

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТОККИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОККО. НАБЛЮДЕНИЯ  
ЗА НАПРЯЖЕННЫМ СОСТОЯНИЕМ СООРУЖЕНИЯ ПРИ ПОМОЩИ  
ДИСТАНЦИОННОЙ КИА

ст. преп. кафедры ГГЭС,  
Саяно-Шушенский филиал СФУ

Руководитель \_\_\_\_\_ А.М. Волошин  
подпись, дата \_\_\_\_\_  
должность, кафедра

Выпускник \_\_\_\_\_ В.Н. Салосин  
подпись, дата \_\_\_\_\_

Саяногорск; Черемушки 2022

**Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Токкинской ГЭС на реке Токко. Наблюдения за напряженным состоянием сооружения при помощи дистанционной КИА»**

**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 сооружения и гидроузла**

подпись, дата

инициалы, фамилия

**Пожарная безопасность. Охрана труда**

подпись, дата

инициалы, фамилия

**Охрана окружающей среды**

подпись, дата

инициалы, фамилия

**Технико–экономическое обоснование**

подпись, дата

инициалы, фамилия

**Нормоконтролер**

подпись, дата

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ТОККИНСКОЙ ГЭС .....	9
ВВЕДЕНИЕ .....	11
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий	
функционирование гидроэлектростанции .....	12
1.1. Природные условия.....	12
1.1.1 Климат .....	12
1.1.2 Гидрологические данные.....	12
1.1.3 Сейсмические условия.....	14
1.2 Аналог проектируемого гидроузла .....	14
2 Водно-энергетический расчет и выбор установленной мощности.....	14
2.1 Регулирование стока воды .....	14
2.1.1 исходные данные.....	14
2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов.....	15
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов.....	16
2.1.4 Выбор расчетного средневодного года.....	17
2.1.5 Выбор расчетного маловодного года.....	18
2.1.6 Корректировка расходов и построение гидрографа .....	18
2.1.7 Определение типа регулирования .....	19
2.2 Определение установленной мощности на основании водно-	
2.2.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований	
водохозяйственного комплекса .....	20
2.2.2 Баланс энергии.....	21
2.2.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году.	22
2.2.4 Расчет установленной мощности, проектируемой ГЭС .....	23
2.2.5 Баланс мощности.....	23
2.2.7 Построение режимного поля.....	25
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС .....	26
3.1 Выбор системы и типа гидротурбины .....	26
3.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса.....	27
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	30
3.4 Расчёт и построение плана металлической спиральной камеры с круглым	
сечением и полным охватом .....	32
3.5 Выбор типа серийного генератора .....	35
3.6.1 Расчет вала на прочность .....	36
3.6.2 Расчет подшипника .....	36
3.7 Выбор вспомогательного оборудования .....	37
3.7.1 Выбор маслонапорной установки .....	37
4 Электрическая часть .....	38
4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС .....	38
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....	38
4.2.1 Выбор синхронного генератора.....	38
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.	39

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком .....	41
4.2.4 трансформаторов собственных нужд .....	42
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушной линий .....	42
4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико - экономического расчета .....	44
4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	45
4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного коротких замыканий в главной схеме при помощи программного обеспечения «RastrWin» с выбором оборудования .....	46
4.6.1 Расчёт исходных данных .....	46
4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	47
4.6.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	49
4.6.4 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ .....	50
4.7 Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	55
4.8 Выбор параметров КРУЭ .....	58
5 Релейная защита и автоматика .....	58
5.1 Технические данные оборудования. ....	58
5.2 Расчёт номинальных токов. ....	59
5.3 Описание защит и расчет их уставок .....	61
5.3.1 Защиты системы возбуждения.....	61
5.3.2 Продольная дифференциальная защита генератора ( $I\Delta G$ ) .....	63
5.3.4 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	69
5.3.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ ).....	69
5.3.6 Защита от симметричных перегрузок ( $I1$ ) .....	73
5.3.7 Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$ .....	75
5.3.8 Защита от перегрузки обмотки ротора .....	78
5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	79
6 Компоновка сооружения гидроузла .....	79
6.1 Проектирование водосливной плотины.....	79
6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины .....	80
6.1.2 Расчёт параметров волнового воздействия .....	80
6.2 Гидравлические расчёты .....	82
6.2.1 Определение ширины водосливного фронта .....	82
6.2.2 Определение отметки гребня водослива .....	83
6.2.3 Проверка на пропуск расчётного расхода при поверочном расчётном случае.....	84
6.2.4 Построение профиля водосливной грани .....	85

6.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	86
6.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи .....	87
6.3 Конструирование плотины.....	89
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины .....	89
6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами.....	89
6.3.3 Быки.....	89
6.3.4 Устои .....	90
6.3.5 Дренаж тела бетонной плотины .....	90
6.3.6 Галереи в теле плотины .....	90
6.4.1 Противофильтрационная завеса .....	91
6.4.2 Дренажные устройства в основании .....	91
6.5 Определение основных нагрузок на плотину .....	91
6.5.1 Вес сооружения .....	91
6.5.2 Расчёты гидростатического давления .....	92
6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления .....	92
6.5.4 Сила фильтрационного давления .....	93
6.5.5 Давление грунта .....	93
6.6 Расчёт прочности плотины.....	95
6.6.1 Определение напряжений .....	95
6.6.2 Критерии прочности плотины .....	98
6.6.3 Расчёт устойчивости плотины .....	99
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	100
7.1 Охрана труда.....	100
7.1.1 Система управления охраной труда .....	102
7.3 Охрана окружающей среды .....	110
7.3.1 общие сведения о районе строительства .....	110
7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	111
7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	113
7.3.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	115
8 Технико-экономические показатели .....	117
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	117
8.2 Текущие расходы по гидроузлу .....	117
8.3 Налоговые расходы .....	120
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	120
8.5 Анализ денежных потоков .....	121
8.6 Оценка инвестиционного проекта .....	122
8.7 Методология, исходные данные .....	122
8.8 Коммерческая эффективность .....	123
8.9 Бюджетная эффективность.....	123
8.10 Анализ чувствительности.....	124
9 Наблюдение за напряженным состоянием сооружения при помощи дистанционной КИА .....	125

9.1 Оборудование для автоматизированного мониторинга гидротехнических сооружений .....	125
9.1.1 Напряженно-деформированное состояние плотины и ее элементов .....	126
9.1.2 Тензометр (ТБ) .....	128
9.2 Структурная схема САК НДС Токкинской ГЭС .....	129
9.3 САК НДС на базе «Струна -4М».....	135
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	137
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	139
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	141
Анализ исходных данных.....	141
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчёты .....	144
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование .....	151
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Таблица уставок и матрица отключений.....	153
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Сбор Нагрузок.....	155

# СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ТОККИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....	Токко;
2. Наименование ГЭС.....	Токкинская ГЭС;
3. Местонахождение ГЭС.....	Республика Саха (якутия);
4. Тип проектируемой установки.....	Гидроэлектростанция;
5. Характерные расходы воды:	
а) среднемноголетний.....	116,3 м <sup>3</sup> /с;
б) максимальный с обеспеченностью 3%.....	814,04 м <sup>3</sup> /с;
в) максимальный с обеспеченностью 0,5%.....	987,96 м <sup>3</sup> /с;
г) минимальный.....	15 м <sup>3</sup> /с;
6. Параметры водохранилища:	
а) характер регулирования стока.....	Годичный;
б) отметка НПУ.....	200,00 м;
в) отметка ФПУ.....	202,00 м;
г) отметка УМО.....	182,37 м;
д) объём водохранилища полный.....	1,856 км <sup>3</sup> ;
е) объём водохранилища полезный.....	1,375 км <sup>3</sup> ;
7. Напоры ГЭС:	
а) максимальный.....	49,20 м;
б) расчётный.....	35,60 м;
в) минимальный.....	29,50 м;
8. Энергетические характеристики:	
а) мощность установленная.....	72 МВт;
б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....	341 млн.кВтч;
9. Плотина (общая длина / максимальная высота):	
а) правобережная грунтовая плотина.....	124,08 м / 55,2м;
б) левобережная грунтовая плотина.....	550,90 м / 59,2 м;
в) станционная часть.....	123,50 м / 55,2 м;
10. Водосбросные сооружения:	
11.1 Поверхностный водослив:	
а) число и ширина пролётов.....	4 по 5,5 м
б) общая длина.....	22,0 м;
в) максимальная высота.....	59,2 м;
11.2 Глубинный водослив:	
а) число и форма сечения.....	4 и круглые;
б) размер сечения.....	2x2 м;
11. Здание ГЭС:	
а) тип здания.....	приплотинное;
б) число агрегатов.....	2;
в) грунты в основании.....	гранит;
г) тип спиральной камеры.....	металлическая;
д) тип отсасывающей трубы.....	изогнутая;

12. Основное оборудование:

- а) Тип турбины.....ПЛ50-В-400;
- б) Тип генератора..... ВГС 650/130-32;
- в) Номинальная активная мощность генератора.....72 МВт;
- г) Частота вращения.....187,5 об/мин;
- д) Тип трансформаторов.....ТРДЦН-63000/110;

13. Технико-экономические показатели:

- а) Срок окупаемости.....8 лет, 4 месяца;
- б) Себестоимость электроэнергии.....0,37 руб/Квт·ч;
- в) Удельные капиталовложения.....100599,57 руб/Квт;

## **ВВЕДЕНИЕ**

Энергетика играет важную роль, как для обычного потребителя, так и для всей промышленности. В настоящее время, в связи с развитием технологий растет число потребителей электрической энергии. Правильное использование ресурсов электроэнергетики создают необходимые условия для роста экономики и повышения качества жизни населения страны.

Гидроэлектростанции считаются экологически безопасным объектом, так как не использует нефть, газ, твердого топлива и ядерного горючего, тем самым не загрязняет атмосферу и окружающую среду.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции и в процессе проработки, нахождение оптимальных проектных решений. В проект входят такие аспекты, как определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования, расчет гидротехнических сооружений. Охрана окружающей среды и труда, а также экономическое обоснование реализации проекта.

# **1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования гидроэлектростанции**

Выбранная для курсового проекта река – Токко находится в Республике Саха (Якутия). Поскольку ГЭС проектируется на реке Токко, принято решение дать ей название - Токкинская.

## **1.1. Природные условия**

### **1.1.1 Климат**

Климат резко континентальный и сухой. Почти весь район находится в зоне сплошного распространения многолетней мерзлоты. Зима продолжительная (с октября по апрель) и морозная. Межсезонные периоды (весна и осень) очень короткие. Лето тёплое и солнечное. (средняя температура июля от +12°C в горах до +20°C в долине реки).

В республика Саха ветры слабые, обычно не превышающие 3-4 м/с. Максимальная скорость достигает 18-19 м/с.

Самый холодный зимний месяц – январь. Средние дневные температуры января от – 30 °C до – 35 °C.

Самый жаркий летний месяц – июль. Средняя дневная температура в равнинной части республики от + 12 до + 20 °C.

Осадков выпадает от 200 до 300 мм в год. Река замерзает со второй половины октября. Разрушение ледяного покрова происходит в мае. Возможны заторы, вызывающие большие подъёмы уровня воды.

### **1.1.2 Гидрологические данные**

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Токко за период 1936-1960 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднее значение стока за весь период наблюдений 116,3 м<sup>3</sup>/с. Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа	Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа				
	зимняя		летняя		
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	$W, \text{км}^3$	$Q, \text{км}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{км}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$
150	0	0	150	0	150
154,62	0,03	40	150,9	50	150,9
163,22	0,1	80	151,48	100	151,48
167,87	0,15	160	152,22	200	152,22
176,81	0,3	240	152,77	300	152,77
181,55	0,45	320	153,2	400	153,2
184,67	0,6	400	153,63	500	153,63
187,26	0,75	480	154,03	600	154,03
189,72	0,9	560	154,43	700	154,43
192	1,05	640	154,8	800	154,8
194	1,2	720	155,15	900	155,15
195,61	1,35	800	155,55	1000	155,55
196,96	1,5	880	155,9	1100	155,9
198,27	1,65	904	156	1130	156
199,57	1,8	-	-	-	-
199,8	1,83	-	-	-	-
200	1,86	-	-	-	-
200,3	1,9	-	-	-	-

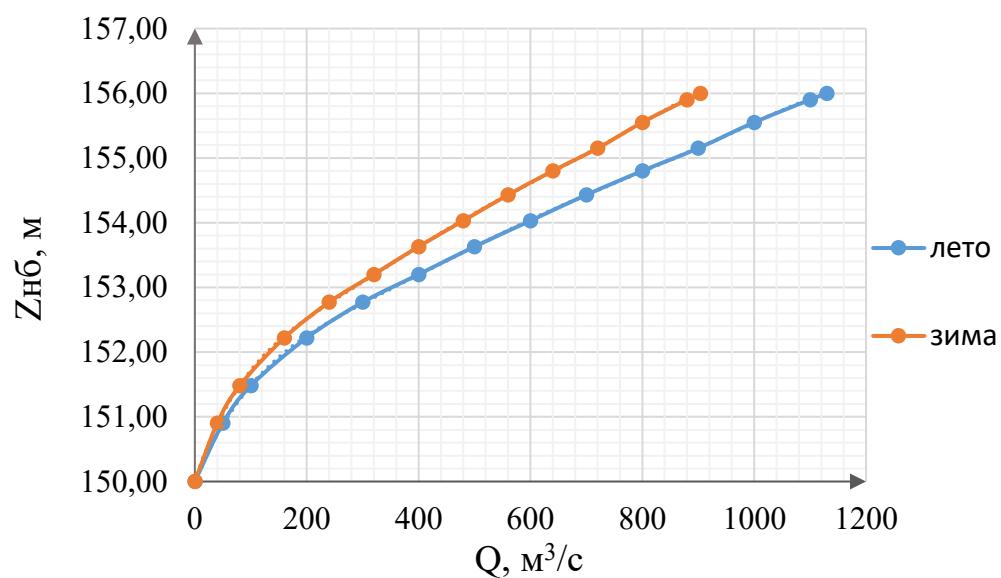


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

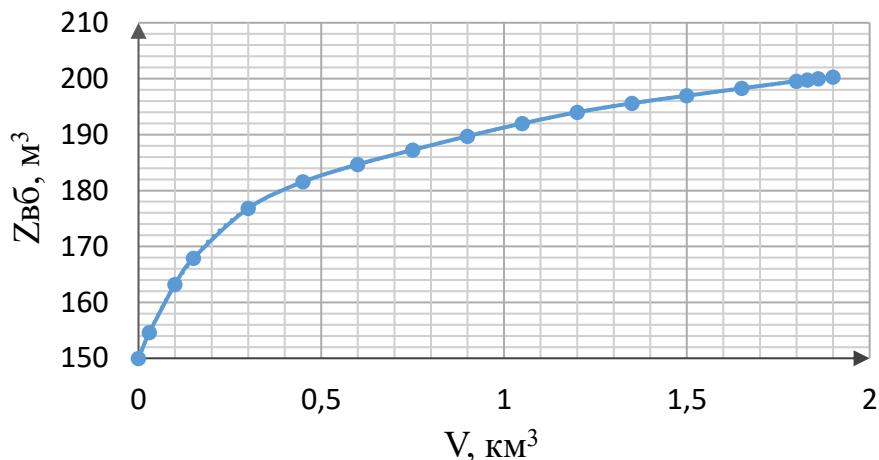


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

### 1.1.3 Сейсмические условия

Русло вблизи предполагаемого створа сложено скальными породами, в основании гранит. В соответствии с сейсмической картой района расчетная сейсмическая интенсивность расположения Токкинской ГЭС равна 5 баллам.

## 1.2 Аналог проектируемого гидроузла

По результатам водоэнергетических расчетов аналогом проектируемой ГЭС была выбрана Широковская гидроэлектростанция.

## 2 Водно-энергетический расчет и выбор установленной мощности

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 исходные данные

Энергосистема: Якутское РДУ;

Годовой максимум нагрузки: 833 МВт;

Нагрузочный резерв составляет 3 %, аварийный резерв составляет 10 %;

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ: 0,8;

Коэффициент мощности: 8,6;

Потери напора в подводящих сооружениях  $\Delta h = 0,5$  м;

НПУ гидроузла:  $Z = 200,00$  м;

ДНО гидроузла:  $Z = 150,00$  м.

Объемы водохранилища и уровней верхнего бьефа и кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунках 1.1 и 1.2. Ряд гидрологических наблюдений за рекой Токко за период 1936 – 1989 гг. представлены в приложении А. Анализ исходных данных, таблица А.1. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Расходы на ВХК и основные потери воды

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{исп}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{лед}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	1,2	2	2,8	2	-0,4	-4	-3,6	0	0
$Q_{\phi}, \text{м}^3/\text{с}$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
$Q_{рыб}, \text{м}^3/\text{с}$	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7
$Q_{ВХК}, \text{м}^3/\text{с}$	30	30	30	30	70	70	70	70	70	70	30	30

## 2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Максимальные расходы, представленные в приложении А Анализ исходных данных, таблица А.1, располагаются в порядке убывания, для заполнения таблицы А.2. Далее вычисляем коэффициент К:

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

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

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

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{4,11}{54}} = 0,35; \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,38}{54 \cdot 0,28^3} = 0,095. \quad (2.3)$$

Средняя квадратичная ошибка вычисления коэффициентов вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,35^2}}{\sqrt{2 \cdot (54-1)}} \cdot 100\% = 11,38\%. \quad (2.4)$$

Ошибка является допустимой для этого ряда.

Средняя квадратичная ошибка коэффициента асимметрии равна:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,35^2+5 \cdot 0,35^4}}}{0,095} \cdot 100\% = 473,7\%. \quad (2.5)$$

Ошибка является недопустимой, следовательно принимаем  $C_s = 2Cv$ .

$$(2.6) \quad \delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{50} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,35^2+5 \cdot 0,35^4}}}{0,7} \cdot 100\% = 63,84\%.$$

Заполним таблицу 2.2, используя следующие формулы:

$$M_s = \varphi \cdot C_v; \quad (2.7)$$

$$K_s = M_s + 1; \quad (2.8)$$

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

Таблица 2.2 – Результаты расчетов максимальных расходов

P, %	$\varphi$	$M_s$	$K_s$	$Q_s, m^3/s$	Расчетный случай
3	2,15	0,64	1,75	814,01	Основной
0,5	3,22	1,13	2,13	987,96	проверочный

### 2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

Отталкиваясь от гидрологического ряда наблюдений проточности реки Токко, необходимо год разделить на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются 4 – 7 месяцы, а все остальные месяцы года – маловодными. Для определения маловодного и средневодного года необходимо посчитать обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле:

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

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

$n=54$  – общее число членов ряда.

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

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

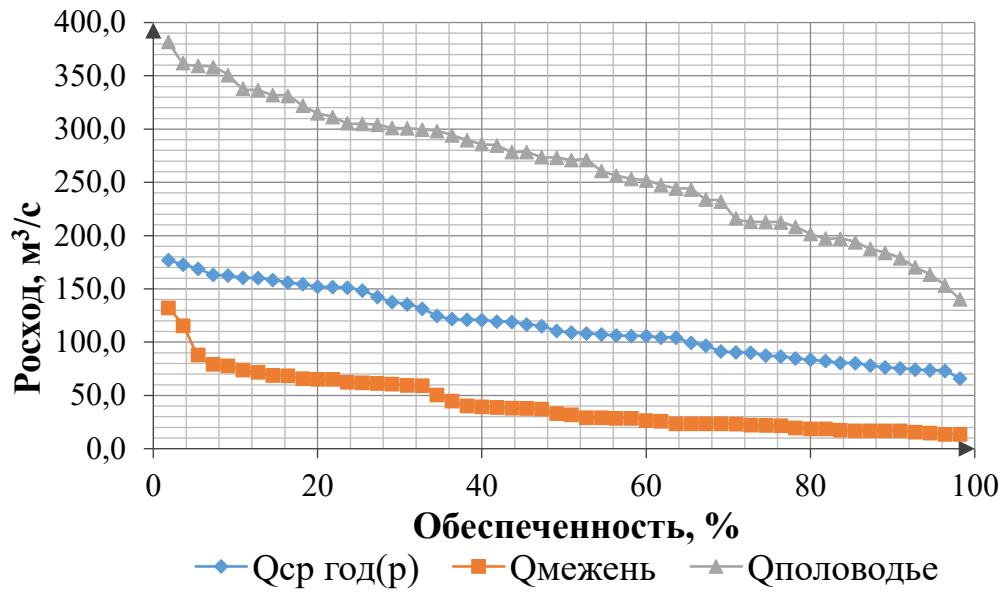


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

#### 2.1.4 Выбор расчетного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие года справа и слева от расчетной обеспеченности 50 %. Берем 1965 и 1963 года. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью, принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1963 года:

$$K_{\pi} = \frac{Q_{\pi,50\%}}{Q_{\pi,1965}} = \frac{294,05}{298,3} = 0,986; \quad (2.11)$$

$$K_m = \frac{Q_{m,50\%}}{Q_{m,1965}} = \frac{17,9}{17,0} = 1,06. \quad (2.12)$$

Для 1965 года:

$$K_{\pi} = \frac{Q_{\pi,50\%}}{Q_{\pi,1957}} = \frac{294,05}{289,8} = 1,015; \quad (2.13)$$

$$K_m = \frac{Q_{m,50\%}}{Q_{m,1957}} = \frac{17,9}{18,8} = 0,95. \quad (2.14)$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1965, так как его коэффициенты позволяют нам сделать корректировку, не изменяя объем сезонного и годового стока. Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток.

## 2.1.5 Выбор расчетного маловодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие года справа и слева от расчетной обеспеченности 90 %.

Берем 1953 и 1940 года. Во внутригодовом распределении для половодья 1940 года на 90% обеспеченность попал 1968, а для 1953 года – 1938 год, которые принимаем за базовые. Для межени 1940 года на 90 % обеспеченность попал 1954 год, а для 1953 – 1952 год, которые принимаем за базовые.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью, принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1940 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi, 90\% \text{базовое}}}{Q_{\Pi, 1940}} = \frac{184,0}{201,8} = 0,912; \quad (2.15)$$

$$K_M = \frac{Q_{M, 90\% \text{базовое}}}{Q_{M, 1940}} = \frac{16,9}{13,6} = 1,24. \quad (2.16)$$

Для 1953 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi, 90\% \text{базовое}}}{Q_{\Pi, 1953}} = \frac{179,0}{197,3} = 0,907; \quad (2.17)$$

$$K_M = \frac{Q_{M, 90\% \text{базовое}}}{Q_{M, 1953}} = \frac{16,9}{14,7} = 1,15. \quad (2.18)$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1953, так как его коэффициенты позволяют нам сделать корректировку, не изменяя объем сезонного и годового стока. Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток.

## 2.1.6 Корректировка расходов и построение гидрографа

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

Года с корректированными расходами приведены в таблицах 2.3-2.5.

Таблица 2.3 – Средневодный год с 90% обеспеченностью

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q$ ср.год.
Исходн.	15	14,1	14,5	225	504	254	176	26,8	23,3	20,8	18,6	17,5	109,1
Привед.	14,3	13,4	13,8	228,3	511,5	257,8	178,6	25,5	22,1	19,8	17,7	16,6	109,9
С коэф.	13,0	13,7	14,8	276,4	457,0	255,5	177,1	25,5	22,1	19,8	17,7	16,6	109,1

Таблица 2.4 – Расход с 90% обеспеченностью

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q$ ср.год. $\text{м}^3/\text{с}$
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	11	10,9	11,4	208	313	163	105	21,7	18	15,7	14,9	14,1	75,6
Изм $Q_{90\%}$	12,6	12,5	13,1	188,7	284,0	147,9	95,3	24,9	20,6	18,0	17,1	16,2	70,9
$Q_{90\%}$ с кор.	12,0	12,5	13,7	203,4	306,1	159,4	102,7	24,9	20,6	18,0	17,1	16,2	75,6

Таблица 2.5 – Среденводный (1965) и маловодный год (1922)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q$ ср.год. $\text{м}^3/\text{с}$
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	1,0	1,2	1,1	72,9	150,9	96,1	74,4	0,6	1,5	1,8	0,6	0,5	33,54

По корректированным данным таблиц строится расчетный гидрограф, рисунок 2.2.

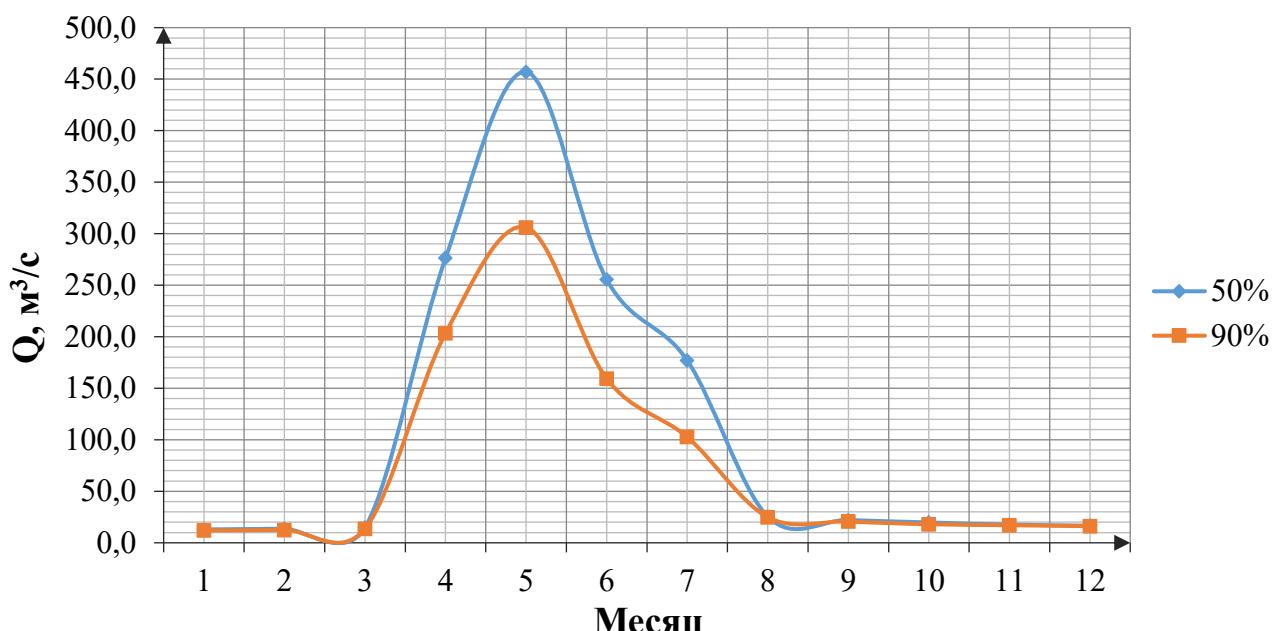


Рисунок 2.2 – Гидрограф маловодного и средневодного года

### 2.1.7 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объема водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Результатом сработки маловодного года является получение отметки УМО, которая равна 182,37 м. Объемы НПУ и УМО находятся по кривой связи объемов и уровней верхнего бьефа на рисунке 1.2.  $V_{\text{НПУ}} = 1,856 \text{ км}^3$ ;  $V_{\text{УМО}} = 0,48 \text{ км}^3$ .

Полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 1,856 - 0,366 = 1,49 \text{ км}^3. \quad (2.19)$$

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

$$\bar{W} = Q \cdot t = 116,3 \cdot 31536000 \cdot 10^{-9} = 3,67 \text{ км}^3; \quad (2.20)$$

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛ}}}{\bar{W}} = \frac{1,49}{3,67} = 0,41. \quad (2.21)$$

По полученному коэффициенте зарегулированности стока  $\beta = 0,41$  получим годичное регулирование стока, т.е. цикл длится один год.

## 2.2 Определение установленной мощности на основании водно-энергетического расчета

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

Расчеты начинаются с определения продолжительности и глубины сработки водохранилища. Для выбранного расчетного маловодного года (1953 г.) вычисляется значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пол.быт}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.22)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,6$ ;

$Q^{\text{пол.быт}90\%}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

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

$$Q^{\text{пол.быт}90\%} = Q^{\text{быт}} - Q^{\text{сумм}} = Q^{\text{быт}} - (Q^{\text{исп}} + Q^{\text{лёд}} + Q^\Phi), \quad (2.23)$$

где  $Q^{\text{исп}}$  – расход, расходуемый на испарение воды в водохранилище;

$Q^{\text{лёд}}$  – расход, расходуемый на льдообразование;

$Q^\Phi$  – потери воды на фильтрацию;

$Q^{\text{сумм}}$  – суммарные потери воды.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.24)$$

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

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

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,5$  м.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.25)$$

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

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

## 2.2.2 Баланс энергии

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

Таблица 2.6 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	P <sub>cp</sub> , МВт	N <sub>сущ.ГЭС</sub> , МВт	N <sub>быт</sub> , МВт	N <sub>ВХК</sub> , МВт	N <sub>гар</sub> , МВт
1	788	572	567	559	50
2	745	538	533	525	16
3	672	474	468	461	
4	587	425	342	412	
5	513	360	237	331	
6	471	327	262	298	
7	471	327	285	298	
8	513	360	350	331	
9	587	425	416	396	
10	672	474	466	445	
11	745	538	531	525	16
12	788	572	565	559	50

Баланс энергии представлен на рисунке 2.3.

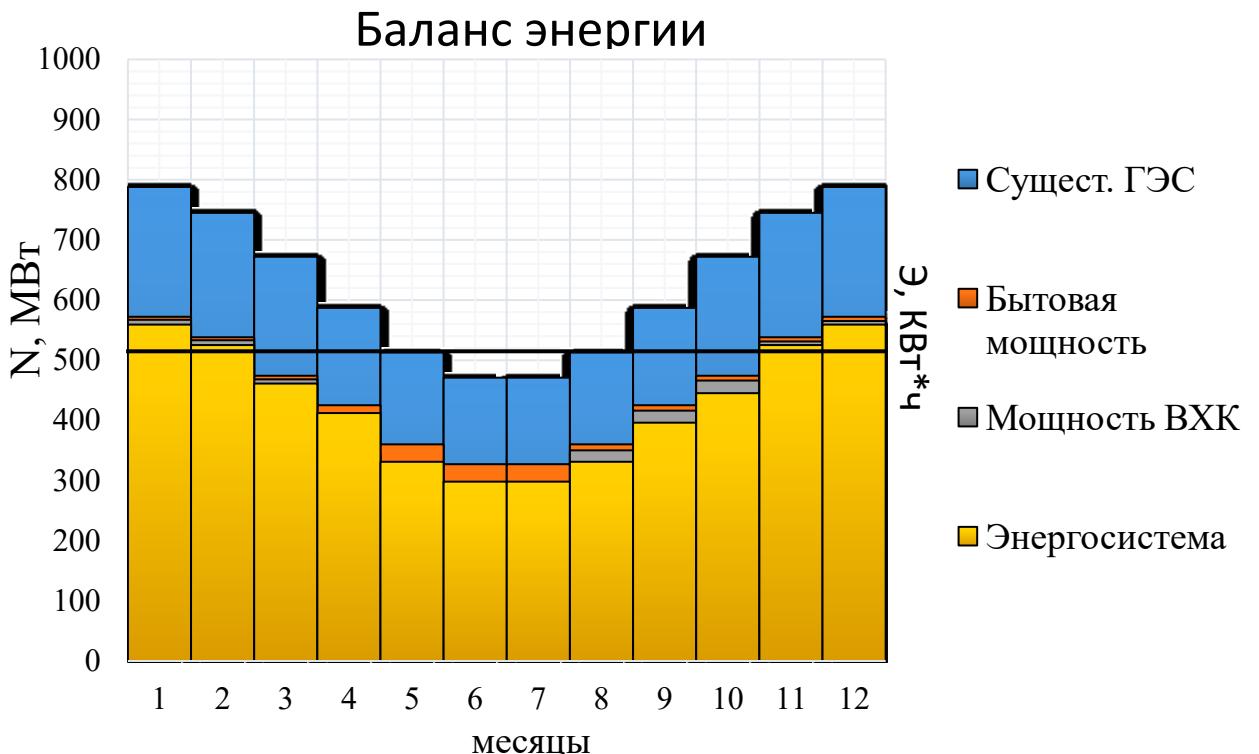


Рисунок 2.3 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

С помощью баланса энергии решается вопрос о начале сработки водохранилища. Месяц, в котором начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность BXK превышает мощность проектируемой ГЭС по водотоку, в рассматриваемом случае это август.

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

Расчет режима работы ГЭС в маловодном году производится для определения среднемноголетней выработки, а также отметки УМО. Строится график сработки и наполнения водохранилища для маловодного года. Начало сработки водохранилища – восьмой месяц. Расчет начинаем, когда водохранилище наполнено, уровень воды в нем равен отметке  $\nabla_{\text{НПУ}} = 200,00 \text{ м}$  и  $V_{\text{НПУ}} = 1,856 \text{ км}^3$ . В результате расчёта первой итерации на рисунке Б.1 начальные объемы и отметки меньше конечных, это значит водохранилище переполнено, чтобы это исправить необходимо, увеличить гарантированную мощность. После повышения гарантированной и второй итерации на рисунке Б.2 объёмы сошлись. С учетом новой гарантированной мощности изменяем на балансе энергии линию гарантированной мощности с  $N_{\text{гар}} = 509 \text{ МВт} \rightarrow N_{\text{гар}'} = 508 \text{ МВт}$ . Эгод = 341 млн. кВт · ч.

## 2.2.4 Расчет установленной мощности, проектируемой ГЭС

Определим рабочую мощность Токкинской ГЭС для декабря (января). Необходимо использовать ИКН каждого месяца для того, чтобы найти рабочую мощность ГЭС этих месяцев. ИКН для декабря (января) представлена на рисунке Б.3 приложение Б.

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{нагр}^{ГЭС} = 71 + 6 = 77 \text{ МВт}, \quad (2.26)$$

где  $N_{раб}^{ГЭС} = 71 \text{ МВт}$  – максимальная рабочая мощность;  
 $N_{нагр}^{ГЭС}$  – нагрузочный резерв ГЭС.

## 2.2.5 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 3% от  $P_{max}^{ГЭС}$ , аварийный резерв составляет 10 % от  $P_{max}^{ГЭС}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемый ГЭС, на существующих ТЭЦ. Аварийный будет размещен на ТЭС. Капитальные ремонты оборудования производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, в которых оно не полностью используется. Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{71}{6} = 11,8 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.27)$$

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

$$F_{рем}^{ТЭС} = \frac{N_{раб}^{сущ.ТЭС}}{6} \cdot 1 \text{месяц} = \frac{574}{6} = 96 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.28)$$

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

Таблица 2.7 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Энергосистема МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующих ТЭС, МВт			
P <sub>max</sub> , МВт	P <sub>авар</sub> , МВт	P <sub>нагр</sub> , МВт	N <sub>раб</sub> , МВт	P <sub>max</sub> , МВт	P <sub>авар</sub> , МВт	P <sub>наг</sub> , МВт	N <sub>раб</sub> , МВт	P <sub>max</sub> , МВт	P <sub>ава</sub> , МВт	P <sub>нагр</sub> , МВт	N <sub>раб</sub> , МВт	P <sub>max</sub> , МВт
833	83	25	222	19		71	6		540		83	
791	79	24	203	19		48	5		540		79	
719	72	22	196	18		42	4		480		72	
635	64	19	176	15		41	4		418		64	
562	56	17	160	14		36	3		366		56	
521	52	16	152	12		44	4		324		52	45
521	52	16	152	12		44	4		324		52	45
562	56	17	160	14		35	3		367		56	
635	64	19	169	16	37	37	3		429		63	
719	72	22	193	18		32	3	12	493		72	
791	79	24	203	19		48	5		540		79	
833	83	25	222	19		71	6		540		83	

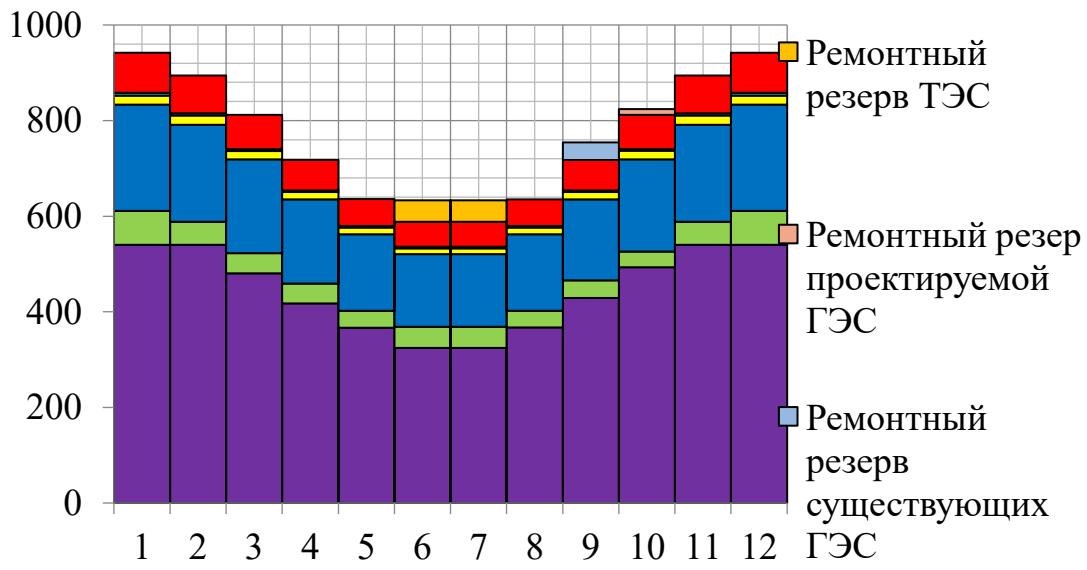


Рисунок 2.4 – Баланс мощности

## 2.2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году состоит в том, чтобы определить среднемноголетнюю выработку. Строится график, на котором отображаются сработка и наполнение водохранилища для средневодного и маловодного года. Выполнено два вида сработки: по отметкам маловодного года и по мощностям декабря, января, представленных на рисунках Б.4, Б.5, приложение Б Водно-энергетические расчёты. Из двух методов выбирается тот, где среднемноголетняя выработка больше. Выработка оказалась больше в режиме сработки по отметкам. Среднемноголетняя выработка – 341 млн. кВт·ч. График сработки и наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.5

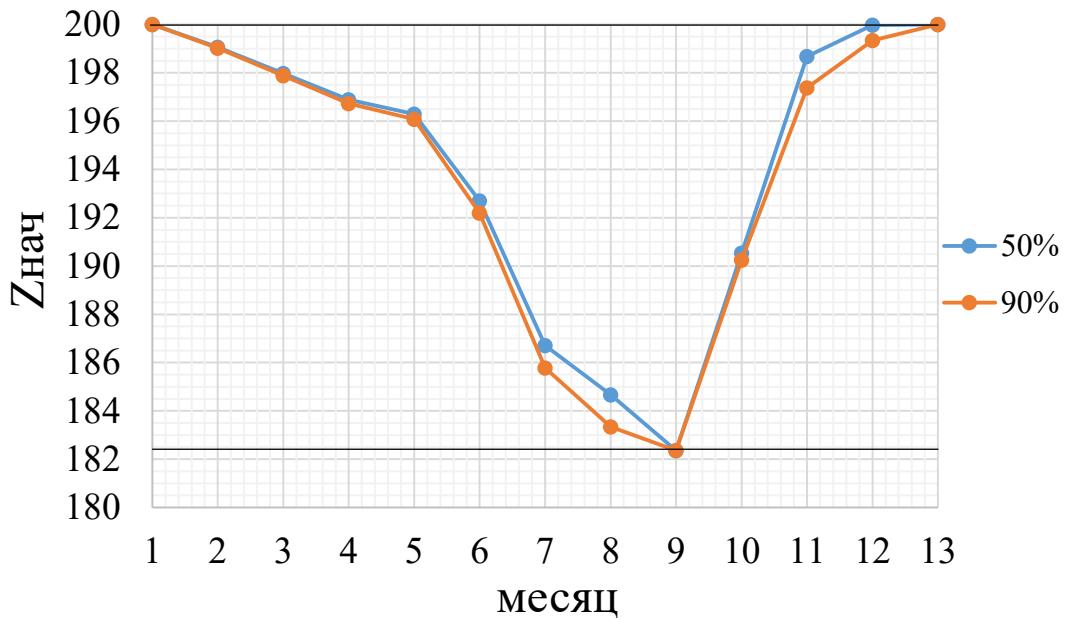


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища для средневодного и маловодного года

## 2.2.7 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов

Построение этих характеристик выполняется по уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{вб}(V_{сраб}) - Z_{нб}(V_{нб}) - \Delta h, \quad (2.29)$$

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

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (2.30)$$

где  $k_N = 8,6$  – коэффициент мощности.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (2.31)$$

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

Ограничение по минимальному расходу  $Q_{min} = Q_{сан.попуск} = 170 \text{ м}^3/\text{с.}$

Далее строится режимное поле с указанными ограничениями. Результаты расчета режимного поля представлены в таблице 2.8 и на рисунке 2.6.

Таблица 2.8 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Кривые связи НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчёту установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по санитарному попуску	
$Q_{\text{НБ}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ з}}, \text{м}$	$Z_{\text{НБ л}}, \text{м}$	$H_{\text{НПУ}}, \text{м}$	$H_{\text{УМО}}, \text{м}$	$H_{\text{ZB6}}(p), \text{м}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$H, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
0	150,01	150,01	49,49	31,86	39,20	50,00	179	38,00	250	50	15
50	151,05	150,88	48,45	30,99	38,16	48,00	187	37,00	247	30	15
100	151,72	151,48	47,78	30,39	37,49	46,00	195	36,00	243	-	-
150	152,17	151,92	47,33	29,95	37,04	44,00	203	35,00	240	-	-
200	152,52	152,25	46,98	29,62	36,69	42,00	213	34,00	236	-	-
250	152,81	152,52	46,69	29,35	36,40	40,00	224	32,00	229	-	-
300	153,09	152,75	46,41	29,12	36,12	38,00	236	30,00	222	-	-
350	153,36	152,98	46,14	28,89	35,85	36,00	249	28,00	215	-	-
400	153,63	153,19	45,87	28,68	35,58	34,00	263	26,00	207	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	24,00	199	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	22,00	190	-	-

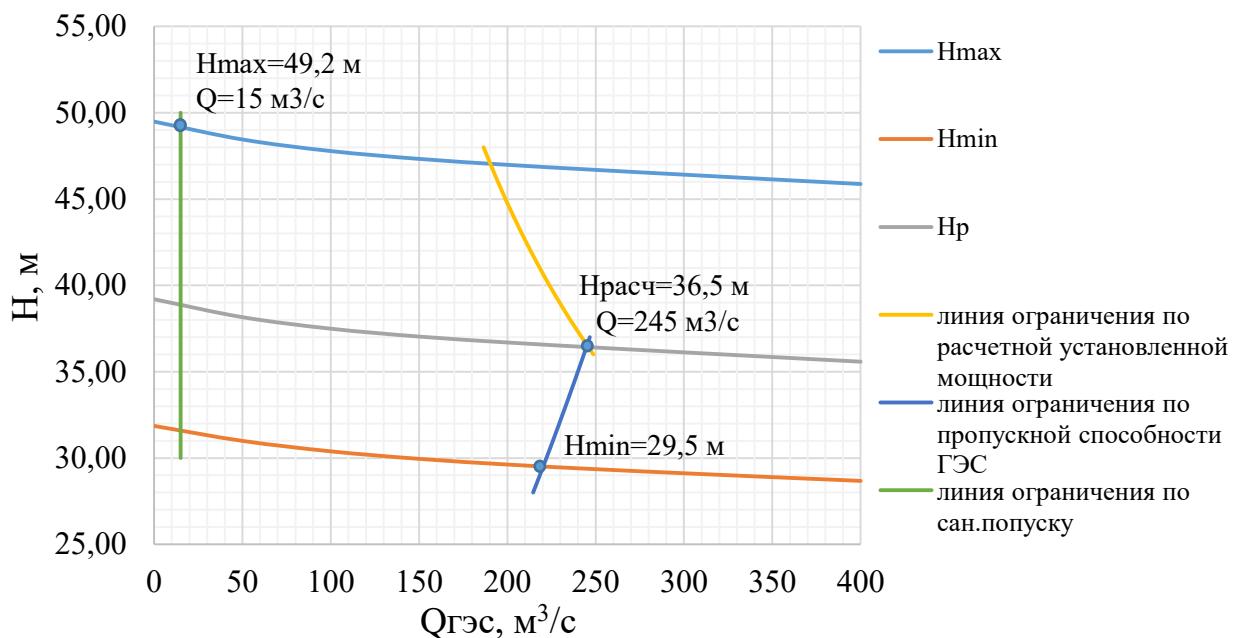


Рисунок 2.6 – Режимное поле Токкинского водохранилища

Из построенного режимного поля определили: максимальный напор  $H_{\text{max}} = 49,20 \text{ м}$ , расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 36,5 \text{ м}$ , минимальный напор  $H_{\text{min}} = 29,50 \text{ м}$ .

### 3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

#### 3.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик (далее ГУХ) состоял в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса ( $D_1$ ) и

синхронной частоты вращения ( $n_{\text{сих}}$ ), при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.

Таким образом был осуществлен подбор вариантов турбин основываясь на полученном из режимного поля на рисунке 2.6 диапазона напоров. Модельные параметры подходящих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры турбинного оборудования

Параметры	ПЛ50-В	ПЛД50-В60
$H_{\text{пред}}, \text{м}$	50	50
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,59	0,59
$n'_{\text{I опт}}, \text{об}/\text{м}$	116	113
$Q_{\text{max P1}}$	1,52	1,72
$\eta_{\text{M опт}}$	0,887	0,86
$D_{\text{I m}}, \text{м}$	0,46	0,35
$H_{\text{mod}}, \text{м}$	12	5
$t_{\text{mod}}, ^{\circ}\text{C}$	8	8

### 3.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

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

КПД натурной турбины:

$$\eta_{\text{HT}} = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right], \quad (3.1)$$

где  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Принимается для ПЛ и ПЛД:  $\varepsilon = 0,75$ ;

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

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

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$\nu_H$  – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины.

Приняли в нашем случае ( $8^{\circ}\text{C}$ )  $\nu_H = 0,988 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{s}$ ;

$\nu_{\text{mod}} = 1,384$  – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины.

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_R, \quad (3.2)$$

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

$\eta_T$  – КПД натурной турбины;

$\eta_g$  – КПД генератора. Принимается в нашем случае  $\eta_g = 0,975$ .

Количество агрегатов (с последующим округлением до целого числа):

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность ГЭС ( $N_{\text{уст}}=77$  МВт);

$N_{\text{агр}}$  – мощность агрегата.

Потребовалось округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ( $Z'_{\text{агр}}$ ), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ( $N'_{\text{агр}}$ ):

$$N'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z'_{\text{агр}}}. \quad (3.4)$$

Поправка КПД:

$$\Delta_p = \frac{\eta_t}{\eta_m}, \quad (3.5)$$

где  $\eta_t$  – КПД турбины;

$\eta_m$  – КПД модели.

Частота вращения турбины

$$n'_{1c} = n'_{1p} \cdot \frac{\sqrt{H_p^N \cdot \Delta_p}}{D_1} = 116 \cdot \frac{\sqrt{36,5 \cdot 1,04}}{4} = 179 \approx 187,5, \quad (3.6)$$

где  $n'_{1p}$  – приведенная частота вращения модельной гидротурбины расчётной точке;

$\Delta_p$  – поправка на КПД;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда.

Приведенные частоты вращения:

$$n'_{I \max} = \frac{n'_{\text{сих}} D_1}{\sqrt{\Delta_p \cdot H_{\min}}}; \quad (3.7)$$

$$n'_{I \text{расч}} = \frac{n'_{\text{сих}} D_1}{\sqrt{\Delta_p \cdot H_{\text{расч}}}}; \quad (3.8)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_p \cdot H_{\max}}}. \quad (3.9)$$

Произведения приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta_p \cdot H_p^{1,5}) \cdot \eta_r}, \quad (3.10)$$

где  $N'_{\text{агр}}$  – уточненная мощность гидроагрегата;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$\eta_r$  – КПД генератора.

Произведение для ограничения по генератору:

Левая часть уравнений (3.11) и (3.12), определена подбором такого положения точек на линиях  $n'_{I \text{расч}}$  и  $n'_{I \text{max}}$  соответственно. Положение точек подобрано таким образом, чтобы произведение  $Q'_p \cdot \eta_T$  обеспечивало выполнение указанного равенства.

По формулам (3.1) – (3.12) величины для разных диаметров натурных турбин сводятся в таблицу 3.2 для ПЛ50–В, в таблицу 3.3 для ПЛД50–В60.

Таблица 3.2 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ50–В

Параметр	ПЛ50–В					
	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4
$\eta_T$	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93
$N_{\text{агр}}$	26632,8	29377,7	33247,8	37358,4	41709,6	47486,9
$Z'_{\text{агр}}$	2,89	2,62	2,32	2,06	1,85	1,62
$Z_{\text{агр}}$	3	3	3	2	2	2
$N'_{\text{агр}}$	25666,7	25666,7	25666,7	38500,0	38500,0	38500,0
$\delta$	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
$n'$	238,3	227,0	213,5	201,6	190,9	179,0
$n'_{\text{синх}}$	250	250	250	214,3	214,3	187,5
$n'_{I \text{max}}$	104,8	110,0	117,0	106,2	112,2	104,7
$n'_{I \text{расч}}$	121,7	127,7	135,8	123,3	130,2	121,5
$n'_{I \text{min}}$	104,8	110,0	117,0	106,2	112,2	104,7
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,274	1,2	1,0	1,361	1,2	1,070

Таблица 3.3 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД50–В60

Параметр	ПЛД50–В60				
D <sub>1</sub>	2,5	2,65	2,8	3	3,15
η <sub>т</sub>	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
N <sub>арп</sub>	20648,9	23217,1	25936,6	29797,9	32870,4
Z' <sub>арп</sub>	3,73	3,32	2,97	2,58	2,34
Z <sub>арп</sub>	4	4	3	3	3
N' <sub>арп</sub>	19250,0	19250,0	25666,7	25666,7	25666,7
δ	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
n'	281,0	265,2	251,1	234,4	223,3
n' <sub>синх</sub>	300	300	300	250	250
n' <sub>l<sub>max</sub></sub>	134,2	142,2	150,2	134,0	140,7
n' <sub>l<sub>расч</sub></sub>	120,6	127,8	135,0	120,5	126,5
n' <sub>l<sub>min</sub></sub>	103,9	110,1	116,3	103,8	109,0
Q' <sub>p</sub> · η <sub>т</sub>	1,340	1,2	1,4	1,237	1,1

Выбор подходящего типа гидротурбин производится по следующим критериям:

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

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

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

Помимо того ориентируясь на ближайшие ГЭС аналоги, выбираемые по установленной мощности и расчетному напору выбираем из представленных диаметров лишь те, при которых количество агрегатов равно 2.

К дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины типа ПЛ50-В-300, ПЛ50-В-355, ПЛ50-В-400, ПЛД50-В-250, ПЛД50-В-300.

### 3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{h6}(Q_{h6}) + H_S, \quad (3.11)$$

где  $Z_{h6}(Q_{h6})$  – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания;

$H_S$  – высота отсасывания.

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

Для максимального напора  $H_{\max}$  и номинальной мощности;

Для расчетного напора  $H_{\text{расч}}$  и номинальной мощности;

Для минимального напора  $H_{\min}$  и соответствующей ему мощности ограничения.

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x,\text{пл}}, \quad (3.12)$$

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

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

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

$\Delta Z_{x,\text{пл}}$  – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для ПЛ турбин  $\Delta Z_{x,\text{пл}} = 0$ , а для РО и ПЛД турбин:

$$\Delta Z_{x,\text{пл}} = B_0/2, \quad (3.13)$$

где  $B_0$  – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитана с модели по формуле:

$$B_0 = B_{0\text{мод}} \cdot \frac{D_1}{D_{1\text{мод}}}. \quad (3.14)$$

Расчеты высоты отсасывания для выбранных диаметров турбин представлены в таблице 3.6:

Таблица 3.6 – Параметры и расчеты для определения высоты отсасывания

Параметр	ПЛ50-В			ПЛД-В60	
D <sub>1</sub>	3	3,55	4	2,5	3
Q' <sub>p</sub> · η <sub>T</sub>	1,274	1,361	1,070	1,340	1,237
Q' <sub>max</sub>	0,58	0,44	0,88	0,71	0,88
η <sub>max</sub>	135,4	137,2	104,7	134,2	134,0
Q' <sub>расч</sub>	1,42	1,54	1,17	1,53	1,38
η <sub>расч</sub>	121,7	123,3	121,5	120,6	120,5
Q' <sub>min</sub>	1,36	1,48	1,095	1,4	1,26
η <sub>min</sub>	104,8	106,2	135,2	103,9	103,8
Q <sub>max</sub>	28,92	30,75	97,21	32,03	57,23
Q <sub>расч</sub>	78,76	119,72	115,54	59,45	77,30
Q <sub>min</sub>	67,82	103,43	78,13	48,91	63,45
Z <sub>max</sub>	150,55	150,58	151,45	150,48	150,79
Z <sub>расч</sub>	151,25	151,71	151,63	150,98	151,20
Z <sub>min</sub>	151,12	151,52	151,24	150,86	151,06
H <sub>s</sub> (H <sub>max</sub> )	4,73	6,20	-1,18	5,57	3,87
H <sub>s</sub> (H <sub>расч</sub> )	-10,32	-12,87	-4,48	-7,52	-4,70
H <sub>s</sub> (H <sub>min</sub> )	-5,20	-6,68	-0,19	-3,13	0,24

Выбрана турбина ПЛ50-В-400, что обусловлено следующим:

- Высота отсасывания наименьшая из представленных, обеспечивающая допустимое и минимальное заглубление рабочего колеса;
- На данную турбину подобран серийный генератор, подходящий мощности;
- Количество гидроагрегатов оптимально;
- Турбина имеет наибольшее к.п.д. в рабочей точке;
- Расположение рабочей зоны в зоне максимальных к.п.д.

Рабочая зона гидротурбины ПЛ50-В-400 на главной универсальной характеристике представлена в приложении В, рисунок В.1.

### 3.4 Расчёт и построение плана металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным охватом

Угол обхвата для спиральной камеры  $\varphi_{СП} = 225^\circ$ .

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{вх} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 4,0 = 6,956 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 6,20 \text{ м;} \quad (3.16)$$

$$r_a = \frac{D_{нап}}{2} = \frac{6,20}{2} = 3,10 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Радиус расположения выходных кромок статора:

$$r_b = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = \frac{6,43}{2} = 2,71 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,40 + 0,0033 \cdot 4,0 = 1,41 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,35 \cdot 4,0 = 1,40 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Полный расход через турбину:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{38\,500}{9,81 \cdot 36,5 \cdot 0,916} = 117,4 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.21)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{117,4 \cdot 225}{360} = 73,4 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.22)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} = \frac{73,4}{5} = 14,67 \text{ м}^3. \quad (3.23)$$

Высота входного сечения определяется из уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ,$$

откуда найдены  $b_{\text{вх}1} = 3,877 \text{ м}$  и  $b_{\text{вх}2} = 27,41 \text{ м}$

Принимаем  $b_{\text{вх}} = 3,877 \text{ м.}$

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 6,956 - 3,100 = 3,856 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Рассчитанные значения занесем в таблицу 3.7:

Таблица 3.7 – Расчет значений для круглого сечения спиральной камеры

величина	вх	сечения										вых
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
$r_i$	6,96	6,57	6,18	5,80	5,41	5,03	4,64	4,25	3,87	3,48	3,10	2,71
$b_i$	3,86	3,62	3,37	3,12	2,88	2,63	2,38	2,14	1,89	1,64	1,40	1,15
$r_k$	3,76	3,69	3,63	3,56	3,50	3,43	3,36	3,30	3,23	3,17	3,10	3,03
$r_k/r_a$	1,21	1,19	1,17	1,15	1,13	1,11	1,09	1,06	1,04	1,02	1,00	0,98
$\ln r_k/r_a$	0,19	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,08	0,06	0,04	0,02	0,00	-0,02
$r_i/r_a$	2,24	2,12	1,99	1,87	1,75	1,62	1,50	1,37	1,25	1,12	1,00	0,87
$\ln r_i/r_a$	0,81	0,75	0,69	0,63	0,56	0,48	0,40	0,32	0,22	0,12	0,00	-0,13
$b \cdot \ln r_i/r_a$	3,12	2,72	2,33	1,96	1,60	1,27	0,96	0,68	0,42	0,19	0,00	-0,15
$r_k \operatorname{ctg} \gamma$	14,0 3	13,79	13,54	13,29	13,05	12,80	12,5 5	12,3 1	12,0 6	11,8 1	11,5 7	11,3 2
$r_k \operatorname{ctg} \gamma \cdot \ln r_k/r_a$	2,71	2,42	2,13	1,85	1,57	1,29	1,02	0,76	0,50	0,25	0,00	-0,25
$m_i$	2,46	2,22	1,97	1,72	1,48	1,23	0,98	0,74	0,49	0,24	0,00	-0,25
$J_i$	3,07	2,71	2,36	2,02	1,70	1,40	1,11	0,84	0,60	0,38	0,19	0,03
$\varphi_i$	225, 00	198,5 5	172,9 8	148,3 8	124,8 5	102,4 8	81,4 0	61,7 7	43,7 8	27,6 5	13,6 8	2,26

По расчётным промежуточным сечениям спирали построен график  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

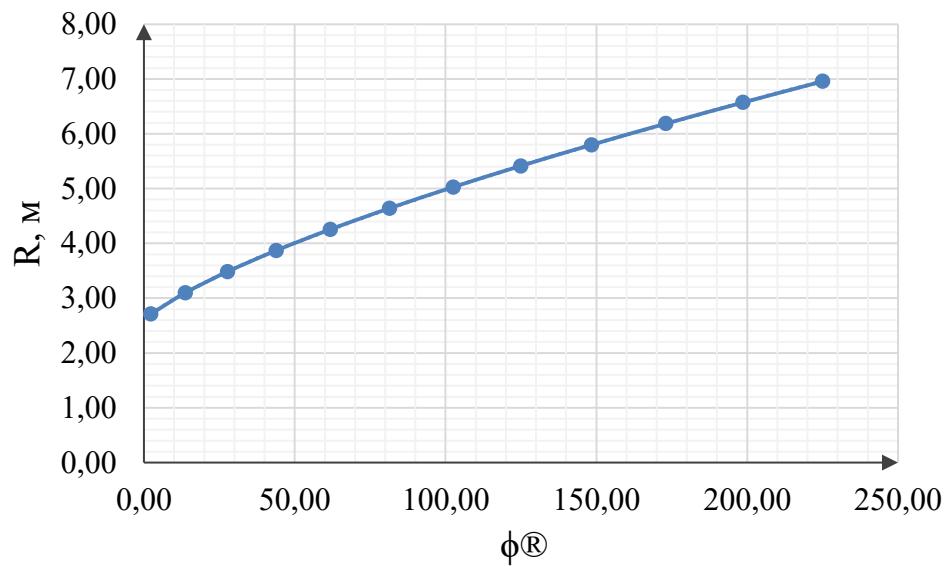


Рисунок 3 – Построение зависимости  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Рассчитанные значения занесем в таблицу 3.7:

Таблица 3.8 – Данные для построения спиральной камеры

$\varphi$	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
$R$	2,62 7	3,13 2	3,54 3	3,89 7	4,21 7	4,51 5	4,79 9	5,07 1	5,33 2	5,58 2	5,82 4	6,05 9	6,29 0	6,51 8	6,74 2	6,95 6

Определение ширины подвода из ГУХ:

$$B' = 2,917 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 4,0 = 11,67 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Ширина подвода  $B' > 7$  м, необходимо установить промежуточный бычок.

Толщина промежуточного бычка:

$$b \geq 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{171,89}{400} = 1,43 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка равна 13,1 м.

Сечение увеличим в высоту, а не в ширину, чтоб не расширять в плане. Спиральная камера представлена на рисунке А.5.

### 3.5 Выбор типа серийного генератора

Гидрогенератор является важнейшей частью оборудования для выработки электроэнергии, поэтому выбирают его с особой точностью.

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

$$2p = \frac{2 \cdot 60 \cdot f}{n} = \frac{2 \cdot 60 \cdot 50}{187,5} = 32, \quad (3.27)$$

где  $f$  – частота сети, в ОЭС России частота сети равна 50 Гц;  
 $n$  – частота вращения агрегата.

По каталогу выбираем гидрогенератор ВГС 650/130-32, основные характеристики представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные характеристики генератора ВГС 650/130-32

Активная мощность $P_{ном}$ , МВт	36
Коэффициент мощности $\cos\phi_{ном}$	0,8
Частота вращения $n_{ном}$ , об/мин	187,5
Тип исполнения	Зонтичный

После выбора генератора ВГС 650/130-32 с установленной мощностью 36 МВт установленная мощность станции изменилась с 77 до 72 МВт.

## 3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

### 3.6.1 Расчет вала на прочность

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

Крутящий момент на валу:

$$M_{kp} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{cinh}} = 0,00974 \cdot \frac{38500}{187,5} = 2 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (3.28)$$

Предварительный наружный диаметр:

$$D_b^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{kp}}{[\tau_{dop}]} \right)^{0,33} = \left( 5,1 \cdot \frac{2}{30} \right)^{0,33} = 0,7005 \text{ м.} \quad (3.29)$$

где  $[\tau_{dop}] = 30$  – это допустимое скручивающее усилие на валу.

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_b$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$  мм),  $D_b = 0,7$  м.

### 3.6.2 Расчет подшипника

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

$$R_{rad} = 0,8 \cdot \frac{N}{n_{cinh} \cdot D_1} = 0,8 \cdot \frac{38500}{187,5 \cdot 4,0} = 41,07 \text{ кН.} \quad (3.30)$$

Рассмотрим кольцевой подшипник. Диаметр вала под подшипник принимается  $d_{\Pi} = 0,7$  м; высота подшипника  $h_{\Pi} = 0,3$  м.

Удельное давление и допустимое удельное давления для кольцевого подшипника соответственно равны:

$$p_{ud} = \frac{R_{rad}}{d_{\Pi} \cdot h_{\Pi}} = \frac{41,07}{0,7 \cdot 0,3} = 195,57 \text{ кПа;} \quad (3.31)$$

$$[p_{ud}] = 29 \cdot \left( \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\Pi}}{30} \right) = 29 \cdot \left( \frac{3,14 \cdot 187,5 \cdot 0,7}{30} \right) = 398,4 \text{ кПа.} \quad (3.32)$$

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

Рассмотрим сегментный подшипник. Для данного подшипника при диаметре вала  $D_B = 0,7$  м, принимается число сегментов  $Z_{сегм} = 8$ .

Усилие на наиболее загруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{(1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha))} = \frac{41,07}{(1+2\cos(45^\circ)+2\cos(2\cdot45^\circ))} = 17,11 \text{ кПа}, \quad (3.33)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ. \quad (3.34)$$

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 0,7}{8} = 0,254 \text{ м}. \quad (3.35)$$

Удельное давление и допустимое удельное давление на сегмент соответственно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{41,07}{0,254 \cdot 0,3} = 523,22 \text{ кПа}; \quad (3.36)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot \left( \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{п}}}{30} \right) = 50 \cdot \left( \frac{3,14 \cdot 187,5 \cdot 0,7}{30} \right) = 686,88 \text{ кПа}. \quad (3.37)$$

Условие  $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}]$  выполняется. В результате расчета подшипников выбираем сегментный подшипник.

### 3.7 Выбор вспомогательного оборудования

#### 3.7.1 Выбор маслонапорной установки

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

Габаритные размеры маслонапорной установки определены объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

Для турбины Токкинской ГЭС в каталоге была выбрана следующая МНУ: МНУ 4/1-40-4-2 (масса: 6,9 т), в которой включены:

- Гидроаккумулятор ГА 4/1-40 (вместимость 4 м<sup>3</sup>; 1 сосуд);
- Маслонасосный агрегат МА4-2 (вместимость 4 м<sup>3</sup>, 2 насоса);
- Насос: 3В8/40ГТ (2 шт.;  $Q = 6,2 \text{ л/с}$ ;  $N = 36 \text{ кВт}$ );
- Двигатель: 4А200М2 (2 шт.;  $N = 22 \text{ кВт}$ ).

### 3.7.2 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным выбран тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭКГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК -100-4.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС

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

В районе проектирования гидроузла ближайшей подстанцией является «Олекминск» с высшим напряжением 110кВ.

На этапе проектирования рассматриваются две наиболее распространённые схемы: одиночный и укрупненный блоки, представленные на рисунке 4.1.

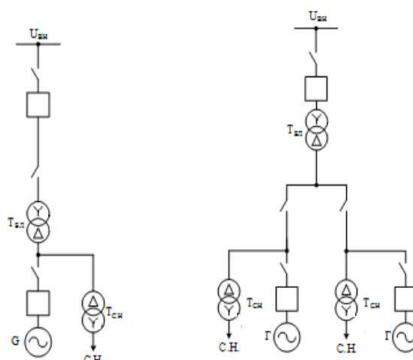


Рисунок 4.1 – Схема с одиночным и укрупненным блоками

### 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.2.1 Выбор синхронного генератора

По исходным данным выбран синхронный генератор ВГС 650/130-32 производства ОАО «Силовые машины». Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора ВГС 650/130-32

Номинальная мощность $S_{\text{ном}}$ , МВт	Р <sub>ном</sub> , МВт	U <sub>ном</sub> , кВ	cos φ	η	Индуктивные сопротивления		
					x <sub>d</sub> ''	x <sub>d</sub> '	x <sub>d</sub>
45	36	10,5	0,8	97	0,19	0,3	1,1

#### 4.2.2 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, которая составляет порядка  $0,5 \div 1\%$  от установленной мощности:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{36 - 36 \cdot 0,005}{0,8} = 44,78 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная (установленная) мощность гидрогенератора, МВт;

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

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности генератора, о.е.

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТРДЦН-63000/110. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТРДЦН-63000/110

$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U, \text{kV}$		$U_{\text{кз}}$ , %	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт	$I_{\text{хх}}$ , %
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
63	115	10,5	10,5	260	59	0,60

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

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

Время работы блока в течение года:

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

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

$T_{\text{пл}}$  – время плановых простоев блока в течение года, принято:  $T_{\text{пл}} = 30$  ч;

$\omega$  – параметр потока отказов блока, в нашем случае:  $\omega = 0,025$  ед/год;

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{XX} = n_T \cdot \Delta P_{XX} \cdot t_{раб}, \quad (4.4)$$

где  $n_T$  – число трансформаторов в блоке,  $n_T = 1$ ;  
 $\Delta P_{XX}$  – потери холостого хода трансформатора, МВт;  
 $t_{раб}$  – время работы блока в течении года, ч.

$$\Delta W_{XX} = 1 \cdot 0,059 \cdot 8729 = 515,01 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_{K3}}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

где  $\Delta P_{K3}$  – потери короткого замыкания трансформатора, МВт;  
 $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов;  
 $S_{\text{расч}}$  – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;  
 $S_{T\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;  
 $\tau$  – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_H = \frac{0,260}{2} \cdot \left( \frac{44,78}{63} \right)^2 \cdot 2405 = 157,96 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I_{\Pi} = \beta_1 \cdot \Delta W_{XX} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.6)$$

где  $\Delta W_{XX}$  – потери холостого хода, МВт · ч;  
 $\Delta W_H$  – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;  
 $\beta_1, \beta_2$  – стоимость потерь электрической энергии XX и нагрузочных потерь соответственно:

$$\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч}), \beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч}).$$

Таким образом на 1 агрегатный блок:

$$\begin{aligned} I_{\Pi\text{одиноч}} &= 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 515,01 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 157,96 = \\ &= 4,51 \text{ тыс. руб}/\text{год}. \end{aligned} \quad (4.7)$$

Издержки для всей станции (2 одиночных блоков):

$$I_{\Pi} = 2 \cdot I_{\Pi\text{одиноч}} = 2 \cdot 4,51 = 9,02 \text{ тыс. руб}/\text{год}. \quad (4.8)$$

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

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{36 - 0,005 \cdot 36}{0,8} = 89,55 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.9)$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ-125000/110. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/110

$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U$ , кВ		$U_{\text{КЗ}}$ , %	$\Delta P_{\text{КЗ}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$ , кВт	$I_{\text{ХХ}}$ , %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	121	10,5	10,5	400	120	0,55

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

Потери электрической энергии методом времени максимальных потерь:

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

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.} \quad (4.11)$$

Потери холостого года в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,120 \cdot 8727 = 1047,24 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.12)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,400}{1} \cdot \left( \frac{89,55}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 493,73 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.13)$$

Величина издержек на потери электрической энергии на 1 укрупненный агрегатный блок:

$$I_{\Pi_{\text{укрупн}}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1047,24 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 493,73 = 10,73 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.14)$$

Издержки для всей станции (1 укрупненный блок):

$$I_{\Pi} = 1 \cdot I_{\Pi_{\text{укрупн}}} = 1 \cdot 10,73 = 10,73 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.15)$$

В ходе расчетов была установлена экономическая целесообразность установки укрупнённых блоков. Но поскольку разница в издержках не критична, то отдаём предпочтение одиночному блоку поскольку его надежность является одним из важнейших факторов выбора оборудования при проектировании станции высокой надежности.

#### 4.2.4 трансформаторов собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов, одинаковые в обеих схемах. Согласно СТО в распределительной сети собственных нужд, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

$$S_{c.n.} = 0,005 \cdot \frac{P_{ГЭС}}{\cos \varphi_r}. \quad (4.16)$$

Таким образом имеем:

$$S_{c.n.} = 0,005 \cdot \frac{72}{0,8} = 0,45 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

По каталогу завода ООО «ЭНСОНС» выбирается трансформатор ТСЗН–630/10. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-6000/13,8

$S_{\text{ном}}$ , кВА	$U_H$ , кВ		$U_{K3}$ , %
	$U_{BH}$	$U_{HH}$	
630	10	6	5,5

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{c.n.}}{\cos \varphi} = \frac{72 - 0,005 \cdot 72}{0,8} = 89,55 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.17)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 90 \text{ МВт.}$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП (110 кВ):

$$K = 1,4.$$

Коэффициент мощности системы:

$$\cos \varphi_c = 0,85.$$

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n = \frac{P_{уст} - P_{CH}}{K \cdot \frac{P_{нат.}}{\cos \varphi_c}} + 1, \quad (4.18)$$

где  $K$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 110 кВ,  $K = 1,4$ .

$P_{нат.}$  – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 110 кВ.

Число отходящих линий округляется в ближайшую сторону:

$$n = \frac{72 - 0,005 \cdot 72}{1 \cdot \frac{90}{0,85}} + 1 = 1,68 \approx 2.$$

Рабочий ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{раб} = \frac{S_\Sigma}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = \frac{89,55}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,235 \text{ кА}. \quad (4.19)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч} = I_{раб} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_\tau, \quad (4.20)$$

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

$\alpha_\tau = 1$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;

$$I_{расч} = 0,235 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,247 \text{ кА}.$$

Далее рассчитываем сечение провода по методу экономической плотности. Для линии напряжением 110 кВ плотность тока –  $j = 0,9 \text{ А/мм}^2$ :

$$F = \frac{I_{расч}}{j} = \frac{247}{0,9} = 274,44 \text{ мм}^2. \quad (4.21)$$

Произведена проверка провода по нагреву. Сравнивая длительно допустимый ток  $I_{дд} = 500 \text{ А}$ , с послеаварийным:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = \frac{89,55}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 467 \text{ A.} \quad (4.22)$$

Существует условие нагрева:

$$I_{\text{дд}} > I_{\text{п.ав}};$$

$$500 \text{ A} > 467 \text{ A.}$$

По условию нагрева проверка проходит.

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС – 300/39. Параметры провода АС – 300/39 приведены в таблице 4.5.

**Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС – 300/39**

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
2	0,096	0,429	$2,64 \cdot 10^{-6}$

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

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и распределительного устройства высшего напряжения.

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{TCH} + t \cdot K_{KRUZ}, \quad (4.23)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформаторов (105,34 млн руб – по схеме с одиночным блоком; 276,32 млн руб. – по схеме с укрупненным блоком.);

$K_{TCH}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (0,6 млн руб);

$K_{KRUZ}$  – стоимость КРУЭ (103,21 млн руб);

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформаторов собственных нужд;

$t$  – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_{\text{одиноч}} = 2 \cdot 105,34 + 3 \cdot 0,6 + 4 \cdot 103,21 = 0,625 \text{ млрд. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$K_{\text{укрупн}} = 1 \cdot 340,8 + 3 \cdot 24,3 + 3 \cdot 241,7 = 0,588 \text{ млрд. руб.}$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i, \quad (4.24)$$

где  $E_H = 0,15$  – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 0,625 + 10,78 \cdot 10^{-6} \approx 0,094 \text{ млрд. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 0,588 + 10,73 \cdot 10^{-6} \approx 0,088 \text{ млрд. руб.}$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100 \% ; \quad (4.25)$$

$$P = \frac{0,094 - 0,088}{0,094} \cdot 100 \% \approx 6,4 \% .$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются незначительно, и учитывая первостепенную важность надежности проектируемой станции, предпочтительней является схема с одиночным блоком.

#### **4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения**

Число присоединений КРУЭ – 110 кВ равно 4 (2 ЛЭП и 2 рабочих). При данном классе напряжения и количестве присоединений был выбран вариант многоугольной схемы. Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.2.

Схема №110-7  
Четырехугольник

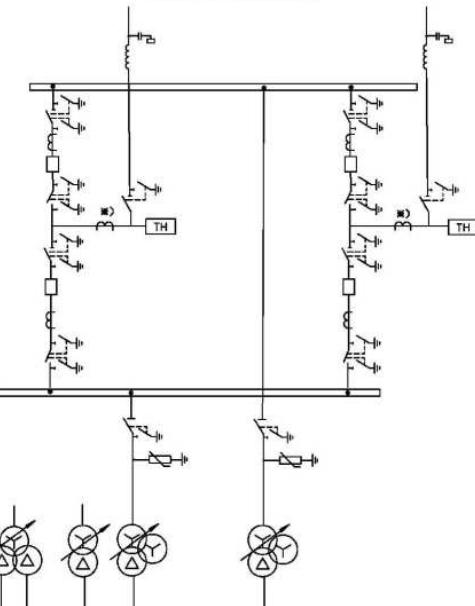


Рисунок 4.2 – Схема КРУ ВН 110 кВ:

#### 4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного коротких замыканий в главной схеме при помощи программного обеспечения «RastrWin» с выбором оборудования

##### 4.6.1 Расчёт исходных данных

Параметры системы:

$$X_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{121^2}{100} = 146,41 \text{ Ом}; \quad (4.26)$$

$$R_C = \frac{X_C}{\omega \cdot T_{a,C}} = \frac{146,41}{314 \cdot 0,035} = 13,32 \text{ Ом}. \quad (4.27)$$

Параметры генераторов:

$$E_\Gamma = E_\Gamma'' \cdot U_{\text{НОМ},\Gamma} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}; \quad (4.28)$$

$$x_\Gamma = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,18 \cdot \frac{10,5^2}{45} = 0,44 \text{ Ом}; \quad (4.29)$$

$$R_\Gamma = \frac{x_\Gamma}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,44}{314 \cdot 0,045} = 0,031 \text{ Ом}. \quad (4.30)$$

Параметры блочных трансформаторов:

$$X_T = \frac{U_{k,\%}}{100} \cdot \frac{U_{nom}^2}{S_{nom}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{40} = 38,43 \text{ Ом}; \quad (4.31)$$

$$R_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{nom}^2}{S_{nom}^2} = 160 \cdot \frac{525^2}{250^2} = 1,46 \text{ Ом}; \quad (4.32)$$

$$k_T = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{10,5}{121} = 0,09 \text{ о.е.} \quad (4.33)$$

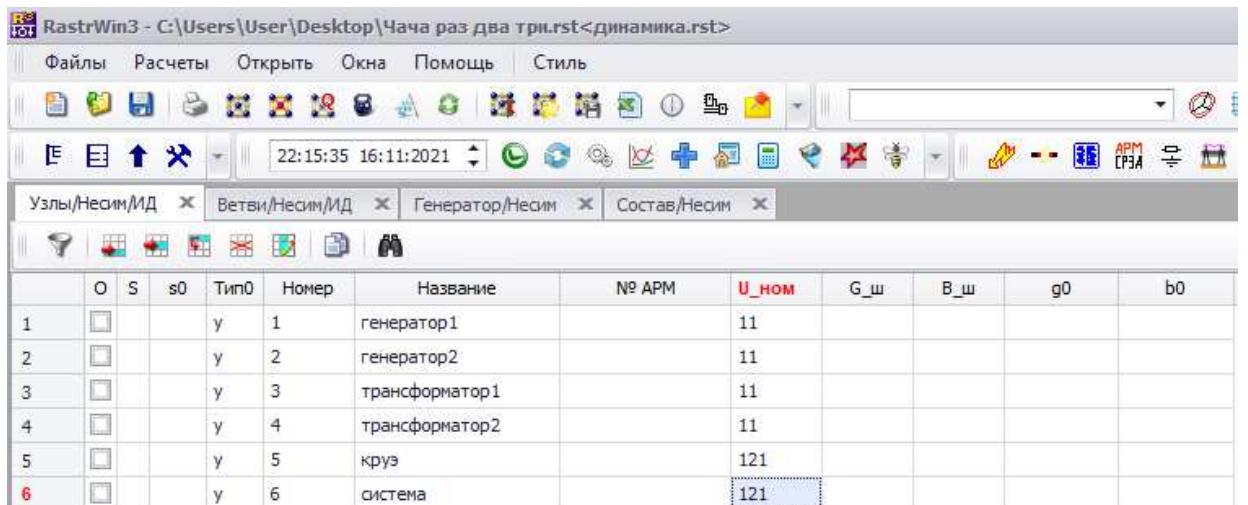
Параметры линии:

$$X_L = X_{0,yd} \cdot L = 0,429 \cdot 30 = 12,87 \text{ Ом}; \quad (4.34)$$

$$R_L = R_{0,yd} \cdot L = 0,096 \cdot 30 = 2,88 \text{ Ом}. \quad (4.35)$$

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

В ПВК «RastrWin» создан файл динамики и в него занесены исходные данные. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по генераторам.



The screenshot shows the RastrWin3 software interface. The main window title is "RastrWin3 - C:\Users\User\Desktop\Чача раз два три.rst<динамика.rst>". The menu bar includes "Файлы", "Расчеты", "Открыть", "Окна", "Помощь", and "Стиль". The toolbar contains various icons for file operations, simulation, and analysis. Below the toolbar, there are four tabs: "Узлы/Несим/ИД" (selected), "Ветви/Несим/ИД", "Генератор/Несим", and "Состав/Несим". The main area displays a table of node data:

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_nom	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	генератор1		11				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	генератор2		11				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	трансформатор1		11				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	трансформатор2		11				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	круэ		121				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	система		121				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

О	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Кт/г	r0
1		Выкл		Выкл	1	3		генератор1 - трансформа...								
2		Выкл		Выкл	2	4		генератор2 - трансфор...								
3		Тр-р		Тр-р	3	5		трансформатор1 - круж	1,46	38,43					0,090	
4		Тр-р		Тр-р	4	5		трансформатор2 - круж	1,46	38,43					0,090	
5		ЛЭП		Выкл	5	6		круж - система	2,88	12,87						
6		ЛЭП		Выкл	5	6		круж - система	2,88	12,87						

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

S	s0	N	Название	N_узла	r	x	r2	X2	r0	x0	E
1		1	генератор1	1	0,031	1,170	0,031	1,170	0,031	1,170	11,870
2		2	генератор2	2	0,031	1,170	0,031	1,170	0,031	1,170	11,870
3		3	система	6	13,320	146,410	13,320	146,410	13,320	146,410	121,000

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.6-4.8 и сведены в таблицу 4.6.

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	П4	L	I1	dI1
1	1	1	3ф	1					5,9637	-88,46

Рисунок 4.6 – Результаты расчета 3ф КЗ на выходе генератора

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	П4	L	I1	dI1
1	1	1	3ф	5					4,2973	-87,49

Рисунок 4.7 – Результаты расчета 3ф КЗ на КРУЭ

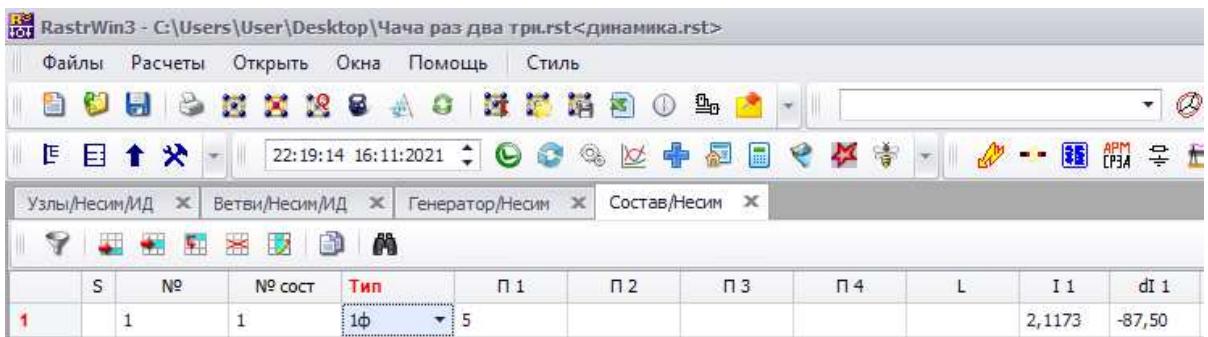


Рисунок 4.8 – Результаты расчета 1ф КЗ на КРУЭ

Таблица 4.6 – Результаты расчёта в точках КЗ

Вид несимметрии	Точка КЗ	$I_n$ , кА	$i_{уд}$ , кА
Трёхфазное КЗ	Генератор Г1	5,96	14,34
	КРУЭ – 110 кВ	4,30	10,33
Однофазное КЗ	КРУЭ – 110 кВ	2,12	5,09

Ударный коэффициент был рассчитан по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I_n, \quad (4.36)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент генератора / РУ, соответственно  $k_{уд} = 1,94$  для данной мощности и  $k_{уд} = 1,7$  для класса напряжения 110 кВ.

#### 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:

$$I_{g,nom} = \frac{P_g}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{g,nom}} = \frac{36}{\sqrt{3} \cdot 0,8 \cdot 10,5} = 2,60 \text{ кА}; \quad (4.37)$$

$$I_{g,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{g,nom} = 1,05 \cdot 2,60 = 2,73 \text{ кА}. \quad (4.38)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(РУВН)} = \frac{S_{t,nom}}{\sqrt{3} \cdot (U_{t,nom} \cdot 1,1)} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 133,1} = 0,174 \text{ кА}. \quad (4.39)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 500 кВ:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{89,55}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,235 \text{ кА.} \quad (4.40)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{89,55}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,47 \text{ кА.} \quad (4.41)$$

#### **4.6.4 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 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:

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (4.42)$$

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

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} (I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}); \quad (4.43)$$

$$2,60 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА} (2,73 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. По симметричному току отключения:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}; \quad (4.44)$$

$$5,96 \text{ кА} \leq 63,00 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

4. По отключению апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{at} \leq i_{a.nom} = \sqrt{2} \cdot \beta_{nom} \cdot I_{otk.nom}; \quad (4.45)$$

$$14,34 \text{ кA} \leq i_{a.nom} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 63,00 \text{ (кA)};$$

$$14,34 \text{ кA} \leq 22,27 \text{ кA}.$$

Условие выполняется.

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

$$\sqrt{2} \cdot I_{pt} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{otk.nom} \cdot (1 + \beta_{nom}); \quad (4.46)$$

$$\sqrt{2} \cdot 5,96 + 14,34 \leq \sqrt{2} \cdot 63,00 \cdot (1 + 0,25);$$

$$22,77 \text{ кA} \leq 111,37 \text{ кA}.$$

Условие выполняется.

6. На электродинамическую стойкость:

$$I_{p0} \leq I_{din}, \quad i_y \leq i_{din}; \quad (4.47)$$

$$5,96 \text{ кA} \leq 161,00 \text{ кA}, \quad 14,34 \text{ кA} \leq 161,00 \text{ кA}.$$

Условие выполняется.

7. На термическую стойкость:

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{otk} + T_{a,G}) \leq I_{terp}^2 \cdot t_{terp}; \quad (4.48)$$

$$B_k = 5,96^2 \cdot (0,1 + 0,045) (\text{kA}^2 \cdot \text{c}) \leq 63,00 (\text{kA}^2 \cdot \text{c});$$

$$5,15 \text{ кA}^2 \cdot \text{c} \leq 63,00 \text{ кA}^2 \cdot \text{c}.$$

Условие выполняется.

8. По скорости восстановливающегося напряжения на контактах:

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ООО "НТЭАЗ Электрик" для генераторного напряжения, был выбран элегазовый выключатель ВГГ – 10 – 63/ УЗ.

Параметры выключателя ВГГ – 10 – 63 / УЗ приведены в таблице 4.7.

Все расчётные и каталожные данные выключателя ВГГ – 10 – 63 / УЗ сводятся в таблицу 4.8.

Таблица 4.7 – Расчёты и каталожные данные выключателя ВГГ – 10 – 63 / УЗ

№ п/п	Расчёты данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
		Выключатель ВГГ – <b>10 – 63 / УЗ</b>		
1	10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	Условие выполняется
2	1,12 кА	4,00 кА	$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} (I_{\max} \leq I_{\text{ном}})$	Условие выполняется
3	5,91 кА	63,00 кА	$I_{\text{пп}} \leq I_{\text{отк.ном.}}$	Условие выполняется
4	16,19 кА	22,27 кА	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{отк.ном.}}$	Условие не выполняется
5	25,27 кА	111,37 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пп}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном.}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}})$	Условие выполняется
6	5,91 кА; 16,19 кА	161,00 кА; 161,00 кА	$I_{\text{пп}} \leq I_{\text{дин}}, \quad i_y \leq i_{\text{дин}}$	Условие выполняется
7	5,06 $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$	63,00 $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = I_{n,0}^2 \cdot (t_{\text{отк.}} + T_{\text{а.Г}}) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	Условие выполняется
8	-	-	По скорости восстанавливающегося напряжения на контактах	Условие выполняется

Таблица 4.8 – Параметры выключателя ВГГ – 10 – 63 / УЗ

Наименование параметра	Норма
1. Номинальное напряжение, кВ	10,0
2. Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12,0
3. Номинальный ток, А	4000,0; 5000,0
4. Номинальный ток отключения, кА	63,0
5. Параметры сквозного тока короткого замыкания:	
– наибольший пик (ток электродинамической стойкости), кА	161,0
– начальное действующее значение периодической составляющей, кА	63,0
– среднеквадратичное значение тока (ток термической стойкости) за время 3 с, кА	63,0
6. Собственное время отключения, с, не более	0,05
7. Собственное время отключения, с, не более	0,08
8. Полное время отключения выключателя с приводом, с, не более	0,1
9. Номинальное напряжение постоянного тока катушки контактора и электромагнитов привода, В	110; 220
10. Ток потребления электромагнитов, А:	
– включающий электромагнит YA2, 220	200
– отключающий электромагнит YA1, 110/220	4/2
11. Масса выключателя, кг, не более:	
без подставки:	
– номинальный ток 4000, А	320,0
– номинальный ток 5000, А	350,0
с подставкой:	
– номинальный ток 4000, А	350,0
– номинальный ток 5000, А	380,0
12. Масса шкафа управления, кг, не более	40,0
Масса шкафа управления, кг, не более	74,0

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (4.49)$$

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

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} (I_{\max} \leq I_{\text{ном}}); \quad (4.50)$$

$$2,60 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА} (2,73 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}, i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (4.51)$$

$$5,96 \text{ кА} \leq 125,00 \text{ кА}, 14,34 \text{ кА} \leq 125,00 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (4.52)$$

$$B_k = 5,96^2 \cdot (0,1 + 0,045) (\text{kA}^2 \cdot \text{с}) \leq 50,00 (\text{kA}^2 \cdot \text{с});$$

$$5,15 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} \leq 50,00 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ЗАО «Завод электротехнического оборудования» для генераторного напряжения, был выбран разъединитель РВРЗ – 10/4000 МУ3.

Параметры разъединителя РВРЗ – 10/4000 МУ3 приведены в таблице 4.9.

Все расчётные и каталожные данные разъединителя РВРЗ – 10/4000 УЗ сводятся в Таблицу 4.10.

Таблица 4.9 – Расчётные и каталожные данные разъединителя РВРЗ – 10/4000 МУЗ

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
		Разъединитель РВРЗ – 10/4000 УЗ		
1	10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	Условие выполняется
2	1,12 кА	4,00 кА	$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} (I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}})$	Условие выполняется
3	5,91 кА; 16,19 кА	125,00 кА; 125,00 кА	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}, i_y \leq i_{\text{дин}}$	Условие выполняется
4	5,06 кА <sup>2</sup> · с	50,00 кА <sup>2</sup> · с	$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{\text{отк.}} + T_{a,\Gamma}) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	Условие выполняется

Таблица 4.10 – Параметры разъединителя РВРЗ – 10/4000 МУЗ

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

Для обеспечения нормального функционирования гидрогенератора, измерений параметров режима работы генератора и пр. необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора.

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Оборудование	Связь	Мощность	Производитель
Ротор			
Автоматический синхронизатор	RS – 485	8 Вт	НПП «ЭКРА»
Анализатор качества электроэнергии	RS – 485	10 Вт	НПП «ЭКРА»
ИТОГО		18 Вт	
Статор			
Анализатор качества электроэнергии	RS – 485	10 Вт	НПП «ЭКРА»
Релейная защита и автоматика	RS – 485	40 Вт	НПП «ЭКРА»
ИТОГО		50 Вт	

## 4.7 Выбор трансформаторов тока и напряжения

При выборе трансформаторов тока необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (4.53)$$

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

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} (I_{\max} \leq I_{\text{ном}}); \quad (4.54)$$

$$2,60 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА} (2,73 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}, \quad i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (4.55)$$

$$5,96 \text{ кА} \leq 140 \text{ кА}, \quad 14,34 \text{ кА} \leq 140 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (4.56)$$

$$B_k = 5,91^2 \cdot (0,1 + 0,045) (\text{kA}^2 \cdot \text{c}) \leq 140,0 (\text{kA}^2 \cdot \text{c});$$

$$5,15 \text{ кA}^2 \cdot \text{c} \leq 140,00 \text{ кA}^2 \cdot \text{c}.$$

Условие выполняется.

5. По нагрузке:

$$Z \leq Z_{\text{ном}}, \quad Z \approx R_{\text{приборов}} + R_{\text{проводов}} + R_{\text{контактов}}. \quad (4.57)$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО ВО «СВЭЛ», был выбран трансформатор тока ТШЛ – СВЭЛ – 10 – 1000/5. Параметры трансформатора тока ТШЛ – СВЭЛ – 10 – 1000/5 приведены в таблице 4.12.

Все расчётные и каталожные данные трансформатора тока ТШЛ – СВЭЛ – 10 – 1000/5 сводятся в таблицу 4.13.

Таблица 4.12 – Расчётные и каталожные данные трансформатора тока ТШЛ – СВЭЛ – 10 – 1000/5

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
		Трансформатор тока ТШЛ – 10 – 1000/5		
1	10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
2	1,12 кА	4,00 кА	$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном})$	Условие выполняется
3	5,91 кА; 16,19 кА	140 кА; 140 кА	$I_{п0} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}$	Условие выполняется
4	5,064 кА <sup>2</sup> · с	140 кА <sup>2</sup> · с	$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{a,\Gamma}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	Условие выполняется
5	–	–	$Z \leq Z_{ном}, Z \approx R_{приборов} + R_{проводов} + R_{контактов}$	Условие выполняется

Таблица 4.13 – Параметры трансформатора тока ТШЛ – СВЭЛ – 10 – 1000/5

Наименование параметра	Норма
1. Номинальное напряжение, кВ	10,0
2. Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12,0
3. Номинальный первичный ток, А	4000,0
4. Номинальный вторичный ток, А	1,0
5. Номинальная частота, Гц	50
6. Число вторичных обмоток, <i>n</i>	до 5
7. Номинальные вторичные нагрузки с $\cos\varphi_2 = 0,8$ :	
– обмотки для измерения, В · А	5 или 10
– обмотки для защиты, В · А	15
8. Класс точности:	
– обмотки для измерений	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
– обмотки для защиты	5P или 10P
9. Номинальная предельная кратность $K_{ном}$ вторичной обмотки для защиты	не менее 10
10. Номинальный коэффициент безопасности приборов $K_B_{ном}$ обмотки для измерений	не более 10
11. Трёхсекундный ток термической стойкости, кА при номинальных первичных токах А	140

При выборе трансформаторов напряжения необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.58)$$

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

Условие выполняется.

2. По типам подключаемых приборов.

Условие выполняется.

3. По вторичной нагрузке ( $S$ ).

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ООО ВО «Энергосфера», был выбран трансформатор напряжения НТМИ – 10.

Параметры трансформатора напряжения НТМИ – 10 приведены в таблице 4.14.

Все расчётные и каталожные данные трансформатора напряжения НТМИ – 10 сводятся в таблицу 4.15.

Таблица 4.14 – Расчётные и каталожные данные трансформатора напряжения НТМИ – 10

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
		Трансформатор напряжения НТМИ – 10		
1	10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	Условие выполняется
2	–	–	–	Условие выполняется
3	–	–	–	Условие выполняется

Таблица 4.15 – Параметры трансформатора напряжения НТМИ – 10

Наименование параметра	Норма
1. Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10,0
2. Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	100,0
3. Номинальная частота, Гц	50
4. Класс точности основной вторичной обмотки	0,5
5. Ток холостого хода, А	0,163
6. Схема и группа соединения обмоток	$Y_H/Y_H/\Pi - 0$
7. Климатическое исполнение (диапазон рабочих температур) и категория размещения	уз
8. Габаритные размеры, мм	$d495 \cdot 486$
9. Вес, кг	85

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливают со стороны низшего напряжения ОПН – П1 – 10УХЛ фирмы ЗАО «Электроаппарат».

## 4.8 Выбор параметров КРУЭ

КРУЭ отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера SF<sub>6</sub>) и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Для установки выбрана ячейка КРУЭ ЯГТ-110 производства ЗАО «Электроаппарат».

КРУЭ серии ЯГТ-110 включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами.

Технические характеристики указаны в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Технические характеристики ячейки КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальная частота, Гц	50
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	230
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	520
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Ток динамической стойкости, кА	125
Ток термической стойкости, кА	50
Номинальный ток отключения выключателя, кА	40,50

## 5 Релейная защита и автоматика

### 5.1 Технические данные оборудования.

Параметры гидрогенератора, силового трансформатора и трансформатора собственных нужд представлены соответственно в таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип	ВГС 650/130-32	
мощность номинальная, МВт	полная	45
	активная	36
номинальное напряжение, кВ		10,5
коэффициент мощности cos φ		0,8
Частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		187,5
номинальный ток статора, кА		2,474
ток ротора при номинальной нагрузке, кА		0,983
напряжение на колышках ротора при номинальной нагрузке, В		190
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X <sub>d</sub>	1,1
	переходное X' <sub>d</sub>	0,3
	сверхпереходное X" <sub>d</sub>	0,19
емкость обмотки статора		1,08

Таблица 5.2 – Трансформатор силовой повышающий (группа однофазных силовых повышающих трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения)

<b>Тип</b>	<b>ТРДДН-63000/110</b>
мощность номинальная, кВА	63000
Напряжение ВН, кВ	115
Напряжение НН, кВ	10,5
напряжение короткого замыкания, %	10,5
группа соединений	звезда/треугольник

Таблица 5.3 – Трансформатор собственных нужд ГЭС

Тип	ТС3 6000/13,8
мощность номинальная, кВА	630
Напряжение ВН, кВ	10
Напряжение НН, кВ	6
напряжение короткого замыкания, ,%	5,5
группа соединений	звезда/треугольник

## 5.2 Расчёт номинальных токов.

Для дальнейших вычислений необходимо выполнить расчет номинальных токов на генераторном напряжении, изображенном на рисунке 5.1.

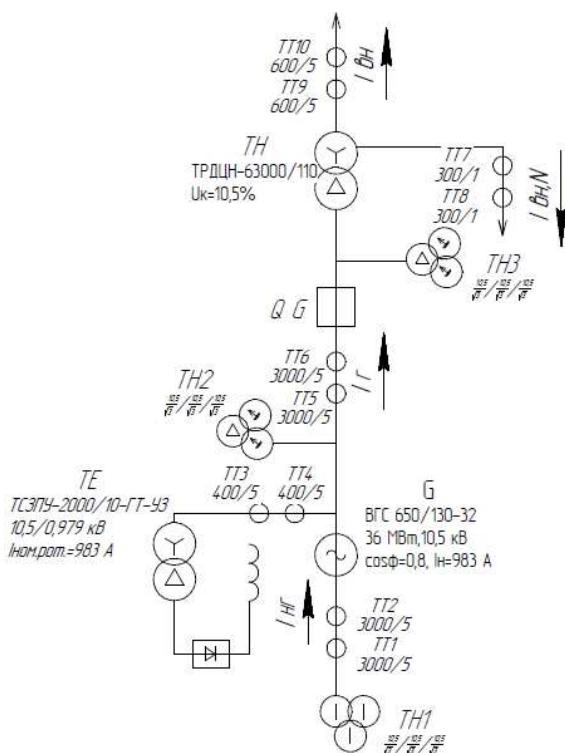


Рисунок 5.1 – Пояснительная схема

$$I_{\text{HG}}^{(1)} = \frac{S_{\text{HOMF}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HOMF}}} = \frac{45000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2474,36 \text{ A.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}} = \frac{2474,36}{3000/5} = 4,12 \text{ A}, \quad (5.2)$$

где  $K_{\text{тт}} = 3000/5$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;

На высоком напряжение за силовым трансформатором:

$$I_{\text{вн}}^{(1)} = \frac{S_{\text{номт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номт}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,29 \text{ A}. \quad (5.3)$$

Номинальный ток на высоком напряжение, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн}}^{(2)} = \frac{I_{\text{вн}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}} = \frac{316,29}{400/5} = 3,95 \text{ A}, \quad (5.4)$$

где  $K_{\text{тт}} = 400/5$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;

Номинальный ток на стороне высокого напряжения трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{вн}TE}^{(1)} = \frac{S_{\text{номTE}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номTE}}} = \frac{692}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 38,05 \text{ A}. \quad (5.5)$$

Номинальный ток на стороне высокого напряжения трансформатора возбуждения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн}TE}^{(2)} = \frac{I_{\text{вн}TE}^{(1)}}{K_{\text{тт}}} = \frac{38,05}{200/5} = 0,95 \text{ A}, \quad (5.6)$$

где  $K_{\text{тт}} = 200/5$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;

Номинальный ток ротора приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн}TE\_p}^{(2)} = \frac{I_{\text{рот}}^{(1)} \cdot U_{\text{нн}} \cdot K_{\text{ cx}}}{K_{\text{тт}} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{983 \cdot 0,6 \cdot 0,816}{200/5 \cdot 10,5} = 1,15 \text{ A}. \quad (5.7)$$

## 5.3 Описание защит и расчет их уставок

### 5.3.1 Защиты системы возбуждения

Для выбора системы возбуждения необходимо провести расчет тока при длительно допустимом режиме работы ротора:

$$1,1I_{\text{ротн}} = 1,1 \cdot 983 = 1081,3 \text{ А.} \quad (5.8)$$

Далее занесем характеристики тиристорной системы самовозбуждения в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Параметры тиристорной системы самовозбуждения СТС 210-1090-3 УХЛ4

$I_{\text{длит}}, \text{А}$	$I_{\text{форс}}, \text{А}$	$U_{\text{длит}}, \text{В}$	$U_{\text{форс}}, \text{В}$
1090	1880	210	525

Из каталога выбираем выпрямительный трансформатор с номинальным напряжением вентильной обмотки больше или равное напряжению форсировки СТС и током преобразователя большим или равным току длительного режима СТС, и занесем его характеристики в таблицу 5.5:

Таблица 5.5 – Параметры выпрямительного трансформатора – ТСЗП – 1000/10 – ГТ - УЗ

$S_{\text{сет обм}}, \text{kVA}$	$U_{\text{сет}}, \text{kV}$	$U_{\text{вент обм}}, \text{kV}$	$I_{\text{преобраз}}, \text{А}$
839	10,5	0,6	1250

Проверим трансформатор ТЕ на перегрузочную способность в режиме форсировки. Определим кратность перегрузки ТЕ при протекании через него тока форсировки:

$$K_{\text{пер}} = \frac{I_{\text{форс}} \cdot k_{\text{сx}}}{I_{\text{преобраз}}} = \frac{1880 \cdot 0,816}{1250} = 1,23. \quad (5.9)$$

Длительно допустимый режим генератора при перегрузке 23% составляет 55 мин, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Выполним расчёт уставок защит преобразовательного трансформатора.

Рассчитаем ток трехфазного короткого замыкания перед трансформатором на холостом ходу синхронного генератора:

$$I''(3) = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_{\text{гн}} = \frac{1,08 \cdot 2474,4}{0,19} = 14064,78 \text{ А.} \quad (5.10)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I''(2) = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''(3) = \frac{\sqrt{3} \cdot 14064,78}{2} = 12180,46 \text{ A.} \quad (5.11)$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором (точка К2), протекающего по стороне генераторного напряжения:

$$i(3) = \frac{S_{\text{THOM}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{THOM}})}{e_K \%} \cdot 100\% = \frac{\frac{839}{\sqrt{3} \cdot 10,5}}{7,5} \cdot 100\% = 615,11 \text{ A.} \quad (5.12)$$

Ток двухфазного КЗ в точке К2, протекающий по стороне генераторного напряжения трансформатора:

$$i(2) = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i(3) = \frac{\sqrt{3} \cdot 615,11}{2} = 532,7 \text{ A.} \quad (5.13)$$

Определяется минимальное значение тока уставки реле МТЗ:

$$I_{\text{MTZ}} = \frac{K_h \cdot K_\phi \cdot I_{\text{THOM}} \cdot K_{\text{cx}}}{K_b \cdot K_{\text{TT}} \cdot K_{\text{TP}}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 983 \cdot 0,816}{0,8 \cdot 40 \cdot 10,5 / 0,6} = 4,3 \text{ A,} \quad (5.14)$$

где  $K_h$  - коэффициент надежности защиты (1,2) ;

$K_\phi$  - коэффициент форсировки ТВ (2,5) ;

$I_{\text{THOM}}$  - номинальное значение выпрямленного тока тиристорного возбудителя (паспортное значение);

$K_{\text{cx}}$  - коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления,

$K_b$  - допустимое значение коэффициента возврата токового реле (0,8) ;

$K_{\text{TT}}$  - коэффициент трансформации трансформатора тока;

$K_{\text{TP}}$  - коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора.

Определяется чувствительность защиты, коэффициентом чувствительности:

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{i(2)}{K_{\text{TT}} \cdot I_{\text{MTZ}}} = \frac{532,7}{40 \cdot 4,3} = 3,1. \quad (5.15)$$

Уставка ТО отстраивается от максимального значения тока трехфазного КЗ на стороне вентильной обмотки ТП, при этом отсечка не должна реагировать на бросок тока намагничивания, достигающего пятикратного значения номинального. Чувствительность отсечки, определяемая как отношение минимального тока КЗ на стороне генераторного напряжения к току уставки, должна быть не менее 2.

Определяется значение тока уставки ТО:

$$I_{\text{то.мин}} = \frac{K_H \cdot i(3)}{K_{\text{TT}}} = \frac{1,4 \cdot 615,11}{40} = 21,53 \text{ A}, \quad (5.16)$$

где  $K_H$  – минимальное значение коэффициента надежности для ТО (1,4).

Определяется значение тока намагничивания ТП:

$$I_{\text{МГ}} = 5 \cdot \frac{S_{\text{THOM}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{THOM}})}{K_{\text{TT}}} \cdot 100\% = 5 \cdot \frac{\frac{839}{\sqrt{3} \cdot 10,5}}{40} = 5,77 \text{ A}. \quad (5.17)$$

Уставка реле ТО принимается равной или больше максимального из двух полученных значений:

$$I_{\text{то}} = 21,53 \text{ A};$$

$$I_{\text{ср.то}} = K_H \cdot i(3) = 1,4 \cdot 615,11 = 861,15 \text{ A}.$$

Определяется коэффициент чувствительности ТО:

$$K_{\text{ч.то}} = \frac{i''(2)}{I_{\text{ср}}} = \frac{12180,46}{861,15} = 14,14 > 2. \quad (5.18)$$

### 5.3.2 Продольная дифференциальная защита генератора (ІΔG)

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

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

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{НОМ}} = 2474,36 \text{ A}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{TT}} = 3000/5 \text{ A}$ .

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 или от тока КЗ за выпрямительным трансформатором:

$$I_{\text{НБ(H)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2474,36 = 123,72 \text{ A}, \quad (5.19)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_H \cdot I_{\text{НБ(H)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot 2474,36 = 247,44 \text{ A};$$

$247,44 \text{ A} < 615,1 \text{ A}$  – выполняется, следовательно принимаем уставку :

$$I_{\text{ср0}} = 1,1 \cdot \frac{I_{\text{K3 K2}}^{(3)}}{n_{\text{TT}}} = 1,1 \cdot \frac{\frac{615,1}{3000}}{5} = 1,12. \quad (5.20)$$

В относительных единицах:

$$I_{\text{ср0 o.e.}} = \frac{I_{\text{ср0}}}{I_{\text{нг}}^{(2)}} = \frac{1,12}{4,12} = 0,27.$$

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:

$$I_{\text{НБ(K3)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.21)$$

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;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,12 \cdot 2474,36}{0,19} = 14586,7 \text{ A}; \quad (5.22)$$

$$E_r'' = \sqrt{\cos \varphi_r^2 + (\sin \varphi_r + x_d'')^2} = \sqrt{0,8^2 + (0,6 + 0,19)^2} = 1,12.$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(K3)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 14586,7 = 1458,67 \text{ A}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{HB(KZ)} \cdot K_H}{I_T}; \quad (5.23)$$

$$K_T > \frac{1458,67 \cdot 2}{13732,64};$$

$$K_T > 0,21,$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$I_T$  - ток торможения в режиме протекания по генератору максимальных сквозных токов определяется по формуле:

$$I_T = \sqrt{I_{CKVmax} \cdot (I_{CKVmax} - I_{HBmax}) \cdot \cos \alpha}; \quad (5.24)$$

$$I_T = \sqrt{14586,7 \cdot (14586,7 - 1458,67) \cdot \cos 10^\circ} = 13732,64 \text{ A.}$$

Принимаем уставку  $K_T = 0,5$ . Коэффициент торможения, равный тангенсу угла наклона тормозной характеристики, выбирается по условию обеспечения недействия защиты – от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ. Выбранная уставка не должна быть больше 1,9 согласно СТО ПАО «ФСК ЕЭС», наша уставка удовлетворяет всем параметрам.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,27}{0,5} = 0,54. \quad (5.25)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,27}{0,5} = 0,54. \quad (5.26)$$

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{OTC} = (2 - 12) \cdot I_{nom} = 4 \cdot 2474,4 = 9897,6 \text{ A.} \quad (5.27)$$

На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

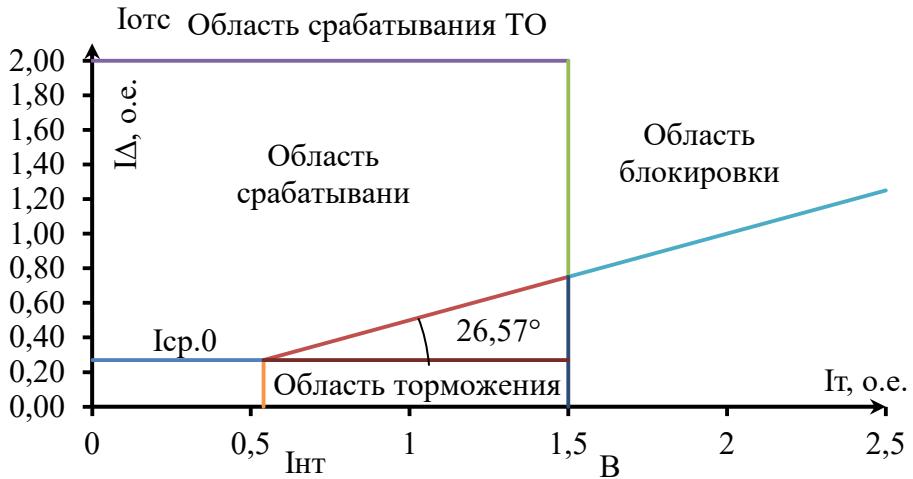


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

Задача выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной 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 5.3.

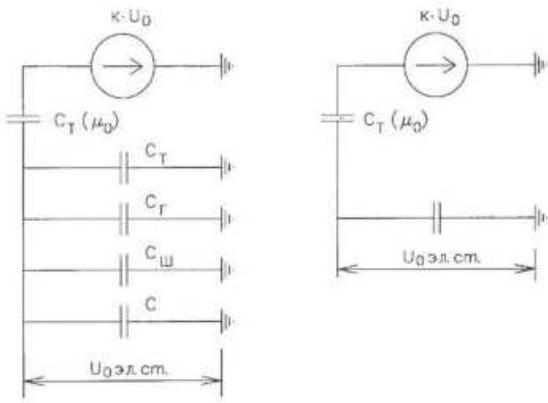


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Здесь и далее необходимо выбрать из таблицы 5.6 данные, характерные для вашего генератора по уровню напряжения:

Таблица 5.6 – характеристики генератора

Напряжение	10,5кВ	13,8кВ	15,75кВ
Сген, мкФ	0,7	0,9	1,1
Свг, мкФ	0,25	0,35	0,45

$$C_{\Sigma} = C_T + C_F + C_W + C_B; \quad (5.28)$$

$$C_{\Sigma} = 0,010 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,97 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}};$$

$$U_0 \text{ эл.ст} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.29)$$

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

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

Таблица 5.7 – характеристики генератора

Напряжение	121кВ	242кВ	330-525кВ
$C_T(\mu_0)$ , мкФ/фазу	0,010	0,012	0,015

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,13 \text{ кВ.} \quad (5.30)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,97 \cdot 10^{-6} = 5,53 \text{ А.} \quad (5.31)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 110 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 22130 \cdot \frac{0,010}{0,010+0,97} = 112,91 \text{ В.} \quad (5.32)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}}; \quad (5.33)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{1 \cdot 112,91}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 0,9;$$

$$U_{CP} \geq 0,9,$$

Где  $K_H = 1,3$  – коэффициент надежности;

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,9$  – коэффициент возврата.

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,3+2} = 0,303. \quad (5.34)$$

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

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

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

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.35)$$

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

U1> вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.36)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

### **5.3.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)**

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.37)$$

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

$I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.38)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:  $I_{*2\text{сигн}} = 0,07$ ;  $I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H$

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{пуск}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 1530$  с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{1530}} = 0,14. \quad (5.39)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,14}{1,2} = 0,12, \quad (5.40)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,12 \cdot I_H = 0,12 \cdot 4,12 = 0,49 \text{ A}. \quad (5.41)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,12^2} \approx 2083,33 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{A_{\text{ИО}}}{(I_{*2})^2}; \quad (5.42)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{н}}$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,12
Длительность (с)	30	83	120	188	333	700	1530

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.4.

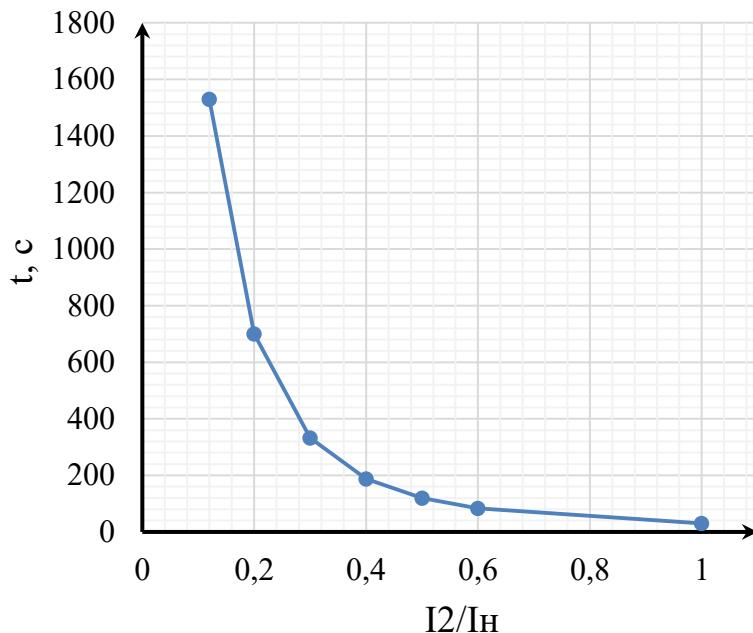


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t \text{ мин.} = 0,5 \text{ с}$ ,  $t \text{ макс.} = 1530 \text{ с}$ .

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $t_{\text{охл}}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с:

$$t_{\text{охл}} = \frac{A}{I_{2\text{доп}}^2} = \frac{30}{0,58^2} = 89 \text{ с};$$

$$I_{2\text{доп}} = 0,14 \cdot I_{\text{ном}} = 0,14 \cdot 4,12 = 0,58 \text{ А.}$$

4) Орган токовой отсечки ( $I_{20TC}$ ) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_2$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ.

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 10 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2\text{C.3.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_q}; \quad (5.43)$$

Определим ток трехфазного короткого замыкания на стороне высшего напряжения в относительных единицах:

$$S_{баз} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{баз1} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{баз2} = 115 \text{ кВ};$$

$$I_{баз1} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3}U_{баз1}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5498,57 \text{ А}; \quad (5.44)$$

$$I_{баз2} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3}U_{баз2}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 502,04 \text{ А}; \quad (5.45)$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,19 \cdot \frac{115^2}{45} \cdot \frac{100}{115^2} = 0,42 \text{ о. е.}; \quad (5.46)$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{U_{\text{к%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{63} \cdot \frac{100}{115^2} = 0,17 \text{ о. е.}; \quad (5.47)$$

$$X_{2,6\text{баз.}}^* = X_2 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,2 \cdot \frac{115^2}{45} \cdot \frac{100}{115^2} = 0,44 \text{ о. е.}; \quad (5.48)$$

$$I_{\text{кз.}}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*} = \frac{1}{0,42 + 0,17} = 1,69 \text{ о. е.}; \quad (5.49)$$

$$I^{*(2)}_{2.\text{кз.}} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{3}} \cdot I^{*(3)}_{\text{кз.}} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{3}} \cdot 1,69 = 0,845 \text{ о.е..} \quad (5.50)$$

Переведем в именованные единицы:

$$I^{*(2)\text{HH}}_2 = I^{*(2)}_{2.\text{кз.}} \cdot I_{6\text{аз1}} = 0,845 \cdot 5498,57 = 4646,29 \text{ А.} \quad (5.51)$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока:

$$I^{(2)}_{2\text{МИН}} = \frac{I^{*(2)\text{HH}}_2}{k_{\text{TT}}} = \frac{4646,29}{\frac{3000}{5}} = 7,74 \text{ А.} \quad (5.52)$$

Тогда уставка срабатывания:

$$I_{2\text{ с.з.}} \leq \frac{7,74}{1,2} = 6,45 \text{ А.}$$

В относительный единицах:

$$I^*_{2\text{С.З.}} = \frac{I_{2\text{ с.з.}}}{I_{6\text{аз}}} = \frac{6,45}{4,12} = 1,57 \text{ о.е..} \quad (5.53)$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимостью 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:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 4,12}{0,98} = 4,4 \text{ А,} \quad (5.54)$$

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:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)}}{0,98} = \frac{1,08 \cdot 4,12}{0,98} = 4,5 \text{ A.} \quad (5.55)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.9:  
Таблица 5.9 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_{\text{Н}}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3700	1000	380	310	260	140	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 5.5.

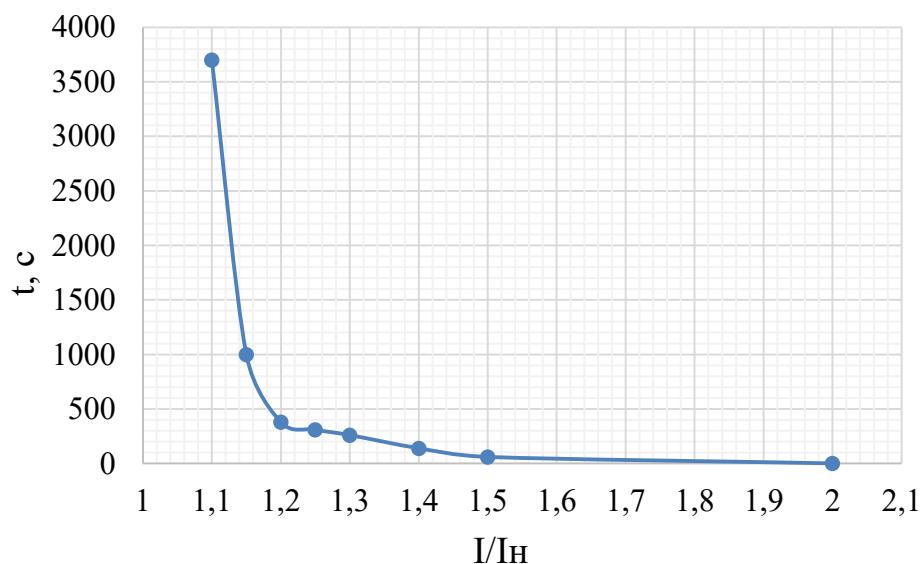


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{HOM}}{0,98} = \frac{1,4 \cdot 4,12}{0,98} = 5,9 \text{ A.} \quad (5.56)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{HOM}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500 / 100} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.57)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 7,5 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.3.7 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.

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 110 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Токкинская ГЭС – Олекминск:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 22,04 + \frac{0,8}{2} \cdot 6,86 = 20,38 \text{ Ом,} \quad (5.58)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ;

$$Z'_{1L} = X_{0yD} \cdot l = 0,429 \cdot 16 = 6,86 \text{ Ом} – \text{сопротивление линии 110 кВ;}$$

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 115^2}{63} = 22,04 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{o.e.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{45}{63} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{45}{115^2} \cdot 6,86 = 0,07.$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_{C3I} = Z_{1\text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,07 \cdot 2,45 = 0,17 \text{ Ом}; \quad (5.59)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НР}}} = \frac{10,5^2}{45} = 2,45.$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_{C3I} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,17 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,97 \text{ Ом}. \quad (5.60)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,97 \text{ Ом}$ .

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ.

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции  $\Delta Z$ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее,  $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

3) Принимаем  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2474,36} = 2,45 \text{ Ом}, \quad (5.61)$$

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

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

$$I_{\Phi} = 1,8, \quad (5.62)$$

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

$x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{1,8} = 0,53 \text{ о.е.}; \quad (5.63)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 1,8} = 0,47. \quad (5.64)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 62^\circ$ . Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II,\text{o.e.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,53}{1,1} = 0,48 \text{ о.е.}; \quad (5.65)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II\text{o.e.}} \cdot Z_B = 0,48 \cdot \frac{10,5^2}{45} = 1,18 \text{ Ом.} \quad (5.66)$$

Значение уставки на реле составит:

$$Z_{CP} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,18 \cdot 3000/5}{10500/100} = 6,74 \text{ Ом.} \quad (5.67)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 6,74 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 10%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,007 \text{ Ом}, Z_{CM2} = 0,048 \text{ Ом}$ .

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

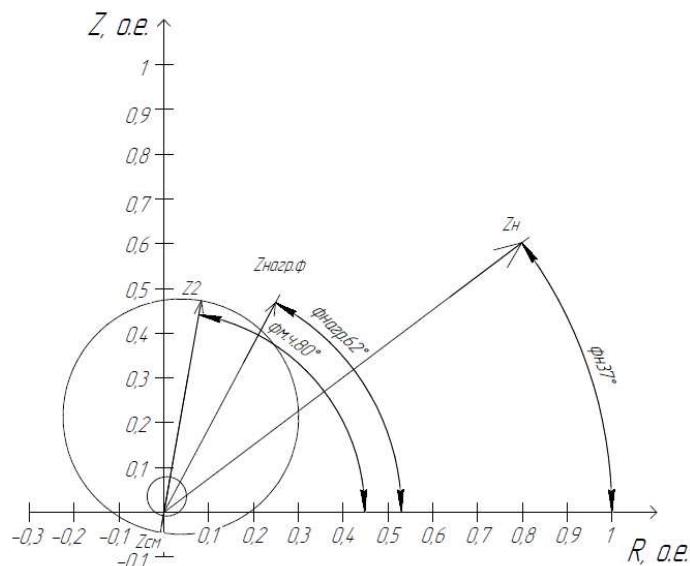


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.3.8 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:

$$I_P \text{ сигн.} = \frac{K_H \cdot I_{6a3}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 1,15}{0,98} = 1,23 \text{ A} = 1,07 \text{ о.е.} \quad (5.68)$$

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

$$I_P \text{ пуск.} = \frac{1,08 \cdot I_{6a3}}{0,98} = \frac{1,08 \cdot 1,15}{0,98} = 1,27 \text{ A} = 1,1 \text{ о.е.} \quad (5.69)$$

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

Таблица 5.10 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.7.

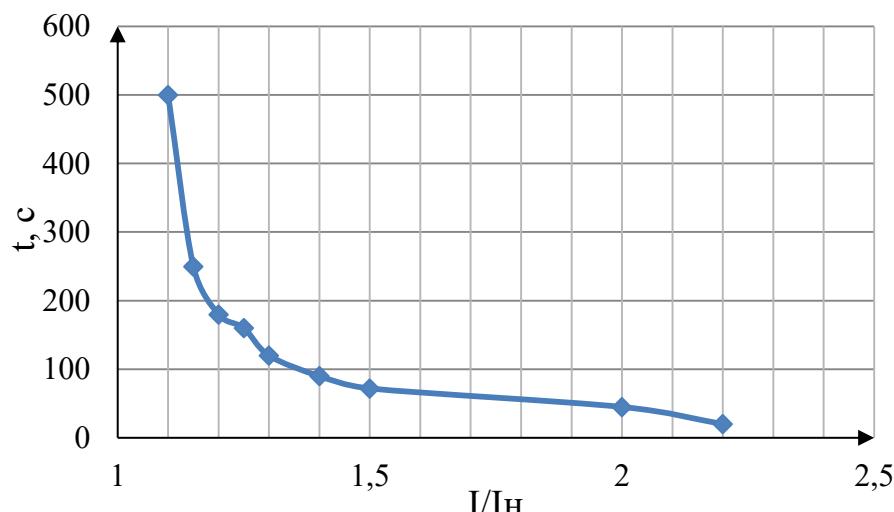


Рисунок 5.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

5)

$$I_P \text{ пуск.} = \frac{2,2 \cdot I_{баз}}{0,98} = \frac{2,2 \cdot 1,115}{0,98} = 2,58 \text{ A} = 2,245 \text{ о. е.} \quad (5.70)$$

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

## 5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины ШЭ1113 производства ООО НПП «ЭКРА».

ШЭ1113 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

## 5.5 Таблица уставок и матрица отключений защит

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

# 6 Компоновка сооружения гидроузла

## 6.1 Проектирование водосливной плотины

Ввиду того что плотина грунтовая, на скальном основании, а высота сооружения 50 м, назначаем – III класс ГТС.

Поскольку установленная мощность проектируемой станции 72 МВт, назначаем III класс ГТС.

Поскольку число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения (человек) - до 500 человек, число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнического сооружения (человек) – до 2000 человек, а характеристика территории распространения чрезвычайной ситуации, возникшей в результате аварии гидротехнического сооружения – в пределах территории одного муниципального образования, назначаем III класс ГТС.

Назначаем класс ГТС по наивысшему значению: III класс ГТС.

### 6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня плотины принимается:

$$\nabla \text{ГГП} = \nabla \text{НПУ} + h_s = 200,00 + 4,89 = 204,89 \text{ м}, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run1\%}} + \Delta h_{\text{set}} + a = 3,87 + 0,0186 + 1 = 4,89 \text{ м}, \quad (6.2)$$

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

$\Delta h_{\text{set}}$  - высота ветрового нагона;

$a$  - величина запаса, для III класса сооружения  $a=1$  м.

### 6.1.2 Расчет параметров волнового воздействия

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,000002 \cdot \frac{19^2 \cdot 6300}{9,81 \cdot 25} = 0,0186 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где  $V = 19 \text{ м/с}$  – скорость ветра [21];

$K_w$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра.

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 19) \cdot 10^{-7} = 0,000002. \quad (6.4)$$

Длина разгона волн при  $\alpha = 0^\circ$ ,  $L \approx 6300 \text{ м}$ .

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО}}{2} = \frac{200 - 150}{2} = 25 \text{ м}. \quad (6.5)$$

Рассчитаем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 6300}{19^2} = 171,2; \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6300}{19} = 11152,42, \quad (6.7)$$

где  $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$  – период развития волн на водохранилище.

Определим параметры волнового воздействия:

$$\text{Для } \frac{gL}{V^2 w} = 44,79, \frac{g\bar{h}}{V^2 w} = 0,022; \frac{gT}{V_w} = 1,8; \quad (6.8)$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 8829, \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,08; \frac{gT}{V_w} = 4,0. \quad (6.9)$$

Принимаем наименьшие значения  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,022$ ;  $\frac{gT}{V_w} = 1,8$  и определяем параметры волны:

Средний период волны:

$$\bar{T} = 1,8 \cdot \frac{V_w}{g} = \frac{1,8 \cdot 19}{9,81} = 3,49 \text{ с.} \quad (6.10)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = 0,022 \cdot \frac{V_w^2}{g} = \frac{0,022 \cdot 19^2}{9,81} = 0,81 \text{ м.} \quad (6.11)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,49^2}{2 \cdot 3,14} = 18,99 \text{ м;} \quad (6.12)$$

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

$25 > 0,5 \cdot 18,99 = 9,50$  м – условие выполняется, т.е. зона глубоководная.  
Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,81 \cdot 2,1 = 1,7 \text{ м,} \quad (6.14)$$

где  $K_i$  – коэффициент, принимаемый равным 2,1;  
 $\bar{h}$  – средняя длина волны.

Определяем высоту наката волны 1% обеспеченности:

$$\begin{aligned} h_{run1\%} &= k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,3 \cdot 1,7 = \\ &= 3,87 \text{ м,} \end{aligned} \quad (6.15)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;  
 $k_r = 1$ ,  $k_p = 0,9$  для откоса грунтовой плотины, укрепленного железобетонными плитами;  
 $k_{sp}$  – коэффициент, определяемый при  $m = \operatorname{ctg}\varphi = 1,5$  и  $V = 19 \text{ м/с}$ ,  
 $k_{sp} = 1,1$ ;  
 $k_{run}$  – коэффициент, определяемый в зависимости от пологости волны.

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{18,98}{1,7} = 11,16, \quad (6.16)$$

где  $k_{run} = 2,3$ .

Определяем отметку ГБП:

$$\nabla\Gamma\text{БП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 200,00 + 1,7 + 0,0186 + 0,4 = 205,23 \text{ м}$$

Где  $a$  – величина запаса, зависящая от класса сооружения,  $a = 0,4$

## 6.2 Гидравлические расчёты

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

$$Q_{\text{осн макс}} = 814,01 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{пов макс}} = 987,96 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{осн ГА}} = \frac{N_{\text{ед}}^{\text{ГА}}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{38500}{9,81 \cdot (45,2 - 0,5) \cdot 0,93} = 94,4 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.17)$$

$$Q_{\text{пов ГА}} = \frac{N_{\text{ед}}^{\text{ГА}}}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{38500}{9,81 \cdot (46,1 - 0,5) \cdot 0,93} = 92,7 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $N_{\text{ед}}^{\text{ГА}} = 38500$  кВт – мощность одного гидрогенератора;  
 $\eta = 0,93 \%$  – КПД гидрогенератора.

$$H_{\text{осн}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{3\%} = 200,00 - 154,80 = 45,2 \text{ м}; \quad (6.18)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{0,5\%} = 200,00 - 155,9 = 45,2 \text{ м},$$

где  $\nabla\text{УНБ}$  – уровень НБ при обеспеченности 3% и 0,5%.

$$Q_{\text{осн ГЭС}} = Q_{\text{осн ГА}} \cdot m = 94,4 \cdot 1 = 94,4 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.19)$$

$$Q_{\text{пов ГЭС}} = Q_{\text{пов ГА}} \cdot m = 92,7 \cdot 1 = 92,7 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$m = Z_{\text{арп}} - 1 = 2 - 1 = 1. \quad (6.20)$$

Так как  $H_{\text{осн}} > H_{\text{мин}} = 29,50 \text{ м}$ , паводок можно пропускать через ГЭС.

$$Q_c = \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{притока}}}{t_{\text{cp}}} = \frac{1,86 \cdot 10^9 + 0,88 \cdot 10^9}{23328000} = 117,2 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.21)$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} &= Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c = 814,01 - 94,4 - 117,2 = \\ &= 602,4 \text{ м}^3/\text{с} \end{aligned} ; \quad (6.22)$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{расч}}^{\text{пov}} &= Q_{\text{макс}}^{\text{пov}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пov}} - Q_c = 987,96 - 92,7 - 117,2 = \\ &= 778,0 \text{ м}^3/\text{с}. \end{aligned}$$

$$q_p = V_h \cdot h_{\text{НБ}}^{\text{осн}} = 4,5 \cdot 4,80 = 21,6 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.23)$$

где  $V_h$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, для скальных – 4,5 м/с;

$h_{\text{НБ}}^{\text{осн}} = 4,8 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\nabla \text{НБ} = f(Q_{\text{НБ}})$  при  $Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} = 814,01 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$h_{\text{НБ}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ДНО} = 154,80 - 150,00 = 4,80 \text{ м}. \quad (6.24)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 21,6 = 27,0 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.25)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_b} = \frac{602,4}{27,0} = 22,31 \text{ м} \approx 22,00 \text{ м}. \quad (6.26)$$

Таким образом, принимаем:  $n = 4$  – число пролетов,  $b = 5,5$  – ширина пролета.

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления –  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления  $H_{02}$ :

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{602,4}{0,49 \cdot 22 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,42 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля;

$B = 22 \text{ м}$  – ширина водосливного фронта.

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{осн}}^{\text{расч}}}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{602,4}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 22 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,81 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где  $\sigma_n = 1$  для неподтопленного водослива;

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right) \cdot \frac{5,42}{5,5} = 0,90, \quad (6.29)$$

где  $\xi$  – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины и от формы верховой грани быка принимается 0,45;

$n$  – число пролётов;

$b$  – ширина пролета.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $V_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 5,81 - \frac{1,1 \cdot 0,4^2}{2 \cdot 9,81} = 5,80 \text{ м}; \quad (6.30)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{осн}}^{\text{расч}}}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{602,4}{(200 - 150) \cdot (22 + (4-1) \cdot 3)} = 0,4, \quad (6.31)$$

где  $\delta_B = 3$  м – толщина быка.

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду,  $H_{ct} = 6,00$  м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \text{НПУ} - H_{ct} = 200,00 - 6,00 = 194,00 \text{ м}. \quad (6.32)$$

Отметка гребня быка:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \Gamma B + 1,6 \cdot H_{ct} = 194,00 + 1,6 \cdot 6 = 203,60 \text{ м}. \quad (6.33)$$

Принимаем проектную отметку гребня плотины как наибольшую из  $\nabla \Gamma ГП$  и  $\nabla \Gamma Б$ , таким образом,  $\nabla \Gamma ГП = 204,89$  м.

### 6.2.3 Проверка на пропуск расчётного расхода при поверочном расчётном случае

$$H_{01 \text{ пов}} = \left( \frac{Q_{\text{пов}}^{\text{расч}}}{m B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{778,0}{0,49 \cdot 22 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,43 \text{ м}; \quad (6.34)$$

$$Q_{\text{пов}}^{\text{расч}} = Q_{\text{пов}}^{\text{макс}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_C = 987,96 - 92,73 - 117,2 =$$

$$= 778,0 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.35)$$

$$H_{02 \text{ пов}} = \left( \frac{Q_{\text{пов}}^{\text{расч}}}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{778,0}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 22 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,00 \text{ м}; \quad (6.36)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right) \cdot \frac{6,43}{5,5} = 0,88; \quad (6.37)$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,00 - \frac{1,1 \cdot 0,4^2}{2 \cdot 9,81} = 6,98 \text{ м}; \quad (6.38)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{пов}}^{\text{расч}}}{(\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Delta \text{НО}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{778,0}{(202,00 - 150,00) \cdot (22 + (4-1) \cdot 3)} = 0,5 \text{ м}/\text{с}; \quad (6.39)$$

$$\nabla \text{УВБ} = \nabla \Gamma \text{В} + H_{\text{пов}} = 194,00 + 6,98 = 200,98 \text{ м}. \quad (6.40)$$

Так как  $\nabla \text{НПУ} = 200,00 \text{ м}$  принимаем  $\nabla \Phi \text{ПУ} = 202,00 \text{ м}$ .

#### 6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге с радиусом  $R$ . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе.

Принимаем  $R = 11 \text{ м}$ .

Принимаем профиль оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицерова. Координаты и профиль для построения оголовка безвакуумного водослива представлены в таблице 6.1 и на рисунке 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{\text{ст}} = 6 \text{ м}$ .

x	y	x	y	x	y	x	y
0,6	0,216	6,6	1,926	12,6	8,214	18,6	18,078
1,2	0,042	7,2	2,364	13,2	9,048	19,2	19,242
1,8	0	7,8	2,85	13,8	9,918	19,8	20,43
2,4	0,036	8,4	3,384	14,4	10,8	20,4	21,654
3	0,162	9	3,966	15	11,76	21	22,908
3,6	0,36	9,6	4,584	15,6	12,732	21,6	24,186
4,2	0,6	10,2	5,238	16,2	13,734	22,2	25,494
4,8	0,876	10,8	5,922	16,8	14,772	22,8	26,826
5,4	1,188	11,4	6,648	17,4	15,84	23,4	28,188
6	1,536	12	7,41	18	17,184	24	29,628

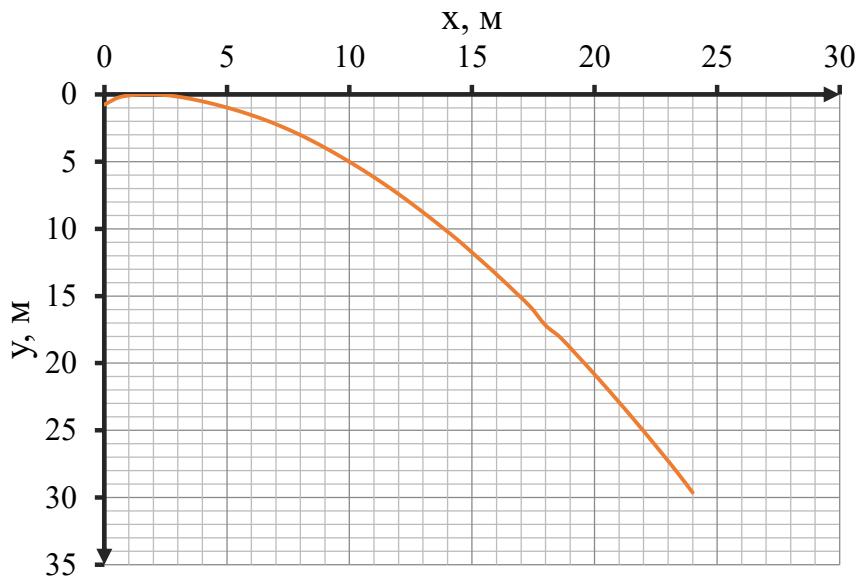


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

### 6.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип сопряжения бьефов при донном режиме для прямоугольного русла.

Критическая глубина:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{osn}^{2}}{(B+(n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 602,4^2}{(22+(4-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 3,49 \text{ м.} \quad (6.47)$$

где  $\alpha$  – коэффициент Кориолиса, принимаем равным 1,1.

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 200,00 - 150,00 = 50 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Определим длину сливной грани:

$$\mathcal{E}_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{50}{3,49} = 14,33 \text{ м.} \quad (6.49)$$

В зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\mathcal{E}_{T_0}$  определяем  $\mathcal{E}_c$  и  $\mathcal{E}''_c$ .

$$\mathcal{E}_c = 0,21, \quad \mathcal{E}''_c = 3,00$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = E_c \cdot h_{kp} = 0,24 \cdot 3,49 = 0,83; \quad (6.50)$$

$$h''_c = h''_c = \varepsilon''_c \cdot h_{kp} = 2,85 \cdot 3,49 = 9,95. \quad (6.51)$$

Так как  $h''_c = 9,95 \text{ м} > h_{HB} = 4,80 \text{ м}$ , следовательно, гидравлический отогнанный прыжок.

### 6.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Так как в основании лежит прочный скальный грунт, а ширина створа достаточна для того, чтобы отбрасываемая струя не оказывала негативного влияния на работу ГЭС, отброс струи будем осуществлять с помощью носка-трамплина.

Высота от дна до носка:

$$a = h_{HBmax} + 2 = 5,99 + 2 = 7,99 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где  $h_{HBmax}$  – глубина воды в НБ.

$$h_{HBmax} = \text{УНБпов. max} - \nabla \text{дна} = 155,99 - 150,00 = 5,99; \quad (6.53)$$

$$\nabla \text{НОС} = \nabla \text{ДНО} + a = 150,00 + 7,99 = 157,99 \text{ м}. \quad (6.54)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НОС} = 200,00 - 157,99 = 42,01 \text{ м}. \quad (6.55)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 42,01} = 25,84 \text{ м/с}, \quad (6.56)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{27,00}{25,84} = 1,04 \text{ м}, \quad (6.57)$$

где  $q=27,00$  – удельный расход воды на водосливе.

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{25,84^2}{9,81 \cdot 1,04} = 65,13. \quad (6.58)$$

Следовательно, коэффициент аэрации  $K_a = 0,9$ .

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_h \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2a \left( \left( 1 + \left( \frac{Z_0}{Z_h} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 a} \right)^{0,5} + 1 \right); \quad (6.59)$$

$$\begin{aligned} L &= 0,9 \cdot 42,01 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left( \left( 1 + \left( \frac{45,2}{42,01} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \sin^2 30} \right)^{0,5} + 1 \right) = \\ &= 57,62 \text{ м}; \end{aligned}$$

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 200,00 - 154,80 = 45,20 \text{ м}. \quad (6.60)$$

Выполним проверку достаточности отлета струи:

$$L > 0,5 \cdot Z_0; \quad (6.61)$$

$$L > 0,5 \cdot 45,2;$$

$$57,62 > 22,60.$$

Глубина размыва – яма:

$$h_p = t - h_{HB} = 17,21 - 4,80 = 12,41 \text{ м}; \quad (6.62)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{HB}}{d}} \cdot h_h; \quad (6.63)$$

$$t = \left( 0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{65,13} \right) \cdot \sqrt{65,13} \cdot \sqrt[4]{\frac{4,80}{1}} \cdot 1,04 = 17,21,$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей, принимаем  $d = 1 \text{ м}$ .

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяем по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg} a_1} = 57,62 + \frac{17,21}{0,69} = 82,56; \quad (6.64)$$

$$\operatorname{tg} a_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 a + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_h \cdot \cos(a) + a - h_{HB})}{V_h^2 \cdot \cos^2 a}}, \quad (6.65)$$

$$\operatorname{tg} a_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2(30) + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,04 \cdot \cos(30) + 7,99 - 4,80)}{25,84^2 \cdot \cos^2(30)}} = 0,69,$$

где  $a$  – высота уступа над дном.

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{kp} + 3,7 \cdot h_p = 2,5 \cdot 4,25 + 3,7 \cdot 12,41 = 54,61 \text{ м.} \quad (6.66)$$

### 6.3 Конструирование плотины

#### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины и имеющий минимальную ширину понизу. Профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

Высота плотины высчитывается по формуле:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 200 - (150 - (2 + 2)) = 54 \text{ м.} \quad (6.67)$$

Так как наша плотина является гравитационной бетонной плотиной на скальном основании, то ее нужно конструировать с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины - прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ. Заложение низовой грани на первом этапе можно принять равным  $0,67 \div 0,7$ , а при оценке устойчивости плотины величину заложения можно скорректировать.

Заложение низовой грани:

$$B = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 54 = 37,8 \text{ м.} \quad (6.68)$$

#### 6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

Принимаем расстояние между секционными швами 30 м. Температурные швы для плотины на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

#### 6.3.3 Быки

Разрезной бык состоит из двух полубыков. Толщину быка принимаем 3 м. Толщину пазового перешейка быка принимаем 1,2 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Размеры пазов ремонтного затвора 1,2 м и рабочего затвора 1,2 м. Расстояние между пазами 0,8 м. Разрез быков представлен на рисунке 6.4.

### **6.3.4 Устои**

Для данного случая проектирования бетонной водосливной плотины и здания ГЭС назначаем раздельный устой (в виде раздельной стенки), которая будет отделять водослив от здания ГЭС. Основное назначение этого устоя – разделение потоков водослива и здания ГЭС, а также защита здания ГЭС от брызг при сбросе воды.

### **6.3.5 Дренаж тела бетонной плотины**

Вдоль напорной грани плотин устраиваем дренаж в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 20 см.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем  $d_{dp} = 4,0$  м, при этом должно выполняться условие:

$$d_{dp} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{kp}}; \quad (6.69)$$

$$4,0 \geq \frac{48,76 \cdot 1,25}{25};$$

$$4,0 \geq 2,44,$$

где  $H_d$  – напор над расчетным сечением;

$\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{kp} = 25$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Данное расположение дренажа позволяет выполнить смотровые и буровые галереи на расстоянии более 2 м от напорной грани.

### **6.3.6 Галереи в теле плотины**

В теле плотины устраиваем продольные и поперечные галереи по высоте на отметках 150,00 и 185,50. В плотине имеются как продольные галереи, предназначенные для омоноличивания швов, установки КИА, а также для осмотра состояния массива бетона, контроля состояния противофильтрационных устройств межсекционных швов, сбора дренажных вод и измерения фильтрационных расходов. Размеры галереи цементационная, дренажная – 3,0x3,5 м.

## **6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины**

В основании плотины, стоящей на скале, для снижения фильтрационного давления на сооружение устраиваем цементационную завесу, которая удлиняет

путь фильтрации, уменьшает скорость течения потока и количество профильтровавшейся воды, и наклонный дренаж для отвода фильтрующейся воды.

#### **6.4.1 Противофильтрационная завеса**

$$H_d = \nabla HPU - YHB_{min} = 200,00 - 151,24 = 48,76 \text{ м}; \quad (6.71)$$

$$H_{as} = 0,3 \cdot H_d = 0,3 \cdot 48,76 = 14,63 \text{ м}; \quad (6.72)$$

$$H_{dr} = 0,05 \cdot H_d = 0,05 \cdot 48,76 = 2,44 \text{ м}. \quad (6.73)$$

#### **6.4.2 Дренажные устройства в основании**

Глубина дренажных скважин:

$$h_{dp} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{zav} = (0,5 \div 0,7) \cdot 24,38 = 0,5 \cdot 24,38 = 12,19 \text{ м}; \quad (6.74)$$

$$h_{zav} = 0,5 \cdot H_{max} = 0,5 \cdot 48,76 = 24,38 \text{ м}. \quad (6.75)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,2 м, расстояние между ними 2,5 м.

### **6.5 Определение основных нагрузок на плотину**

#### **6.5.1 Вес сооружения**

Площадь плотины и быка в поперечном сечении, а также точка центра масс  $G_{пл}$  и  $G_6$  определяются в программе AutoCad.

$$S_{пл} = 1044,8 \text{ м}^2; S_6 = 1620,5 \text{ м}^2.$$

Вес 1 п.м водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1044,8 \cdot 5,5 \cdot 9,81 \cdot 2400}{5,5 + 3} = 15916,546 \text{ кН/м}, \quad (6.76)$$

где  $S_{пл}$  – площадь поперечного сечения плотины;

$b$  – ширина пролета;

$\rho_6$  – плотность бетона;

$\delta_6$  – толщина быка.

Вес быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1620,5 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{5,5+3} = 13465,9958 \text{ кН/м.} \quad (6.77)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 46,8 \cdot \sqrt{46,8} \cdot 9,81 \approx 172,7 \text{ кН,} \quad (6.78)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Gamma_{В} + 0,5) \cdot b; \quad (6.79)$$

$$f = (202,00 - 194 + 0,5) \cdot 5,5 = 46,8 \text{ м}^2.$$

Вес затвора приводим к 1 п.м:

$$q_{3}^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{172,7}{5,5+3} = 20,3 \text{ кН/м.} \quad (6.80)$$

### **6.5.2 Расчёты гидростатического давления**

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 54^2}{2} = 14302,98 \text{ кН/м;} \quad (6.81)$$

$$h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 200,00 - 146,00 = 54 \text{ м.} \quad (6.82)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,24^2}{2} = 134,679 \text{ кН/м;} \quad (6.83)$$

$$h_2 = \nabla\text{НБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 151,24 - 146,00 = 5,24 \text{ м,} \quad (6.84)$$

где  $\nabla\text{НБ}_{\min} = 151,24$  – уровень воды в НБ при  $Q_{\text{сан.}}$ .

### **6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления**

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня НБ до подошвы сооружения для основного случая.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взб}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}; \quad (6.85)$$

$$W_{\text{взб}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 198 = 1943,086 \text{ кН/м.}$$

### 6.5.4 Сила фильтрационного давления

Нагрузки и воздействия на ГТС представлены приведенные к действующему напору  $H_d$  значения напора по оси цем. завесы  $H_{as}$  и дренажа  $H_{dr}$  при основном сочетании нагрузок. Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины представлена на рисунке ...[ ].

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей ее отдельных участков, представляющие из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник.

$$S_\phi = 207,2 \text{ м}^2. \quad (6.89)$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 207,2 = 2032,953 \text{ кН/м.} \quad (6.90)$$

### 6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_h}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кН/м}^2, \quad (6.91)$$

где  $\gamma_h$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии ( $9 \div 13$ )  $\text{кН/м}^3$ , принимаем  $\gamma_h = 10 \text{ кН/м}^3$ ;

$h_h$  – толщина слоя наносов, принимаем от уровня заиления дна,  $h_h = 2 \text{ м}$ ;  
 $\varphi_h = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_h = \frac{p_h h_h}{2} = \frac{9,81 \cdot 2}{2} = 9,81 \text{ кН/м.} \quad (6.92)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется следующим образом. В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов  $p_h$ , а затем слою грунта, пригруженному весом наносов:

$$p_{A,gr}' = \gamma_h h_h \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{gr}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{gr}}{2} \right); \quad (6.93)$$

$$p_{A,gr}' = 10 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) - 2 \cdot 15 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{32}{2} \right) = -8,99 \text{ кН/м}^2;$$

$$p_{A.grp}'' = (\gamma_h h_h + \gamma_{взв гр} h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.94)$$

$$\begin{aligned} p_{A.grp}'' &= (10 \cdot 2 + 16,64 \cdot 1) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) - 2 \cdot 15 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = \\ &= 2,42 \text{ кН/м}^2; \end{aligned}$$

$$\gamma_{взв гр} = \gamma_0 - (1 - n_0) \gamma_w = 24 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 16,64 \frac{\text{kH}}{\text{m}^3}, \quad (6.95)$$

где  $c$  — сцепление грунта, для известняка  $c = 15$  кПа;

$\gamma_0$  — удельный вес сухого грунта, принимаем равным 24 кН/м<sup>3</sup>;

$n_0$  — пористость сухого грунта, равная 0,25;

$\gamma_w$  — удельный вес воды;

$h_{гр}$  — толщина слоя грунта, равная 1 м;

$\varphi_{гр}$  — угол внутреннего трения, равный 45°, исходя из основания.

Равнодействующая активного давления грунта с учетом наносов на 1 п.м. равна площади эпюры:

Так как получено отрицательное значение, значит активное давление грунта на ГТС отсутствует.

$$E_{акт} = S_{эп} = 0 \text{ кН/м}. \quad (6.96)$$

Пассивное давление грунта основания со стороны НБ определяем по формуле:

$$p_{П.grp}' = \gamma_{взв бет} \cdot h_{пл} \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.97)$$

$$p_{П.grp}' = 24 \cdot 0 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = 0 \text{ кН/м}^2;$$

$$p_{П.grp}'' = (\gamma_{взв бет} h_{пл} + \gamma_{взв гр} h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.98)$$

$$p_{П.grp}'' = (24 \cdot 0 + 16,64 \cdot 4) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = 11,42;$$

$$E_{пасс} = \frac{p_{П.grp}'' \cdot h_{гр}}{2} = \frac{11,42 \cdot 4}{2} = 22,84 \text{ кН/м}. \quad (6.99)$$

## 6.5.6 Расчёт волнового давления

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.99)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,7 \cdot \left( \frac{18,98}{3,14} + \frac{0,48}{2} \right) = 52,4 \text{ кН},$$

где  $h_{1\%}$  – высота волн 1% обеспеченности;

$\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны;

$h_0$  – средняя высота волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,7^2}{18,98} = 0,48 \text{ м.} \quad (6.100)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{12,87}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,24 = 2,38 \text{ м.} \quad (6.101)$$

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

## 6.6 Расчёт прочности плотины

### 6.6.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет плотины проводится без учета температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. В расчете плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «–», а растягивающие со знаком «+». Для удобства расчета составляем таблицу 6.2, в которую внесены нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_B$	1	→	14302,98	18,00	257453,64
$T_H$	1	←	134,68	-1,75	-235,69
$G_6$	0,95	↓	12792,70	-7,46	-95433,51
$G_{пл}$	0,95	↓	15120,72	-5,19	-78476,53
$W_{B3B}$	1	↑	1943,09	0	0
$W_\phi$	1	↑	2032,95	13,5	27444,88
$E_H$	1,2	→	11,77	4,67	54,95
$E_{пп}$	0,8	←	18,27	-1,33	-24,3
$W_{волн}$	1	→	52,40	50,09	2624,52
$q_3$	0,9	↓	18,26	-14,5	-264,79
		Σ↓↑	23955,6	Σ	113143,2

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2} = -\frac{23955,6}{36,18} + \frac{6 \cdot 113143,17}{36,18^2} = -143,5 \text{ кН/м}^2, \quad (6.103)$$

где  $N$  – нормальная сила, сумма вертикальных сил, действующих на плотину,  $N = 23955,6$  кН;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину,  $M = 113143,2$  кН · м;

$B_n$  – ширина подошвы плотины.

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -141,93 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 54 \cdot (1 - 0^2) = -530,0; \end{aligned} \quad (6.104)$$

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 200 - 146 = 54, \quad (6.105)$$

где  $H_d^u$  – напор над сечением со стороны ВБ.

$$m_u = \operatorname{tg} \alpha_1 = 0, \quad (6.106)$$

где  $\alpha_1 = 0$  – заложение верховой грани.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau^u_{xy} = (\gamma_w \cdot H^u_d + \sigma^u_y) \cdot m_u; \quad (6.107)$$

$$\tau^u_{xy} = (9,81 \cdot 54 - 141,93) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma^u_1 = \sigma^u_y \cdot (1 + m^2_u) + \gamma_B \cdot H^u_d \cdot m^2_u; \quad (6.108)$$

$$\sigma^u_1 = -141,93 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 54 \cdot 0^2 = -141,5 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma^u_3 = -\gamma_B \cdot H^u_d = -9,81 \cdot 54 = -530,0 \text{ кН/м}^2. \quad (6.109)$$

Для низовой грани:

$$\sigma^t_y = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2} = -\frac{23937,4}{36,18} - \frac{6 \cdot 113377,45}{36,18^2} = -1180,7 \text{ кН/м}^2; \quad (6.110)$$

$$\sigma^t_x = \sigma^t_y \cdot m^2_t - \gamma_B \cdot H^t_d \cdot (1 - m^2_t); \quad (6.111)$$

$$\sigma^t_x = -1181,3 \cdot 0,65^2 - 9,81 \cdot 5,24 \cdot (1 - 0,65^2) = -527,7 \text{ кН/м}^2;$$

$$H^t_d = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 151,24 - 146,00 = 5,24 \text{ м}, \quad (6.112)$$

где  $H^t_d$  – напор над расчетным сечением со стороны НБ.

$$m_t = \operatorname{tg} \alpha_2 = \operatorname{tg} 57^\circ = 0,65, \quad (6.113)$$

где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau^t_{xy} = -(\gamma_B \cdot H^t_d + \sigma^t_y) \cdot m_t; \quad (6.114)$$

$$\tau^t_{xy} = -(9,81 \cdot 5,24 - 1181,3) \cdot 0,65 = 733,4 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma^t_3 = -\gamma_B \cdot H^t_d = -9,81 \cdot 5,24 = -51,4 \text{ кН/м}^2; \quad (6.115)$$

$$\sigma^t_1 = \sigma^t_y \cdot (1 + m^2_t) + \gamma_B \cdot H^t_d \cdot m^2_t;$$

$$\sigma^t_1 = -1181,3 \cdot (1 + 0,65^2) + 9,81 \cdot 5,24 \cdot 0,65^2 = -1656,0 \text{ кН/м}^2. \quad (3.116)$$

Расчет основных краевых напряжений сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет краевых напряжений, действующих на плотину

Напряжение	$\sigma_y$	$\sigma_x$	$\tau_{xy}$	$\sigma_1$	$\sigma_3$
Верховая грань	-143,5	-530,0	0,00	-143,5	-530,0
Низовая грань	-1180,7	-527,7	733,4	-1657,0	-51,4

## 6.6.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений, проверяем сооружение на прочность. Для этого нужно, чтобы выполнялись следующие условия:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.117)$$

где  $\gamma_n = 1,15$  – коэффициент надежности в зависимости от класса сооружения;  $|\sigma_3| = 530,0 \text{ кН/м}^2$ ;

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

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы.

$$R_b \geq \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 530,0}{0,95}. \quad (6.118)$$

Принимаем бетон класса В5, с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b \geq 641,59 \text{ кН/м}^2$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.119)$$

$$-143,5 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u; \quad (6.120)$$

$$143,5 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 54;$$

$$143,5 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \geq 132,50 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

### 6.6.3 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.121)$$

где  $\gamma_n = 1,15$ , – коэффициент надежности по назначению сооружения;

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

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы;

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности.

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_{\phi} + W_B + W_H + q_3) \cdot \operatorname{tg}\varphi + E_{пассив} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega; \quad (6.122)$$

$$R = (15120,72 + 12792,7 - 1943,1 - 2032,95 + 0 + 0 + 18,26) \cdot 0,7 + 22,84 \cdot 0,7 + 15 \cdot 36,18 = 17785124,07 \text{ кН/м},$$

где  $\operatorname{tg}\varphi = 0,7$  – внутреннее трение грунта основания;

$c = 15 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для известняка;

$\omega = B_p \cdot 1 = 36,18 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины при расчете на 1 п.м.;

$\gamma_c$  – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта, принимаем  $\gamma_c = 0,7$ .

$$F = T_B - T_H + W_{волн.} + E_H + E_{акт}; \quad (6.123)$$

$$F = 14302980,0 - 134679,53 + 52396,17 + 9,81 - 0 = \\ = 14220706,43 \text{ кН/м.}$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{17785124,07 \cdot 0,95}{14220706,43 \cdot 1} \geq 1,15;$$

$$1,188 \geq 1,15.$$

Сооружение соответствует условиям устойчивости против сдвига по основанию.

## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Охрана труда**

Основной задачей правил охраны труда на ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, предупреждение возможности их возникновения. Проверка знаний правил, норм по охране труда, настоящих Правил, правил пожарной безопасности и других нормативных документов.

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

Для выполнения обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- На предприятии должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории предприятия к месту работы и планы эвакуации на случай пожара или аварийной ситуации.
- Находиться на территории электростанции и в производственных помещениях предприятия лицам, не имеющим отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих лиц запрещается.
- Устройство и содержание транспортных путей на территории и в производственных помещениях предприятия должны соответствовать требованиям ГОСТ.
- Все проходы и проезды, входы и выходы как внутри производственных помещений и сооружений, так и снаружи на примыкающей к ним территории должны быть освещены, свободны и безопасны для движения пешеходов и транспорта. Загромождение проходов и проездов или использование их для складирования грузов запрещается. Проходы, проезды, переходы, а также лестницы, площадки и перила к ним следует всегда содержать в исправном состоянии и чистоте, а расположенные на открытом воздухе - очищать от снега и льда и посыпать песком.
- На каждом предприятии (в цехе, на участке) должен иметься план с указанием на нем ремонтных площадок и допустимых на них нагрузок. В цехах (на участках) должны быть четко обозначены границы площадок, а на табличках указаны допустимые нагрузки на них.
- В производственных помещениях должны быть аптечки, укомплектованные перевязочным материалом и медикаментами. Аптечки должны содержаться в чистоте и порядке, а запас материалов и медикаментов - систематически пополняться. В аптечке должен быть список необходимых материалов и медикаментов, а также указания по их применению.

- В производственных помещениях должны быть вывешены плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и правила оказания доврачебной помощи.
- При возникновении нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;
- Должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;
- Должны обеспечиваться контроль и систематические проверки соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;
- Организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;
- Персонал, принимаемый на работу по обслуживанию ГТС, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным ведомством России;
- Персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;
- Весь персонал должен быть обеспечен специальной одеждой, обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ и обязан пользоваться ими во время работы;
- Весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока, попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания помощи пострадавшим при других несчастных случаях;
- Не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождения;
- До начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;
- Не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании; не допускается эксплуатация неисправного оборудования;
- Движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное иочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей

оборудования;

– Работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

– Учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

– Организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющейся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

### **7.1.1 Система управления охраной труда**

Положительное воздействие внедрения систем управления охраной труда на уровне организации, выражющееся как в снижении воздействия опасных и вредных производственных факторов, и рисков, так и в повышении производительности, в настоящее время признано Правительством РФ, работодателями и работниками.

Требования к системам управления охраной труда разработаны Международной Организацией Труда (МОТ) в соответствии с общепризнанными международными принципами на основе широкомасштабного подхода, которые определены входящими в МОТ представителями трех сторон социально-трудовых отношений и других заинтересованных организаций. Этот трехсторонний подход предполагает силу, гибкость и надлежащую основу для развития стабильной культуры безопасности труда в организации. Добровольно принимаемые требования к системам управления охраной труда отражают ценности и средства МОТ, позволяющие обеспечивать безопасность и здоровье работников.

На работодателя возлагается непосредственная ответственность и обязанность по обеспечению безопасных условий и охраны здоровья работников в организации.

СУОТ является подсистемой в общей системе управления производством в филиале и предусматривает использование компьютерных и программных средств для автоматизации исполнения ряда функций управления.

СУОТ включает в себя функции по реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников филиала в процессе труда.

СУОТ представляет собой единство:

а) организационной структуры управления организации (согласно штатному расписанию), предусматривающей установление обязанностей и ответственности в области охраны труда на всех уровнях управления;

б) мероприятий, обеспечивающих функционирование СУОТ и контроль за эффективностью работы в области охраны труда;

в) документированной информации, включающей локальные нормативные акты, регламентирующие мероприятия СУОТ, организационно-распорядительные и контрольно-учетные документы.

Создание и обеспечение функционирования СУОТ осуществляются работодателем с учетом специфики деятельности организации, принятых на себя обязательств по охране труда, содержащихся в международных, межгосударственных и национальных стандартах и руководствах, достижений современной науки и наилучших применимых практик по охране труда.

Разработка и внедрение СУОТ обеспечивают достижение согласно политике (стратегии) организации в области охраны труда ожидаемых результатов в области улучшения условий и охраны труда, которые включают в себя:

- а) постоянное улучшение показателей в области охраны труда;
- б) соблюдение законодательных и иных норм;
- в) достижение целей в области охраны труда.

СУОТ разрабатывается в целях исключения и (или) минимизации профессиональных рисков в области охраны труда и управления указанными рисками (выявления опасностей, оценки уровней и снижения уровней профессиональных рисков), находящихся под управлением работодателя (руководителя организации), с учетом потребностей и ожиданий работников организации, а также других заинтересованных сторон.

Положения СУОТ распространяются на всех работников, работающих у работодателя в соответствии с трудовым законодательством Российской Федерации. В рамках СУОТ учитывается деятельность на всех рабочих местах, во всех структурных подразделениях (филиалах, обособленных подразделениях, территориях, зданиях, сооружениях и других объектах) работодателя, находящихся в его ведении.

Цель внедрения СУОТ - обеспечение безопасных и здоровых условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; создание условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения

## **7.2 Пожарная безопасность**

ГЭС должна быть оборудована системой пожарной безопасности, которая направлена на предотвращение опасного воздействия пожара на людей. Все работники на ГЭС обязаны знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории. При возникновении пожара необходимо немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к

ликвидации пожара, предназначенными средствами пожаротушения соблюдая меры безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством. Рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями: производственными (эксплуатационными), должностными, по охране труда и о мерах пожарной безопасности.

Пожарная безопасность электроустановок, зданий и сооружений, в которых они размещены, должна отвечать требованиям действующих правил пожарной безопасности. Электроустановки должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения. Все объекты на ГЭС оснащаются системой пожарной сигнализации, с помощью которой ведется контроль над противопожарным состоянием защищаемого объекта.

При проведении строительно-монтажных, наладочных и ремонтных работ на действующих электроустановках Потребителя сторонними организациями должны быть разработаны совместные мероприятия по безопасности труда, производственной санитарии, взрывопожарной безопасности, учитывающие взаимодействие строительно-монтажного и эксплуатационного персонала. Руководители организаций, проводящих эти работы, несут ответственность за квалификацию своего персонала, соблюдение им требований безопасности и за организацию и выполнение мероприятий по безопасности труда на своих участках работы.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на ГЭС, предусматриваются специальные меры. Во всех необходимых местах установлены огнетушители, размещены пожарные датчики. Необходимо контролировать наличие, своевременность проверок и испытаний средств защиты в электроустановках, средств пожаротушения и инструмента. Для тушения пожаров на генераторах, трансформаторах, кабельных секций, маслохозяйства, предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения.

Требования к пожарной безопасности составлены в соответствии с Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий (РД 153-34.0-03-301-00 ВППБ 01-02-95\*).

Согласно РД 153-34.0-03-301-00 ВППБ 01-02-95\* руководители энергетических предприятий и организаций обязаны:

Организовать изучение и выполнение настоящих Правил всеми инженерно-техническими работниками (ИТР), рабочими и служащими;

Создать пожарно-техническую комиссию и добровольные пожарные формирования (ДПФ), а также обеспечить их регулярную работу в соответствии с действующими положениями;

Обеспечить разработку, а также выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности, с выделением необходимых ассигнований на утвержденные мероприятия;

Установить соответствующий их пожарной опасности противопожарный режим на территории, в производственных помещениях (цехах, лабораториях, мастерских, складах и т.п.), а также в административных и вспомогательных помещениях;

Определить конкретный порядок организации и проведения сварочных и других огнеопасных работ при ремонте оборудования, реконструкции и строительно-монтажных работах персоналом предприятия и подрядными организациями;

Установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности предприятия, исправности технических средств тушения пожара, систем водоснабжения, оповещения, связи и других систем противопожарной защиты. Принимать необходимые меры к устраниению обнаруженных недостатков, которые могут привести к пожару;

Назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению и разграничить зоны обслуживания между цехами для постоянного надзора работниками предприятия за техническим состоянием, ремонтом и нормальной эксплуатацией оборудования водоснабжения, установок обнаружения и тушения пожара, а также других средств пожаротушения и пожарной техники;

Таблички с указанием фамилии и должности лица, ответственного за пожарную безопасность, должны быть вывешены на видном месте;

Периодически проверять боеспособность объектовой пожарной охраны МВД РФ и добровольных пожарных формирований объекта и принимать необходимые меры к улучшению их работы;

Обеспечить выполнение противопожарных мероприятий, изложенных в действующих государственных стандартах, "Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей" (далее - ПТЭ), "Правилах устройства электроустановок" (ПУЭ), в распорядительных документах соответствующих вышестоящих органов управления электроэнергетического хозяйства отрасли, в предписаниях РП "Энерготехнадзор" и органов пожарной охраны МВД России по вопросам пожарной безопасности;

О каждом пожаре на подведомственных объектах сообщать в вышестоящую организацию и назначать в соответствии с "Инструкцией по расследованию и учету пожаров, произошедших на объектах энергетики" специальную комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий;

Определить порядок выдачи письменного допуска для тушения пожаров в электроустановках и на электрооборудовании подразделениям пожарной охраны;

Ответственность за пожарную безопасность отдельных цехов, лабораторий, мастерских, складов и других производственных и вспомогательных сооружений предприятий возлагается на руководителей этих структурных подразделений или должностных лиц, исполняющих их обязанности.

Руководители структурных подразделений предприятий, начальники цехов, подстанций, лабораторий, мастерских, складов и т.п., а также другие должностные лица, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

Обеспечить на вверенных им участках производства соблюдение противопожарного режима и выполнение в установленные сроки мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

Обеспечить исправность технологического оборудования в соответствии с техническими требованиями и проектными решениями. Немедленно принимать меры к устранению обнаруженных 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, особенно по технологии производства;

Обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом цеха и подрядными организациями. Установить режим уборки рабочих мест и помещений, а также отключения электросети после окончания работы, за исключением дежурного освещения, системы обнаружения и тушения пожаров и оборудования с непрерывным технологическим процессом;

Установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара;

При возникновении пожара, аварии или других опасных факторах, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство предприятия, обесточить электрооборудование, находящееся в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования;

На основании настоящих Правил для каждого цеха, лаборатории, мастерской, склада, административных помещений и других сооружений должна быть разработана конкретная инструкция о мерах пожарной безопасности, которая вывешивается на видном месте;

Инструкции должны периодически пересматриваться на основании анализа противопожарного состояния объекта, соответствующих распоряжений вышестоящих органов управления электроэнергетическим хозяйством отрасли, а также при смене первого руководителя, но не реже 1 раза в 3 года;

На энергетических предприятиях должны применяться знаки пожарной безопасности, предусмотренные НПБ 160-97 "Цвета сигнальные. Знаки пожарной безопасности. Виды, размеры, общие технические требования";

Каждый работающий на энергетическом предприятии обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории предприятия, а при возникновении пожара

немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара и приступить к его ликвидации имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности;

При нарушениях пожарной безопасности на участке работы, в других местах цеха или предприятия, использовании не по прямому назначению пожарного оборудования каждый работник предприятия обязан немедленно указать об этом нарушителю и сообщить лицу, ответственному за пожарную безопасность, или руководителю предприятия.

Персонал энергетических предприятий и организаций несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности на действующих и строящихся энергетических предприятиях согласно "Положению об ответственности работников энергетических предприятий".

Лица, виновные в нарушении настоящих Правил, в зависимости от характера действия или бездействия и их последствий несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

На всех энергетических предприятиях и организациях должна применяться сертифицированная в установленном порядке продукция, оборудование, материалы и вещества, перечень которых определяется Государственной противопожарной службой.

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий на этих предприятиях должны создаваться пожарно-технические комиссии.

Пожарно-технические комиссии назначаются приказом руководителя энергетического предприятия в составе: главного технического руководителя (председатель), начальника пожарной охраны (при ее наличии), начальников основных производственных цехов, специалистов по водоснабжению и автоматическим установкам пожаротушения, а также других лиц по усмотрению руководителя предприятия.

Свою работу пожарно-технические комиссии должны проводить в соответствии с "Положением о пожарно-технических комиссиях на предприятиях и в организациях электроэнергетической отрасли".

Территория энергетического предприятия должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

Вся территория энергетического предприятия должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Все проездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам, к водоемам и другим источникам водоснабжения (пруды, градирни, каналы и т.п.), оборудованным специальными

площадками (пирсами), должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог, под арками и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

Закрытие отдельных проездов и участков дорог на ремонт или по другим причинам может быть произведено после согласования с объектовой пожарной охраной и устройства временных объездов или переездов через ремонтируемые участки. В этих случаях на весь период ремонта в необходимых местах должны быть установлены дорожные знаки и указатели маршрута следования.

Места ремонта дорог или пути обьезда должны иметь дополнительное освещение.

Запрещается на территории энергетических предприятий без согласования с органами госпожнадзора или пожарной охраной, имеющейся на объекте, сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

При производстве строительно-монтажных работ или реконструкции сооружений действующего энергетического предприятия размещение на его территории инвентарных зданий, других временных сооружений и бытовых вагончиков, как правило, не допускается. В исключительных случаях, при невозможности размещения указанных зданий и вагончиков за территорией энергопредприятия или предоставления других бытовых помещений, допускается их установка на территории предприятия по согласованию с предприятием и объектовой пожарной охраной. В этих случаях установка временных инвентарных зданий и бытовых вагончиков допускается не ближе 30 м от производственных и складских зданий.

Размещение бытовых вагончиков должно быть в виде групп, не более 10 вагончиков в каждой. После завершения всех работ вагончики должны быть убраны с территории предприятия в кратчайшие сроки.

Запрещается размещение бытовых вагончиков внутри зданий.

На территории электростанций и подстанций следует регулярно скашивать и вывозить траву.

Запрещается хранение высущенной травы на территории энергопредприятия и на прилегающей площадке (на расстоянии ближе 100 м).

Сжигание мусора и отходов на территории энергопредприятия необходимо производить в специальных устройствах (печах).

Запрещается разведение костров для этой цели.

Проезды внутри объектовых железнодорожных путей должны быть свободными для проезда пожарных автомобилей и иметь сплошные настилы на уровне головок рельсов.

При возникновении пожара на объекте первый заметивший очаг пожара должен немедленно сообщить начальнику смены энергообъекта или

руководству энергопредприятия, а при наличии связи - в пожарную охрану и приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения.

Начальник смены энергообъекта обязан немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану, руководству энергопредприятия (по специальному списку) и диспетчеру энергосистемы.

До прибытия подразделений ГПС МВД России руководителем тушения пожара (РТП) является начальник смены энергообъекта (руководитель энергопредприятия), который обязан организовать:

- удаление с места пожара всех посторонних лиц;
- установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления);
- проверку включения системы автоматического пожаротушения, а в случае отказа - ее ручное включение;
- выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;
- тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения энергетического предприятия;
- встречу подразделений ГПС МВД России лицом, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники.

Отключение оборудования в зоне пожара производится дежурным персоналом энергопредприятия по распоряжению начальника смены энергообъекта.

После прибытия на место пожара первого подразделения ГПС МВД России руководителем тушения пожара является старший начальник этого подразделения. Начальник смены энергообъекта (руководитель энергопредприятия) при передаче ему руководства тушением пожара должен информировать о принятых мерах и организовать дальнейшие действия персонала согласно указаниям РТП.

Решение о подаче огнетушащих средств принимается руководителем тушения пожара после проведения инструктажа и выполнения необходимых мер безопасности.

Руководитель тушения пожара (РТП) имеет право приступить к тушению энергооборудования под напряжением только после получения письменного допуска на тушение от начальника смены энергообъекта, инструктажа личного состава пожарных подразделений представителями энергетического предприятия и создания условий визуального контроля за электроустановками.

## **7.3 Охрана окружающей среды**

### **7.3.1 общие сведения о районе строительства**

Токкинский гидроузел расположен в Республике Саха (Якутия) на реке Токко в 100 км выше по течению от города Олекминск.

Река берёт начало из ледникового озера на хребте Удокан на высоте 1369 м над уровнем моря. Длина реки 446 км, площадь бассейна 23,1 тыс. км<sup>2</sup> – крупнейший приток Чары по длине и площади бассейна. Речная сеть несколько асимметрична: правобережных притоков больше и они длиннее левобережных. Включает 59 водотоков с длиной более 10 км. Наиболее крупные притоки: Чоруода (145 км), Торго (70 км), Тээнэ (177 км) (правые); Кебекте (71 км), Верхняя Джеге (64 км), Улахан-Сэгэлээннээх (68 км) (левые). В бассейне свыше 1700 озёр.

Бассейн находится в пределах Олекминско-Чарского плоскогорья. Климат резко континентальный и сухой. Зима продолжительная (с октября по апрель) и морозная. Средняя январская температура составляет от -30°C до -35°C. Межсезонные периоды (весна и осень) очень короткие. Лето тёплое и солнечное (средняя температура июля от +12°C в горах до +20°C в долине реки). Осадков выпадает от 200 до 300 мм в год.

Русло реки занимает на днище ледниковой долины, ограниченной пологими горами. В 362 км от устья река вступает в пределы сравнительно узкой и глубоко врезанной долины. Ширина русла составляет 50–300 м. Встречаются отдельные острова. Русло сложено валунно-галечным материалом. Много перекатов и порогов. Скорость течения в межень достигает 1,8–2 м/с. Ниже впадения притока Чоруода река извилистая; пойма расширяется до 1,5 км. Средняя скорость течения в межень снижается до 1,7 м/с. Встречаются отдельные пойменные разветвления.

Питание реки смешанное (снеговое, дождевое, ледниковое). Среднемноголетний расход воды составляет 220 м<sup>3</sup>/с (объём стока 6,943 км<sup>3</sup>/год). Восточносибирский тип водного режима. Период повышенного стока – с мая по сентябрь. В тёплую часть года (иногда до сентября) часто бывают дождевые паводки. Расходы воды в это время могут превышать среднегодовую величину в 10–15 раз. В эту часть года возможны наводнения. Река замерзает со второй половины октября. Много полыней. Разрушение ледяного покрова происходит в мае. Возможны заторы, вызывающие большие подъёмы уровня воды.

В бассейне реки находится крупнейшее в России Чаро-Токкинское железорудное месторождение. Река судоходна на нижних 131 км. Токко – река рыбная.

Основа животного вблизи створа: соболь, росомаха, бурундук, лесной лемминг, красная и красно-серые полевки, колонок, летяга, лось, медведь и др. Представители фаунистического комплекса: изюбрь, косуля, рукокрылые соседствуют с типичными горно-таежными видами: северной пищухой,

кабаргой. В орнитофауне типично таежные виды: рябчик, бородатая неясыть, ястребиная сова, мохноногий сыч, трехпалый и черный дятлы сочетаются с представителями восточно-сибирских видов: каменным глухарем, соловьем красношайкой, сибирской мухоловкой, сибирским дроздом.

Водные биологические ресурсы реки Токко на участке строительства Токкинской ГЭС представлены следующими видами: хариус, ленок, таймень, щука, елец и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Токко на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в реку Токко необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Токкинской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

### **7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Токкинского ГУ 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 свордка 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 реки Токко в нижнем бьефе Токкинского гидроузла;
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.

### **7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО 70238424.27.140.036-2009 «Гидроэлектростанции. Водохранилища ГЭС. Основные правила проектирования и строительства. Нормы и требования», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантов проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

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 двутертий 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.

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  
2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание; 2.10  
стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .

### **7.3.4 Отходы, образующиеся при строительстве**

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

**6.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме**

**Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5**

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{т}, \quad (7.1)$$

где  $N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (426361 м<sup>3</sup>)

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ )

$\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5$  т/м<sup>3</sup>)

$$M = \frac{426361 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 19186 \text{ т.}$$

**6.4.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные**

**Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5**

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{т}, \quad (7.2)$$

где  $N$ - количество арматуры, т (80 т)

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ )

$\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>)

$$M = \frac{80 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,6 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 19186 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,6 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

### **7.3.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Токкинского ГУ 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 вблизи от ГЭС находится населенный пункт – г. Олекминск, 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 Токко от сбросов Токкинской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Олекминск, в пределах промплощадок объектов Токкинской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

## **8 Технико-экономические показатели**

### **8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии**

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	72	72	72	72	72
Число часов использования установленной мощности	Часы	4 000,00	4 000,00	4 000,00	4 000,00	4 000,00
Выработка электроэнергии	МВт*ч	288 000	288 000	288 000	288 000	288 000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	1 440	1 440	1 440	1 440	1 440
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	286 560	286 560	286 560	286 560	286 560
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1 143	1 175	1 206	1 235	1 262
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	27 294 840	28 059 000	28 799 280	29 491 800	30 136 560
НДС к выручке	млн.руб	4 163 620	4 280 186,	4 393 111	4 498 749	4 597 102

Данные, полученные в результате расчётов, показывают, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано прежде всего с ростом тарифов на электроэнергию

### **8.2 Текущие расходы по гидроузлу**

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	3,062
Прочие	274,0	19,728
Итого по ГЭС		22,790

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта (лет)	1-5	6-15	16-25
Величина, %	0,12	0,17	0,3

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	0,01
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт*ч	0,682
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт*ч	0,198
Итого		0,890

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт · ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для реки Токко составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	255, 386	263, 764	263, 764	263, 764	263, 764
Расходы на страхование, млн.руб.	23, 048	20, 989	18, 457	15, 925	13, 393
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	22, 790	22, 790	22, 790	22, 790	22, 790
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2, 881	2, 624	2, 307	1, 991	2, 372
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890
Налог на воду, млн.руб.	2, 737	2, 986	2, 986	2, 986	2, 986
Итого, млн.руб.	307, 733	314, 044	311, 195	308, 346	306, 195

Из полученных данных можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации занимают эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 8.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 8.5 вывод. Амортизационные отчисления являются основным источником затрат (86%), эксплуатационные затраты меньше (8 %), следом идут расходы на страхование (8 %), налог на воду (1%), расходы на услуги регулирующих компаний составили всего 0,01%.

### **8.3 Налоговые расходы**

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6— Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн.руб.	70 750 529	74 792 311	79 003 562	83 132 699	87 349 157
НДС, млн.руб.	104 504 359	137 922 064	140 972 753	143 941 328	146 997 224
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	5 156 640	5 156 640	5 156 640	5 156 640	5 156 640
Налог на имущество, млн.руб.	32 384 883	26 582 074	20 779 264	14 976 455	9 173 645
Итого, млн.руб.	2028	2029	2030	2031	2032

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на добавленную стоимость (НДС). Также видно, что на налог на прибыль и на налог на имущество приходится значительная часть расходов ГЭС, взносы в общественные фонды составили 3%.

### **8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности**

Прибыль является конечным результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.6.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	612 054 84	629 031 78	645 509 88	660 940 08	676 500 96
Текущие расходы, млн.руб.	307 733 17	314 043 64	311 194 99	308 346 34	306 195 24
ЕБИТ(прибыль до налогообложения),	592 531 20	609 120 00	625 190 40	640 224 00	654 220 80
Скорректированный налог на прибыль,	216 328 93	228 992 08	251 272 98	329 776 39	356 500 08
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	852 518	45 798 416	50 254 598	65 955 280	71 300 018
Ставка налога на прибыль, %	215 476 42	183 193 66	201 018 39	263 821 11	285 200 07

## 8.5 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert строится график денежных потоков (Cash-Flow), представленный на рисунке 8.2.

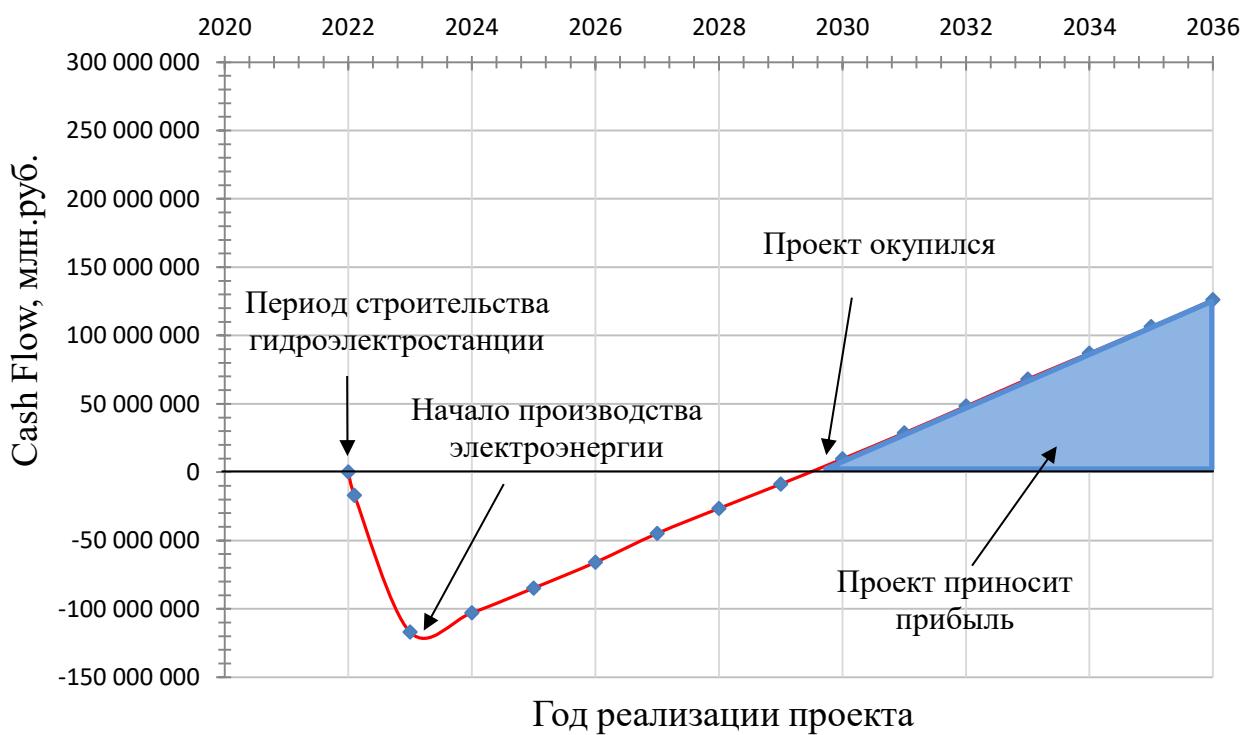


Рисунок 8.2 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Из графика видно, что по данному проекту с начала реализации отрицательный денежный поток, который связан со строительными работами и приобретением. Начиная с 2023 года по проекту отрицательный денежный поток начинает сокращаться и к 2030 году становится положительным. После доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль.

## **8.6 Оценка инвестиционного проекта**

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учётом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

## **8.7 Методология, исходные данные**

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Токкинской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

## **8.8 Коммерческая эффективность**

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 4.1.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «ПавлоТатаренской ГЭС на реке Паша»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - DPB, мес	100
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	494
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,17
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	14,13
Себестоимость эл.энергии, руб./Квт*ч	0,37
Удельные капиталовложения, руб/Квт	100600

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит почти 494 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,37 руб./кВт·ч, что ниже предписанного ЕСУ ОАО «РусГидро». Это свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС.

## **8.9 Бюджетная эффективность**

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 4.2.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб	22 449 192	66 780 055	72 462 846	74 430 593	183 397 512
В региональный бюджет, млн.руб	51 907 358	50 839 702	43 990 50	38 187 693	32 384 883
Итого налоговых поступлений, млн.руб	74 356 550	117 619 756	116 453 349	112 618 286	215 782 395

Налоговым законодательством РФ предусмотрены налоги и сборы, которые подлежат перечислению в федеральный и региональный бюджеты. Каждый из них служит для выполнения соответствующих функций. В связи с увеличением прибыли, которая растёт с каждым годом реализации проекта, увеличиваются и налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты.

## 8.10 Анализ чувствительности

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:

- а) Объем инвестиций;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставка дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертоно.

График на рисунке 8.3 показывает, что увеличение объема инвестиций влечёт за собой уменьшение величины индекса доходности (PI).

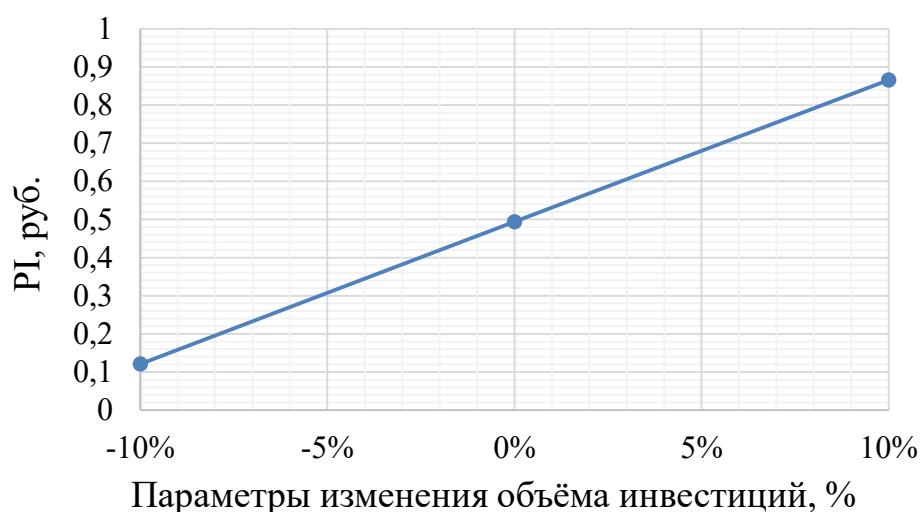


Рисунок 8.3 – Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

График на рисунке 8.4 показывает, что увеличение цены сбыта влечёт за собой увеличение величины PI.

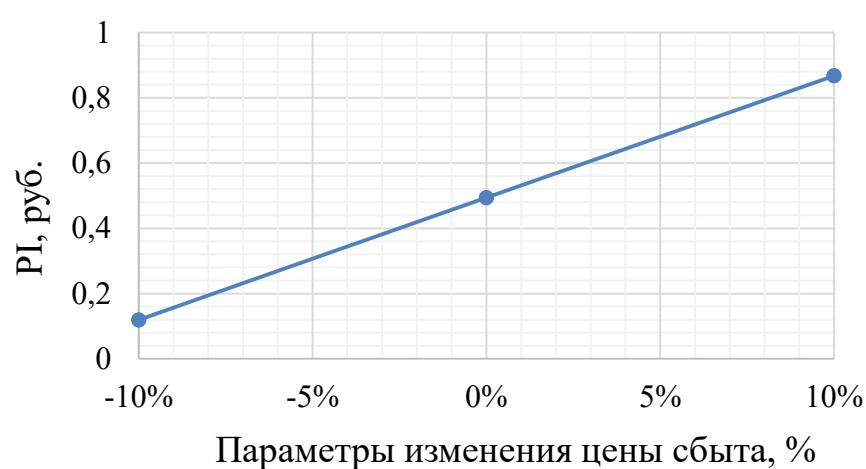


Рисунок 8.4 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

График на рисунке 8.5 показывает, что увеличение ставки дисконтирования влечёт за собой уменьшение величины PI.

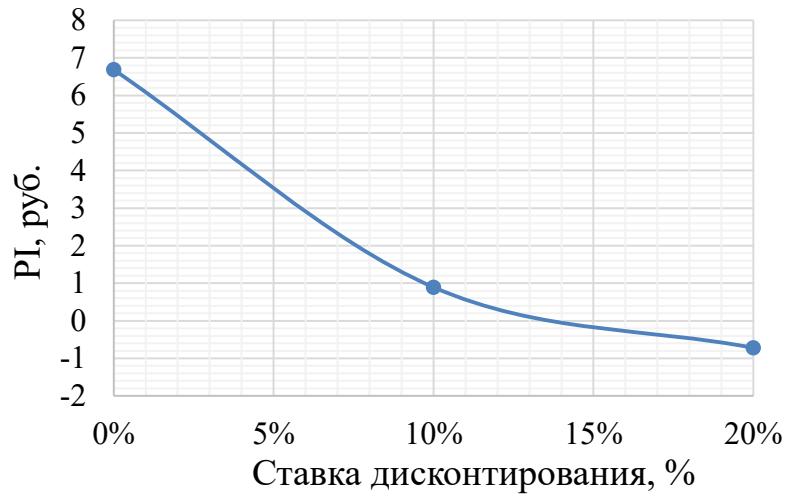


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

## 9 Наблюдение за напряженным состоянием сооружения при помощи дистанционной КИА

### 9.1 Оборудование для автоматизированного мониторинга гидротехнических сооружений

В Российской Федерации насчитывается более 37 000 комплексов гидротехнических сооружений (ГТС) – это плотины, здания гидроэлектростанций, водосбросные, водоспускные и водовыпускные сооружения, тунNELи, каналы, насосные станции, судоходные шлюзы, судоподъёмники и сооружения, предназначенные для защиты от наводнений. Для контроля состояния ГТС, природных и техногенных воздействий, а также оценки безопасности гидротехнических сооружений, федеральным законом от 21 июля 1997 г. N 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений» установлена необходимость проведения мониторинга технического состояния и безопасности гидросооружений.

Автоматизированные системы мониторинга состояния ГТС позволяют снизить производственные затраты, исключить «человеческий фактор» при совершении измерений, получать точную статистическую информацию о состоянии ГТС за сколь угодно большой период времени, оповещать в автоматическом режиме персонал и дежурно-диспетчерские службы в случае возникновения неполадок на объекте.

Наблюдения за напряженно-деформированным состоянием (НДС) строительных конструкций проводятся автоматизированным способом с помощью дистанционной КИА, которая закладывается в строительную конструкцию и заливается бетоном на этапе строительства сооружения:

- Термометрические измерения позволяют определять активную зону влияния температуры наружного воздуха (зона промораживания бетона) и характер изменения температуры в теле плотины (изотермы).
- Тензометрические измерения выявляют зону максимальных напряжений в плотине, характер их распределения по горизонтальным сечениям и изменение во времени.
- По дистанционным щелемерам, устанавливаемым между блоками, определяют раскрытие строительных швов. По трехосным щелемерам измеряют раскрытие температурно-осадочных швов, а также разность перемещений соседних секций.

#### **9.1.1 Напряженно-деформированное состояние плотины и ее элементов**

Наблюдения за деформациями (напряжениями) проводятся:

- в теле бетонной плотины, отдельных ее элементах (трубопроводы, водосбросы и т.д.);
- в контактной зоне плотины и массивах пород, вмещающих ее.
- Для определения деформированного и напряженного состояния плотины, ее элементов и основания используются тензометры, длиннобазные деформометры, щелемеры, арматурные динамометры, позволяющие контролировать:
  - напряжения и деформации в различных точках отдельных бетонных массивов и плотины в целом;
  - напряженное (деформированное) состояние контактной зоны бетона с основанием по опорному контуру плотины;
  - раскрытие межсекционных, радиальных, межстолбчатых и строительных швов и трещин в бетоне;
  - напряжения (усилия) в железобетонных и металлических оболочках водоводов, арматуре у низовой грани и верховой - в зоне переменного горизонта, анкерах, арматурных тяжах, скрепляющих бетонные элементы с основанием, берегами и т.д.;
  - состояние контакта между различными по составу и технологии укладки бетонами.

В строительный период могут возникать сезонно или постоянно неработающие участки блоков, которыми обычно является бетон в области незацементированных межстолбчатых швов, раскрытых строительных горизонтальных швов, сквозных трещин в блоках бетонирования. Эти дефектные зоны могут вносить искажения в характер передачи усилий, изменить величину напряжений на низовой и напорной гранях.

Основные требования к закладной тензометрической КИА, используемой при длительных измерениях деформаций, выбор типа тензометрических розеток, принципы их размещения в измерительных сечениях контролируемых секций бетонных плотин подробно изложены в стандарте организации ОАО РАО "ЕЭС России" СТО-108 "Контрольно-измерительные системы и аппаратура

гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования".

В отечественной практике контроля напряженно-деформированного состояния плотины используется тензометрический метод определения деформаций, пересчитываемых в напряжения по зависимостям упруго-ползучего тела.

Для перевода деформаций в напряжения необходимо располагать данными об изменении модуля упруго-мгновенных деформаций и мер ползучести. Эти данные обычно получают по результатам испытаний образцов или непосредственно в сооружении еще в строительный период. При использовании этих данных следует иметь в виду: деформации ползучести накапливаются продолжительное время (в существенно более длительные сроки, чем проводятся испытания); знакопеременный температурный режим провоцирует увеличение ползучести после сезонного оттаивания.

В любой эксплуатируемой бетонной плотине существует определенная немонолитность профиля: расчетная и фактическая.

Расчетная немонолитность связана с сезонным раскрытием горизонтальных, строительных, радиальных швов, допустимым раскрытием контактного шва под напорной гранью гравитационной плотины.

Фактическая немонолитность сооружения возникает из-за неэффективности проведения цементации радиальных и межстолбчатых швов, температурных трещин, возникших в строительный период, возможных силовых трещин, которые могут появиться из-за конструктивных особенностей отдельных элементов плотины, а также непроектной работы сооружения.

Контроль за сезонным раскрытием швов, выходящих на низовую грань, осуществляется щелемерами и контактными тензометрами в зоне действия высоких температурных градиентов; состояние контакта бетон - скала контролируется контактными тензометрами, пьезометрами (пьезодинамометрами), длиннобазными деформометрами.

Контроль немонолитности плотины, возникшей вследствие неэффективности цементации радиальных и межстолбчатых швов, осуществляется по показаниям щелемеров, установленных для оценки качества омоноличивания плотины, и по тензометрам, размещаемым по обе стороны конструктивных и технологических швов, что дает возможность следить за условиями передачи усилий в продольном и поперечном направлениях.

О монолитности профиля плотины также судят по характеру распределения напряжений в его горизонтальных сечениях.

### 9.1.2 Тензометр (ТБ)

Тензометр, представленный на рисунке 9.1, представляет собой прибор, который замеряет напряжение и деформацию в пределах определенного участка.



Рисунок 9.1 – Тензометр ТБ-200

Благодаря полученным данным можно выяснить уровень напряжения в предмете, что позволяет усовершенствовать его строение и избежать опасных ситуаций. Тензометр деформации применяется для вычисления наилучшего натяжения в различных строительных инструментах, а также при создании железобетонных конструкций. Также эти приборы нашли свое применение в машиностроении и текстильной промышленности.

Тензометры струнные закладные ТБ-200 ВНИИГ.З предназначены для дистанционного измерения относительных деформаций растяжения и сжатия в бетонных массивных сооружениях (в основном, в плотинах), при длительных натурных наблюдениях за их состоянием без доступа к ним за ремонтом и исправлением, а также для дистанционного измерения температуры среды в местах установки тензометров. Тензометры струнные накладные ТБ-200 ВНИИГ.Н используются для измерения усилий в металлических элементах (трубопроводах, металлических отделок тоннелей, мостах и т.д.).

Градуировочная характеристика тензометров по относительной деформации (номинальная и индивидуальная):

$$s = AT^2 + BT^1 + C$$

где  $s$  — значение измеряемой относительной деформации тензометров,  $\text{млн}^{-1}$ ;

$T$  — период выходного сигнала тензометров,  $\text{мс}$ ;

$A$ ,  $B$ ,  $C$  — номинальные значения коэффициентов градуировочной характеристики тензометров, определенные при градуировке представительной выборки тензометров.

Градуировочная характеристика тензометров по температуре имеет вид:

$$T = (R/R_o - 1)/\alpha_T$$

где  $T$  — значение измеряемой тензометрами температуры,  $^\circ\text{C}$ ;

$R$  — сопротивление тензометра, измеренное при температуре  $T^\circ\text{C}$ ,  $\text{Ом}$ ;

$R_o$  — сопротивление тензометра, измеренное при температуре  $0^\circ\text{C}$ ,  $\text{Ом}$ ;

$A_m$  – температурный коэффициент медной проволоки, из которой изготовленна катушка электромагнитной головки тензометра, 1/град.

На рисунке 9.2 представлено устройство тензометра ТБ 200-ВНИИГ

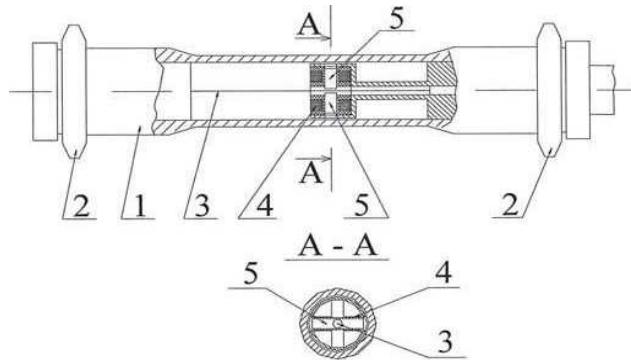


Рисунок 9.2 – Устройство тензометра ТБ 200-ВНИИГ

Тензометр состоит из сплошного цилиндрического корпуса 1 и двух анкеров 2, в котором смонтированы натянутая струна 3 и электромагнитная головка 4 для возбуждения струны и создания переменной ЭДС от собственных колебаний струны.

Усилие от деформируемого бетона передается через анкеры на корпус тензометра, причем жесткость корпуса тензометра рассчитана таким образом, что он следует за деформациями бетона, практически не оказывая ему сопротивления. Сближение или удаление анкеров 2 тензометра вызывает изменение длины струны 3 и связанное с этим изменение ее натяжения. Это, при прочих равных условиях, однозначно определяет изменение частоты собственных колебаний струны.

Струна выводится из состояния покоя кратковременным импульсом электрического тока, поданного в обмотку катушки 4 электромагнитной головки 5, чем осуществляется ее «щипок», за которым следуют затухающие колебания. Струна, колеблющаяся в зазоре магнитопровода электромагнитной головки 5, наводит в витках катушки переменную ЭДС. Частота ЭДС, наведенной в катушке 4 тензометра, равна частоте колебаний струны. Измерение частоты колебаний струны осуществляется при помощи периодомера.

## 9.2 Структурная схема САК НДС Токкинской ГЭС

Дистанционная КИА САК НДС размещена в русловых секциях плотины, в секциях береговых примыканий и в конструкциях напорного тракта. В пределах каждой контрольной секции плотины измерительные горизонтальные поперечные створы размещаются через 15 м по высоте.

В качестве первичных преобразователей используются струнные датчики следующих типов:

1. ПЛДС (преобразователь линейных деформаций струнный),
2. ПЛДСН (преобразователь линейных деформаций струнный накладной),

3. ПЛПС (преобразователь линейных перемещений струнный),
4. ПТС (преобразователь температуры струнный),
5. ПДС (преобразователь давления струнный),
6. ПСАС (преобразователь силы арматурный струнный),
7. экстензометры фирмы "Soletanche" - струнные преобразователи с базой 2 м.

8. Кроме того, в тело и основание плотины установлены длиннобазные деформометры, часть их которых не оснащена первичными средствами измерений.

На рисунках 9.3 и 9.4 представлены план и вид со стороны верхнего бьефа Токкинской ГЭС

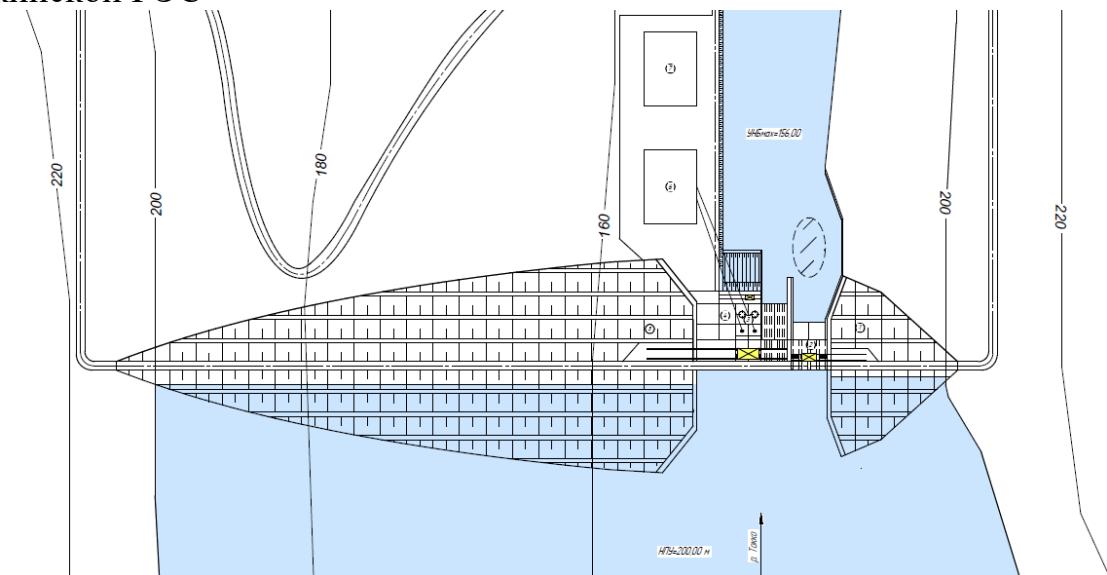


Рисунок 9.3 – план Токкинской ГЭС

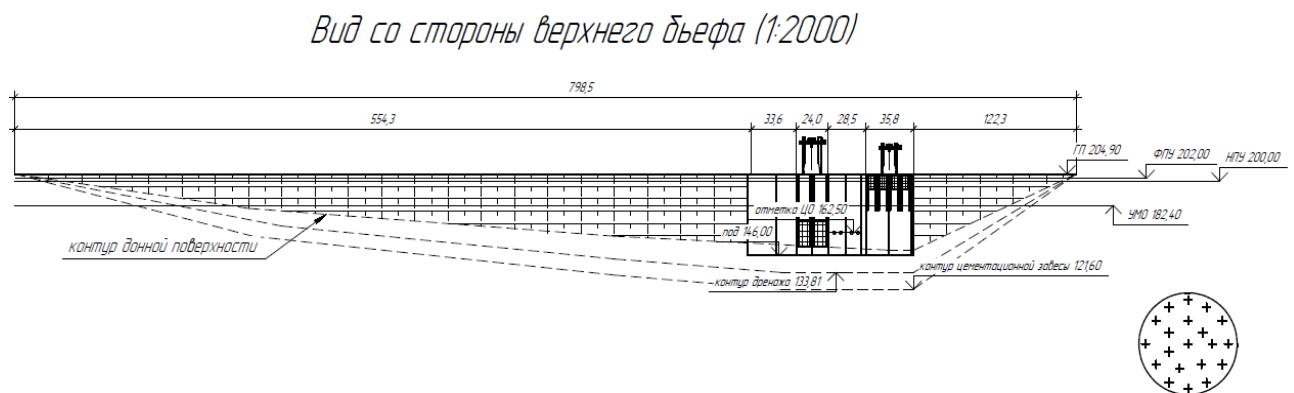


Рисунок 9.4 – вид со стороны верхнего бьефа

Преобразователь температуры измерительный струнный, изображенный на рисунке 9.5 предназначен для измерения температуры в элементах сооружений при контрольных наблюдениях и натурных исследованиях.



Рисунок 9.5 – Преобразователь температуры измерительный  
струнный ПТС-60

Используется при контроле напряженно-деформированного состояния объектов при их строительстве и эксплуатации. Технические характеристики ПТС приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Технические характеристики ПТС

Спецификация	ПТС-60
Диапазон измерений, град. С	-20...+60
Основная погрешность	$\pm 2.0\%$ от диапазона
Рабочая область температур	-0 до $+40^{\circ}\text{C}$
Предельное изб. давл., МПа	3
Диаметр, мм	30
Длина без кабеля, мм	210
Масса, кг	0,6
Срок службы, лет	14

Преобразователь линейных перемещений измерительный струнный, изображенный на рисунке 9.6, предназначен для измерения одноосных линейных перемещений элементов сооружений при контрольных наблюдениях и натурных исследованиях в пределах от 0 до 10 мм.



Рисунок 9.6 - Преобразователь линейных перемещений измерительный струнный

Используется при контроле напряженно-деформированного состояния объектов при их строительстве и эксплуатации. Технические характеристики ПЛПС приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Технические характеристики ПЛПС

Спецификация	ПЛПС-3	ПЛПС-10
Диапазон измерений, мм	0...3	0...10
Основная погрешность	$\pm 2.0\%$ от диапазона	$\pm 2.0\%$ от диапазона
Рабочая область температур	-30°C до +40°C	-30°C до +40°C
Предельное изб.давл., МПа	3	3
Диаметр, мм	50	50
Длина без кабеля, мм	400	400
Масса, кг	4	4
Срок службы, лет	14	14

Преобразователь линейных деформаций измерительный струнный, изображенный на рисунке 9.7, предназначен для измерения статических относительных линейных деформаций сжатия или растяжения бетонных конструкций, а также не испытывающих изгиба металлических конструкций при контрольных наблюдениях и натурных исследованиях.



Рисунок 9.7 – Преобразователь линейных деформаций измерительный струнный

Используется при контроле напряженно-деформированного состояния объектов при их строительстве и эксплуатации. Технические характеристики ПЛДС приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Технические характеристики ПЛДС

Спецификация	ПЛДС-150	ПЛДС-400	ПЛДС-1000	ПЛДС-2000	ПЛДС-5000
Предел измеряемы деформаций на сжатие, 1/млн	750	2000 (500)	2000 (500)	20000	800
Предел измеряемых деформаций на растяжение, 1/млн	750	500 (2000)	500 (2000)	500	200
Основная погрешность	±2.0% от диапазона				
Рабочая область температур	-30...+40°C	-30...+40°C	-30...+40°C	-30...+40°C	-30...+40°C
Предельное избыточное давление, МПа	3	3	3	3	3
Диаметр анкера, мм	30	65	65	150	150
Длина без кабеля, мм	235	530	1140	2140	5140
Масса, кг	1,5	2,5	4,5	8,5	17
Срок службы, лет	14	14	14	14	14

Преобразователь давления измерительный струнный, изображенный на рисунке 9.8, предназначен для измерения гидростатического давления (обозначение ПДС-К), а также при оснащении дополнительным первичным преобразовательным элементом — для измерения парового давления (обозначение ПДС-КП), где К — номер выбранного типа преобразователя.



Рисунок 9.8 – Преобразователь давления измерительный струнный

Используется в конструкциях и основаниях гидротехнических сооружений при контрольных наблюдениях и натурных исследованиях напряженно-деформированного состояния объектов при их строительстве и эксплуатации. Технические характеристики ПДС приведены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Технические характеристики ПДС

Спецификация	ПДС-3 (ПДС-3П)	ПДС-10 (ПДС-10П)	ПДС-30 (ПДС-30П)	ПДС-100 (ПДС-100П)
Диапазон измерений, МПа	0...0,3	0...1,0	0...3,0	0...10,0
Основная погрешность	±2.0% от диапазона	±2.0% от диапазона	±2.0% от диапазона	±2.0% от диапазона
Рабочая область температур	0... +40°C	0... +40°C	0... +40°C	0... +40°C
Предельное избыточное давление, МПа	3	3	3	3
Диаметр, мм	35	35	35	35
Длина без кабеля (для ПДС), мм	210	210	210	210
Длина без кабеля (для ПДС-КП), мм	225	225	225	225
Масса, кг	0,75	0,75	0,75	0,75
Срок службы, лет	14	14	14	14

Преобразователи силы арматурные измерительные струнные, изображенные на рисунке 9.9, предназначены для измерения сжимающих и растягивающих усилий в рабочей арматуре железобетонных конструкций сооружений при контрольных наблюдениях и натурных исследованиях.



Рисунок 9.9 – Преобразователи силы арматурные измерительные струнные

Используются при контроле напряженно-деформированного состояния объектов при их строительстве и эксплуатации. Технические характеристики ПСАС приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Технические характеристики ПСАС

Спецификация	ПСАС-М-20Р ПСАС-М-20С	ПСАС-М-28Р ПСАС-М-28С	ПСАС-М-40Р ПСАС-М-40С
Диапазон измерений для растяжения (Р), кН	20...100	40...200	80...400
Диапазон измерений для сжатия (С), кН	50...70	100...140	200...240
Основная погрешность	±2.0% от диапазона	±2.0% от диапазона	±2.0% от диапазона
Рабочая область температур	-20...+40°C	-20...+40°C	-20...+40°C
Предельное избыточное давление, МПа	3	3	3
Диаметр арматурного стержня, мм	20	28	40
Диаметр, мм	40	45	55
Высота, мм	60	70	80
Длина без кабеля, мм	625	625	625
Масса, кг	2,5	4,0	7,5
Срок службы, лет	14	14	14

### 9.3 САК НДС на базе «Струна -4М»

Основная масса датчиков САК НДС устанавливается в строительный период и эксплуатируется достаточно продолжительное время.

За это время по целому ряду причин (выход за пределы силы натяжения, увеличение массы струны – ржавчина, деформация ползучести и т.д.) прослеживается тенденция отказов датчиков в среднем 1-2 процента в год. Штатные вторичные преобразователи не способны получать диагностически-ценную информацию из них, что привело к необходимости совершенствования системы опроса датчиков. Одним из вариантов такой усовершенствованной системы является применяемое на Саяно-Шушенской ГЭС устройство «Струна-4М», защищенное авторским свидетельством.

Изобретение относится к измерительной технике и может быть использовано для контроля напряженно-деформированного состояния (НДС) гидротехнических сооружений, например плотин гидроэлектростанций, а также контроля напряженно-деформированного состояния других сооружений, зданий и конструкций. Предложен способ и устройство извлечения информации о напряженно-деформированном состоянии (НДС) гидротехнических сооружений. Предложенный способ отличает введение операций запоминания формы кривой переходного процесса струнного датчика (СД), выделение путем спектрального анализа мод собственных колебаний струны, далее возбуждение СД на его характерных модах и получение действующей силы НДС из решения уравнения невязки.

Устройство для осуществления способа включает струнный датчик, коммутатор, генератор видеоимпульсов, регистратор и схему управления генератором. Регистратор дополнительно содержит аналого-цифровой преобразователь, а схема управления дополнительно содержит генератор радиоимпульсов с синтезатором частот. Технический результат: повышение точности измерения силы напряженно-деформированного состояния. Изобретение относится к области измерительной техники и может быть

использовано для контроля напряженно-деформированного состояния (НДС) гидротехнических сооружений, например плотин гидроэлектростанций, а также контроля напряженно-деформированного состояния других сооружений, зданий и конструкций.

В основу изобретения положена задача повышения эффективности извлечения информации о НДС гидротехнических сооружений со стареющих СД. Поставленная задача для способа решается тем, что в способе извлечения информации о напряженно-деформированном состоянии гидротехнических сооружений, заключающемся в возбуждении струнных датчиков последовательностью коротких видеоимпульсных сигналов и измерении частоты собственных колебаний струны с помощью приемника, согласно изобретению, путем спектрального анализа выбирают наиболее характерную моду собственных колебаний СД, снова возбуждают СД последовательностью радиоимпульсов не менее чем в 10 раз большей длительности видеоимпульса и несущей на характерной моде СД, перестраивают по этим модам приемник и далее измеряют частоту собственных колебаний, возбужденных последовательностью радиоимпульсов, по которой судят о силе давления НДС.

На рисунке 9.10 представлена структурная схема устройства для извлечения информации о напряженно-деформированном состоянии.

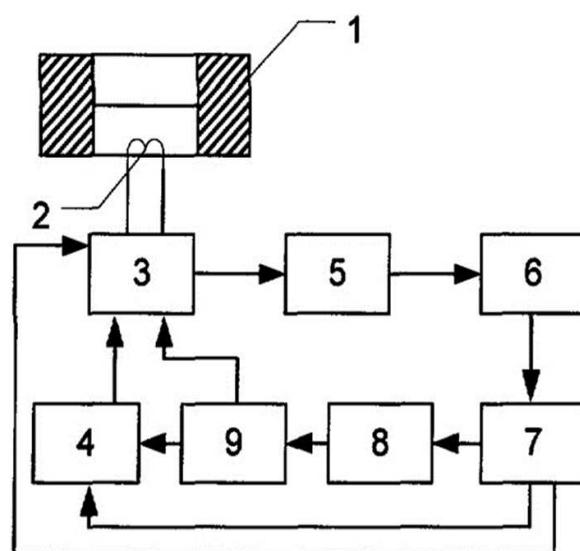


Рисунок 9.10 – структурная схема устройства для извлечения информации о напряженно-деформированном состоянии гидротехнических сооружений.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения бакалаврской работы удалось рассчитать и определить основные элементы и параметры Токкинского гидроузла на реке Токко, являющегося сооружением III класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для случаев: основного, обеспеченностью 3 %, и поверочного, обеспеченностью 0,5%, равных 814 и 988 м<sup>3</sup>/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчётов была выбрана установленная мощность, равная 72 МВт. Также был определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 182,37 м. Полезный объём при отметке НПУ составил 1,375 км<sup>3</sup>. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 341 млн. кВт · ч.

На этапе проектирования и выбора основного и вспомогательного оборудования определено оптимальное число и тип гидроагрегатов ГЭС. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 49,2 м;

расчётный – 35,6 м;

минимальный – 29,5 м.

Выбрана гидротурбина ПЛ50-В-400. По результатам расчётов оптимальным оказалась установка 2 гидроагрегатов, диаметрами рабочих колёс 4,0 м.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 187,5 об/мин подобран серийный гидрогенератор ВГС 650/130-32 с номинальной активной мощностью 36 МВт.

Структурная схема ГЭС выбрана с одиночными блоками и принята схема комплектного распределительного устройства – «две системы сборных шин». По справочным и каталожным данным заводов-изготовителей выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТРДЦН-63000/110, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-6000/13,8, для ЛЭП – сталеалюминиевые провода марки АС 3000/39.

Опираясь на ПУЭ рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики и выполнен расчет уставок срабатывания защит гидрогенератора.

Компоновка гидроузла принята приплотинная. В состав Токинского гидроузла входят:

- глухая левобережная грунтовая плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- станционная бетонная плотина;
- глухая правобережная грунтовая плотина.

В расчётном путем определены габаритные размеры и характерные отметки водосливной плотины:

- ширина подошвы – 40,20 м;
- отметка подошвы – 146,00 м;
- отметка гребня водослива – 204,90 м;
- число водосливных отверстий – 4;
- ширина водосливных отверстий – 5,5 м;
- отметка гребня плотины – 204,90 м.

По расчетным данным в качестве гасителя энергии принят способ отброшенной струи.

Произведенная оценка плотины на прочность показала, что сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Следовательно, плотина Токкинской ГЭС отвечает требованиям надёжности.

Рассмотрены организационные мероприятия безопасности ГТС и охраны труда эксплуатирующих подразделений. Приведены нормы и правила в процессе строительства и эксплуатации по охране окружающей среды

Технико-экономические показатели:

- срок окупаемости 8 лет, 4 месяца;
- чистый приведенный доход NPV – 494 млн. руб;
- индекс прибыльности PI – 1,17;
- себестоимость электроэнергии – 0,37 руб./кВт·ч;

Таким образом, строительство Токкинской ГЭС на реке Токко является экономически выгодным, выработанная энергия будет обеспечивать Якутское РДУ.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013. – Москва: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 110 с
2. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
4. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва :Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
5. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС . Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с
6. 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.
7. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с.
8. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 – 12 с.
9. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131 с.
10. Каталог «Ограничители перенапряжений 3–35 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
13. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с
11. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
12. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования

объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

13. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

14. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

15. Постановление №986 «О классификации гидротехнических сооружений» [Электронный ресурс] // Сервис «Гарант». – Режим доступа: <https://base.garant.ru/70495114/>.

16. О наблюдениях за движением ветров [Электронный ресурс]: ветровые характеристики. – Режим доступа: [Energywind.ru/recomendacii/karta-rossii/dalnijvostok/amurskaya-oblast](http://Energywind.ru/recomendacii/karta-rossii/dalnijvostok/amurskaya-oblast).

17. Конституция Российской Федерации (принята всенародным голосованием 12.12.1993) (с учетом поправок, внесенных Законами РФ о поправках к Конституции РФ от 30.12.2008 N 6-ФКЗ, от 30.12.2008 N 7-ФКЗ, от 05.02.2014 N 2-ФКЗ, от 21.07.2014 N 11-ФКЗ) / Собрание законодательства РФ, 04.08.2014, N 31, ст. 4398.

18. РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95\*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] //Сервис «Законы, кодексы и нормативно-правовые акты РФ». – Режим доступа: <https://legalacts.ru/doc/rd-153-340-03301-00-vppb-01-02-95-pravila-pozharnoi-bezopasnosti/>.

19. Тархов, Д.А. Нейросетевые модели и алгоритмы: справочник / Д.А. Тархов – Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 2014. - 349 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Токко за период 1936-1989 гг.

Годы	Расходы в кубических метрах в секунду												Qср. Год.
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1936	25	19	16	127	350	150	124	20	20	22	36	31	78
1937	17	12	11	118	354	356	256	106	56	31	21	63	117
1938	14	15	18	171	288	143	134	24	16	15	27	12	73
1939	9	8	11	126	371	132	223	29	35	48	31	18	87
1940	11	10	11	248	230	195	134	24	18	13	11	11	76
1941	10	10	9	117	365	529	133	35	16	19	17	10	106
1942	12	11	11	144	590	204	239	90	56	124	126	47	138
1943	30	21	20	278	508	311	231	149	143	108	45	59	159
1944	26	20	19	220	518	133	213	108	57	34	21	14	115
1945	12	11	11	221	451	258	165	30	29	23	25	17	104
1946	14	14	17	143	740	256	186	27	42	76	81	32	136
1947	21	18	20	215	606	350	267	153	102	72	50	87	163
1948	19	18	15	196	681	187	158	146	121	113	57	102	151
1949	23	21	20	158	734	205	123	30	55	34	33	15	121
1950	14	94	95	225	362	211	216	172	171	169	172	172	173
1951	21	19	17	243	175	259	176	28	19	19	14	11	83
1952	11	9	8	231	213	236	153	29	23	26	17	13	81
1953	11	11	11	208	313	143	125	16	16	24	15	14	76
1954	11	10	10	123	281	127	123	19	23	23	28	11	66
1955	9	8	7	211	466	132	119	61	95	45	20	19	99
1956	14	15	14	156	703	211	176	37	28	40	33	27	121
1957	23	19	20	134	701	123	156	24	15	15	12	9	104
1958	11	10	11	171	419	232	156	16	17	19	14	12	91
1959	25	24	10	118	207	154	134	84	89	84	88	81	92
1960	17	14	15	285	434	232	164	26	30	40	21	12	107
1961	13	10	14	251	576	345	231	115	133	124	105	35	163
1962	22	18	19	254	499	118	120	47	74	53	55	23	108
1963	16	15	16	170	612	246	165	26	22	19	12	9	111
1964	8	7	7	119	489	256	229	32	41	43	25	17	106
1965	15	14	15	225	504	254	176	21	21	29	19	18	109
1966	13	11	11	298	459	237	222	48	45	33	33	19	119
1967	13	14	17	138	123	139	161	70	55	51	47	55	74
1968	13	11	12	191	221	159	145	73	24	18	15	11	74
1969	10	9	11	170	535	329	255	152	143	72	118	121	160
1970	20	21	23	302	732	258	157	46	104	63	86	42	154
1971	21	24	21	172	547	294	247	148	86	86	63	72	148
1972	29	20	20	262	462	368	254	137	47	138	77	59	156
1973	35	20	24	283	511	155	189	55	53	87	51	36	125
1974	22	18	18	249	350	272	173	84	31	25	23	12	106
1975	18	19	21	243	118	182	234	29	33	24	23	20	80

## Продолжение приложения А

### Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1976	17	18	20	167	435	132	132	40	32	24	18	18	88
1977	10	10	12	239	243	163	145	33	63	45	33	24	85
1978	21	9	22	213	448	326	216	175	176	172	177	171	177
1979	44	29	41	155	709	327	161	70	87	98	67	37	152
1980	29	20	18	126	551	120	140	72	112	90	83	74	119
1981	37	28	22	166	605	311	123	32	27	42	41	26	122
1982	21	19	19	122	240	193	127	57	30	47	72	41	82
1983	31	22	26	245	510	139	132	62	119	103	106	82	131
1984	37	28	35	147	464	248	149	139	122	100	122	121	143
1985	52	42	40	221	765	328	214	134	59	98	42	34	169
1986	21	18	18	204	526	216	253	134	134	134	109	54	152
1987	40	32	41	161	738	358	176	55	81	122	75	46	160
1988	35	26	27	166	375	144	165	26	36	37	20	27	90
1989	20	20	22	156	380	258	180	25	22	29	28	22	97

Таблица А.2 – Величины необходимые для расчета максимальных расходов заданной обеспеченности

Годы	Q, м <sup>3</sup> /с	Qуб, м <sup>3</sup> /с	K=Q/Qср	K-1	(K-1) <sup>2</sup>	(K-1) <sup>3</sup>	P %
1936	350	765	1,65	0,65	0,42	0,27	1,82
1937	356	740	1,59	0,59	0,35	0,21	3,64
1938	288	738	1,59	0,59	0,35	0,20	5,45
1939	371	734	1,58	0,58	0,34	0,20	7,27
1940	248	732	1,58	0,58	0,33	0,19	9,09
1941	529	709	1,53	0,53	0,28	0,15	10,91
1942	590	703	1,51	0,51	0,26	0,14	12,73
1943	508	701	1,51	0,51	0,26	0,13	14,55
1944	518	681	1,47	0,47	0,22	0,10	16,36
1945	451	612	1,32	0,32	0,10	0,03	18,18
1946	740	606	1,30	0,30	0,09	0,03	20,00
1947	606	605	1,30	0,30	0,09	0,03	21,82
1948	681	590	1,27	0,27	0,07	0,02	23,64
1949	734	576	1,24	0,24	0,06	0,01	25,45
1950	362	574	1,24	0,24	0,06	0,01	27,27
1951	259	551	1,19	0,19	0,03	0,01	29,09
1952	236	547	1,18	0,18	0,03	0,01	30,91
1953	313	535	1,15	0,15	0,02	0,00	32,73
1954	281	529	1,14	0,14	0,02	0,00	34,55
1955	466	526	1,13	0,13	0,02	0,00	36,36
1956	703	518	1,12	0,12	0,01	0,00	38,18
1957	701	510	1,10	0,10	0,01	0,00	40,00
1958	419	508	1,09	0,09	0,01	0,00	41,82
1959	207	499	1,07	0,07	0,01	0,00	43,64
1960	434	489	1,05	0,05	0,00	0,00	45,45

## Окончание приложения А

### Окончание таблицы А.2

Годы	Q, м <sup>3</sup> /с	Qуб, м <sup>3</sup> /с	K=Q/Qcp	K-1	(K-1) <sup>2</sup>	(K-1) <sup>3</sup>	P %
1961	576	466	1,00	0,00	0,00	0,00	47,27
1962	499	464	1,00	0,00	0,00	0,00	49,09
1963	612	462	0,99	-0,01	0,00	0,00	50,91
1964	489	459	0,99	-0,01	0,00	0,00	52,73
1965	574	451	0,97	-0,03	0,00	0,00	54,55
1966	459	448	0,96	-0,04	0,00	0,00	56,36
1967	161	435	0,94	-0,06	0,00	0,00	58,18
1968	221	434	0,93	-0,07	0,00	0,00	60,00
1969	535	419	0,90	-0,10	0,01	0,00	61,82
1970	732	380	0,82	-0,18	0,03	-0,01	63,64
1971	547	375	0,81	-0,19	0,04	-0,01	65,45
1972	462	370,5	0,80	-0,20	0,04	-0,01	67,27
1973	283	362	0,78	-0,22	0,05	-0,01	69,09
1974	350	356	0,77	-0,23	0,05	-0,01	70,91
1975	243	350	0,75	-0,25	0,06	-0,01	72,73
1976	435	350	0,75	-0,25	0,06	-0,01	74,55
1977	243	313	0,67	-0,33	0,11	-0,03	76,36
1978	448	288	0,62	-0,38	0,14	-0,05	78,18
1979	709	283	0,61	-0,39	0,15	-0,06	80,00
1980	551	281	0,60	-0,40	0,16	-0,06	81,82
1981	605	259	0,56	-0,44	0,20	-0,09	83,64
1982	240	248	0,53	-0,47	0,22	-0,10	85,45
1983	510	243	0,52	-0,48	0,23	-0,11	87,27
1984	464	243	0,52	-0,48	0,23	-0,11	89,09
1985	765	240	0,52	-0,48	0,23	-0,11	90,91
1986	526	236	0,51	-0,49	0,24	-0,12	92,73
1987	738	221	0,48	-0,52	0,27	-0,14	94,55
1988	375	207	0,45	-0,55	0,31	-0,17	96,36
1989	380	160,7	0,35	-0,65	0,43	-0,28	98,18

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

P, %	Годы	Qср, м <sup>3</sup> /с	Годы	Qпол, м <sup>3</sup> /с	Годы	Qмеж, м <sup>3</sup> /с
1,8	1978	177,1	1985	765	1985	35,7
3,6	1950	172,6	1946	740	1987	33,5
5,5	1985	169,1	1987	738	1979	31,4
7,3	1937	166,7	1949	734	1984	29,5
9,1	1961	162,7	1970	732	1983	24,4
10,9	1947	162,5	1979	709	1981	23,5
12,7	1969	160,4	1956	703	1988	22,4
14,5	1987	160,3	1957	701	1973	21,5
16,4	1943	158,5	1948	681	1971	20,7
18,2	1972	156	1963	612	1943	20,4
20,0	1970	154,5	1947	606	1989	20
21,8	1979	152,2	1981	605	1970	19,9
23,6	1986	151,8	1942	590	1972	19,5
25,5	1948	151,1	1961	576	1982	19,2
27,3	1971	148,4	1965	574	1980	18,2
29,1	1984	142,6	1980	551	1975	18,15
30,9	1942	137,8	1971	547	1962	17,9
32,7	1946	135,7	1969	535	1986	17,73
34,5	1983	131,5	1941	529	1947	17,6
36,4	1973	124	1986	526	1976	16,5
38,2	1981	121,7	1944	518	1936	16,2
40,0	1956	121,2	1983	510	1948	15,4
41,8	1949	120,8	1943	508	1949	15
43,6	1980	119,5	1962	499	1956	14,1
45,5	1966	119	1964	489	1965	14
47,3	1944	115,2	1955	466	1944	13,9
49,1	1963	110,7	1984	464	1946	13,8
50,9	1965	109,1	1972	462	1950	13,5
52,7	1962	108,4	1966	459	1967	12,69
54,5	1960	107,3	1945	451	1938	11,9
56,4	1974	106,4	1978	448	1974	11,7
58,2	1964	106	1976	435	1960	11,6
60,0	1941	105,8	1960	434	1951	11,4
61,8	1945	104,4	1958	419	1942	11
63,6	1957	104,2	1989	380	1953	10,9
65,5	1955	99,4	1988	375	1945	10,8
67,3	1989	96,8	1939	370,5	1937	10,7
69,1	1959	91,5	1950	362	1966	10,6
70,9	1958	90,6	1937	356	1968	10,6

## Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

P, %	Годы	Qср, м <sup>3</sup> /с	Годы	Qпол, м <sup>3</sup> /с	Годы	Qмеж, м <sup>3</sup> /с
72,7	1988	90	1936	350	1961	10,3
74,5	1976	88	1974	350	1958	9,95
76,4	1939	87	1953	313	1977	9,705
78,2	1977	85	1938	288	1954	9,52
80,0	1951	84	1973	283	1963	9,11
81,8	1982	82	1954	281	1978	9,02
83,6	1952	81	1951	259	1957	8,89
85,5	1975	80	1940	248	1941	8,69
87,3	1936	78	1975	243	1940	7,89
89,1	1940	76	1977	243	1952	7,65
90,9	1953	76	1982	240	1955	7,42
92,7	1968	74	1952	236	1959	7,32
94,5	1967	74	1968	221	1969	6,98
96,4	1938	73	1959	207	1939	6,20
98,2	1954	66	1967	160,7	1964	5,18

Таблица Б.2 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{вхк}}, \text{м}^3/\text{с}$	30	30	30	30	70	70	70	70	70	70	30	30
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	150,7	150,7	150,7	150,6	151,1	151,1	151,1	151,1	151,1	151,4	150,7	150,7
$H, \text{м}$	48,8	48,8	48,8	48,9	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,1	48,8	48,8
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	5	5	6	83	123	65	42	10	9	8	7	7
$N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$	13	13	13	13	29	29	29	29	29	29	13	13
$N_{\text{быт}} - N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$	-8	-8	-7	70	94	36	13	-19	-20	-21	-6	-6

## Продолжение приложения Б

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с												Объёмы, км <sup>3</sup>				Отметки, м				Напор H, м	Мощность N МВт	Гарант. мощ.
	Бытовой расход, Qбыт	Потери на					Полезный бытовой расход	Расход из водохранилища Qвдх	Расход через турбины Qтэс	Расход холостых сбросов	Расход нижнего бьефа Qниж	Объем начальный Vнач	Приращение объема ΔV	Объем конечный Vкон	Верхнего бьефа			Начальная отметка а	Конечная отметка а	Средняя отметка а	Отметка НБ Zнб.		
		Шлозование, Qшл	Фильтрация, Qфи	Испарение, Qисп	Льдообразование, Qл	Расход BXK, Qbxk																	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности																							
Мес.	Qбыт, м <sup>3</sup> /с	Qшл., м <sup>3</sup> /с	Qфи., м <sup>3</sup> /с	Qисп., м <sup>3</sup> /с	Qлед., м <sup>3</sup> /с	Qполн.б., м <sup>3</sup> /с	Qвдх., м <sup>3</sup> /с	QBХK, м <sup>3</sup> /с	QГЭС, м <sup>3</sup> /с	Qх.сбр., м <sup>3</sup> /с	QНБ, м <sup>3</sup> /с	Vнач., км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	Vкон., км <sup>3</sup>	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, МВт	Nrap, МВт			
8	25	0,7	0,8	0	0	23	46	70	69	0	70	1,856	0,119	1,737	200,00	199,24	199,62	151,15	47,98	29	по BXK		
9	21	0,7	0,8	0	0	19	50	70	69	0	70	1,737	0,130	1,607	199,24	197,98	198,61	151,15	46,97	28	по BXK		
10	18	0,0	0,8	0	0	17	52	70	69	0	70	1,607	0,135	1,472	197,98	196,71	197,35	151,14	45,70	27	по BXK		
11	17	0,0	0,8	0	1,2	15	27	30	42	0	43	1,472	0,070	1,402	196,71	196,06	196,38	150,92	44,96	16	16		
12	16	0,0	0,8	0	2	13	127	30	140	0	141	1,402	0,329	1,073	196,06	192,42	194,24	152,10	41,64	50	50		
1	12	0,0	0,8	0	2,8	8	152	30	160	0	161	1,073	0,394	0,679	192,42	186,11	189,27	152,25	36,51	50	50		
2	13	0,0	0,8	0	2	10	45	30	55	0	56	0,679	0,117	0,563	186,11	183,95	185,03	151,14	33,39	16	16		
3	14	0,0	0,8	2	-0,4	12	18,0	30	30	0	30	0,563	0,047	0,516	183,95	183,01	183,48	150,57	32,41	8	по BXK		
4	203	0,7	0,8	3	-4	202	-173,0	30	29	0	30	0,516	-0,448	0,964	183,01	190,86	186,93	150,57	35,86	9	по BXK		
5	306	0,7	0,8	2	-3,6	307	-237,0	70	70	0	70	0,964	-0,614	1,579	190,86	197,71	194,28	151,15	42,63	26	по BXK		
6	159	0,7	0,8	1	0	157	-87,0	70	70	0	70	1,579	-0,226	1,804	197,71	199,83	198,77	151,15	47,12	28	по BXK		
7	103	0,7	0,8	0	0	101	-32,0	70	69	0	70	1,804	-0,083	1,887	199,83	200,32	200,07	151,15	48,43	29	по BXK		

Рисунок Б.1 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (не выполняется)

## Продолжение приложения Б

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с												Объёмы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Напор Н, м	Мощность Н МВт	Гарантированная мощность Нгар МВт
	Бытовой расход, Qбыт	Шлозование , Qшл	Фильтрация, Qф	Испарение, Qисп	Льдообразование, Qл	Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qвдхр	Расход ВХК, Qвхк	Расход через турбины Qтс	Расход холостых сбросов Qх.сбр.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объем начальный Vнач	Приращение объема ΔV	Объем конечный Vкон	Начальная отметка Zзнач.в.б.	Конечная отметка Zкон.в.б.	Средняя отметка Zср.сбр.	Отметка НБ Zнб.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности																						
Мес.	Qбыт, м <sup>3</sup> /с	Qшл., м <sup>3</sup> /с	Qф., м <sup>3</sup> /с	Qисп., м <sup>3</sup> /с	Qлёд, м <sup>3</sup> /с	Qпол.б., м <sup>3</sup> /с	Qвдх., м <sup>3</sup> /с	QВХК, м <sup>3</sup> /с	QГЭС, м <sup>3</sup> /с	Qх.сбр., м <sup>3</sup> /с	QНБ, м <sup>3</sup> /с	Vнач., км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	Vкон., км <sup>3</sup>	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	HГЭС, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт	
8	25,0	0,7	0,8	0	0	23	46,0	70,0	69	0	70	1,856	0,12	1,737	200,00	199,02	199,51	151,15	47,87	29	по ВХК	
9	21,0	0,7	0,8	0	0	19	50,0	70,0	69	0	70	1,737	0,13	1,607	199,02	197,89	198,46	151,15	46,81	28	по ВХК	
10	18,0	0,0	0,8	0	0	17	52,0	70,0	69	0	70	1,607	0,13	1,472	197,89	196,73	197,31	151,35	45,46	27	по ВХК	
11	17,0	0,0	0,8	0	1,2	15	28,0	30,0	43	0	44	1,472	0,07	1,400	196,73	196,08	196,40	150,94	44,96	17	17	
12	16,0	0,0	0,8	0	2	13	130,0	30,0	143	0	144	1,400	0,34	1,063	196,08	192,20	194,14	152,12	41,51	51	51	
1	12,0	0,0	0,8	0	2,8	8	154,0	30,0	162	0	163	1,063	0,40	0,664	192,20	185,78	188,99	152,27	36,22	51	51	
2	13,0	0,0	0,8	0	2	10	51,0	30,0	61	0	62	0,664	0,13	0,531	185,78	183,34	184,56	151,23	32,83	17	17	
3	14,0	0,0	0,8	2	-0,4	12	18,0	30,0	30	0	30	0,531	0,05	0,485	183,34	182,37	182,86	150,70	31,66	8	по ВХК	
4	203,0	0,7	0,8	3	-4	202	-173,0	30,0	29	0	30	0,485	-0,45	0,933	182,37	190,25	186,31	150,57	35,24	9	по ВХК	
5	306,0	0,7	0,8	2	-3,6	307	-237,0	70,0	70	0	70	0,933	-0,61	1,548	190,25	197,38	193,81	151,15	42,17	25	по ВХК	
6	159,0	0,7	0,8	1	0	157	-87,0	70,0	70	0	70	1,548	-0,23	1,773	197,38	199,34	198,36	151,15	46,71	28	по ВХК	
7	103,0	0,7	0,8	0	0	101	-32,0	70,0	69	0	70	1,773	-0,08	1,856	199,34	200,00	199,67	151,15	48,02	29	по ВХК	

Рисунок Б.2 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (выполняется)

Продолжение приложения Б

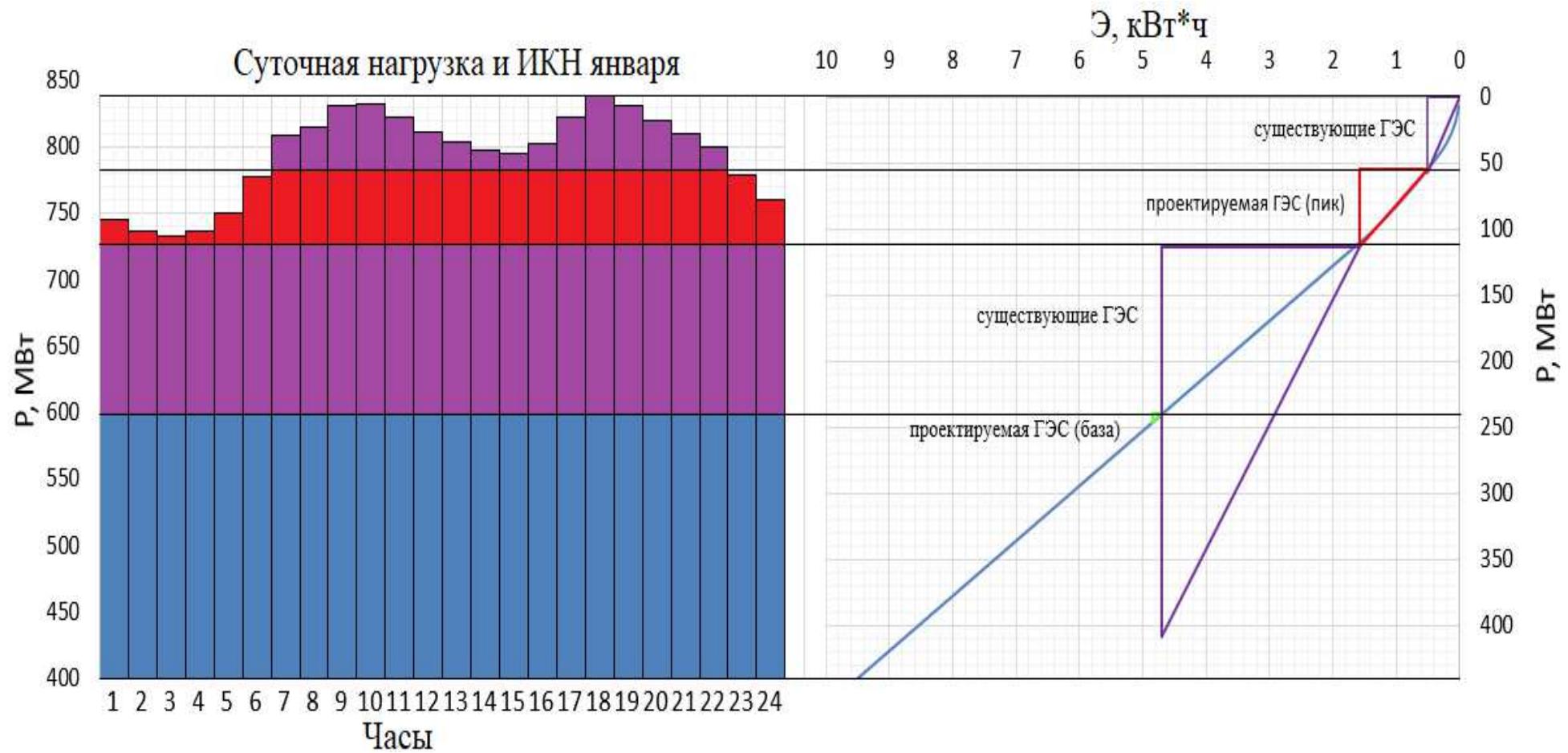


Рисунок Б.3 – Зона работы, проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН января (декабря)

## Продолжение приложения Б

Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с												Объёмы, км <sup>3</sup>						Отметки, м						Напор Н, м	Мощность N МВт	Гарантированная мощность Ngap МВт	Выработка Э КВт*ч
	Бытовой расход, Qбыт	Шлифование, Qшлп	Фильтрация, Qф	Испарение, Qисп	Льдообразование, Qл	Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qвдхр	Расход ВХК, Qвхк	Расход через турбины Qтэс	Расход холостых сбросов Qх.сб.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объем начальный Vнач	Приращение объема ΔV	Объем конечный Vкон	Начальная отметка Zзнач.вб.	Конечная отметка Zкон.вб.	Средняя отметка Zср.сб.	Отметка НБ Zнб.										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23						
Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности																												
Мес.	Qбыт, м <sup>3</sup> /с	Qшл., м <sup>3</sup> /с	Qф., м <sup>3</sup> /с	Qисп., м <sup>3</sup> /с	Qлёд, м <sup>3</sup> /с	Qпол.б., м <sup>3</sup> /с	Qвдх., м <sup>3</sup> /с	QBХК, м <sup>3</sup> /с	QГЭС, м <sup>3</sup> /с	Qх.сбр., м <sup>3</sup> /с	QНБ, м <sup>3</sup> /с	Vнач., км <sup>3</sup>	ΔV, км <sup>3</sup>	Vкон., км <sup>3</sup>	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	HГЭС, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт	Э, млн КВт*ч						
8	26,8	0,7	0,0	0,3	0	26	44	70,0	70	0	70	1,856	0,114	1,742	200	199,07	199,53	151,14	47,89	29	по ВХК	21						
9	23,3	0,7	0,0	0,2	0	22	48	70,0	70	0	70	1,742	0,124	1,618	199	197,98	198,52	151,15	46,87	28	по ВХК	20						
10	20,8	0,0	0,0	0,2	0	21	49	70,0	70	0	70	1,618	0,127	1,491	198	196,88	197,43	151,34	45,59	27	по ВХК	20						
11	18,6	0,0	0,0	0,2	1,2	17	26	30,0	43	0	43	1,491	0,067	1,423	197	196,29	196,59	150,93	45,15	17	17	12						
12	17,5	0,0	0,0	0,2	2	15	125	30,0	140	0	140	1,423	0,324	1,099	196	192,71	194,50	152,09	41,90	51	51	36						
1	15,0	0,0	0,0	0,2	2,8	12	147	30,0	159	0	159	1,099	0,381	0,718	193	186,71	189,71	152,24	36,97	51	51	36						
2	14,1	0,0	0,0	0,1	2	12	45	30,0	57	0	57	0,718	0,117	0,601	187	184,67	185,69	151,16	34,03	17	17	12						
3	14,5	0,0	0,0	0,1	-0,4	15	45	30,0	60	0	60	0,601	0,117	0,485	185	182,37	183,52	151,20	31,82	16	по ВХК	12						
4	225,0	0,7	0,0	2,3	-4	226	-180	30,0	46	0	46	0,485	-0,467	0,951	182	190,54	186,45	150,82	35,13	14	по ВХК	10						
5	504,0	0,7	0,0	5,0	-3,6	502	-288	70,0	214	0	214	0,951	-0,746	1,698	191	198,68	194,61	152,33	41,78	76,9	по ВХК	55						
6	254,0	0,7	0,0	2,5	0	251	-60	70,0	191	0	191	1,698	-0,156	1,853	199	199,98	199,33	152,19	46,64	76,5	по ВХК	55						
7	176,0	0,7	0,0	1,8	0	174	-1	70,0	173	0	173	1,853	-0,003	1,856	200	200,00	199,99	152,08	47,41	70,4	по ВХК	51						

Рисунок Б.4 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году по мощностям

## Окончание приложения Б

Месяц	Q90%	Qисп	Qфильтр	Qлед	Qрыбоп	Q пол	Q нб	Q вхк	Q вдхр	Q хс	Q гэс	V нач	dV	V кон	Z н вб	Z к вб	Z ср вб	Z нб	Н гэс	N гэс	N раб
11	270	3	5	5		257	339,84	340	77,70	0,00	335,05	7,98	0,13	7,85	750,00	749,26	749,63	683,58	65,35	193,00	
12	259	2	5	5		247	1043,67	340	792,30	0	1038,88	7,85	1,37	6,48	749,26	741,83	745,55	687,60	57,24	523	520,00
1	303	2	5	5		291	1322,0	340	1026,50	0	1317,21	6,48	1,77	4,70	741,83	731,56	736,70	688,75	47,24	548	520,00
2	245	2	5	5		234	381	340	143,00	0	376,61	4,70	0,25	4,46	731,56	730,04	730,80	683,87	46,23	153	
3	232	2	5	5		220	391	340	166,00	0	386,43	4,46	0,29	4,17	730,04	728,23	729,14	683,93	44,50	151	
4	331	3	5	-15		338	419	340	76,00	0	414,32	4,17	0,13	4,04	728,23	727,38	727,81	684,12	42,98	157	
5	1064	6	5	-10		1063	567	340	-500,00	0	562,64	4,04	-0,86	4,90	727,38	732,75	730,07	685,08	44,28	219	
6	1390	10	5			1375	480	340	-900,00	0	475,48	4,90	-1,56	6,46	732,75	741,72	737,24	684,53	52,01	218	
7	987	10	5			972	92	340	-885,00	0	87,08	6,46	-1,53	7,99	741,72	750,03	745,88	681,80	63,38	49	
8	736	7	5			723	728	340	0,00	0	723,49	7,99	0,00	7,99	750,03	750,03	750,03	686,03	63,30	403	
9	694	4	5			685	690	340	0,00	0	685,07	7,99	0,00	7,99	750,03	750,03	750,03	685,81	63,52	383	
10	393	6	5		14	368	387	340	0,00	0	367,84	7,99	0,00	7,99	750,03	750,00	750,02	683,91	65,41	212	

Рисунок Б.5 – Режим работы, проектируемой ГЭС, в средневодном году по отметкам

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**Основное и вспомогательное оборудование**

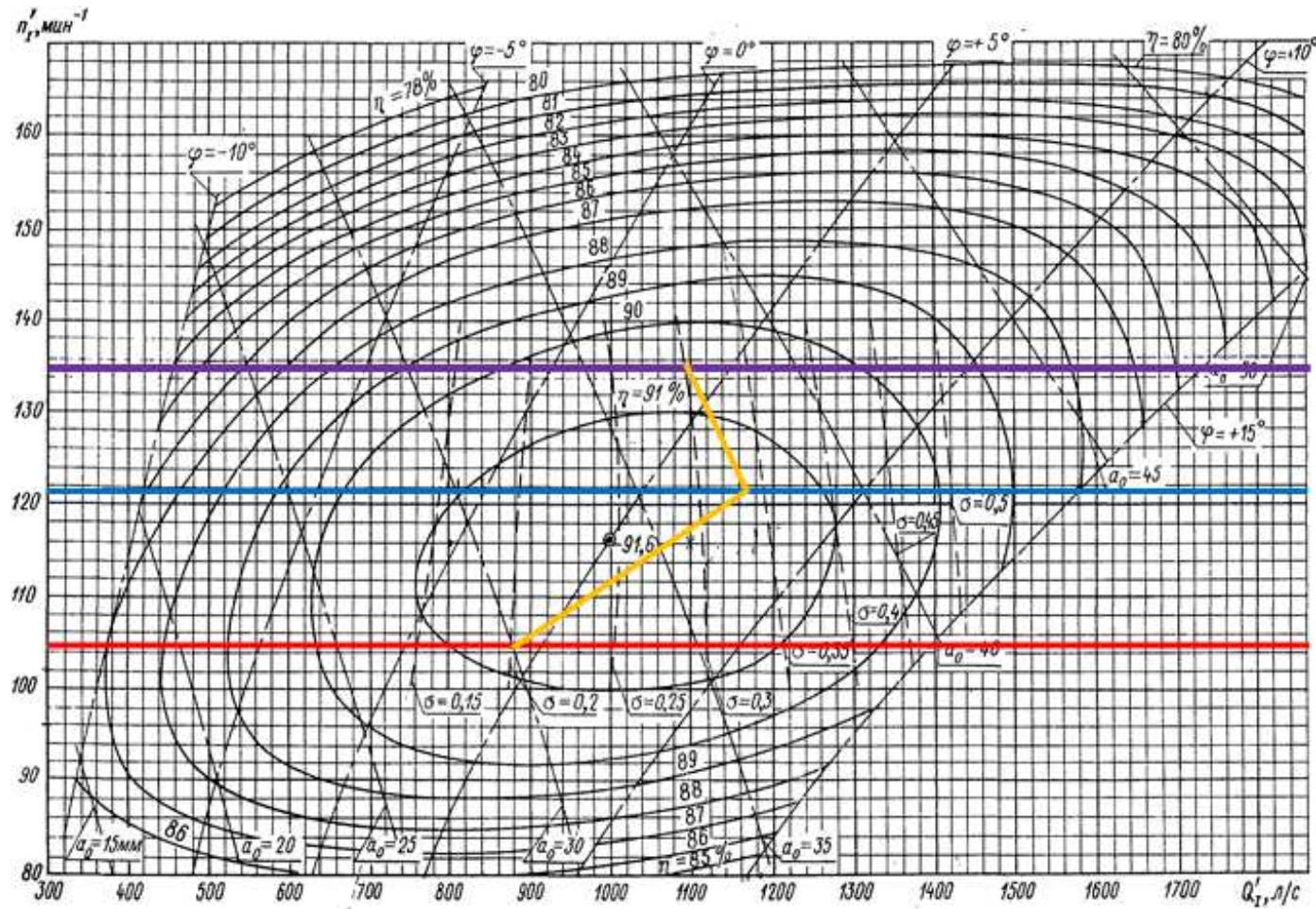
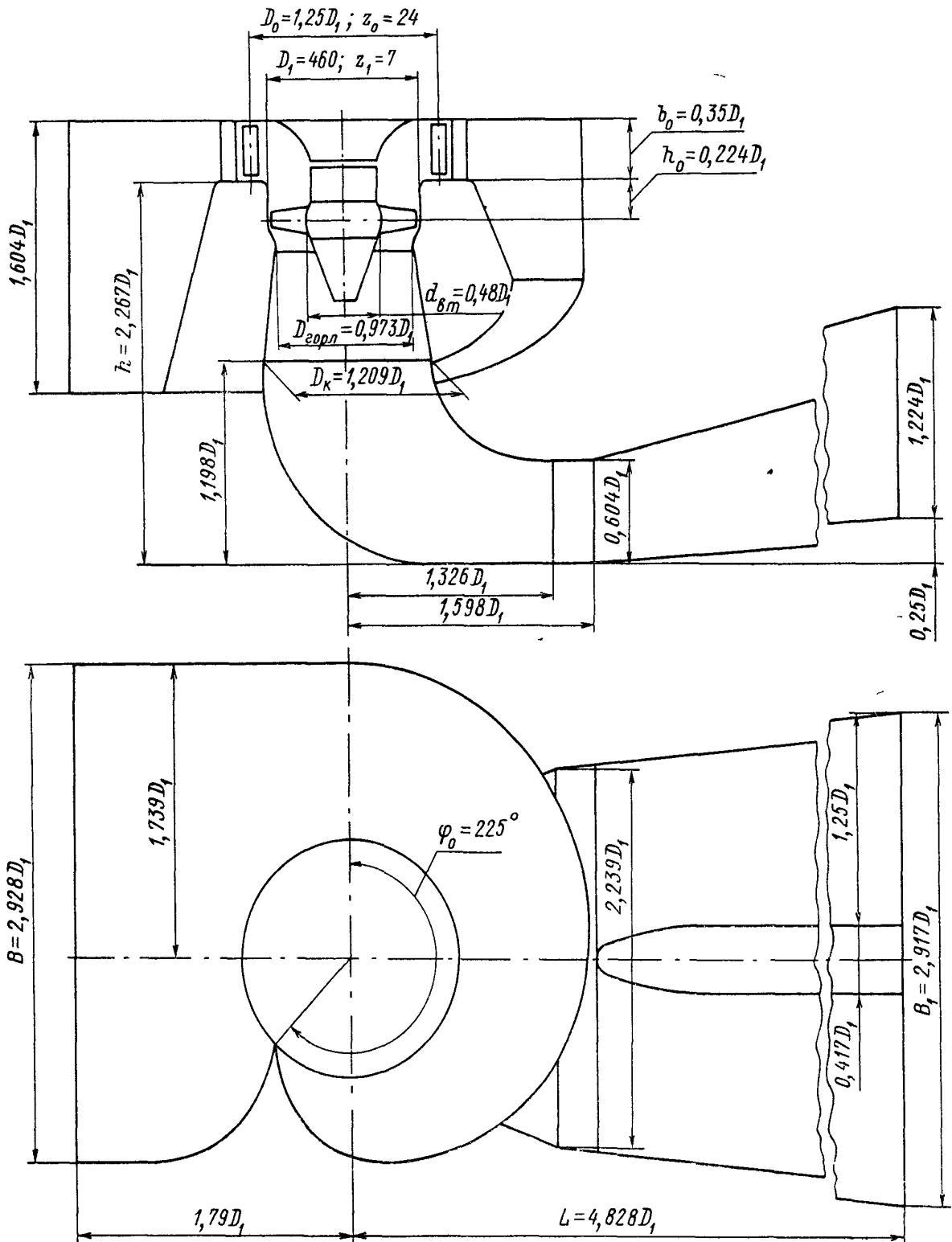


Рисунок В.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ50–В–400

## Продолжение приложения В

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46 (к универсальной характеристике № 3247 ХТЗ)



Черт. 17

Рисунок В.2 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ50–В–400

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
**Таблица уставок и матрица отключений**

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP,0}$	0,27I <sub>ном</sub>	1,12 A
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,6	-
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	0,28I <sub>ном</sub>	1,15A
		Тормозной ток, В	2I <sub>ном</sub>	1,24 A
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	- 5 V
		$t_2$	$U_{02G}$	- 15 V
	$U_{03}$		Коэффициент торможения, $K_T$	1,3 -
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{CP2}$	1,4U <sub>н</sub> 140 V
		1 ступень	$U_{CP1}$	1,2U <sub>н</sub> 120 V
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2\text{сигн}}$	0,07I <sub>н</sub> 0,29 A
		ПО	$I_{2\text{пуск}}$	0,12I <sub>н</sub> 0,49 A
		OTC I	$I_{2\text{с.з.}}$	1,57I <sub>н</sub> 6,45 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{\text{сигн}}$	1,07I <sub>н</sub> 4,4A
		ПО	$I_{1\text{пуск}}$	1,1I <sub>н</sub> 4,5 A
		OTC	$I_{1\text{OTC}}$	1,43I <sub>н</sub> 5,9
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	- 22,8 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	- 1,18 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P \text{ сигн.}}$	1,07I <sub>прот.ном</sub> 1,23 A
		ПО	$I_{P \text{ пуск.}}$	1,1I <sub>прот.ном</sub> 1,27 A
		Отсечка	$I_{P \text{ пуск.}}$	2,245I <sub>прот.ном</sub> 2,58 A
Защита выпрямительного трансформатора	I>TB	МТЗ	I <sub>cp.МТЗ</sub>	3,1I <sub>ном.TB</sub> 4,3 A
	I>>TB	Отсечка	I <sub>cp.OTC</sub>	14,14I <sub>ном.TB</sub> 21,53 A

## Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

защиты	Действие			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖК ГТ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$			+	+	+	+		
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$							+
		$t_2$		+	+	+			
	$U_0$	$t$		+	+	+			
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$		+	+				
		2 ступень $t_2$		+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО							+
		ИО			+	+			
		OTC I	$t_1$						+
			$t_2$	+	+				
		СО							+
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	ИО			+	+			
		OTC	$t_1$						+
			$t_2$	+	+				
		СО							
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$						+
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$						+
			$t_2$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО							+
		ИО			+	+			
		Отсечка			+	+			

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Сбор Нагрузок

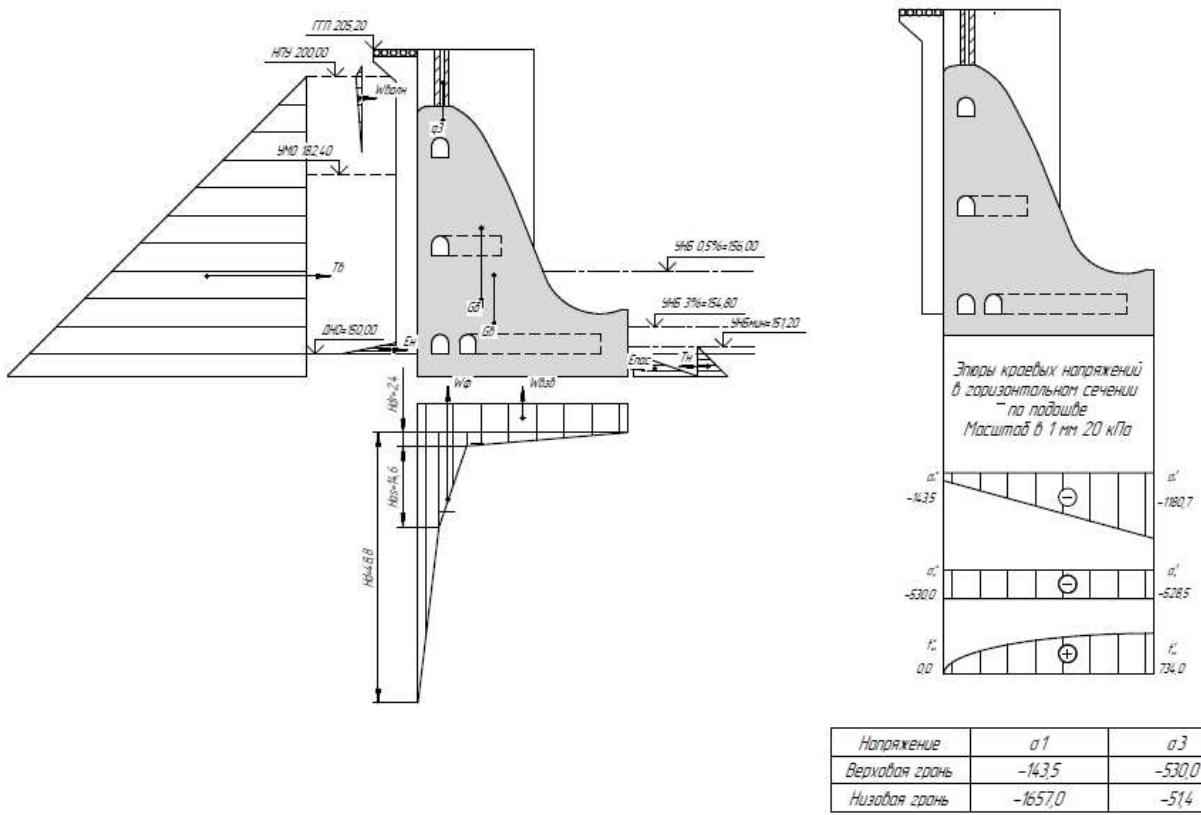
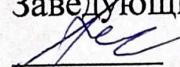


Рисунок Д.1 – Сбор нагрузок на водосливную плотину

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 А.А. Ачитаев  
подпись  
«15» июня 2022 г.

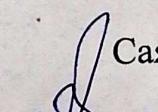
### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТОККИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОККО.  
НАБЛЮДЕНИЯ ЗА НАПРЯЖЕННЫМ СОСТОЯНИЕМ СООРУЖЕНИЯ  
ПРИ ПОМОЩИ ДИСТАНЦИОННОЙ КИА

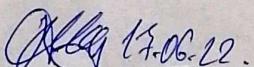
ст. преп. кафедры ГГЭЭС,  
Саяно-Шушенский филиал СФУ

Руководитель

 12.06.22 ст. препод.  
подпись, дата

А.М. Волошин

Выпускник

 17.06.22.  
подпись, дата

В.Н. Салосин

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Токкинской ГЭС на реке Токко. Наблюдения за напряженным состоянием сооружения при помощи дистанционной КИА»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

 подпись, дата  
И.И. Чубаков инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

 подпись, дата  
Зайдаров, Е.Ю. Загеев ее инициалы, фамилия

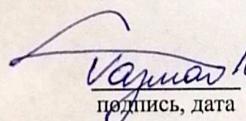
Основное и вспомогательное оборудование

 подпись, дата  
Д.В. Ильинцев инициалы, фамилия

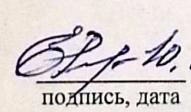
Электрическая часть

 подпись, дата  
И.И. Чубаков инициалы, фамилия

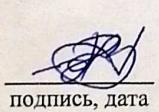
Релейная защита и автоматика

 подпись, дата  
М.С. Розманов инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

 подпись, дата  
С.Г. Решетников инициалы, фамилия

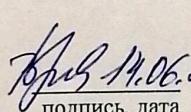
Пожарная безопасность. Охрана труда

 подпись, дата  
В.Г. Гришков инициалы, фамилия

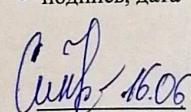
Охрана окружающей среды

 подпись, дата  
И.И. Чубаков инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

 подпись, дата  
Б.В. Чапаев инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 подпись, дата  
К.П. Симельников инициалы, фамилия