419
13	1935	66	60	102	616	964	900	416	370	354	368	172	94	374
14	1936	62	58	94	360	660	720	380	240	210	180	66	58	257
15	1937	66	56	88	1074	1202	1186	652	402	338	312	116	90	465
16	1938	56	48	66	460	1762	1034	394	284	220	204	90	70	391
17	1939	42	36	48	792	1510	1056	774	374	346	238	102	20	445
18	1940	74	56	78	936	1102	1390	592	320	388	396	216	82	469
19	1941	68	60	88	700	1540	1020	552	452	360	424	258	102	469
20	1942	68	56	70	654	1074	1280	502	318	252	414	166	126	415
21	1943	76	72	120	1938	1916	1090	613	413	340	438	226	108	613
22	1944	62	44	52	1178	1222	1256	724	464	428	422	248	84	515
23	1945	72	58	64	1178	1134	476	404	232	224	234	216	100	366
24	1946	24	18	84	1682	1218	1100	532	354	236	342	116	74	482
25	1947	54	46	84	502	1004	1000	434	368	391	388	324	109	392
26	1948	46	40	74	520	1244	1106	554	268	252	324	116	64	384
27	1949	66	54	88	1108	1852	1226	624	424	272	290	208	122	528
28	1950	54	42	158	1158	1712	1156	676	426	388	368	320	50	542
29	1951	68	58	80	496	1694	762	550	352	332	332	88	88	408
30	1952	68	58	84	588	1946	1230	876	504	386	326	152	96	526
31	1953	68	56	66	380	1534	1100	484	200	180	200	180	100	379
32	1954	84	64	88	670	1578	1854	988	524	340	422	218	96	577
33	1955	82	66	104	1946	1860	1480	840	640	518	532	240	160	706
34	1956	84	72	118	1388	1842	1184	712	406	358	444	290	110	584
35	1957	66	54	82	1212	1518	830	612	358	318	268	110	76	459
36	1958	78	68	102	804	1874	962	716	388	408	358	188	94	503

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

№ года	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
37	1959	70	58	80	552	1272	1634	810	464	386	362	128	90	492
38	1960	64	54	72	1100	1922	1076	656	370	322	308	138	56	512
39	1961	56	40	140	904	1310	712	366	168	150	224	52	88	351
40	1962	64	62	94	1080	1608	906	724	446	364	408	142	82	498
41	1963	66	54	72	1112	1064	336	332	304	208	202	162	68	332
42	1964	68	36	74	1388	778	884	530	256	236	328	238	190	417
43	1965	66	60	80	1218	1534	678	444	342	310	348	136	98	443
44	1966	64	30	84	1350	1350	1020	602	382	272	380	110	84	477
45	1967	60	54	78	508	984	780	552	342	342	320	76	56	346
46	1968	64	46	46	618	1548	980	424	218	168	178	112	102	375
47	1969	64	60	90	582	1482	890	430	404	404	292	160	54	409
48	1970	86	72	114	1354	1956	1258	932	636	488	514	148	170	644
49	1971	82	70	98	1376	1300	1194	768	568	554	444	280	104	570
50	1972	66	54	76	1174	1090	1110	796	460	440	362	178	84	491
Ср.многолет.		63	52	92	917	1334	1031	584	361	314	325	158	90	443

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Использование водной энергии

Таблица Б.1 – Среднегодовые расходы

m	P, %	Q _{год} , м ³ /с	Годы	Q _{полов} , м ³ /с	Годы	Q _{межен} , м ³ /с	Годы
1	2	706	1955	1532	1955	293	1955
2	4	644	1970	1389	1943	279	1970
3	6	613	1943	1375	1970	275	1971
4	8	584	1956	1282	1956	235	1956
5	10	577	1954	1273	1954	230	1954
6	12	570	1971	1203	1949	227	1941
7	14	542	1950	1189	1960	226	1950
8	16	528	1949	1176	1950	226	1944
9	18	526	1952	1160	1952	224	1943
10	20	515	1944	1160	1971	221	1947
11	22	512	1960	1133	1946	215	1972
12	24	503	1958	1095	1944	214	1925
13	25	498	1962	1089	1958	211	1958
14	27	492	1959	1081	1966	209	1952
15	29	491	1972	1080	1962	208	1962
16	31	482	1946	1067	1959	205	1959
17	33	477	1966	1043	1957	201	1940
18	35	469	1940	1043	1972	198	1935
19	37	469	1941	1033	1939	196	1926
20	39	465	1937	1029	1937	195	1924
21	41	459	1957	1005	1940	191	1969
22	43	445	1939	985	1923	191	1949
23	45	443	1965	969	1965	184	1942
24	47	430	1924	967	1931	184	1937
25	49	428	1933	953	1941	180	1933
26	51	427	1931	942	1934	180	1965
27	53	426	1923	923	1933	178	1964
28	55	424	1926	913	1938	178	1929
29	57	419	1934	901	1924	176	1966
30	59	417	1964	895	1964	175	1951
31	61	415	1942	893	1968	173	1960
32	63	409	1969	879	1926	167	1957
33	65	408	1951	878	1942	166	1967
34	67	405	1925	876	1951	163	1930
35	69	392	1947	875	1953	157	1931
36	71	391	1938	856	1948	157	1934
37	73	384	1948	846	1969	156	1946
38	75	379	1953	823	1961	151	1939

Продолжение приложения Б

Таблица Б.1 – Среднегодовые расходы

m	P, %	Q _{год} , м ³ /с	Годы	Q _{полов} , м ³ /с	Годы	Q _{межен} , м ³ /с	Годы
9	76	375	1968	798	1945	150	1945
40	78	374	1935	788	1925	148	1948
41	80	366	1945	735	1947	147	1923
42	82	356	1929	729	1927	142	1963
43	84	351	1961	724	1935	141	1932
44	86	346	1967	713	1929	131	1953
45	88	342	1930	711	1963	130	1938
46	90	332	1963	706	1967	121	1936
47	92	329	1932	705	1932	117	1968
48	94	298	1927	702	1930	115	1961
49	96	284	1928	680	1928	86	1928
50	98	257	1936	530	1936	82	1927

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Режимы работы ГЭС

Месяц	Режим работы ГЭС по водотоку											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{пол.быт.}}, \text{м}^3/\text{с}$	46	50	68	1077	1008	302	298	292	199	197	182	79
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	130	130	130	131	131	130	130	130	130	130	130	130
$H_{\text{под}}, \text{м}$	59	59	59	58	58	59	59	59	59	59	59	59
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	24	26	35	551	516	157	155	152	103	102	95	41
$Q_{\text{пол.быт.}}, \text{м}^3/\text{с}$	46	50	68	1077	1008	302	298	292	199	197	182	79
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
Режим работы ГЭС по требованиям ВХК												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{вхк}}$	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	130	130	130	131	131	130	130	130	130	130	130	130
$H_{\text{под}}, \text{м}$	59	59	59	58	58	59	59	59	59	59	59	59
$N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
$N_{\text{водот}} - N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$	-91	-89	-80	436	401	42	40	36	-12	-13	-20	-74

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Месяцы	Q пол	Q водх	Q вхк	Q гэс	Q нб	V нач	dV	V кон	Z ВБ (нач)	Z ВБ(кон)	Z ВБ(ср)	ZНБ	Н гэс	N гэс	N гар
9	198	20	221	218	221	11,99	0,05	11,94	190,00	189,88	189,94	130	60	112	вхк
10	196	22	221	218	221	11,94	0,06	11,88	189,88	189,76	189,82	130	60	112	вхк
11	182	198	221	380	383	11,88	0,51	11,37	189,76	188,58	189,17	131	59	192	192
12	79	537	221	616	619	11,37	1,39	9,98	188,58	185,13	186,85	131	56	297	297
1	46	621	221	667	691	9,98	1,61	8,36	185,13	180,19	182,66	131	52	297	297
2	50	419	221	469	472	8,36	1,09	7,28	180,19	176,14	178,16	131	48	192	192
3	68	150	221	218	221	7,28	0,39	6,89	176,14	174,57	175,35	130	45	85	вхк
4	1076	-879	221	197	221	6,89	-2,28	9,17	174,57	182,81	178,69	130	48	82	вхк
5	1007	-810	221	197	221	9,17	-2,10	11,27	182,81	188,34	185,58	130	55	94	вхк
6	301	-104	221	197	221	11,27	-0,27	11,54	188,34	188,97	188,66	130	58	99	вхк
7	297	-100	221	197	221	11,54	-0,26	11,80	188,97	189,57	189,27	130	59	100	вхк
8	291	-73	221	218	221	11,80	-0,19	11,99	189,57	190,00	189,78	130	60	112	вхк

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

Месяцы	Qпол	Qводх	Qвхк	Qгэс	Qнб	Vнач	dV	V кон	ZВБ(нач)	ZВБ(кон)	ZВБ(ср)	ZНБ	Hгэс	Nгэс	Эгэс	Nгар
10	293	4	221	297	300	11,99	0,01	11,98	190,00	189,98	189,99	130	60	152	113,23	вхк
11	282	15	221	297	300	11,98	0,04	11,94	189,98	189,89	189,93	130	60	152	113,12	вхк
12	182	198	221	379	382	11,94	0,51	11,43	189,89	188,71	189,30	131	59	192	142,70	192
1	79	536	221	614	617	11,43	1,39	10,04	188,71	185,31	187,01	131	56	297	220,82	297
2	46	619	221	664	688	10,04	1,60	8,44	185,31	180,44	182,87	131	52	297	220,82	297
3	50	417	221	466	469	8,44	1,08	7,36	180,44	176,45	178,44	131	48	192	142,70	192
4	107	181	221	288	291	7,36	0,47	6,89	176,45	174,57	175,51	130	45	112	83,22	вхк
5	1247	-891	221	356	380	6,89	2,31	9,20	174,57	182,90	178,73	130	48	148	109,98	вхк
6	1192	-836	221	356	380	9,20	2,17	11,36	182,90	188,56	185,73	130	55	169	125,92	вхк
7	600	-176	221	424	448	11,36	0,46	11,82	188,56	189,61	189,09	131	59	214	158,86	вхк
8	482	-58	221	424	448	11,82	0,15	11,97	189,61	189,95	189,78	131	59	216	160,74	вхк
9	374	-7	221	367	370	11,97	0,02	11,99	189,95	190,00	189,97	130	60	188	139,80	вхк
															Σ	1731,9

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Суточный график нагрузки для зимнего периода

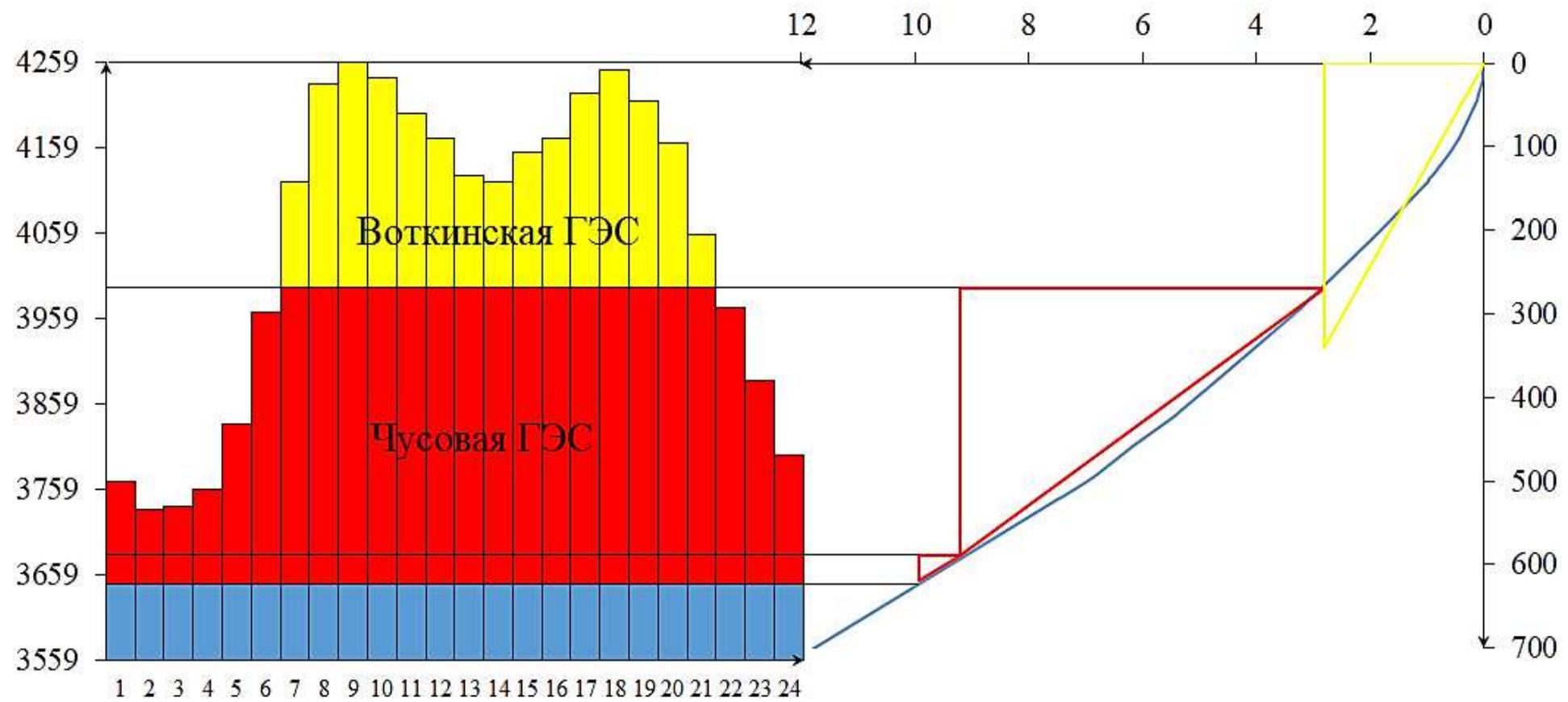
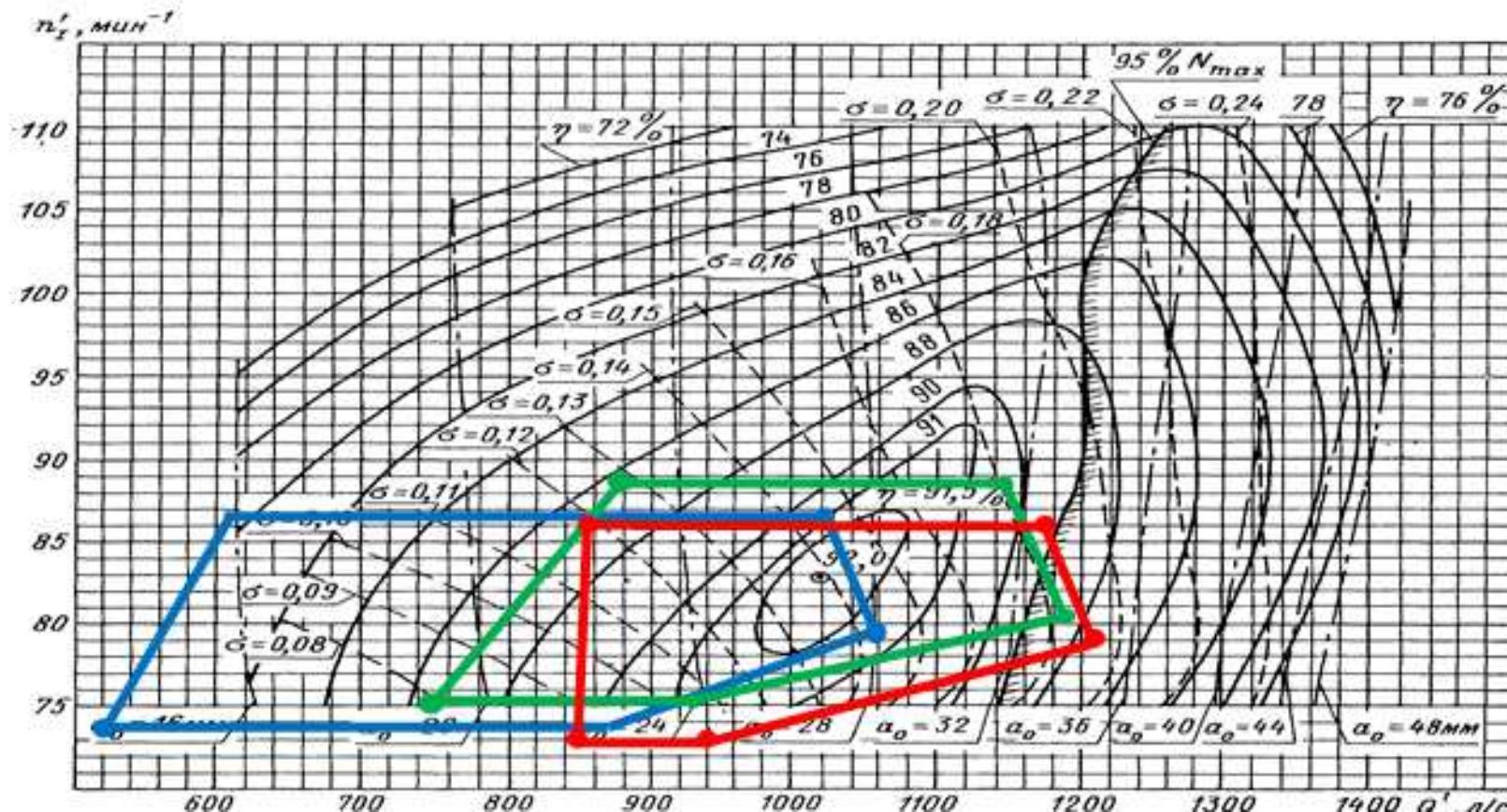


Рисунок В.1 – ИКН января

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Характеристика турбины РО75/841а-В-46



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица уставок и матрица отключений

Таблица Д.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0.738 A
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,46 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7.38 A
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	- 5 B
		t_3	U_{0G}	- 15 B
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	140 B
		1 ступень	U_{CP1}	120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	0,07 · I_H 0,34A
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$ 0,738 A
		OTC I	$I_{2C.3.}$	$0,22 \cdot I_H$ 1,08 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$ 5,27 A
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$ 5,41 A
		OTC	I_{1OTC}	$1,224 \cdot I_{HOM}$ 6,02 A
		ПУСК	U_{CP}	$0,66 \cdot U_{HOM}$ 66 B
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,087 0,3 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,31 1,1 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$ 5,67 A
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{HOM.P}$ 5,83 A
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{HOM.P}$ 11,607 A

Продолжение приложения Д

Таблица Д.2 – Матрица отключений

				Отключение В/Г		Гашение полей		Установка турбины и сброс АРЗ		Пуск ПЖГ ГГ		Отключение В-110 и В-ТСН		Предупредительный		Отключение ПСВ-220	
Наименование	Обозначение	IΔG		+		+		+		+		+		+		+	
Диф. Защита продольная	33Г	U ₀	t ₁														
			t ₂														
			t ₃	+		+		+									
ЗПН	3ПН	U >	t	+		+		+									
			1 ступень t ₁	+		+											
			2 ступень t ₂	+		+											
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок		I ₂	СО														+
			ИО		+		+										
			OTC I	t ₁											+		+
				t ₂	+		+										+
Защита от симметричных к.з. и перегрузок		I ₁	СО														+
			ИО		+		+										+
			OTC	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		+		+										

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

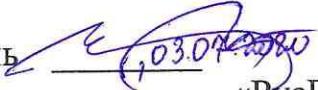
Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
«03 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧУСОВОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧУСОВАЯ.
ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ ТЕХНИЧЕСКИХ СЛУЖБ ПРИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЭС

Руководитель  Начальник ОС ПАО И.Ю. Погоняйченко
подпись, дата «РусГидро» Саяно-Шушенской инициалы, фамилия
ГЭС
должность, ученая степень

Выпускник  25.06.2020.
подпись, дата

Д.А. Парыгин
инициалы, фамилия

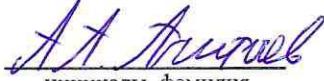
Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме: «Проектирование Чусовой ГЭС на реке Чусовая. Оптимизация структуры технических служб при эксплуатации ГЭС».

Консультанты по разделам:

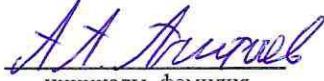
Консультант руководителя БР


подпись, дата


инициалы, фамилия

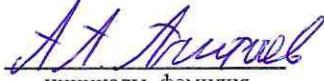
Водно-энергетические расчёты


подпись, дата


инициалы, фамилия

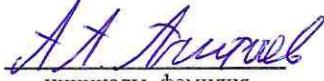
Основное и вспомогательное оборудование


подпись, дата


инициалы, фамилия

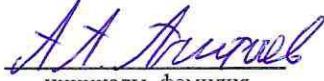
Электрическая часть


подпись, дата


инициалы, фамилия

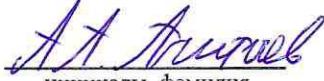
Релейная защита и автоматика


подпись, дата


инициалы, фамилия

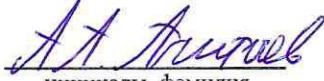
Компоновка и сооружения гидроузла


подпись, дата


инициалы, фамилия

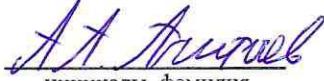
Пожарная безопасность. Охрана труда


подпись, дата


инициалы, фамилия

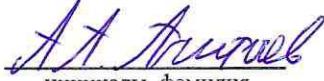
Охрана окружающей среды


подпись, дата


инициалы, фамилия

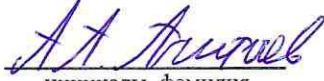
Технико-экономическое обоснование


подпись, дата


инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата


инициалы, фамилия