

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись инициалы, фамилия  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

## 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УФИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УФА.  
МНОГОЦЕЛЕВАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ  
ПОТЕРЯМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМАХ ВЫДАЧИ  
АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ГЭС

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата \_\_\_\_\_  
должность, ученая степень \_\_\_\_\_

И.Ю.Погоняйченко  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

В.В.Ачеколов  
инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Уфимской ГЭС на реке Уфа. Многоцелевая оптимизация управления потерями электроэнергии в схемах выдачи активной мощности ГЭС.»

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

Затеева Е.Ю.

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

подпись, дата

Масленникова А.В.

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

Ачитаев А.А.

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

Широков А.В.

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

Ульянова Н.П.

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

Татарников В.И.

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

Кадычегов В.А.

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

Лапасова В.В.

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

Чабанова А.А.

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ УФИМСКОЙ ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	13
2 Водноэнергетические расчёты.....	15
2.1 Регулирование стока воды .....	15
2.1.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока.....	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов.....	20
2.2.3 Определение рабочей мощности ГЭС и построение интегральных кривых нагрузок .....	24
2.2.4 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС и баланс мощности .....	25
3 Выбор основного энергетического оборудования Уфимской ГЭС.....	31
3.1 Выбор системы и типа гидротурбины .....	31
3.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса.....	31
3.4 Расчёт и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата. ....	36
3.5 Выбор типа серийного генератора .....	38
4. Расчёт деталей и узлов гидротурбины .....	40
4.1 Расчёт вала на прочность .....	40
4.3 Выбор типа маслонапорной установки.....	42
4.4 Выбор электрогидравлического регулятора .....	42
5 Электрическая часть .....	43
5.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	43
5.1.1 Исходные данные.....	43
5.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС .....	43
5.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	44
5.3.1 Выбор синхронных генераторов .....	44
5.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	44

5.3.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком .....	46
5.3.4 Выбор трансформаторов СН .....	48
5.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий ..... 5.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта .....	48 50
5.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	52
5.7 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin. .... 5.7.1 Расчёт исходных данных.....	52 52
5.7.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	54
5.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	55
5.9 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ .....	56
5.10 Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	58
5.11 Выбор параметров ОРУ .....	58
5.11.1 Выбор выключателей и разъединителей .....	58
5.11.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	59
6 Релейная защита и автоматика.....	60
6.1 Перечень защит основного оборудования .....	60
6.2 Расчёт номинальных токов.....	61
6.3 Описание защит и расчет их уставок .....	62
6.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора ( $I\Delta G$ ) .....	62
6.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $UN$ ( $UO$ ))).....	64
6.3.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	67
6.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ ) .....	67
6.3.5 Защита от симметричных перегрузок( $I1$ ).....	71

6.3.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$ .....	73
6.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	76
6.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	78
7	Состав и компоновка гидроузла .....	79
7.1	Определение класса плотины и отметки гребня плотины.....	79
7.1.1	Определение класса гидротехнического сооружения.....	79
7.1.2	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	79
7.2	Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины .....	81
7.2.1	Определение ширины водосливного фронта .....	81
7.2.2	Определение отметки гребня водослива .....	83
7.2.3	Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода.....	85
7.2.4	Расчет донного водосброса .....	87
7.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе (с учетом того, что поверхностный и донный водосбросы находятся рядом).....	88
7.2.6	Расчет водобойной стенки.....	89
7.3	Конструирование бетонной плотины.....	91
7.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	91
7.3.2	Разрезка плотины швами.....	92
7.3.3	Быки.....	92
7.3.4	Устои .....	93
7.3.5	Галереи в теле плотины .....	93
7.3.6	Дренаж тела бетонной плотины .....	93
7.3.7	Элементы подземного контура плотины .....	94
7.3.8	Элементы нижнего бьефа.....	95
7.4	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	95
7.4.1	Определение основных нагрузок на плотину .....	96
7.4.2	Вес сооружения .....	96
7.4.3	Сила гидростатического давления воды.....	96
7.4.4	Равнодействующая взвешивающего давления .....	97
7.4.5	Сила фильтрационного давления .....	97
7.4.6	Давление грунта .....	98
7.4.7	Волновое воздействие.....	99
7.5	Оценка прочности плотины .....	100
7.5.1	Определение напряжений .....	100
7.5.2	Критерии прочности плотины .....	102
7.5.3	Расчет устойчивости плотины .....	103
8	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	105
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	105
8.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников Уфимской ГЭС .....	105

8.3 Пожарная безопасность .....	110
8.4 Охрана природы .....	112
<b>9   Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации</b>	
118	
9.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	118
9.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	118
9.3 Налоговые расходы.....	121
9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .	121
9.5 Оценка инвестиционного проекта.....	123
9.6 Коммерческая эффективность .....	123
9.7 Бюджетная эффективность .....	124
<b>10   Многоцелевая оптимизация управления потерями электроэнергии в схемах выдачи активной мощности ГЭС.</b>	
125	
10.1 Требования нормативных документов .....	125
10.2 Общая структура расхода электроэнергии на электростанции.....	126
10.3 Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности .....	127
10.3.1 Перечень обязательных мероприятий.....	127
10.3.2 Организационные мероприятия.....	128
10.4 Оптимизация использования гидроресурсов .....	128
10.5 Потери электроэнергии в станционной электрической сети Зейской ГЭС .....	130
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	132
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> .....	136
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> .....	138
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В</b> .....	139
<b>РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА</b> .....	139

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ УФИМСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Уфа;
2. Местонахождение ГЭС ..... Республика Башкортостан;
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 340 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 825 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5% ..... 2874 м<sup>3</sup>/с;  
0,1% ..... 3361 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% ..... 4025 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 110 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 163,8 м;  
ФПУ ..... 165,8 м;  
УМО ..... 157,5 м;
  - в) объемы:
    - полный ..... 8,8 км<sup>3</sup>;
    - полезный ..... 0,9 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 28,0 м;
  - б) расчетный ..... 21,7 м;
  - в) минимальный ..... 19,0 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная ..... 165 МВт;
    - гарантированная ..... 73 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 500,6 млн. кВт·ч;
8. Грунтовая плотина (общая длина)
  - а) левобережная каменно-набросная ..... 92 м;
9. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) водосливная ..... 72 м / 28 м;
  - б) русловое здание ГЭС ..... 80 м / 28 м;
  - в) правобережная глухая бетонная ..... 98 м / 28 м;
- Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 6 отверстий 9×11;
  - в) общая длина ..... 72 м;
  - г) максимальная высота ..... 28 м;
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... русловое;

- б) число агрегатов ..... 3;
- б) грунты в основании ..... гранит;
- в) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецидальная;
- г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов ..... 20 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины ..... ПЛ30Б-В-670;
- б) тип генератора ..... ВГС-980/175-64;
- в) мощность генератора ..... 55 МВт;
- г) частота вращения ..... 93,8 об/мин;
- д) тип трансформаторов ..... ТД-63000/110-У1;

12. Технико-экономические показатели:

- а) сметная стоимость ГУ ..... 7,48 млрд. руб.;
- б) удельные показатели ..... 34261,3 руб./кВт;
- в) себестоимость энергии ..... 24 коп/кВт·ч;
- г) срок окупаемости ..... 5,6 лет.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Гидроэнергетика – одна из важнейших отраслей промышленности в нашей стране.

Гидроэнергетические ресурсы — возобновляемый источник энергии, связанный с круговоротом воды в природе. Это наиболее экологически чистый источник энергии из промышленно доступных, не создающий эмиссии углекислого газа и вредных веществ в атмосферу.

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия турбин гидростанций достигает 95%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

Себестоимость электроэнергии, произведенной на ГЭС, не зависит от колебаний цен на традиционное топливо: уголь, газ, мазут, уран. В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Гидростанции способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту электрического тока в энергосистеме.

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения. В данной дипломной работе спроектирована гидроэлектростанция с наиболее подходящими оборудованием, сооружениями, их компоновкой.

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

Уфа — река на Урале и в Предуралье, в Челябинской, Свердловской областях и Башкортостане, правый и самый крупный приток реки Белой. Берёт начало из Уфимского озера в 5 км северо-западнее города Карабаша Челябинской области. В верховьях Уфа горная и полугорная река, течёт в узкой долине мимо невысоких гор и скал, имеются пороги. Ниже впадения реки Ай, река приобретает характер реки полугорной.

## **1.1 Природные условия**

### **1.1.1 Климат**

Климат района расположения гидроузла – умеренно-континентальный, с мягкой зимой и жарким летом.

Средняя температура воздуха, по данным многолетних наблюдений (таблица 1.1), составляет +9,9 °C. Самый холодный месяц в городе — январь со средней температурой −4,4 °C. Самый тёплый месяц — июль, его среднесуточная температура +22,9 °C. Самая высокая температура, отмеченная близ створа за весь период наблюдений, +40,1 °, а самая низкая −31,9 °C

**Таблица 1.1 – Среднемесячные температуры в районе расположения створа**

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Самая высокая температура	3,3	3,0	6,7	15,2	21,2	25,2	27,8	27,5	21,9	14,2	8,9	3,4
Самая низкая температура	-16,1	-17,0	-5,7	4,1	11,9	16,4	18,9	19,0	12,6	3,6	-5,9	-8,6

Среднегодовое количество осадков – 618 мм. Максимум осадков приходится на декабрь, а минимум — на октябрь. В течение года среднее количество дней с осадками — около 161.

Влажность воздуха составляет около 72 %, летом — 62—66 %, а зимой — 77—86 %.

Зима, как правило, наступает в середине декабря, когда среднесуточная температура регулярно опускается ниже нуля. Зима характеризуется неустойчивой погодой, морозы чередуются оттепелями. Снежный покров обычно редко держится более трёх недель в году, в отдельные годы же и вовсе бывают зимы без постоянного снежного покрова. Зимой осадки выпадают в виде снега, мокрого снега или дождя.

## 1.1.2 Гидрологические данные

Длина - 918 км, площадь бассейна 53 000 км<sup>2</sup>.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Уфа в период 1936-1985 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 704,6 \cdot 31536000 \\ = 22,22 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

Где:

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

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2 и 1.3, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривой связи верхнего бьефа

$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	$V, \text{км}^3$	$Z_{\text{вб}}^{\text{расч}}$	$\Delta(Z_{\text{вб}}^{\text{P}} - Z_{\text{вб}})$
135,00	0	135,00	0
137,10	0,32	137,10	0
139,23	0,64	139,23	0
141,23	0,96	141,23	0
143,28	1,28	143,28	0
145,28	1,8	145,28	0
147,28	2,4	147,28	0
149,29	3	149,29	0
151,29	3,8	151,29	0
153,29	4,4	153,29	0
155,30	5,4	155,30	0
157,30	6,5	157,30	0
159,30	8	159,30	0
160,00	8,9	160,00	0

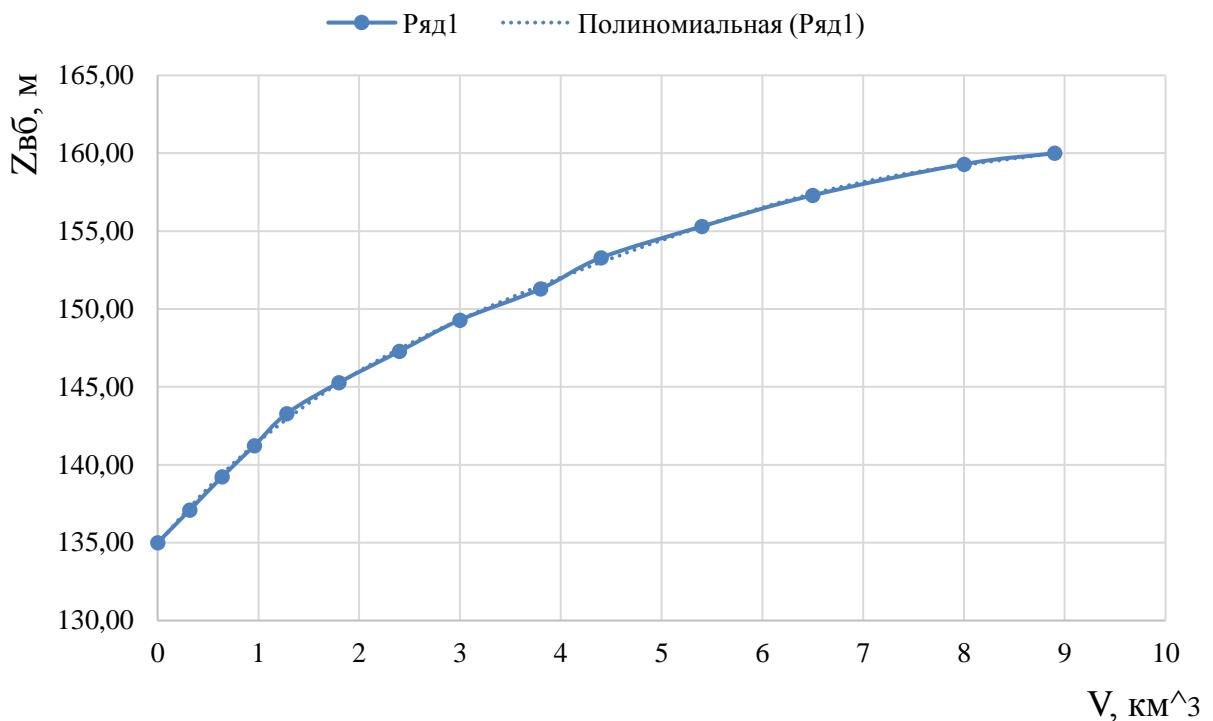


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней верхнего бьефа

Так как река находится в теплом регионе, коэффициент для зимних расходов равняется 1 и не считается в таблице.

Таблица 1.3 – Координаты кривой связи верхнего бьефа

$\nabla \text{НБ}$	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$V$ , м/с	$Z_{\text{нб}}^{\text{расч}}$	Разница
135	0	0,8	135	0,0
136	27		136	0,0
137	76		137	0,0
138	148		138	0,0
139	234		139	0,0
140	340		140	0,0

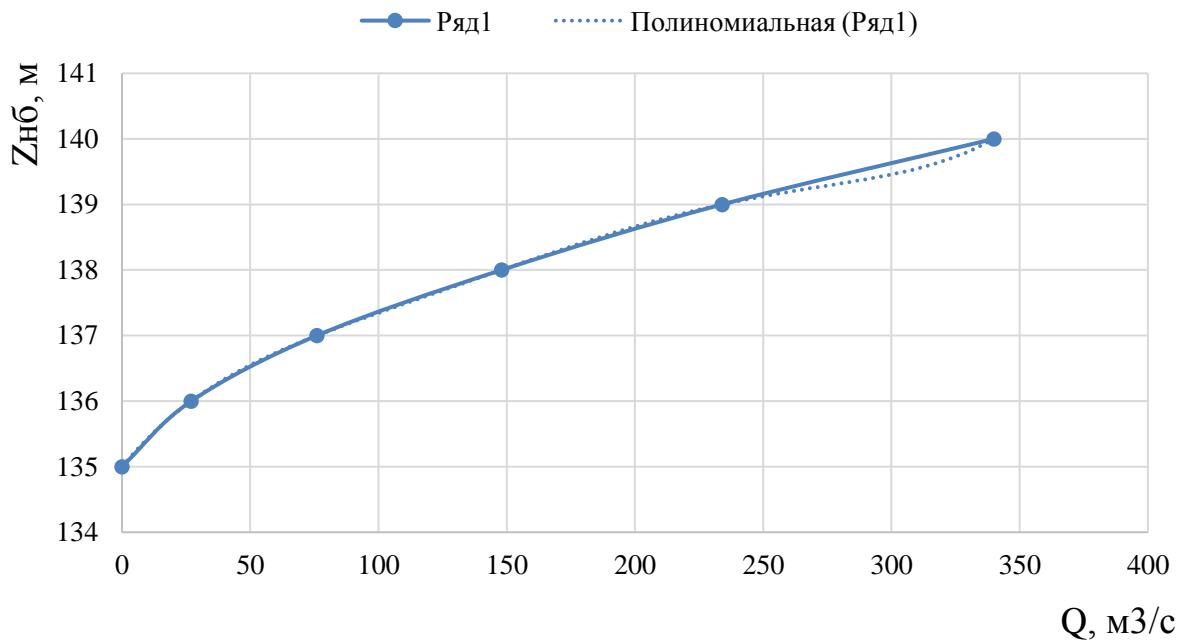


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёмов и уровней нижнего бьефа

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Уфимской ГЭС нет зон тектонического контакта. В основании реки Уфа – горные породы: гранит.

### 1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СП 14.13330.2014 и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОCP-97-C) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Уфимской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 6 баллам шкалы MSK-64.

## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Уфимская ГЭС предназначена для работы в ОЭС Урала. Выработка электроэнергии ГЭС может быть использована для покрытия потребностей республики Башкортостан и для экспорта. Электроэнергетический комплекс образуют 210 электростанций мощностью 5 МВт и выше, имеющие суммарную установленную мощность 53,614 тыс. МВт (по данным на 01.01.2019), 1616 электрических подстанций 110-500 кВ и 2784 линий электропередачи 110-1150 кВ общей протяженностью 123,6 тыс. км.

ОЭС Урала представляет собой сложную многокольцевую сеть 500 кВ, соединяется межсистемными линиями электропередачи 500 кВ с энергообъединениями Центра, Средней Волги, Сибири и Казахстана. Структура установленной мощности ОЭС Урала отличается большой долей высокоманевренного блочного оборудования (69%), которое позволяет ежедневно изменять суммарную загрузку электростанций ОЭС Урала в диапазоне от 5000 до 7000 МВт, а также отключать в резерв на субботу, воскресенье и праздники от двух до десяти энергоблоков суммарной мощностью от 500 до 2000 МВт. Эти уникальные возможности по регулированию частоты используются не только в интересах ЕЭС России, но и позволяют обойтись без каких-либо системных нарушений при вечернем спаде (скорость до 1200 МВт/час) и утреннем росте (скорость до 1400 МВт/час) электропотребления, вызванных одной из самых высоких в России долей промышленности в потреблении Урала.

### **1.3 Аналоги проектируемого гидроузла**

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Новосибирская ГЭС;
- Нижегородская ГЭС.

## 2 Водноэнергетические расчёты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2 и 1.3, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема – ОЭС Урала;
- коэффициент мощности:

$$k_N = 8,8;$$

– потери напора в водоподводящих сооружениях:

$$\Delta h = 0,5;$$

– НПУ Уфимской ГЭС:

$$\text{НПУ} = 163,8 \text{ м};$$

- ряд гидрологических наблюдений за рекой Уфа за период 1936-1985 гг. (приложение А, таблица А.1);

– требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$\Sigma$
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	
$Q_{\text{СП}}, \text{м}^3/\text{с}$	52	52	52	105	105	105	105	105	105	105	52	52	
$Z_{\text{ББ}}, \text{м}$	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	135	135	135	138	138	138	136	136	136	135	135	135	
$H, \text{м}$	24,8	24,8	24,8	21,8	21,8	21,8	23,8	23,8	23,8	24,8	24,8	24,8	
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	15	14	14	87	152	104	28	33	24	27	36	24	
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	23	23	23	40	40	40	44	44	44	46	23	23	
$N_{\text{б}} - N_{\text{В}}, \text{МВт}$	-8	-9	-9	47	112	63	-16	-11	-20	-18	14	1	146

- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

## **2.1.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока**

Гидрологический ряд наблюдений приточности р. Уфа в створе Уфимской ГЭС за период 1936-1985 гг. представлен в (приложение А, таблица А.1);

Год делится 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 4-6 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:

$$p(m) = \frac{m}{n - 1} \cdot 100\% \quad (2.1)$$

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

$n$  – общее число членов ряда.

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

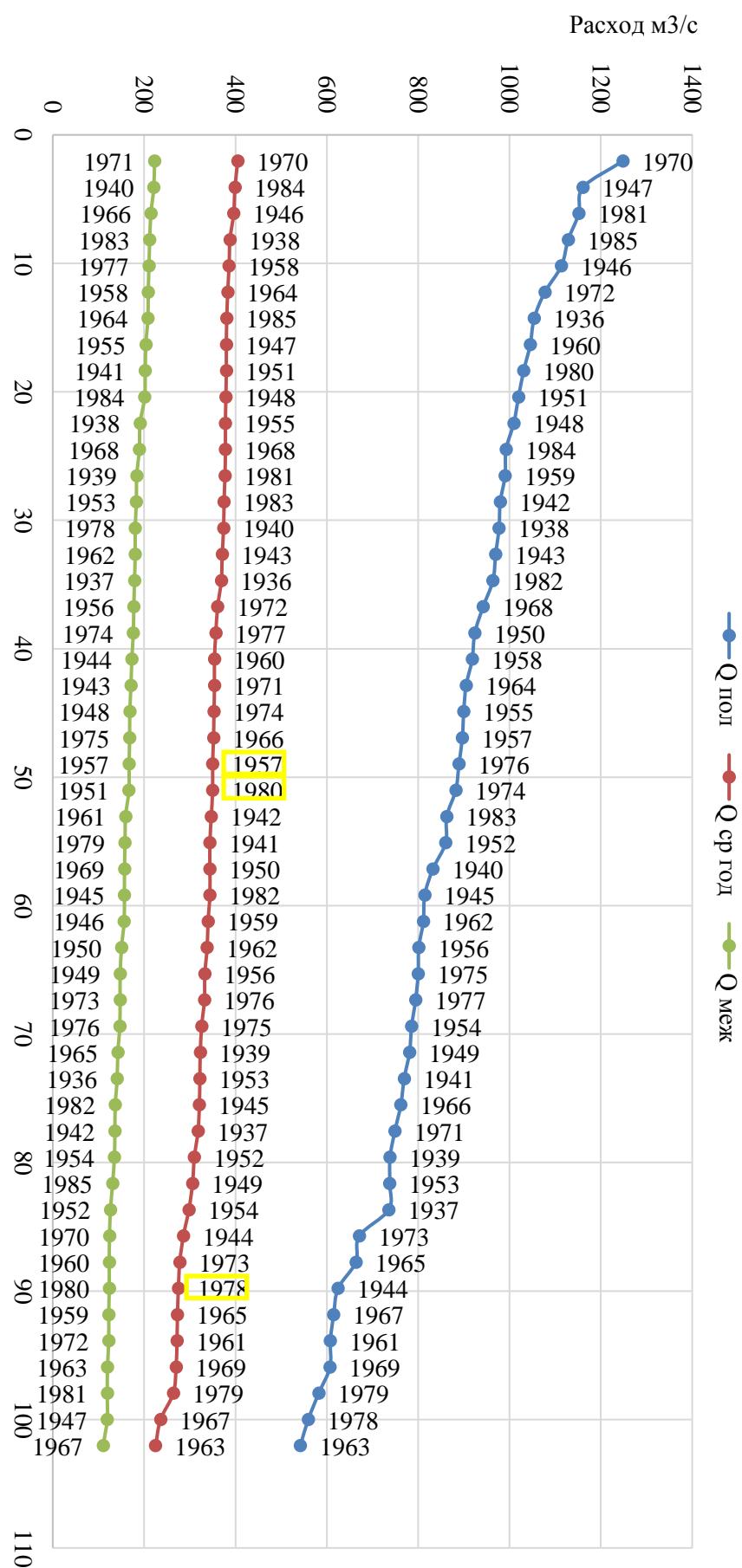


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень ( $Q_{\text{ср год}}$  – расход среднегодовой,  $Q_{\text{пол}}$  – расход средний по половодью,  $Q_{\text{меж}}$  – расход средний по межени)

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае 1978 год.

По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1978 гг. Внутри годовом распределении для половодья на 90% обеспеченность попал 1944, который принимаем за базовый. Для межени на 90% обеспеченность попал 1980, который принимаем за базовый.

Тогда базовое значение по половодью для  $P_{90\%}^{\text{пол}} = 625 \text{ м}^3/\text{с}$

Тогда базовое значение по межени для  $P_{90\%}^{\text{меж}} = 124 \text{ м}^3/\text{с}$

Вычисляем коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_p = \frac{Q_{\text{п}90\%\text{базовое}}}{Q_{\text{п}1944}} = \frac{625}{559} = 1,12 \quad (2.2)$$

$$K_m = \frac{Q_{\text{м}90\%\text{базовое}}}{Q_{\text{м}1980}} = \frac{124}{181} = 0,68 \quad (2.3)$$

Коэффициенты разные, необходима корректировка маловодного года.

За средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1980 и 1957 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1980 года:

$$K_p = \frac{Q_{\text{п},50\%}}{Q_{\text{п},1980}} = \frac{886}{1031} = 0,86 \quad (2.4)$$

$$K_m = \frac{Q_{\text{м},50\%}}{Q_{\text{м},1980}} = \frac{167}{124} = 1,35 \quad (2.5)$$

Для 1957 года:

$$K_p = \frac{Q_{\text{п},50\%}}{Q_{\text{п},1957}} = \frac{886}{897} = 0,99 \quad (2.6)$$

$$K_m = \frac{Q_{m,50\%}}{Q_{m,1957}} = \frac{167}{167} = 1 \quad (2.7)$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1957, так как его коэффициенты ближе к единице.

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

Корректировка расхода:

Требуется дополнительная корректировка расходов маловодного года при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен оставаться 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). Результаты корректировки представлены в таблицах 2.1, 2.2, 2.3. Гидрограф реки Уфа на рисунке 2.2.

Таблица 2.1 - Маловодный год ( $P=90\%$ ) без приведения

Месяцы	Расходы в расчетном маловодном году 1978 ( $P=90\%$ ), м <sup>3</sup> /с												Qср год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Исх	110	107	107	436	739	503	218	256	190	206	259	172	275
$k$ кор	0,68	0,68	0,68	1,12	1,12	1,12	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	
$Q_{90\%}$	75	73	73	487	825	562	149	175	130	141	177	118	249

Таблица 2.2 - Маловодный год ( $P=90\%$ ) с приведением, с корректировкой

Месяцы	Расходы маловодного года ( $P=90\%$ ) с корректировкой												Qср год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	2	-4	-6	292	69	455	190	12	46	96	37	20	
$\Delta Q_{90\%}$	10	-4	-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{90\%}$ кор	85	69	67	487	825	562	149	175	130	141	177	118	249

Средневодный 1957 год не нуждается в корректировке, т.к. его коэффициент по половодью равен единице.

Таблица 2.3 - Средневодный год ( $P=50\%$ ) без приведения

Месяцы	Расходы в расчетном средневодном году 1957 ( $P=50\%$ ), м <sup>3</sup> /с												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср год
Исх.	77	69	67	779	894	1017	339	187	176	237	214	138	350

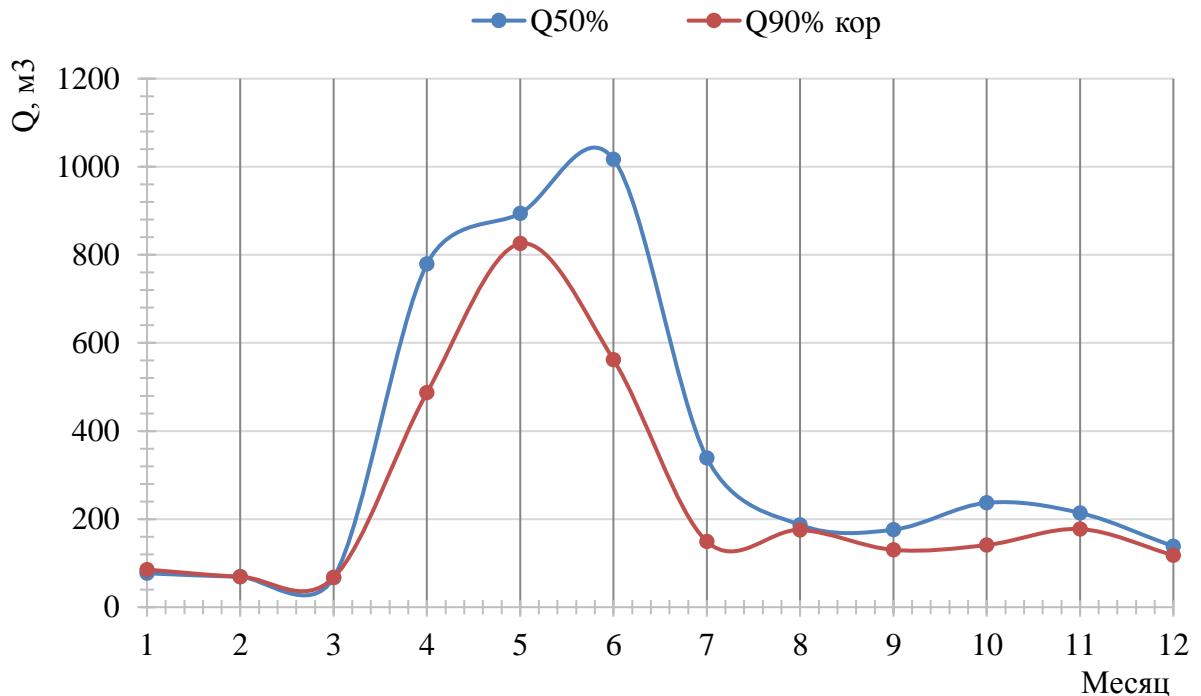


Рисунок 2.2 - Гидрографы маловодного и средневодного года

## 2.2 Определение установленной мощности на основе одноэнергетических расчётов

### 2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея, расчётный гидрограф маловодного года, требования водохозяйственного комплекса и потери воды из водохранилища, требуется определить среднемесячные мощности Уфимской ГЭС.

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

$$Q_{\text{п.б}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\phi}^t - Q_{\text{л}}^t, \quad (2.8)$$

Где:

$t$  – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$  - среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.3);  
 $Q_{\text{п}}^t, Q_{\text{и}}^t, Q_{\phi}^t, Q_{\text{л}}^t$  – потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

Напор на турбину определяется с учётом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимаем равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.9)$$

Где:  $k_N$  – коэффициент мощности, формула (1.1);  
 $Q^t$  – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.17) или расход ВХК);  
 $H^t$  – напор, соответствующий расчётному расходу.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (август). Под регулирование попали 4 месяца. Все остальные месяцы работаем с мощностью равной мощности ВХК.

## 2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водноэнергетического расчёта (далее - ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО)), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $\nabla\text{НПУ} = 163,8 \text{ м}$  и  $V_h = 8,8 \text{ км}^3$ .

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}}^t = Q_{\text{п.б}}^t - Q_{\text{вдх}}^t, \quad (2.10)$$

Где:  $Q_{\text{п.б}}^t$  – по формуле (2.8);  
 $Q_{\text{вдх}}^t$  – расход воды из водохранилища.

Величиной  $Q_{\text{вдх}}^t$  варьируем для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища –  $Q_{\text{вдх}}^t$  имеет знак «минус».

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерю воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_{\text{НБ}}^t = Q_{\text{ГЭС}}^t + Q_{\phi}^t. \quad (2.11)$$

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{\text{вдх}}^t \cdot t, \quad (2.12)$$

Где:  $t$  – число секунд в месяце равное 259200 с.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объёма воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.2).

Принимаем следующее допущение – расход в течении месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течении месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (таблица 1.2), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h, \quad (2.13)$$

Где:  $z_{\text{ВБ.ср}}^t$  – среднее значение отметки ВБ;

$z_{\text{НБ}}^t$  – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;

$\Delta h$  - потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.14)$$

Где:  $Q^t$  – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.11);

$H^t$  – напор на турбине, найденный по формуле (2.13).

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$N_{\text{гар}} = 73 \text{ МВт};$

– уровень мёртвого объёма

$V_{УМО} = 157,5 \text{ м};$

– полезный объём водохранилища

$V_{\text{полезный}} = 0,9 \text{ км}^3;$

– коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мл}}} = \frac{0,9}{1,57} = 0,57; \quad (2.15)$$

– график сработки-наполнения водохранилища представлен на плакате «ИВЭ». Результаты расчёта баланса энергии представлены в таблице 2.4 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.4- Данные для построения баланса энергии

t, мес.	Pср, МВт	Nсущ. гэс, МВт	Nбыт, МВт	Nвхк, МВт
1	3069	81	15	23
2	2988	74	14	23
3	2846	67	14	23
4	2683	67	87	40
5	2542	61	152	40
6	2460	54	104	40
7	2460	54	28	44
8	2541	61	33	44
9	2682	67	24	44
10	2845	67	27	46
11	2987	74	36	23
12	3069	81	24	23

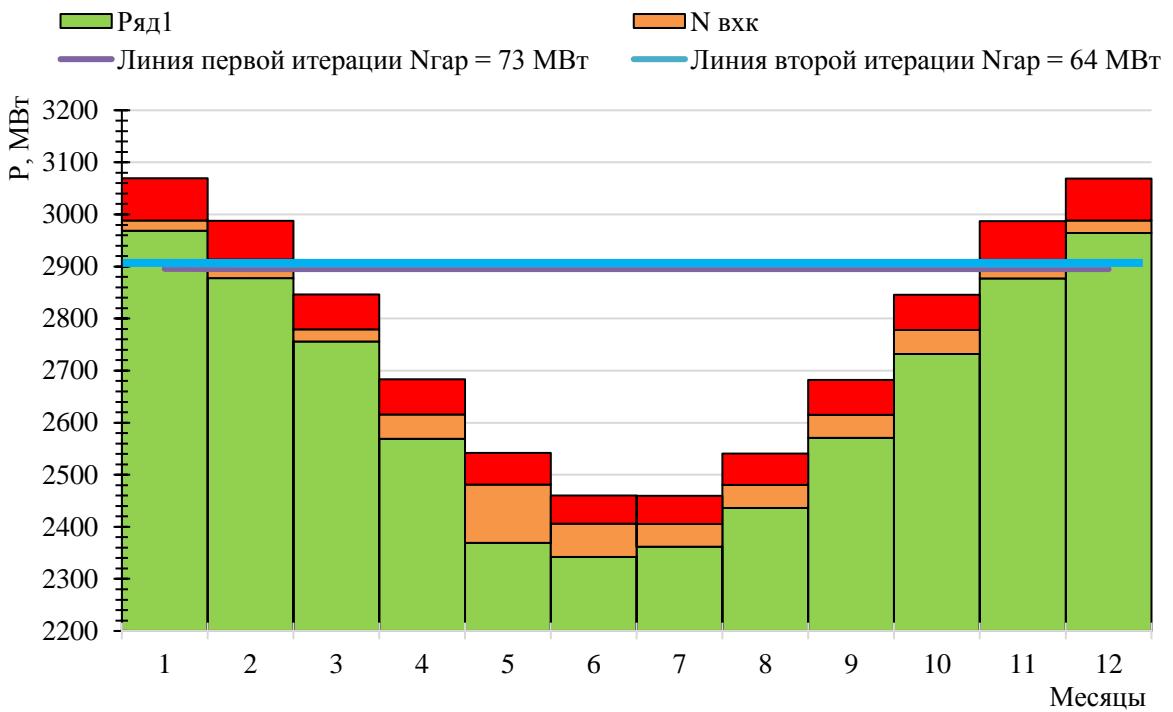


Рисунок 2.3 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей

### 2.2.3 Определение рабочей мощности ГЭС и построение интегральных кривых нагрузок

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанций: Павловской ГЭС и проектируемой Уфимской ГЭС. Выработку существующих ГЭС берём из исходных данных. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок. Чтобы вписать проектируемую ГЭС, разделим Павловскую ГЭС на 2 части, и впишем Уфимскую ГЭС.

Январь:

$$N_{\text{База}} = \frac{8,8 \cdot Q_{\text{сан.попуск.}} \cdot H_{\text{янв.}}}{1000} = 17 \text{ МВт} \quad (2.16)$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000} = 0,42 \text{ млн. КВт} \cdot \text{Ч} \quad (2.17)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}} = 1,12 \text{ млн. КВт} \cdot \text{Ч} \quad (2.18)$$

На ИКН проводим линию  $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$ , и определяем значение:  $N_{\text{Пик}} = 60 \text{ МВт}$   
По полученным значениям определяем рабочую мощность:

$$N_{\text{Раб.}} = N_{\text{База}} + N_{\text{Пик}} = 77 \text{ МВт} \quad (2.19)$$

Июнь:

$$N_{\text{База}} = \frac{8,8 \cdot Q_{\text{сан.попуск.}} \cdot H_{\text{июнь}}}{1000} = 17 \text{ МВт} \quad (2.20)$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000} = 0,42 \text{ млн. КВт} \cdot \text{Ч} \quad (2.21)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}} = 1,12 \text{ млн. КВт} \cdot \text{Ч} \quad (2.22)$$

На ИКН проводим линию  $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$ , и определяем значение:  $N_{\text{Пик}} = 45 \text{ МВт}$   
По полученным значениям определяем рабочую мощность:

$$N_{\text{Раб.}} = N_{\text{База}} + N_{\text{Пик}} = 62 \text{ МВт} \quad (2.23)$$

#### 2.2.4 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС и баланс мощности

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

Были рассмотрены режимы наполнения водохранилища по мощностям в период наполнения в средневодном году, а также работа по режиму уровня в расчётном маловодном году. В итоге из двух методов взяли тот, где среднемноголетняя выработка больше.

По данным режимам была рассчитана выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки. В конечном итоге выработка в режиме по мощностям оказалась больше. График сработки и наполнения представлен на рисунке 2.4.

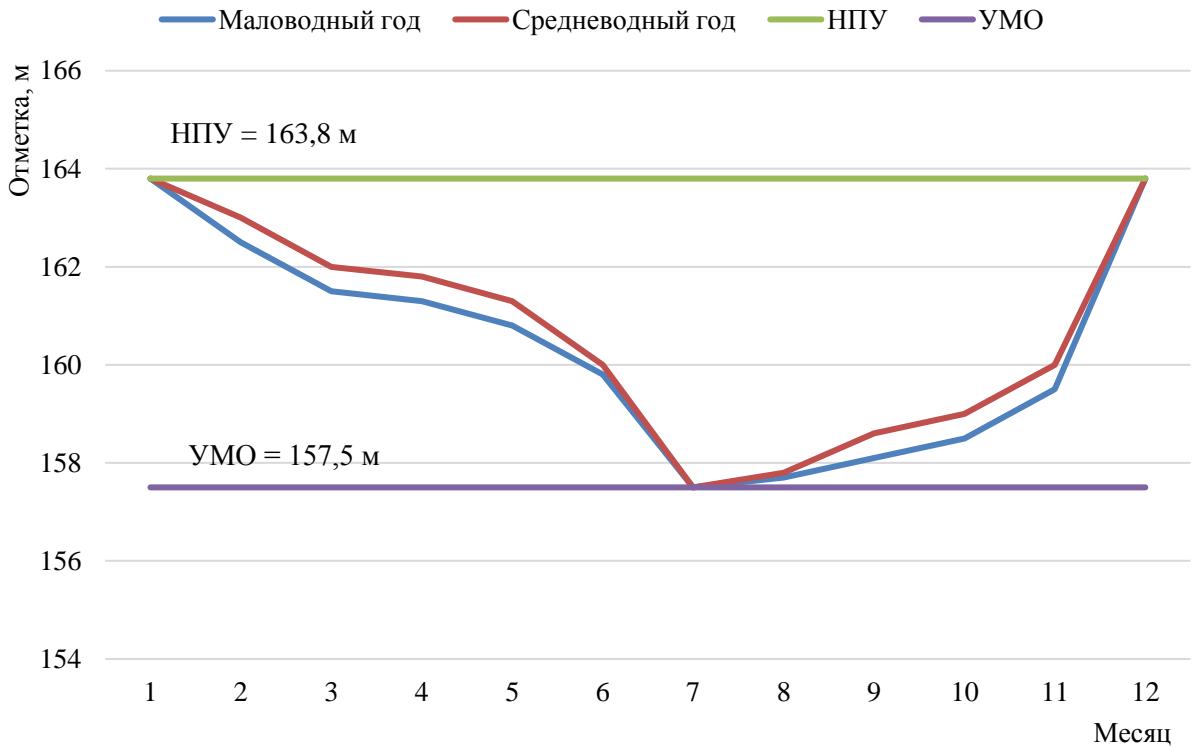


Рисунок 2.4 - График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном и маловодном годах

Среднемноголетняя выработка

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{мн}} = 500,6 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.24)$$

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 3%  $P_t^{\max}$ , аварийный резерв составляет 7 % от  $P_t^{\max}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемый ГЭС, на существующих ТЭЦ. Аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.25)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 79 \text{ МВт} \quad (2.26)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{TЭС}} + N_{\text{а.п.}}^{\text{TЭС}} + N_{\text{н.п.}}^{\text{TЭС}} \quad (2.27)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{81}{6} = 18 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.28)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{79}{6} = 13 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.29)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{TЭС}} = \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{TЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 125 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.30)$$

Баланс мощности энергосистемы представлен в таблице 2.5 и на рисунке 2.5.

Таблица 2.5 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Существующие ГЭС			Проектируемая ГЭС			Существующие ТЭЦ			
	Pсист. Max	N н.р.	N а.п.	N раб.	N н.р.	N рем.р.	N раб.	N н.р.	N рем.р.	N раб. Max	N н.р.	N рем.	N а.п.
1	3242	97	227	81	2		159	5		3003	90		210
2	3155	95	221	74	2		152	5		2929	88		205
3	3003	90	210	67	2		144	4	27	2792	84		195
4	2828	85	198	67	2		141	4		2619	79		183
5	2676	80	187	61	2		135	4		2480	74	572	174
6	2588	78	181	54	2		127	4		2407	72	668	168
7	2587	78	181	54	2		128	4	27	2406	72	668	168
8	2675	80	187	61	2		136	4		2478	74	572	173
9	2827	85	198	67	2		141	4		2618	79		183
10	3002	90	210	67	2	14	143	4		2792	84		195
11	3154	95	221	74	2		150	5		2930	88		205
12	3242	97	227	81	2		159	5		3002	90		210

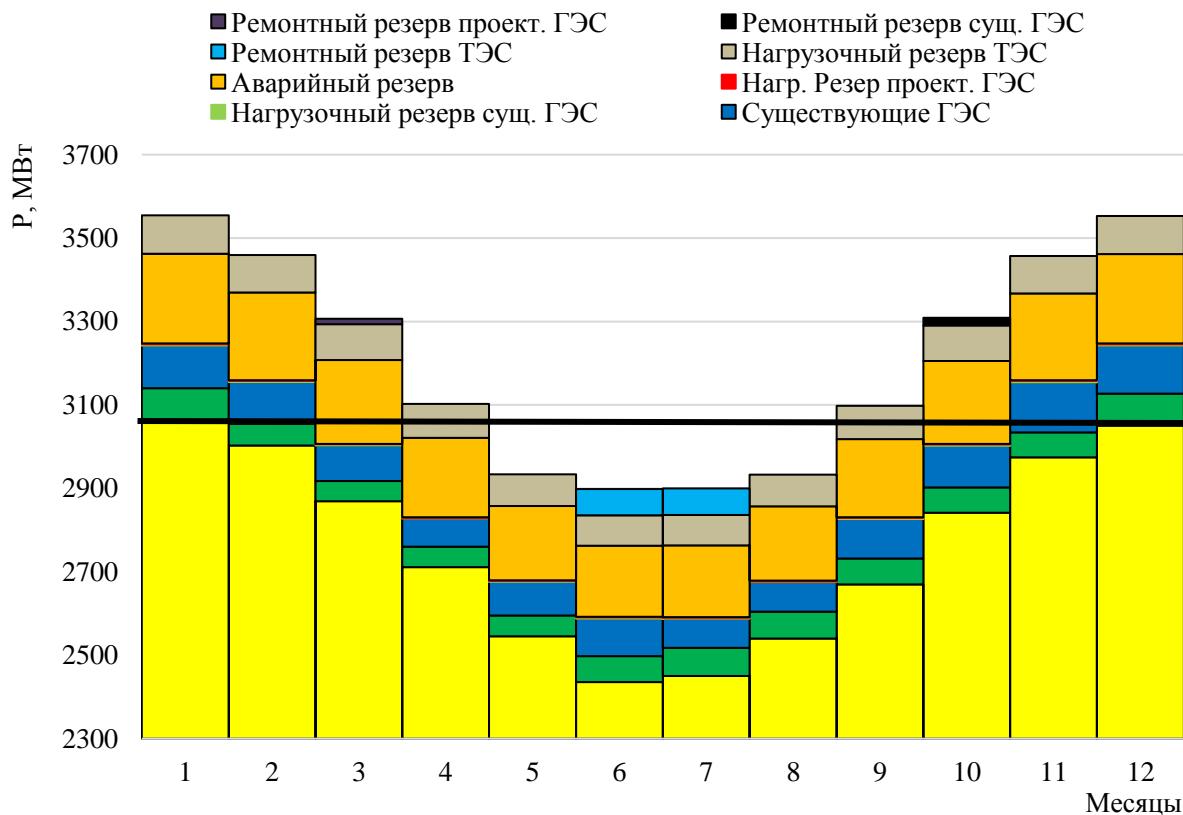


Рисунок 2.5 - Баланс мощности

Далее, для построения режимного поля необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

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

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

$$N_{\text{уст,расч}} = k_N \cdot H_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}, \quad (2.31)$$

Где:  $k_N = 8,8$  – коэффициент мощности.

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

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\max} \cdot \sqrt{\frac{H_{\text{ГЭС}}}{H_{\text{расч}}^N}}, \quad (2.32)$$

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

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу (рисунок 2.6), мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов (таблица 2.6):

Таблица 2.6- Расчет режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия огр. Нуст		Линия огр. проп. Спос.. ГЭС		Линия огр. по Qсан.	
Qнб, м <sup>3</sup> /с	Zнб, зима	Hнпу, м	Hумо, м	Hzb61(p)	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	135	29,45	23,09	25,80	21,5	274,8	18	250,58	30	52,5
26	135,98	28,47	22,11	24,82	22,5	262,6	19	257,45	27	52,5
52	136,60	27,85	21,49	24,20	23,5	251,5	20	264,14	20	52,5
78	137,04	27,41	21,05	23,76	24,5	241,2	21	270,66		
105	137,41	27,04	20,68	23,39	25,5	231,7	21,5	273,86		
131	137,77	26,68	20,32	23,03	26,5	223,0				
157	138,12	26,33	19,97	22,68						
183	138,46	25,99	19,63	22,34						
209	138,76	25,69	19,33	22,04						
235	139,01	25,44	19,08	21,79						
262	139,20	25,25	18,89	21,60						
288	139,37	25,08	18,72	21,43						
314	139,59	24,86	18,50	21,21						
340	140	24,45	18,09	20,80						

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{max} = 28$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу  $Q_{min} = Q_{сан.попуск.} = 52,5 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- расчётный напор  $H_{расч} = 21,7$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор  $H_{min} = 19$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

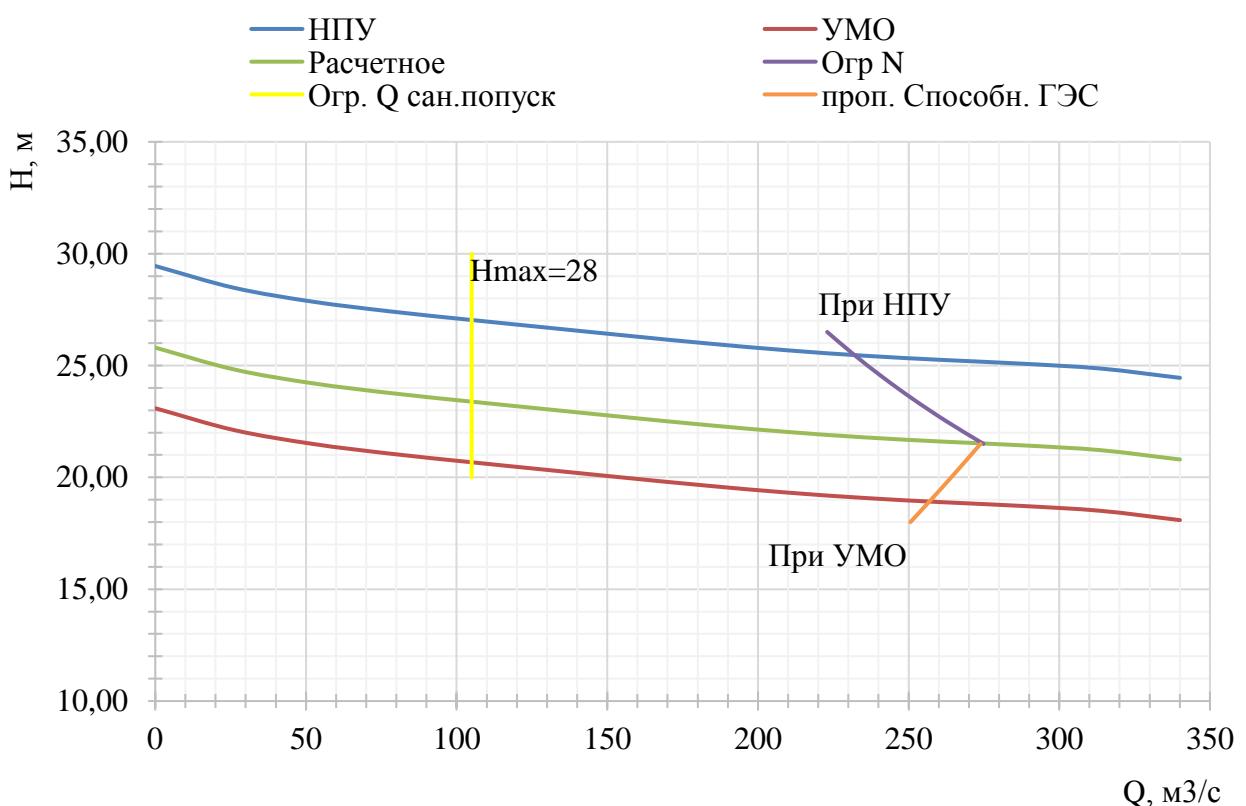


Рисунок 2.6 - Режимное поле Уфимского водохранилища

### 3 Выбор основного энергетического оборудования Уфимской ГЭС

#### 3.1 Выбор системы и типа гидротурбины

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

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

Таблица 3.1 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ30а-В	ПЛ30б-В
$H_{\text{пред}}, \text{м}$	30	30
$H_{\min}/H_{\max}$	0,50	0,50
$n'_{I \text{ опт}}, \text{об/м}$	126	130
$Q'_{I \text{ опт}}, \text{л/с}$	890	1270
$\eta_{M \text{ опт}}$	0,912	0,911
$Q'_{I \text{ max}}, \text{л/с}$	1950	1900
$\sigma(Q'_{I \text{ max}})$	1,0	1,0
$D_{I m}, \text{м}$	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{м}$	4	8
$t_{\text{мод}}, ^{\circ}\text{C}$	5	21

#### 3.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров  $D_1$  [3.1]. Произвели расчёты следующих параметров:

КПД натурной турбины

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1 \text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.1)$$

Где:  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Принимается для ПЛ и

ПЛД:  $\varepsilon = 0,75$ ; для РО:

$$\varepsilon = \begin{cases} 0,25 + 0,5 \cdot \frac{Q'_{I_{\text{р.т.}}}}{Q'_{I_{\text{опт}}}} & \text{при } Q'_{I_{\text{р.т.}}} < Q'_{I_{\text{опт}}}, \\ 0,75 & \text{при } Q'_{I_{\text{р.т.}}} > Q'_{I_{\text{опт}}} \end{cases}, \quad (3.2)$$

Где:  $Q'_{I_{\text{р.т.}}}$  – приведенный расход в расчётной точке;

$Q'_{I_{\text{опт}}}$  – приведенный расход в точке оптимума;

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

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

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

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

Принимается в нашем случае ( $10^{\circ}\text{C}$ )  $\nu_h = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ ;

$\nu_{\text{мод}}$  – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины.

Выбирается по таблице 3.2, с учетом температуры для модели ( $t_{\text{мод}}$  Таб. 3.1).

Таблица 3.2 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

$t, ^\circ\text{C}$	0	5	10	15	20	25	30	35
$\nu \cdot 10^6, \text{ м}^2/\text{с}$	1,79	1,51	1,30	1,14	1,01	0,90	0,81	0,74

Мощность агрегата в расчётной точке

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.3)$$

Где:

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

$\eta_T$  – КПД натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора. Принимается в нашем случае  $\eta_G = 0,97$ ;

Количество агрегатов

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.4)$$

Где:

$N_{уст}$  – установленная мощность гидроузла в кВт;

$N'_{агр}$  – мощность гидроагрегата в расчётной точке;

Потребуется окружление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ( $Z'_{агр}$ ), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ( $N'_{агр}$ ). С помощью формулы 3.5:

$$N'_{агр} = \frac{N_{уст}}{Z'_{агр}} \quad (3.5)$$

Поправка КПД

$$\delta = \frac{\eta_t}{\eta_m}, \quad (3.6)$$

Где:

$\eta_t$  – КПД натурной турбины;

$\eta_m$  - КПД модельной турбины;

Частота вращения турбины

$$n' = \frac{n'_{I,p} \sqrt{\delta \cdot H_p}}{D_1} \quad (3.7)$$

Где:

$n'_{I,p}$  - приведенная частота вращения модельной гидротурбины расчётной точке;

$\delta$  – поправка на КПД;

$H_p$  – расчётный напор натурной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда.

Приведенные частоты вращения

$$n'_{I,max} = \frac{n'_{синх} D_1}{\sqrt{\delta \cdot H_{min}}} \quad (3.8)$$

$$n'_{I,расч} = \frac{n'_{синх} D_1}{\sqrt{\delta \cdot H_{расч}}} \quad (3.9)$$

$$n'_{I \text{ mix}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\delta \cdot H_{max}}} \quad (3.10)$$

Произведения приведённого расхода в расчётной точке на КПД

$$Q'_p \cdot \eta_t = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_r} \quad (3.11)$$

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

$$Q'_{max} \cdot \eta_t = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_r} \quad (3.12)$$

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

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_{max}$  – максимальный напор натурной турбины;

$\eta_r$  – КПД генератора;

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.

Рассчитанные по формулам 3.1-3.12 параметры для различных диаметров натурных турбин ПЛ30а-В и ПЛ30б-В представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбин

	ПЛ30а-В				ПЛ30б-В			
D1	5,3	5,6	6	6,7	5,3	5,6	6	6,7
КПД.турб	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
N'агр, кВт	43700,8	48812,8	56070,3	69985,3	44940,6	50201,3	57670,3	71992,6
z'a, шт	3,8	3,4	2,9	2,3	3,6	3,3	2,8	2,3
z a, шт	4,0	4,0	3,0	3,0	4,0	4,0	3,0	3,0
Nагр, кВт	41000,0	41000,0	54666,7	54666,7	41000,0	41000,0	54666,7	54666,7
d1	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
nc'	113,4	107,3	100,2	89,8	116,4	110,2	102,9	92,2
nсинхр	115,4	107,1	100,0	93,8	125,0	115,4	107,1	93,8

Продолжение таблицы 3.3

n расч	128,3	125,7	125,7	131,6	139,5	136,1	135,3	132,2
n max	112,9	110,7	110,7	115,9	122,8	119,8	119,1	116,4
n min	137,1	134,4	134,4	140,7	149,1	145,4	144,6	141,3
Q·КПД р	1,5	1,4	1,6	1,3	1,5	1,4	1,6	1,3
Q·КПДт	1,0	0,9	1,1	0,9	1,0	0,9	1,1	0,9

### 3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы:

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S \quad (3.13)$$

Где:

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты 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  $H_{\text{max}}$  и номинальной мощности;
- для расчетного напора  $H_{\text{расч}}$  и номинальной мощности;
- для минимального напора  $H_{\text{min}}$  и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma H - \Delta H_S + \Delta Z_{x, \text{пл}}, \quad (3.14)$$

Где:

$\Delta H_S$  – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антакавитационный 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:

$$\Delta Z_{x \text{ пл}} = 0,$$

Для РО и ПЛД турбин:

$\Delta Z_{x \text{ пл}} = B_0/2$ . Здесь  $B_0$  – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитана с модели по формуле:

$$B_0 = B_{0\text{мод}} \cdot \frac{D_1}{D_{1\text{мод}}} \quad (3.15)$$

Все рассчитанные параметры приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Рассчитанные параметры

Max				Zрк			Q нат.	отм. НБ	отм. НБ	отм. НБ
	ПЛ30а, D=5,6	Hs	-1,44	139,36	1,04	м3/с	457	140,8	140,8	140,8
	ПЛ30а, D=6,7	Hs	-0,32	141,48	0,96	м3/с	603	141,8	141,8	141,8
	ПЛ30б, D=5,6	Hs	2,20	143,00	1,02	м3/с	448	140,8	140,8	140,8
	ПЛ30б, D=6,7	Hs	2,76	144,56	0,97	м3/с	610	141,8	141,8	141,8
Расч				Zрк			Q нат.	отм. НБ	отм. НБ	отм. НБ
	ПЛ30а, D=5,6	Hs	-4,49	136,71	1,52	м3/с	517	141,2	141,2	141,2
	ПЛ30а, D=6,7	Hs	-3,51	138,49	1,43	м3/с	696	142	142	142
	ПЛ30б, D=5,6	Hs	-1,99	139,21	1,52	м3/с	517	141,2	141,2	141,2
	ПЛ30б, D=6,7	Hs	-0,47	141,53	1,4	м3/с	682	142	142	142
Min				Zрк			Q нат.	отм. НБ	отм. НБ	отм. НБ
	ПЛ30а, D=5,6	Hs	-2,00	138,50	1,43	м3/с	426	140,5	140,5	140,5
	ПЛ30а, D=6,7	Hs	-2,19	139,41	1,37	м3/с	584	141,6	141,6	141,6
	ПЛ30б, D=5,6	Hs	0,09	140,79	1,465	м3/с	436	140,7	140,7	140,7
	ПЛ30б, D=6,7	Hs	1,61	143,11	1,35	м3/с	576	141,5	141,5	141,5

Таким образом, после проведённого анализа всех возможных диаметров рабочих колёс наиболее оптимальный вариант – турбина ПЛ30б-В  $D_1 = 6,7$  м.

### 3.4 Расчёт и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата.

Бетонные спиральные камеры имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические камеры с круглыми сечениями.

Поток проходящий через спиральную камеру задан тремя главными условиями:

1. Обеспечение равномерного распределения расхода по окружности направляющего аппарата.

2. Обеспечение одинаковой загрузки потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.

3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть подобраны так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

По чертежу проточной части модельной гидротурбины были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 6,7 = 2,51 \text{ м} \quad (3.16)$$

Угол охвата:

$$\varphi_0 = 187^\circ 30' \quad (3.17)$$

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 2,51 + 0,02 = 2,53 \text{ м} \quad (3.18)$$

Основные размеры статора для  $D_1 = 6,7 \text{ м}$ :

После определения основных размеров произведен расчет спиральной камеры

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 2,53 + 2 \cdot 0,35 = 2,03 \text{ м} \quad (3.19)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимается по графику  $v_{bx} = f(H_p)$  (Рисунок 3.1), откуда  $v_{bx} = 3,4 \text{ м/с}$ .

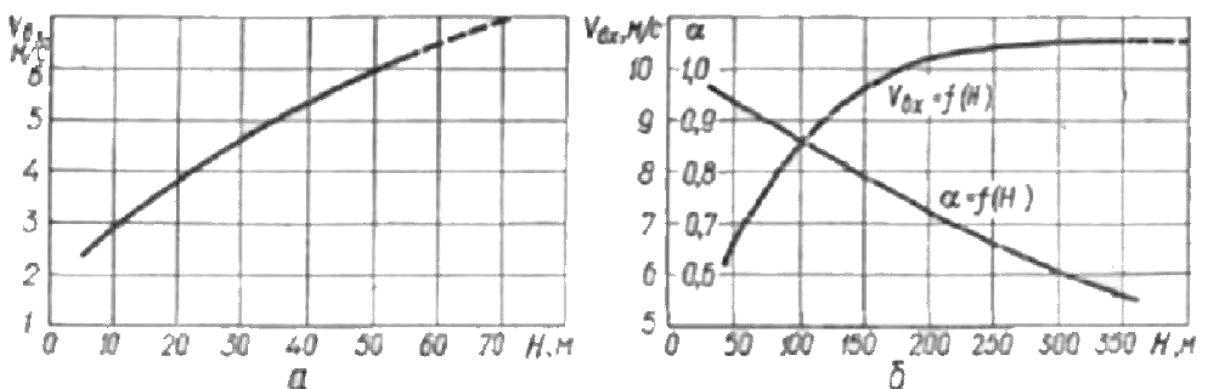


Рисунок 3.1 – Рекомендуемые значения скорости и скоростного коэффициента во входном сечении спиральной камеры:  
а – осевые турбины; б – радиально-осевые турбины.

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 275,46 \cdot \frac{187,5^\circ}{360^\circ} = 143,31 \text{ м} \quad (3.20)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$\begin{aligned} F_{\text{вх}} &= b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a)b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ = \\ &= 2,51(4,37 - 4,55) + (11,14 - 4,37)13,4 - \\ &- \frac{(13,4 - 2,51)^2}{2} \tan 15^\circ = 41,54 \text{ м} \end{aligned} \quad (3.21)$$

Отсюда находим:

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 6,77 \text{ м} \quad (3.22)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом. ГУХ турбины представлен в приложении Б, на рисунке Б.1.

### 3.5 Выбор типа серийного генератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных сайта онлайн электрик, серийных типов по значению его номинальной мощности и синхронной частоты вращения. Данные генератора приведены в таблице 3.5.

Требуемая номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{тр. ном}} = \frac{N'_{\text{агр}}}{\cos \varphi} \quad (3.23)$$

Где:  $N'_{\text{агр}}$  – уточненная мощность гидроагрегата;  
 $\cos \varphi = 0,8 \div 0,9$  в нашем случае назначаем  $\cos \varphi = 0,9$ .

Таким образом:

$$S_{\text{тр. ном}} = \frac{N'_{\text{агр}}}{\cos \varphi} = \frac{54,6}{0,9} = 60,6 \text{ МВА} \quad (3.24)$$

Требуемая синхронная частота вращения:

$$n_c = 93,8 \text{ об/мин}$$

С помощью источника выбран гидрогенератор ВГС-980/175-64.

Таблица 3.5 – Данные гидрогенератора

Тип	ВГС-980/175-64
$S_{\text{ном}}$ , МВА	60,6
$P_{\text{ном}}$ , МВт	54,54
$\cos \varphi$	0,9
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10
$n_{\text{ном}}$ , об/мин	93,8
$n_{\text{уг}}/n_{\text{нок}}$	2
ОКЗ	1,14
$xd''$	0,33
$xd'$	0,37
$xd$	1,15
КПД, %	98
$J, \text{ т} \cdot \text{м}^2 \cdot 0,25$	5100
Масса общая, т	520
Диаметр статора, мм	9800
Высота, мм	1750
Исполнение	Подвесной

## 4. Расчёт деталей и узлов гидротурбины

### 4.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчёт вала на прочность производен с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{kp}}{[\tau_{dop}]} \right)^{0,33} \quad (4.1)$$

Где:  $[\tau_{dop}] = 30 \div 35 \text{ МПа}$  (33 МПа);

$M_{kp}$  – крутящий момент:

$$M_{kp} = \frac{0,00974 \cdot N'_{agr}}{n_c} = \frac{0,00974 \cdot 54667}{93,8} = 5,67 \text{ МПа} \quad (4.2)$$

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{kp}}{[\tau_{dop}]} \right)^{0,33} = D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{5,67}{33} \right)^{0,33} = 0,957 \text{ мм} \quad (4.3)$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_B$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000 \text{ мм}$ ),  $D_B = 1000 \text{ мм}$ .

### 4.2 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{rad} = 0,8 \cdot \left( \frac{N'_{agr}}{n_c \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{54667}{93,8 \cdot 6,7} = 69,58 \text{ кН} \quad (4.4)$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки  $d_n$  принят 1,020 мм (на 15-20 мм больше  $D_B$ )

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{yd} = \frac{R_{rad}}{d_n \cdot h_n} \leq [p_{yd}], \text{ кПа} \quad (4.5)$$

Где:  $h_n$  принято 300 мм, при  $D_B \geq 1000 \text{ мм}$ .

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, \text{ кПа} \quad (4.6)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\Pi}}{30}, \text{ м/сек} \quad (4.7)$$

Расчёты:

$$p_{уд} = \frac{69,52}{1020 \cdot 0,3} = 227,2 \text{ кПа}$$

$$U = 3,14 \cdot 93,8 \cdot \frac{1,020}{30} = 10,014 \text{ м/сек}$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot 10,014 = 290 \text{ кПа}$$

Условие  $p_{уд} \leq [p_{уд}]$  соблюдено.

Расчёт сегментного подшипника:

$$h_n = 300 \text{ мм}$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8$$

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)}, \text{ кН} \quad (4.8)$$

Где:

$$\alpha = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}} \quad (4.9)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_n} \leq [p_{уд}], \text{ кПа} \quad (4.10)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{\Pi}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м} \quad (4.11)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U, \text{ кПа} \quad (4.12)$$

Расчёт:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ$$

$$R_1 = \frac{69,58}{1+2\cdot\cos 45^\circ+2\cdot\cos 90^\circ} = 28,82 \text{ кН}$$

$$l_{сегм} = 0,9 \cdot 3,14 \cdot \frac{1,020}{8} = 0,36 \text{ м}$$

$$p_{уд} = \frac{69,58}{0,36 \cdot 0,3} = 644,25 \text{ кПа}$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot 10,14 = 507 \text{ кПа}$$

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

Исходя из условий допустимости, сегментный подшипник не применим в данном случае. Для дальнейшего проектирования принимаем к установке кольцевой подшипник.

#### 4.3 Выбор типа маслонапорной установки

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

По монограмме книги 1 тома Щавелева, подобран следующий тип маслонапорной установки для  $H_{max} = 28$  и  $D_1 = 6,75$ : МНУ 10/1-40-12,5-2

Где: 1,6 – объём гидроаккумулятора;

1 – количество сосудов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см<sup>2</sup>;

12,5 – вместительность сливного бака в м<sup>3</sup>;

2 – количество насосов.

#### 4.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Для поворотно-лопастной турбины выбирается электрогидравлический регулятор с одним регулирующим органом: ЭГРК-100-4 (1983г.):

ЭГРК – электрогидравлический регулятор с электромеханическим комбинатором

100 – диаметр главного золотника

4 - исполнение

## 5 Электрическая часть

### 5.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

#### 5.1.1 Исходные данные

Исходные данные числа и мощности генераторов и системы представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные числа и мощности генераторов и системы

Генераторы			Система		
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$S_{\text{к.з.}}$	Протяжённость линий
шт×МВт	кВ	о.е.	кВ	МВ·А	км
3 × 55	10,5	0,9	110	1500	70

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

### 5.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

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

В энергосистеме республики Башкортостан присутствуют в основном подстанции 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Павловская» 110 кВ с расстоянием 70 км.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, представленные на рисунке 5.1.

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

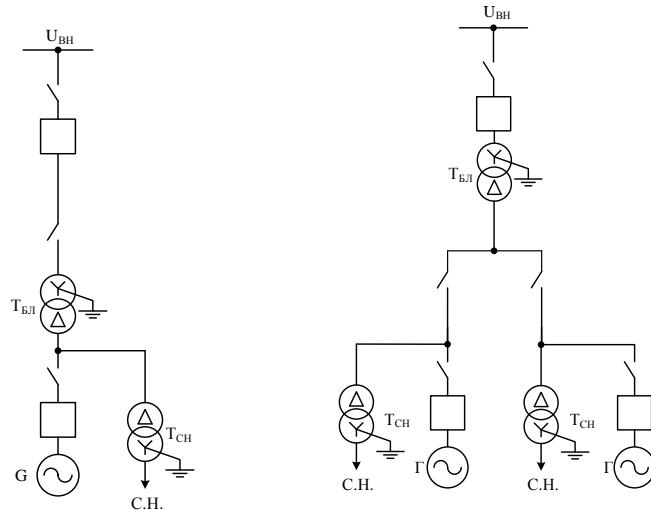


Рисунок 5.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

### 5.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 5.3.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор ВГС-980/175-64 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора ВГС-980/175-64 представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Паспортные данные генератора ВГС-980/175-64

Номинальная мощность, МВ·А		U <sub>Г ном</sub> , кВ	cos φ <sub>Г</sub> , о.е.	η	Индуктивные сопротивления		
S <sub>Г ном</sub>	P <sub>Г ном</sub>				x <sub>d</sub> ''	x <sub>d</sub> '	x <sub>d</sub>
60,6	54,54	10,5	0,9	98	0,33	0,37	1,15

#### 5.3.2 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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{54,54 - 60,6 \cdot 0,01}{0,9} = 59,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (5.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор

ТД-63000/110-У1. Каталожные данные приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Каталожные данные трансформатора ТД-63000/110-У1

$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_H$ , кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
	$U_{BH}$	$U_{HH}$				
63	121	10,5	10,5	245	35	0,25

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

$$\begin{aligned} \tau &= \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 2405 \text{ ч/год} \end{aligned} \quad (5.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_b, \quad (5.3)$$

Где:  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;  
 $T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 $\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;  
 $T_b = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,035 \cdot 8729 = 305,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.4)$$

Где:  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_h = \frac{\Delta P_k}{n_t} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{t \text{ nom}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,265}{1} \cdot \left( \frac{64,7}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 533,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для трех трансформаторов:

$$I_{\text{пот}(1)} = (\Delta W_{xx} + \Delta W_h) \cdot T_{\max} \cdot \gamma_0, \quad (5.6)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного  $\text{МВт} \cdot \text{ч}$  электроэнергии.

$$I_{\text{пот}(1)} = (305,5 + 533,2) \cdot 4000 \cdot 0,9 = 3700,368 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для 3 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 3 \cdot 3700,368 = 11101,104 \text{ тыс. руб./год.}$$

### 5.3.3 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 т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\Gamma \text{ nom}} - P_{c.h.})}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 2 \cdot \frac{(55 - 60,6 \cdot 0,01)}{0,9} = 179,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (5.7)$$

Где:  $P_{c.h.}$  – активная нагрузка собственных нужд,  $\text{МВт}$ .

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ 200000/110 У1. Каталожные данные приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 200000/110 У1

$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_H$ , кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
	$U_{BH}$	$U_{HH}$				
200	121	10,5	11,5	550	90	0,35

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

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (5.8)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (5.9)$$

Где:  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;  
 $T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 $\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;  
 $T_{\text{в}} = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,19 \cdot 8729 = 785,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.10)$$

Где:  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,525}{1} \cdot \left( \frac{129,4}{160} \right)^2 \cdot 2405 = 10763,27 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{\text{пот}(1)} = (\Delta W_{\text{хх}} + \Delta W_H) \cdot T_{\max} \cdot \gamma_0, \quad (5.12)$$

Где:  $\gamma_0$  – стоимость одного МВт · ч электроэнергии;

$$I_{\text{пот}(1)} = (785,6 + 10763,27) \cdot 4000 \cdot 0,9 = 8954,5 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для 2 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 2 \cdot 8954,5 = 26863,5 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

### 5.3.4 Выбор трансформаторов СН

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

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от  $S_{\Gamma \text{ном}}$ :

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{S_{\Gamma \text{ном}}}{\cos \varphi_{\Gamma}}. \quad (5.13)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{60,6}{0,85} = 607 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

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

Согласно СТО, должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

По каталогу завода «Трансна» выбираются 3 трансформатора ТСЗ-630/10/6, стоимостью каждый 1589 тыс. руб. Каталожные данные приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-630/10/6

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{kV}$		$U_K, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
0,63	10,5	6	6

Электрическая схема СН Уфимской ГЭС выполнена с двумя ступенями напряжения: 6 кВ и 0,4 кВ.

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{164 - 1,64}{0,9} = 190,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (5.14)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 30 \text{ МВт}; \quad K = 1,4; \quad \cos\varphi_c = 0,85;$$

Где: К – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 330 кВ и выше К = 1, при напряжении 220 кВ – К = 1,2, при напряжении 110 кВ – К = 1,4.

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

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_l = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{чн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{164 - 1,64}{(1,4 \cdot 30 / 0,85)} + 1 = 4,3 \quad (5.15)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_l = 5$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_l \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{164}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,170 \text{ кА.} \quad (5.16)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 170 = 178,5 \text{ А,} \quad (5.17)$$

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

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

По величине расчётного тока для линии напряжением  $U=110\text{kV}$  выбираем провод марки АС – 70/11.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А.}$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_l - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{164}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,213 \text{ кА.} \quad (5.18)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}, \quad 265 \text{ А} > 213 \text{ А}$  следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–70/11 приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Параметры провода марки АС–70/11

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,720	0,280	$2,60 \cdot 10^{-4}$

### 5.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

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

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{c.h.}} + t \cdot K_{opy}, \quad (5.19)$$

Где:  $K_T$  – стоимость силового трансформаторов (27000 тыс.руб.);

$K_{T_{c.h.}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (1830тыс.руб.);

$K_{opy}$  – стоимость ячейки ОРУ;

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек ОРУ (для схем с 2СШ предусматривается  $k+2$ )

Стоимость одной ячейки ОРУ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{opy} = 19210 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 3 \cdot 27000 + 3 \cdot 1830 + 6 \cdot 19210 = 346294 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 54000 + 3 \cdot 1830 + 5 \cdot 19210 = 292423 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$Z_i = E_h \cdot K_i + I_i, \quad (5.20)$$

Где:  $E_h = 0,15$  – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по

формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 346294 + 22202,208 = 74146,308 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 292423 + 26863,5 = 70726,95 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (5.21)$$

$$P = \frac{74146,308 - 70726,95}{74146,308} \cdot 100\% = 4,62\%.$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равносценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками, представленный на рисунке 5.2.

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

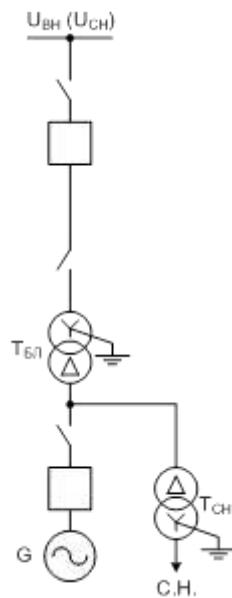


Рисунок 5.2 – Схема с одиночными блоками.

## 5.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–110 кВ: 9 (3 ВЛЭП 110 кВ, 6 блоков). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими и обходной системой шин. Выбранная схема РУ – 110 кВ представлена на рисунке 5.3.

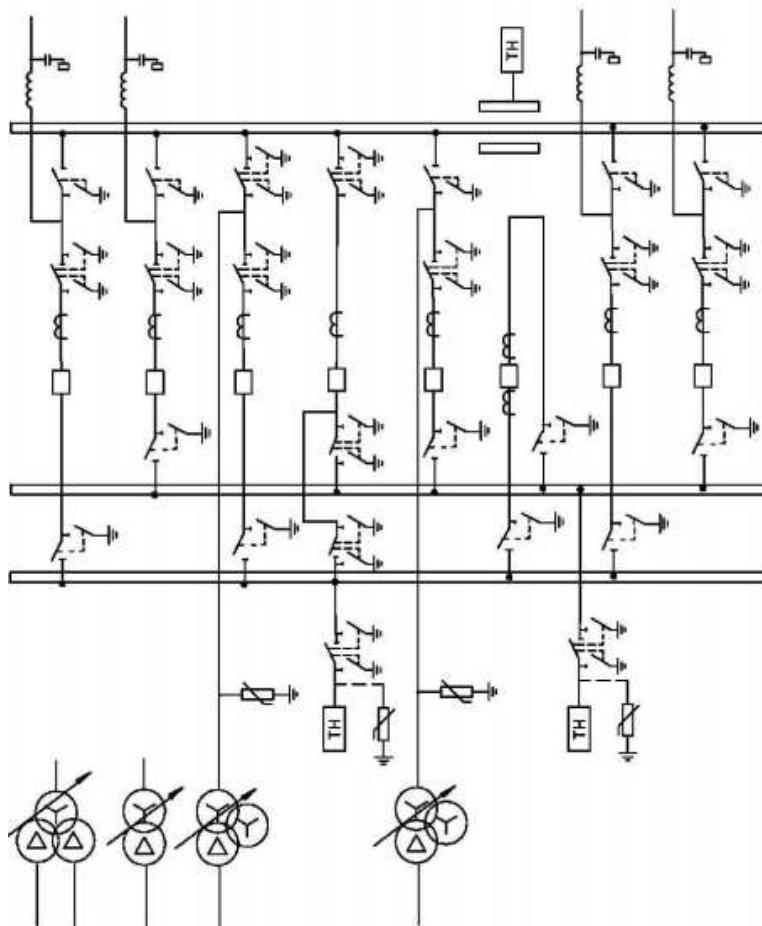


Рисунок 5.3 – Схема РУ ВН 110 кВ: 2 СШ с ОШВ

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

### 5.7.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,33 \cdot \frac{10,5^2}{60,6} = 0,6 \text{ Ом}, \quad (5.22)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_6 = 1,13 \cdot 10,5 = 12,865 \text{ кВ}. \quad (5.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{11 \cdot 121^2}{100 \cdot 63} = 24,4 \text{ Ом}. \quad (5.24)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{110^2}{150} = 352,667 \text{ Ом}, \quad (5.25)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 70 = 19,6 \text{ Ом}. \quad (5.26)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_*C \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 121 = 121 \text{ кВ} \quad . \quad (5.27)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{121} = 0,086. \quad (5.28)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,37}{0,045 \cdot 314} = 0,042 \text{ Ом}, \quad (5.29)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом}, \quad (5.30)$$

$$r_l = r_{0,yd} \cdot l = 0,121 \cdot 70 = 10,89 \text{ Ом}, \quad (5.31)$$

$$r_t = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{nom}^2} = \frac{0,265 \cdot 230^2}{60,6^2} = 0,904 \text{ Ом}. \quad (5.32)$$

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

На рисунке 5.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 5.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 5.6 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_nom	G_sh	B_sh	g0	b0
1			y	1	ГГ1			11				
2			y	2	ГГ2			11				
3			y	3	ГГ3			11				
4			y	4	Блок 1			11				
5			y	5	Блок 2			11				
6			y	6	Блок 3			11				
7			y	7	ОРУ			121				
8			y	8	Система			121				

Рисунок 5.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Kт/r
1			Выкл		Выкл	1	4		ГГ1 - Блок 1							
2			Выкл		Выкл	2	5		ГГ2 - Блок 2							
3			Выкл		Выкл	3	6		ГГ3 - Блок 3							
4			Tr-p		Tr-p	4	7		Блок 1 - ОРУ	0,90	24,40					0,087
5			Tr-p		Tr-p	5	7		Блок 2 - ОРУ	0,90	24,40					0,087
6			Tr-p		Tr-p	6	7		Блок 3 - ОРУ	0,90	24,40					0,087
7			ЛЭП		Выкл	7	8		ОРУ - Система	50,40	19,60					

Рисунок 5.5 – Исходные данные по ветвям

	N	Название	N_узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E	I1	dI1	Ia	dia	Ib	db	Ic	dc
1	1	ГГ1	1	0,042	0,600	0,042	0,600	0,042	0,600	11,865	11,389	-85,996	11,389	-85,996	-11,389	-25,996	11,389	34,004
2	2	ГГ2	2	0,042	0,600	0,042	0,600	0,042	0,600	11,865	0,083	-89,095	0,083	-89,095	-0,083	-29,095	0,083	30,905
3	3	ГГ3	3	0,042	0,600	0,042	0,600	0,042	0,600	11,865	0,083	-89,095	0,083	-89,095	-0,083	-29,095	0,083	30,905
4	8	Система	8	32,074	352,667	32,074	352,667	32,074	352,667	230,000	0,347	-77,510	0,347	-77,510	-0,347	-17,510	0,347	42,490

Рисунок 5.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 5.7,5.8,5.9 и сведены в таблицу 5.7.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0	
1		1	7	1ф	7				4,8393	-87,45	4,8393	-87,45	4,8393	-87,45

Рисунок 5.7 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	1					11,5850	-86,02

Рисунок 5.8 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	7	3ф	7					9,7948	-87,47

Рисунок 5.9 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

Таблица 5.7 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	I <sub>п.0</sub>	i <sub>y</sub>
1ф	ОРУ	14,5	20,51
3ф	ГГ	9,79	13085
3ф	ОРУ	11,56	18,02

## 5.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{\text{раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{г,ном}} \quad (5.33)$$

$$I_{\text{раб max}} = 1,05 \cdot 3,56 = 3,738 \text{ кA};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max (РУВН)}} = \frac{S_{\text{г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}}} = \frac{60,6}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0,154 \text{ кA}, \quad (5.34)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_l) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{181,5}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,34 \text{ кA}, \quad (5.35)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_l - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{181,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,51 \text{ кA}. \quad (5.36)$$

## 5.9 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:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с.}}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб, max}}.$$

$$B_{\text{k,норм}} \geq B_{\text{k,расч.}}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-10 и разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 3738 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{n0} = 46,43 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
$i_y = 118,2 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{T,ст}} = 50 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{k,расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 46,42^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 193,9 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 160^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-10:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 46,43 \cdot e^{-0,01/0,035} = 19,08 \text{ кА}. \quad (5.37)$$

$$\frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2}} \cdot 100\% = 41\%$$

$41\% < 45\%$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	AC-M3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении. У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе II по ГОСТ 15150.

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

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением выше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

## 5.10 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-10-1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma,\text{раб}} = 3738 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

## 5.11 Выбор параметров ОРУ

### 5.11.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-110 и разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 5.12. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 110 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 5.13.

Таблица 5.12 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-110	Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 317,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{n0} = 3,74 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_y = 9,5 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{t,\text{ст}} = 31,5 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 5.12

$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{pz}}) =$ $= 9^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 3,24 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$
--	---	--

Таблица 5.13 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 110 кВ на отходящих линиях

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

### 5.11.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-110 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-110-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-110-УХЛ1 представлена в таблице 5.14.

Таблица 5.14 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 317,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-110. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-110 представлены в таблице 5.15.

Таблица 5.15 – Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

В ОРУ 110 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П-110 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

## **6 Релейная защита и автоматика**

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

### **6.1 Перечень защит основного оборудования**

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

#### **На главном генераторе ГГ ВГС-980/175-64:**

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

#### **На силовом трансформаторе блока ТД-63000/110-У1:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
  - Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
  - Резервная максимальная токовая защита;

- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

**На трансформаторе СН ГЭС:**

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

**На линиях электропередачи 110 кВ:**

- Основные защиты:
  - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
  - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
  - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
  - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
  - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

**6.2 Расчёт номинальных токов.**

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{60,6}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3332 \text{ А} \quad (6.1)$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{ cx}}}{K_{\text{ ТТ}}} = \frac{3332 \cdot 1}{4000/5} = 4,17 \text{ А} \quad (6.2)$$

**Для схемы возбуждения с ВГ:**

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{ном},\text{ВГ1}} = \frac{I_{\text{ном,рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \frac{1110}{1,2255} \cdot 192 = 172 \text{ кВА} \quad (6.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 180 кВА.  
Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{ном},2} = \frac{S_{\text{ном},\text{ВГ1}}}{U_{\text{ном,рот}}} = \frac{180}{192} = 937,5 \text{ А} \quad (6.4)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном},2}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{937,5}{1000/5} = 4,69 \text{ А} \quad (6.5)$$

### 6.3 Описание защит и расчет их уставок

#### 6.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{\text{CP}} < 0,2 \cdot I_{\text{H}}$ ) 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:  $I_{\text{ном}} = 3332 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{ТТ}} = 4000/5 \text{ А}$ .

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

$$I_{\text{НБ(H)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{H}}, \quad (6.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ(H)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{H}} = 0,1 \cdot I_{\text{H}}, \quad (6.7)$$

где  $K_{\text{H}} = 2$  - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{\text{CP.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{H}}$ .

2) Коэффициент торможения  $K_{\text{T}}$  определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $K_{\text{T}}$  выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (6.8)$$

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;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_g}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,33} \cdot 3332 = 11410 \text{ А.}$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (6.3):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,02}{0,18} \cdot 11410 = 1141 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (6.9)$$

$$K_T > \frac{1141 \cdot 2}{11410},$$

$$K_T > 0,2,$$

Где:  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;  
 $I_T$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.  
Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .  
3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{*CP}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (6.10)$$

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

$$B \geq \frac{I_{\text{*CP}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (6.11)$$

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

На рисунке 6.1 приведена характеристика тока срабатывания дифференциальной отсечки.

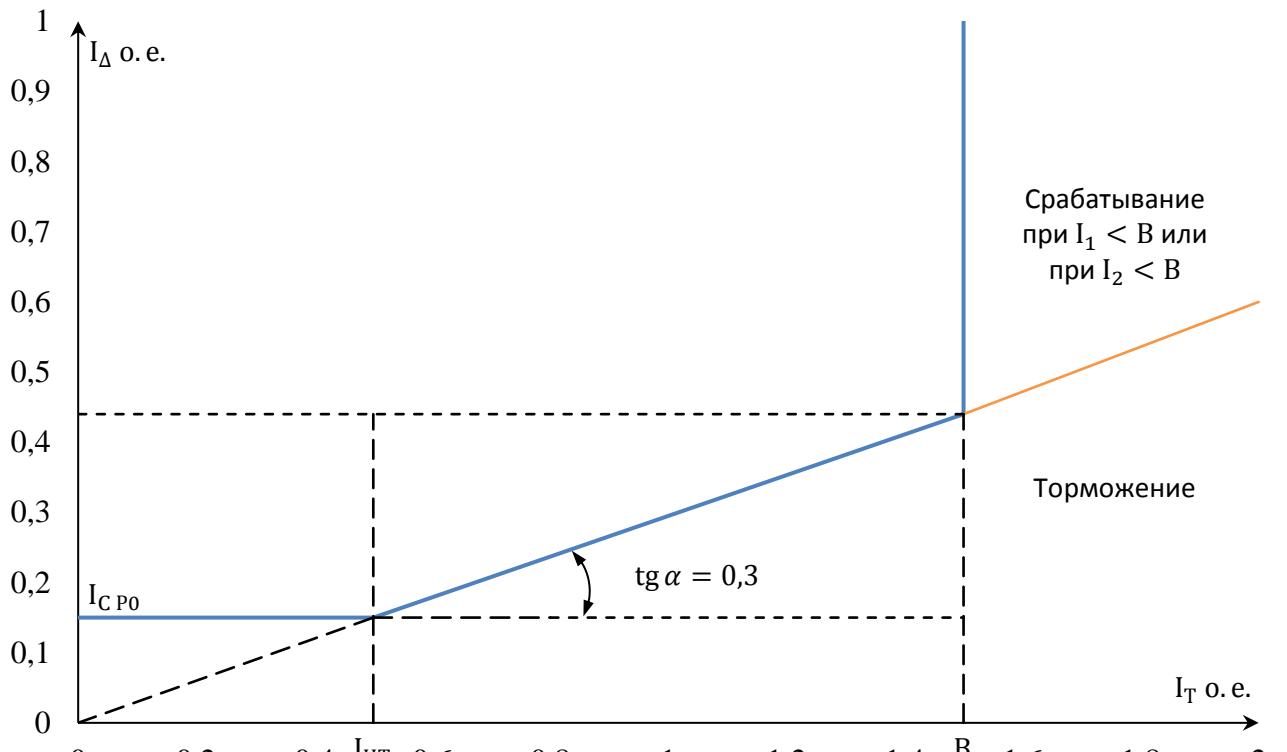


Рисунок 6.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 6.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $UN$ ( $U_0$ ))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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 6.2.

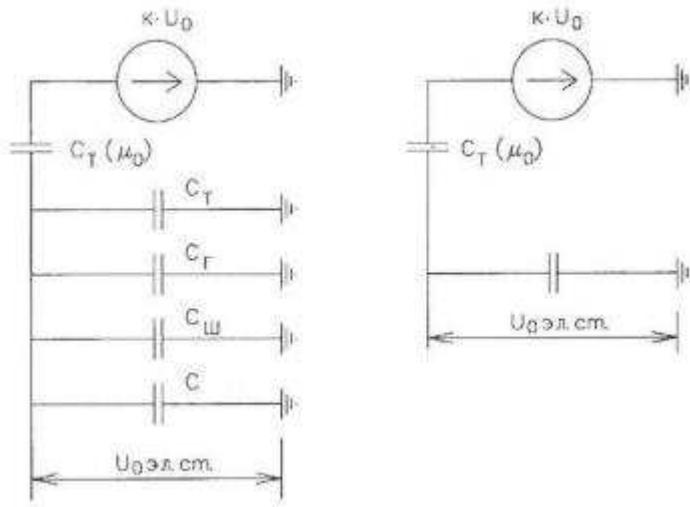


Рисунок 6.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_F$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_W$  – емкость шинопровода по отношению к земле;

$C$  – емкость генераторного выключателя

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

Емкости генератора и генераторного выключателя:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_F + C_W + C_{B\Gamma} = 0,01 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = \\ = 0,97 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (6.12)$$

$$U_{0\text{ эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (6.13)$$

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,  $C_T(\mu_0)$ ;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,29 \text{ кВ}, \quad (6.14)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 5,52 \text{ А}. \quad (6.15)$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 23290 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 0,97} = 119,05 \text{ В}. \quad (6.16)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{TH}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}}, \quad (6.17)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 119,05}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}},$$

$$U_{CP} \geq 1,03,$$

Где:  $K_H = 1,5$  – коэффициент надежности;

$n_{TH}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 5,0 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  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,3 + 2} = 0,303. \quad (6.18)$$

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

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

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

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (6.19)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (6.20)$$

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

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

### **6.3.4 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  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (6.21)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (6.22)$$

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  $t_{\text{МАКС}} = 700$  с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (6.23)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17, \quad (6.24)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,17 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (6.25)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,17^2} \approx 880 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (6.26)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - 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
Длительность (с)	30	83,33	120	187,5	333,33	750

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 6.3.

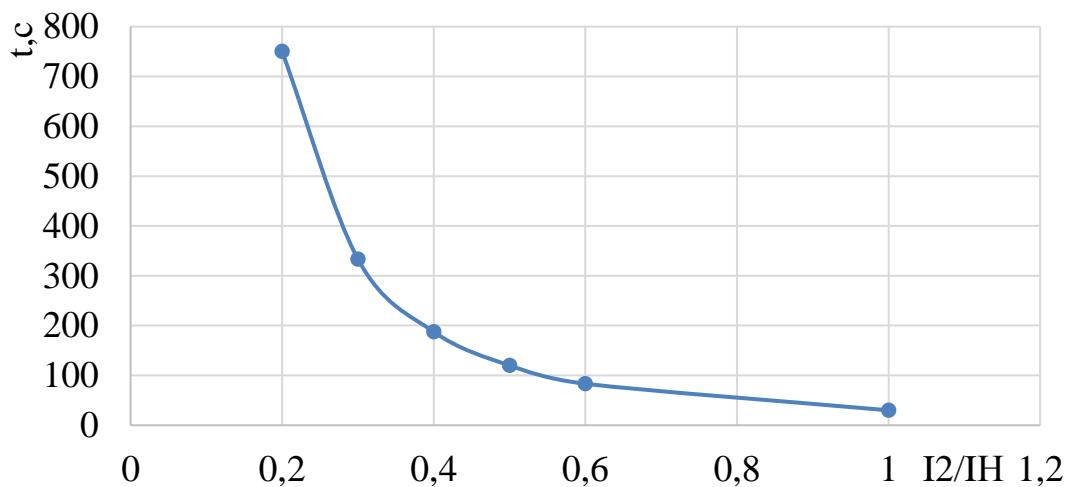


Рисунок 6.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t$  мин. = 20 с,  $t$  макс. = 700 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» ( $\tau_{охл}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $\tau_{охл} = 100$  с).

4) Орган токовой отсечки ( $I_{2OTC}$ ) срабатывает с независимой задержкой 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 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{I_{2\text{MIN}}^{(2)}}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d_{BH}}'' + X_T + X_L)}, \quad (6.27)$$

$$\text{Где: } X_L^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 5,6 \cdot \frac{17,5}{121^2} = 0,007.$$

Где:  $X_{d_{BH}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{BH}}{U_{HH}}\right)^2 = 0,25 \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right)^2 = 26,56$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_T$  – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{17,5}{21} = 0,088$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 110 кВ:

$$I_{2\text{C.3.}}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (26,56 + 0,105 + 0,007)} = 0,014420 \text{ о. е.} \quad (6.28)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{C.3.}} = I_{2\text{C.3.}}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} = 0,014420 \cdot 2 \cdot \frac{121}{10,5} = 0,33 \quad (6.29)$$

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

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

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (6.30)$$

Где:  $K_H = 1,05$  – коэффициент надежности;  
 $K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (6.31)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристики обмотки статора, приведенной в таблице 6.2:

Таблица 6.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристики обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Меньше или равно 100МВт	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 6.4.

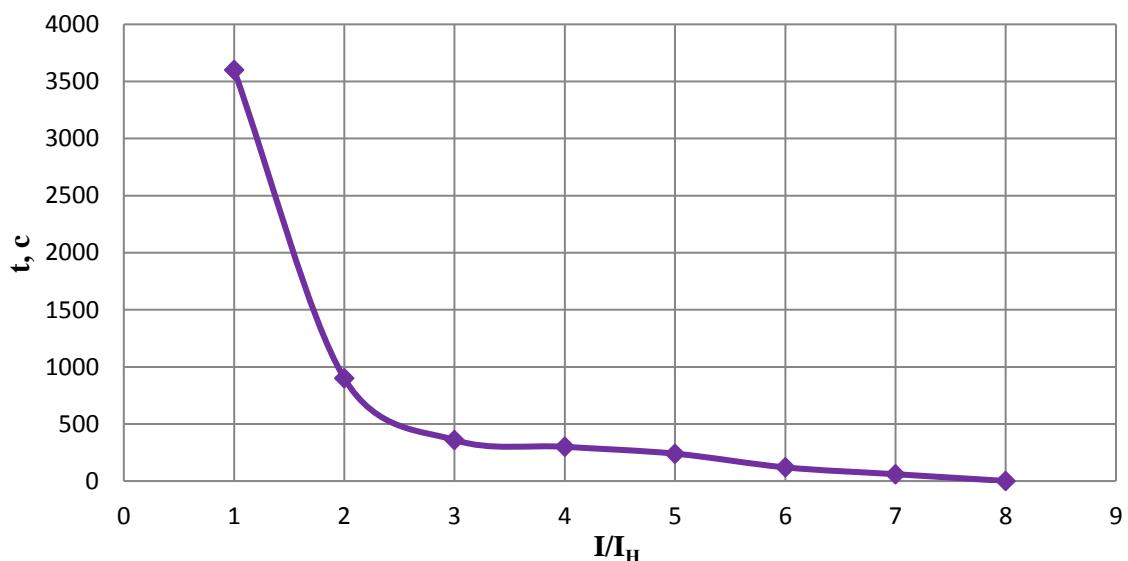


Рисунок 6.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10\text{TC}} = \frac{1,4 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (6.32)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{nom}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 100,0} = 66 \text{ В.} \quad (6.33)$$

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

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 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 Уфимская ГЭС – ПС Уфимская 1:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 24,4 + \frac{0,8}{5} \cdot 54,08 = 28,17 \text{ Ом,} \quad (6.34)$$

Где:  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;  
 $Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ;

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 121^2}{63} = 24,4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии 110 кВ:

$$Z'_{1L} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{50,4^2 + 19,6^2} = 54,08 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ o.e.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{60,6}{63} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{60,6}{121^2} \cdot 54,08 = 0,12,$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ o.e.}} \cdot Z_6 = 0,12 \cdot 1,82 = 0,22 \text{ Ом}, \quad (6.35)$$

$$\text{Где: } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{60,6} = 1,82.$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,22 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,67 \text{ Ом}. \quad (6.36)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,7$  Ом.

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:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3332} = 1,82 \text{ Ом},$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{B.NOM}}}{I_{\text{B.XX.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1100}{550} - 0,95}{1,15} = \\ = 2,65, \quad (6.37)$$

Где:  $I_{\text{B.XX.}}$  – ток ротора холостого хода, А;

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (6.38)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos\varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38, \quad (6.39)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 67,5^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,26 \text{ о. е.}, \quad (6.40)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,26 \cdot \frac{10,5^2}{60,6} = 0,72 \text{ Ом.} \quad (6.41)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,72 \cdot 3000/5}{10500/100} = 4,79 \text{ Ом}, \quad (6.42)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,79 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,026 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,086 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с на отключение секционных выключателей и 8,5 с блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 6.5.

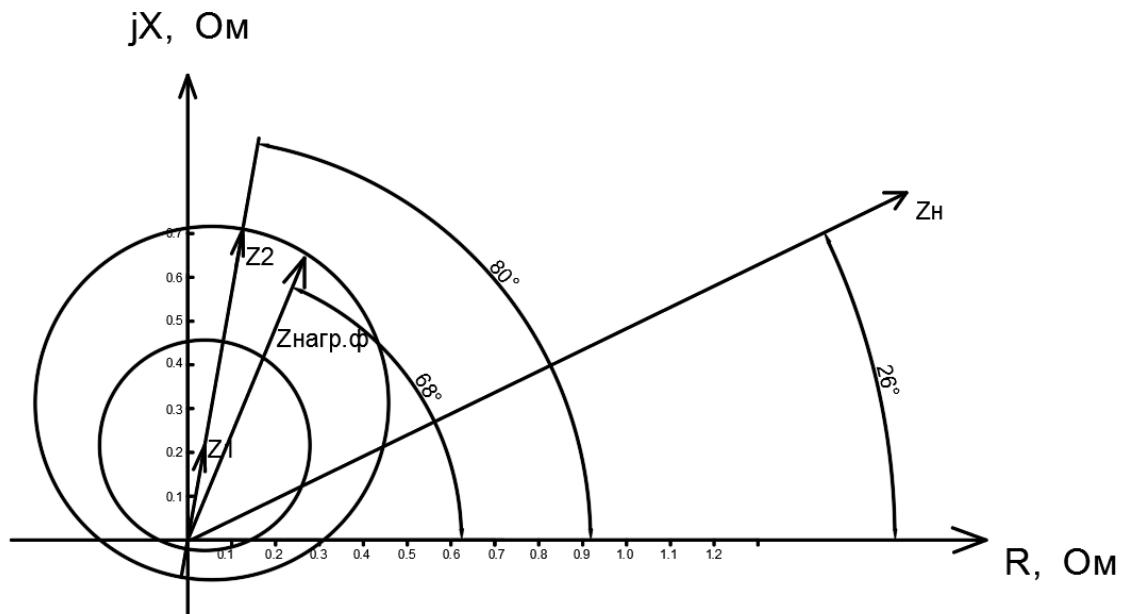


Рисунок 6.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 6.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (6.43)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (6.44)$$

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

Таблица 6.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Меньше или равно 100МВт	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 6.6 и в таблице 6.3.

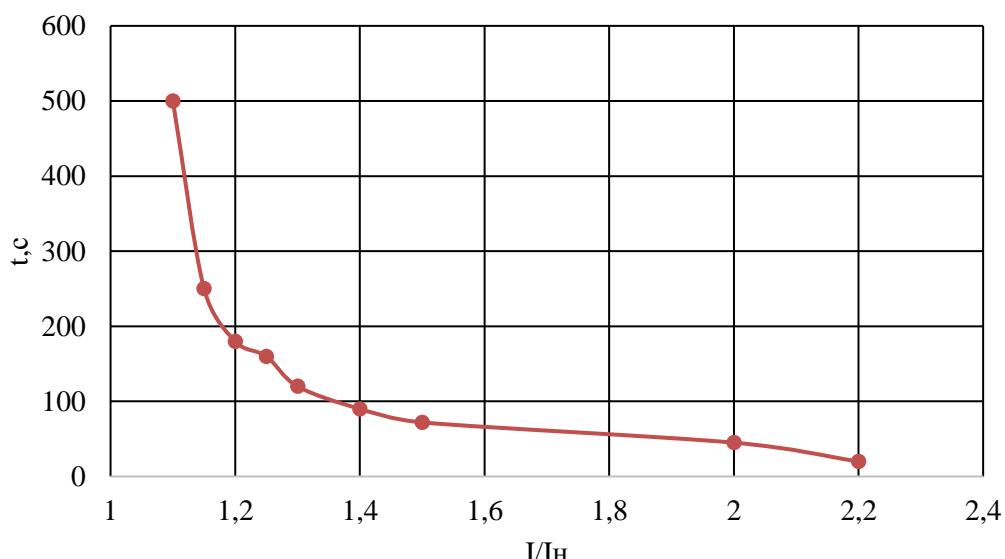


Рисунок 6.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,143 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (6.45)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, карта уставок представлена в приложении В, таблица В.1.

## **6.4 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 Шкаф ШЭ1113 состоящий из двух комплектов (систем защит) на базе терминала типа ЭКРА 213.

Комплекс защит состоит из двух независимых и дублирующих друг друга систем защит.

Каждая система независима по цепям оперативного постоянного тока, входным и выходным цепям, цепям сигнализации и контроля.

Каждая система комплекса защит содержит блоки питания и управления, логические схемы входных и выходных цепей, сигнализации, контроля и диагностики.

В комплексе предусмотрена возможность вывода из работы любого из комплектов защит при сохранении полной работоспособности второго комплекта защит, включая полноценное функционирование встроенной системы самодиагностики.

Для обеспечения адаптации комплекса защит к условиям работы конкретного энергетического объекта предусмотрена возможность действия выходов защит каждой системы защит на любое выходное реле этой же системы защит с помощью программируемой «матрицы».

Предусмотрена возможность изменения «матрицы» путем ввода информации через клавиатуру на лицевой панели терминала. Надежность выходных цепей шкафа достигается непрерывным контролем целостности обмоток выходных реле шкафа с сигнализацией об их неисправности.

Каждая система защит имеет встроенную систему самодиагностики

## **7 Состав и компоновка гидроузла**

В основании сооружения залегает гранит. Расчетные характеристики для расчетов устойчивости ГТС по контакту бетон – скала:  $c = 110 \text{ кПа}$ ,  $\text{tg}\varphi = 0,75$ , удельный вес грунта в массиве  $\gamma_{\text{гр}}^{\text{сух}} = 25 \text{ кН/м}^2$ .

В состав сооружения входят:

- Водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- Станционная часть плотины;
- Правобережная бетонная плотина;
- Левобережная бетонная плотина;
- Руслоное здание ГЭС.

### **7.1 Определение класса плотины и отметки гребня плотины**

#### **7.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения**

Для начала расчетов требуется определить класс будущего гидротехнического сооружения по трём критериям:

- По высоте сооружения и типу грунта:

Тип грунта – гранит.

Высота бетонной водосливной плотины около 25 м:

$$\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дно} = 163.8 - 140.67 = 23 \text{ м} \quad (7.1)$$

Класс сооружения – III

- По назначению и условиям эксплуатации:

Установленная мощность –  $N_{\text{уст}} = 165 \text{ МВт}$

Класс сооружения – III

- По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС:

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений: примерно 2500 человек.

Класс сооружения – II

Согласно СП «Плотины бетонные и железобетонные» назначается класс сооружения II по числу постоянно проживающих людей. Коэффициент надежности для сооружений II класса согласно СП:

$\gamma_n = 1,20$ .

#### **7.1.2 Определение отметки гребня бетонной плотины**

За отметку гребня бетонной плотины принимается:

$$\nabla \Gamma \text{БП} = \nabla \text{НПУ} + h_s , \quad (7.2)$$

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

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,129 + 0,00932 + 0,4 = 1,67 \text{ м} , \quad (7.3)$$

Где:  $h_{1\%}$  – высота наката волн на напорной грани;

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

$a$  – величина запаса, для II класса сооружения  $a = 0,4$  м.

Высота ветрового нагона волны определяется по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta h_{\text{set}} &= k_W \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,00000237 \cdot \frac{23^2 \cdot 1420}{9,81 \cdot 11,9} \cdot 1 = \\ &= 0,012 \text{ м} , \end{aligned} \quad (7.4)$$

Где:  $V = 23 \text{ м/с}$  – расчетная скорость ветра;

$k_W$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра,

$$\begin{aligned} k_W &= 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 23) \cdot 10^{-7} = \\ &= 0,00000237 , \end{aligned} \quad (7.5)$$

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дно}}{2} = \frac{163,8 - 140}{2} = 11,9 \text{ м} , \quad (7.6)$$

Находим безразмерные величины – параметры волнового воздействия

$$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 1420}{23^2} = 26,33 \text{ и } \frac{gt}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{23} = 9213 \quad (7.7)$$

По графику СП из приложения 1 рисунок 1 находим  $\frac{gh}{V^2}$  и  $\frac{gT}{V}$ :

$$\text{Для } \frac{gL}{V^2} = 26,33 \quad \begin{cases} \frac{gh}{V^2} = 0,01 \\ \frac{gT}{V} = 1,1 \end{cases} , \quad \text{для } \frac{gt}{V} = 9213 \quad \begin{cases} \frac{gh}{V^2} = 0,075 \\ \frac{gT}{V} = 3,800 \end{cases} \quad (7.8)$$

Принимаем наименьшие значения и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,1 \cdot V}{g} = \frac{1,1 \cdot 23}{9,81} = 2,58 \text{ с} \quad (7.9)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,01 \cdot V^2}{g} = \frac{0,01 \cdot 23^2}{9,81} = 0,54 \text{ м} \quad (7.10)$$

Проверяем на глубоководность:

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,58^2}{2 \cdot 3,14} = 10,39 \text{ м} \quad (7.11)$$

$$d > 0,5 \bar{\lambda}_d, \quad (7.12)$$

$$11,9 > 0,5 \cdot 10,39 = 5,195 \text{ м}$$

Условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,54 \cdot 2,1 = 1,132 \text{ м}, \quad (7.13)$$

Где:  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{gL}{V^2}$  (для глубоководной зоны),  $K_i = 2,1$ ;  
 $\bar{h}$  - средняя длина волны.

Таким образом, отметка гребня бетонной плотины составляет:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_s = 163,8 + 1,74 = 165,54 \text{ м} \quad (7.14)$$

## 7.2 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины

### 7.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчет выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной

грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

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

Расчетный максимальный расход для третьего класса капитальности является расход 1% обеспеченности, для поверочного – 0,1% обеспеченности.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины производится исходя из требований пропуска расчетного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчетного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями и через все гидроагрегаты.

Расчетный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{осн.рас}} = Q_{\text{осн. max}} - (n_{\text{агр}} - 1) \cdot Q_{\Gamma A} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (7.15)$$

Где:  $Q_{\text{осн. max}} = Q_{1\%} = 2656 \text{ м}^3/\text{с}$

$n_{\text{агр}}$  – число агрегатов;

$Q_{\Gamma A}$  – расход через один агрегат;

$V_{\text{пол}}$  – полезный объем вод-ща;

$t_{\text{ср}}$  – время сработки,  $t_{\text{ср}} = 3$  месяца.

$$Q_{\text{осн.рас}} = 2656 - (3 - 1) \cdot 339 - \frac{0,9 \cdot 10^9}{3 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 1990,26 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (7.16)$$

$$H_{\text{осн}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{1\%}) = 163,8 - 146,5 = 17,3 \text{ м}, \quad (7.17)$$

Где: УНБ( $Q_{1\%}$ ) – уровень нижнего бьефа при  $Q_{1\%}$ .

$$Q_{\Gamma A} = \frac{N_{\Gamma A}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{55 \cdot 1000}{9,81 \cdot 17,3 \cdot 0,926} = 339 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (7.18)$$

Где:  $N_{\Gamma A}$  – мощность одного гидроагрегата;

$H_{\text{осн}}$  – основной напор, определяемый выше;

$\eta$  – КПД гидроагрегата.

Ширина водосливного фронта

$$B = \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{q} = \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{(1,15 \div 1,25)q_p} \quad (7.19)$$

$$B = \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{1,20 \cdot V_{\text{доп}} \cdot h_{\text{нб}}} = \frac{1990,26}{1,20 \cdot 5 \cdot 6,5} = 51 \text{ м}, \quad (7.20)$$

Где:  $q$  – удельный расход на водосливе;

$q_p$  – удельный расход на рисберме;

$V_{\text{доп}}$  – допустимая скорость на рисберме, для гранита  $V_{\text{доп}} = 5 \text{ м/с}$ ;

$h_{\text{нб}}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\nabla \text{НБ} = f(Q_{\text{осн.макс}})$  при  $Q_{\text{осн.макс}}$ .

$$h_{\text{нб}} = \nabla \text{НБ} - \nabla \text{дно} = 146,5 - 140 = 6,5 \text{ м} \quad (7.21)$$

Ширина водосливного фронта  $B$  – целое число, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = b \cdot n, \quad (7.22)$$

Где:  $n$  – число пролетов;

$b$  – стандартная ширина пролета.

Предварительные расчеты показали, что высота затвора в 2,5 раза больше, чем ширина затвора. Поэтому принимается ширина водосливного фронта намного больше, чем расчетное значение.

Принимается 6 пролетов по 9 метров.

$$B = b \cdot n = 9 \cdot 6 = 54 \text{ м} \quad (7.23)$$

Условия для принятия ширины быка:

- 1) Минимальная толщина быка 2 м;
- 2) По Березинскому, так как  $b = 9 \text{ м}$ ;

$$\delta_b = (0,2 \div 0,25)b = (2 \div 2,25)\text{м} \quad (7.24)$$

3) Рекомендован Принимаем бык минимальной толщины равной 3 м.

### 7.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный без вакуумный водослив практического профиля. По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления –  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления –  $H_{02}$ .

$$H_0 = \left( \frac{Q_{\text{осн.рас}}}{\sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (7.25)$$

Где:  $m = 0,49$  – коэффициент расхода.

$$H_{01} = \left( \frac{1990,3}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,61 \text{ м}, \quad (7.26)$$

Где:  $\sigma_{\text{п}}$  и  $\sigma_{\text{сж}}$  – коэффициенты подтопления и сжатия, принимаются равные 1.

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

$$H_{02} = \left( \frac{1990,3}{0,93 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,95 \text{ м}, \quad (7.27)$$

Где:  $\sigma_{\text{сж}}$

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{сж}} &= 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = \\ &= 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6 - 1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{6,61}{9} = 0,93 \end{aligned} \quad (7.28)$$

Где:  $b$  и  $n$  – ширина и число пролетов или отверстий, указаны выше;

$\xi_y = 0,7$  – коэффициент формы боковых устоев;

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

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 6,95 - \frac{1,1 \cdot 1,21^2}{2 \cdot 9,81} = 6,86 \text{ м}, \quad (7.29)$$

Где:  $V_0$  – скорость подхода потока к водосливу

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{Q_{\text{р.осн}}}{(\nabla H_{\text{ПУ}} - \nabla \text{дно}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} = \\ &= \frac{1990,3}{(163,8 - 140) \cdot (54 + (6 - 1) \cdot 3)} = 1,21 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \end{aligned} \quad (7.30)$$

Где:  $n$  – количество пролетов, принято в пункте 7.3.1;

$\delta_b = 3$  м – толщина быка, принята в пункте 7.3.1;

$B$  – ширина водосливного фронта, принята в пункте 7.3.1;

$Q_{\text{осн.рас}} = 1990,3 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$  – основной расход, определен в пункте 7.3.1.

Приводится это значение к стандартному:  $H_{\text{ст}} = 7$  м.

Отметка гребня водослива:

$$\Gamma B = HPU - H_{\text{ст}} = 163,8 - 7 = 156,8 \text{ м} \quad (7.31)$$

Отметка гребня быка:

$$\Gamma B = \Gamma B + 1,6H_{\text{ст}} = 156,8 + 1,6 \cdot 7 = 168 \text{ м} \quad (7.32)$$

Сравнивается  $\Gamma B = 168$  м и  $\Gamma B P(\text{по волне}) = 165,54$  м и выбирается наибольшее значение. Тогда общая отметка плотины:  $\Gamma B = 168$  м.

### 7.2.3 Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{макс.пов}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{ав}} = Q_{0,1\%} - (n_{\text{агр}} - 1) \cdot Q_{\text{ГА}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (7.33)$$

Где:  $Q_{\text{ГА}} = 227 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$  – расход через один агрегат;

$n_{\text{агр}} = 3$  – количество агрегатов;

$V_{\text{пол}} = 0,9 \text{ км}^3$  – полезный объем вод-ща;

$t_{\text{ср}} = 3$  месяца – время сработки;

$$Q_{\text{макс.пов}} = Q_{0,1\%} = 3361 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

$$Q_{\text{р.пов}} = 3361 - 2 \cdot 227 - \frac{0,9 \cdot 10^9}{3 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 2790,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (7.34)$$

Напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления:

$$H_{0\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{\sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (7.35)$$

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{2790,5}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,3 \text{ м}, \quad (7.36)$$

Где:  $\sigma_{\text{п}}$  и  $\sigma_{\text{сж}}$  – коэффициенты, принимаются равные 1;  
 $m = 0,49$  – коэффициент расхода;  
 $B$  – ширина водосливного фронта, принята в пункте 1.5.1.  
С учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{2790,5}{0,91 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,82 \text{ м}, \quad (7.37)$$

Где:  $\sigma_{\text{сж}}$  – коэффициент сжатия

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{сж}} &= 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n_{\text{отв}} - 1)\xi_0}{n_{\text{отв}}} \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = \\ &= 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6 - 1)0,45}{6} \cdot \frac{8,3}{9} = 0,91, \end{aligned} \quad (7.38)$$

Где:  $b$  и  $n$  – ширина и число пролетов, определены в пункте 1.5.1;  
 $\xi_y = 0,7$  – коэффициент формы боковых устоев;  
 $\xi_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане;

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\text{дно}) \cdot (B + (n - 1)\delta_B)} \quad (7.39)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{2790,5}{(165,8 - 140) \cdot (54 + (6 - 1) \cdot 3)} = 1,13 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (7.40)$$

Где:  $\nabla\Phi\text{ПУ}$  – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку  $\Phi\text{ПУ}$  – принимается равной 165,8 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = 8,82 - \frac{1,1 \cdot 1,13^2}{2 \cdot 9,81} = 8,7 \text{ м} \quad (7.41)$$

Для пропуска катастрофического паводка должно выполняться условие:  
 $\nabla \Phi_{\text{ПУ}} \geq \nabla \Gamma_{\text{В}} + H_{\text{пов}}$  (7.42)

$$165,8 \text{ м} \geq 156,8 + 8,7 \text{ м} = 165,5 \text{ м} \quad (7.43)$$

Исходная отметка ФПУ удовлетворяет этому условию. Тогда окончательно отметка ФПУ принимается равной 165,8 м.

#### 7.2.4 Расчет донного водосброса

Рядом с основным поверхностным водосбросом, устраивается аварийный донный водосброс для пропуска воды  $Q_p$ :

$$Q_p = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{0,9 \cdot 10^9}{3 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 115 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (7.44)$$

Где:  $V_{\text{пол}} = 0,9 \text{ км}^3$  – полезный объем вод-ща;  
 $t_{\text{ср}} = 3$  месяца – время сработки.

Определяется местоположение глубинного водосброса с учетом того, что туннель водосброса должен находиться на достаточном расстоянии до других полостей. Принимается минимальное расстояние – 3 м. Назначаем предварительную высоту отверстий  $h_{\text{отв}} = 4 \text{ м}$ .

Площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH}} = \frac{115}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 18,8}} = 7,38 \text{ м}^2, \quad (7.45)$$

Где:  $Q_p = 115 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$  – определен выше;

$\mu = 0,8$  – коэффициент расхода, для водосбросов с плавными входами и небольшой шероховатостью;

$H$  – напор над центром выходного сечения.

$$H = H_{\text{ПУ}} - \left( \text{дно} + h_{\text{пор}} + \frac{h_{\text{отв}}}{2} \right) = 163,8 - \left( 140 + 3 + \frac{3}{2} \right) = 19,3 \text{ м}, \quad (7.46)$$

Где:  $h_{\text{пор}} = 3 \text{ м}$  – высота порога над отметкой дна.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{7,38}{4} = 1,88 \text{ м} \quad (7.47)$$

Разбиваем ширину водосливного фронта на стандартные отверстия:

$$B = n_{\text{отв}} \cdot b_{\text{отв}} = 2 \cdot 1,5 = 3 \text{ м} \quad (7.48)$$

Под донный водоспуск запроектирована отдельная секция на водосливной плотине.

### **7.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе (с учетом того, что поверхностный и донный водосбросы находятся рядом)**

Определяется тип гидравлического прыжка за водосливами. Вычисляется критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot B_{\text{полное}}^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1990,3^2}{9,81 \cdot 81^2}} = 3,56 \text{ м}, \quad (7.49)$$

$$\text{Где: } Q_p = Q_{p,\text{осн}} = 1990,3 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (7.50)$$

$V_{\text{пол}} = 0,9 \text{ м}^3$  – полезный объем вод-ща;

$t_{\text{ср}} = 3$  месяца – время сработки вод-ща;

$Q_{p,\text{осн}} = 1990,3 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$  – определили выше;

$\alpha = 1,1$  – коэффициент Кориолиса;

$B_{\text{полное}}$  – полная ширина потока на водобое,

$$B_{\text{полное}} = n \cdot b + (n - 1)\delta_b + n_{\text{отв}} \cdot b_{\text{отв}} + (n_{\text{отв}} + 1)\delta_b \quad (7.51)$$

$$B_{\text{полное}} = 6 \cdot 9 + (6 - 1)3 + 2 \cdot 1,5 + (2 + 1) \cdot 3 = 81 \text{ м} \quad (7.52)$$

Где:  $n$  – количество пролетов;

$b$  – ширина пролетов;

$\delta_b$  – толщина быка;

$n_{\text{отв}}$  – количество отверстий;

$b_{\text{отв}}$  – ширина отверстий.

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c(1)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (НПУ - дно - 0)}} \quad (7.53)$$

$$h'_{c(1)} = \frac{24,6}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (163,8 - 140 - 0)}} = 1,26 \text{ м}, \quad (7.54)$$

Где:  $q$  – удельный расход в сжатом сечении;

$$q = \frac{Q_p}{B_{\text{полное}}} = \frac{1990,3}{81} = 24,6 \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \quad (7.55)$$

$\varphi$  – коэффициент скорости, принимается  $\varphi = 0,9$ .

Уточняется величину  $h'_{c(1)}$ :

$$h'_{c(2)} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g \cdot (НПУ - дно - h'_{c(1)})}} \quad (7.56)$$

$$h'_{c(2)} = \frac{24,6}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (163,8 - 140 - 1,26)}} = 1,29 \text{ м} \quad (7.57)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_{c(2)}}{2} \cdot \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{kp}}{h'_{c(2)}} \right)^3} - 1 \right) \quad (7.58)$$

$$h''_c = \frac{1,29}{2} \cdot \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{3,56}{1,29} \right)^3} - 1 \right) = 7,74 \text{ м} \quad (7.59)$$

Сравнивается  $h''_c$  и  $h_{нб} = НБ - дно = 146,5 - 140 = 6,5 \text{ м}$ .  $h''_c > h_{нб}$ . Следовательно, прыжок отогнанный. Далее производится расчет водобойной стенки.

## 7.2.6 Расчет водобойной стенки

Высота стенки:

$$h_{ct} = \sigma \cdot h_c'' - H_{ct} = 1,1 \cdot 7,74 - 4,57 = 3,94 \text{ м}, \quad (7.60)$$

Где:  $\sigma = 1,1$  – коэффициент запаса;  
 $h_c'' = 7,74 \text{ м}$  – вторая сопряженная глубина после плотины.

$$H_{ct} = \left( \frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot \sigma^2 h_c''^2} \quad (7.61)$$

$$H_{ct} = \left( \frac{24,6}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 24,6^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 7,74^2} = 4,57 \text{ м}, \quad (7.62)$$

Где:  $q$  – удельный расход в сжатом сечении;  
 $m = 0,49$  – коэффициент расхода;  
 $\alpha = 1,1$  – коэффициент Кориолиса;  
 $h_c'' = 7,74$  – вторая сопряженная глубина после плотины.

Проверка сопряжения бьефов за стенкой:

$$T_0 = H_{ct} + h_{ct} = 4,57 + 3,94 = 8,51 \text{ м} \quad (7.63)$$

Определяются сопряженные глубины:

$$h'_{c(1)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - 0)}} \quad (7.64)$$

$$h'_{c(1)} = \frac{24,6}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (8,51 - 0)}} = 2,11 \text{ м} \quad (7.65)$$

Уточняется величину  $h'_{c(1)}$ :

$$h'_{c(2)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} \quad (7.66)$$

$$h'_{c(2)} = \frac{24,6}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (8,69 - 2,11)}} = 2,43 \text{ м} \quad (7.67)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h_c'' = \frac{h'_{c(2)}}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{kp}}{h'_{(2)}} \right)^3} - 1 \right) \quad (7.68)$$

$$h_c'' = \frac{2,43}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{3,56}{2,43} \right)^3} - 1 \right) = 4,99 \text{ м}, \quad (7.69)$$

Где:  $h_{kp} = 3,56 \text{ м}$  – критическая глубина.

Так как  $h_{HB} = 6,5 \text{ м}$ , а вторая сопряжённая глубина  $h_c'' = 4,99 \text{ м}$ , следовательно, прыжок затоплен, и гашение энергии происходит при одной водобойной стенке.

### 7.3 Конструирование бетонной плотины

#### 7.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, 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 (рисунок 7.1). Заложение низовой грани на первом этапе можно принять равным 0,67/0,7, а при оценке устойчивости плотины величину заложения можно скорректировать.

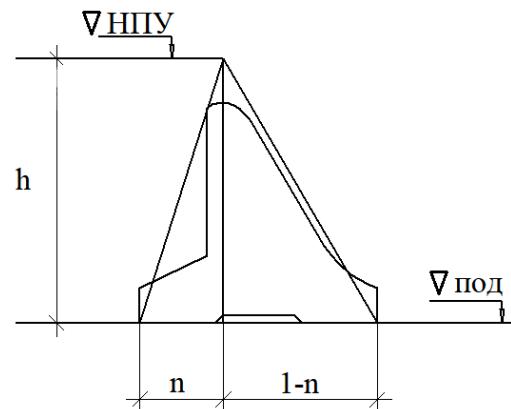


Рисунок 7.1– Схема треугольного профиля плотины

Определяется отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дно}} - \delta_B = 140,0 - 3,5 = 136,5 \text{ м}, \quad (7.70)$$

Где:  $\delta_B$  – толщина плиты водобоя

$$\delta_B = 0,15 \cdot V_c \cdot \sqrt{h_c} = 0,15 \cdot 18,85 \cdot \sqrt{1,38} = 3,32 \text{ м} \quad (7.71)$$

Толщина плиты водобоя принимается  $\delta_B = 3,5 \text{ м}$ .

Где:  $V_c$  – скорость струи в сжатом сечении;

$$V_c = \frac{Q_c}{B_{\text{вод}} \cdot h_c'} = \frac{2106}{81 \cdot 1,38} = 18,85 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (7.72)$$

Где:  $h_c'$  – толщина струи в сжатом сечении после плотины,

$$h_c' = 1,38 \text{ м} \quad (7.73)$$

$$B = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 30,8 = 21,56 \text{ м} \quad (7.74)$$

Где:  $h$  – высота плотины с учётом заглубления подошвы,

### 7.3.2 Разрезка плотины швами

Постоянные температурно-деформационные швы устраивают для предотвращения трещин. Разрезка плотины сквозными перпендикулярными швами производится по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов. Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании принимается:

$$S = \delta_b + b = 3 + 9 = 12 \text{ м}, \quad (7.75)$$

Где:  $\delta_b$  – толщина быка;

$b$  – ширина пролета.

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

### 7.3.3 Быки

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

Толщина быка была определена в пункте 1.5.1. Принимаются быки окружлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина

паза рабочего затвора принимается 0,8 м, длина паза рабочего затвора принимается равной 1,0 м. Толщина быка между пазами 1,5 м.

Ширина быка по гребню 12,9 м.

Бык конструируется без сопровождения водослива с целью уменьшения веса быка, так как предварительные расчеты показали, что вес быка со стороны нижнего бьефа слишком высок.

### 7.3.4 Устои

Устраиваются два раздельных устоя, один из которых отделяет водосливную плотину от глухой бетонной плотины, а другой – отделяет водосливную от станционной части плотины.

### 7.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваются 2 смотровые галереи с шагом 6 м по высоте.

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

Размеры галерей: смотровая – 2x2,5 м; цементационная и дренажная – 3x3,5 м.

### 7.3.6 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

Диаметр скважин для дренажа – 20 см, а расстояние между осями дрен – 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{dp} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{kp}} , \quad (7.76)$$

Где:  $H_d$  – напор над расчетным сечением;

$$H_d = НПУ - \nabla_{дно} = 163,8 - 140 = 23,8 \text{ м} \quad (7.77)$$

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности класса;

$I_{kp}$  – критический средний градиент напора, для бетонной плотины принимаем  $I_{kp} = 25$ .

$$a_{dp} \geq \frac{23,8 \cdot 1,2}{25} = 1,1 \text{ м} \quad (7.78)$$

Принимается  $a_{dp} = 2,5 \text{ м}$ .

### 7.3.7 Элементы подземного контура плотины

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

Глубина цементационной завесы:

$$h_{zav} = 0,5 \cdot H_{max} = 0,5 \cdot (163,8 - 143) = 10,4 \text{ м}, \quad (7.79)$$

Где:  $H_{max}$  – максимальный напор на плотину при НПУ и минимальном УНБ.

Глубина дренажа:

$$h_{dp} = 0,5 \cdot h_{zav} = 0,5 \cdot 10,4 = 5,2 \text{ м} \quad (7.80)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 20 см с шагом 2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{zav} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{kp}} = \frac{13,28 \cdot 1,15}{15} = 1,1 \text{ м} \quad (7.81)$$

Где:  $\Delta H$  – напор на завесу

$J_{kp}$  – критический градиент напора в завесе

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 22,8 - 9,52 = 13,28 \text{ м}, \quad (7.82)$$

Где:  $H_d$  – полный фильтрационный напор,

$$H_d = \nabla HPU - \nabla HNB_{min} = 163,8 - 141 = 22,8 \text{ м} \quad (7.83)$$

На основании СП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные, потеря напора на цем. завесе:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 22,8 = 9,52 \text{ м} \quad (7.84)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_{\text{под}} = (0,95 \div 2,15) \text{м} \quad (7.85)$$

Принимается  $l_1 = 2,15 \text{ м}$ .

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа:

$$l_2 = 6 \text{ м.}$$

### 7.3.8 Элементы нижнего бьефа

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемых через плотину, устраивается водобойная плита и рисберма.

Расчет толщины водобойной плиты произведен в пункте 7.4.1.

Длина водобойной плиты:

$$l_{\text{вод}} = (0,75 \div 1)l_{\text{г.п.}} = (28,62 \div 38,16) \text{ м} \quad (7.86)$$

Где:  $l_{\text{г.п.}}$  – длина гидравлического прыжка,

$$l_{\text{г.п.}} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5(1,9 \cdot 7,9 - 1,38) = 38,16 \text{ м} \quad (7.87)$$

Принимается длина водобойной плиты:  $l_{\text{вод}} = 34 \text{ м.}$

Длина рисбермы:

$$l_{\text{рис}} = 0,8l_{\text{вод}} \quad (7.88)$$

Принимается

$$l_{\text{рис}} = 0,8l_{\text{вод}} = 0,8 \cdot 34 = 27,2 \text{ м} \quad (7.89)$$

Толщина рисбермы:

$$\delta_{\text{рис}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{вод}} = \frac{2}{3} \cdot 3,5 = 2,33 \text{ м} \quad (7.90)$$

Принимается толщина рисбермы 2,5 м. В конце рисбермы устанавливается зуб.

## 7.4 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

#### 7.4.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входит нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия принимаются в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

#### 7.4.2 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:  $S_{пл} = 240 \text{ м}^2$ ,  $S_б = 211 \text{ м}^2$ . Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \gamma_b}{b + \delta_b} = \frac{240 \cdot 9 \cdot 9.81 \cdot 2,4}{9 + 3} = 4237 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (7.91)$$

Где:  $b$  – ширина пролета;  
 $\gamma_b$  – удельный вес бетона;  
 $\delta_b$  – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_b \cdot g \cdot \gamma_b}{b + \delta_b} = \frac{211 \cdot 9.81 \cdot 3 \cdot 2,4}{9 + 3} = 1241 \frac{\text{kH}}{\text{м}} \quad (7.92)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 85.5^{1,5} \cdot 9,81 = 426.5 \text{ кН} \quad (7.93)$$

Где:  $f$  – площадь затвора,

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (165.8 - 156.8 + 0,5) \cdot 9 = 85.5 \text{ м}^2 \quad (7.94)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_b} = \frac{426.5}{9 + 3} = 35.6 \text{ кН/м} \quad (7.95)$$

#### 7.4.3 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаются по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$W_{B_B} = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2} = \frac{10 \cdot 27.3^2}{2} = 3655 \text{ кН}, \quad (7.96)$$

Где:  $H_B$  – высота плотины:

$$H_B = \nabla H_{ПУ} - \nabla под = 163.8 - 136.5 = 27.3 \text{ м} \quad (7.97)$$

С нижнего бьефа:

$$W_{H_H} = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 4,5^2}{2} = 101,2 \text{ кН}, \quad (7.98)$$

Где:  $H_H$  – определяется по формуле (1.102)

$$H_H = \nabla H_{Б_{min}} - \nabla под = 141 - 136.5 = 4,5 \text{ м} \quad (7.99)$$

Гидростатическое давление пригруза со стороны нижнего бьефа:

$$W_{pp} = \gamma_B \cdot S_{\varphi p} = 10 \cdot 4 = 40 \text{ кН} \quad (7.100)$$

#### 7.4.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{B_3} = H_H \cdot B_{под} \cdot \gamma_B = 4,5 \cdot 21.56 \cdot 10 = 970,2 \text{ кН}, \quad (7.101)$$

Где:  $H_H$  – определяется по формуле (1.102);  
 $B_{под}$  – ширина подошвы, определена в пункте (1.6.1).

#### 7.4.5 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla H_{ПУ} - \nabla H_{Б_{min}} = 163.8 - 141 = 22.8 \text{ м} \quad (7.102)$$

На основании СП [5] Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 22.8 = 9,12 \text{ м} \quad (7.103)$$

$$H_{dr} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 22.8 = 3,42 \text{ м} \quad (7.104)$$

$$W_{\phi} = S_{\phi} \cdot \gamma_B = 98,43 \cdot 10 = 984,3 \text{ кН}, \quad (7.105)$$

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 7.2.

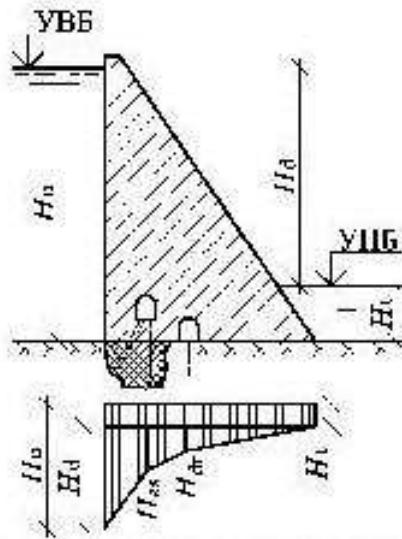


Рисунок 7.2 – Эпюра фильтрационного давления

#### 7.4.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_h}{2} \right), \quad (7.106)$$

Где:  $\gamma_h$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии,  $\gamma_h = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ ;  
 $h_h$  – толщина слоя наносов,  $h_h = 3 \text{ м}$ ;  
 $\varphi_h$  – угол внутреннего трения наносов,  $\varphi_h = 20^\circ$ ;

$$p_h = 10 \cdot 3 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (7.107)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_h = \frac{p_h \cdot h_h}{2} = \frac{14,7 \cdot 3,5}{2} = 27,2 \text{ кН} \quad (7.108)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_h \cdot h_h \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{gp}}{2} \right) - 2 \cdot c = \quad (7.109)$$

$$= 10 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 0 = 704.2 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной  $h_{\text{rp}}$ , где действует вес наносов и вес грунта, активное давление:

$$\begin{aligned} p_2 &= (\gamma_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}} + \gamma_{\text{rp}} \cdot h_{\text{rp}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{rp}}}{2} \right) - 2 \cdot c = \\ &= (10 \cdot 3 + 17,5 \cdot 3,5) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 0 = 2142 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \end{aligned} \quad (7.110)$$

Где:  $\gamma_{\text{rp}}$  вычисляется по формуле:

$$\gamma_{\text{rp}} = \gamma_{\text{rp}}^{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_{\text{B}} = 25 - (1 - 0,25) \cdot 10 = 17,5 \frac{\text{kH}}{\text{m}^3} \quad (7.111)$$

Где:  $n$  – пористость сухого грунта, для камня  $n = 0,25$ .

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 П.М.:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{2142 + 704,2}{2} = 1423 \text{ kH} \quad (7.112)$$

#### 7.4.7 Волновое воздействие

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_{\text{B}} \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (7.113)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,129 \cdot \left( \frac{10,39}{\pi} + \frac{0,39}{2} \right) = 19,45 \frac{\text{kH}}{\text{m}} \quad (7.114)$$

Где:  $h_{1\%}$  – высота волны 1% обеспеченности,  $h_{1\%} = 1,132 \text{ м}$ ;

$\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны,  $\bar{\lambda}_d = 10,39 \text{ м}$ ;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 1,132^2}{10,39} = 0,39 \text{ м} \quad (7.115)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{10,39}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,132 = 1,19 \text{ м} \quad (7.116)$$

## 7.5 Оценка прочности плотины

### 7.5.1 Определение напряжений

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

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком « $-$ », а растягивающая со знаком « $+$ ».

Для удобства расчетов составляется таблица 7.1, в которую внесены все нагрузки.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 7.1 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Сила $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_{BБ}$	1	$\rightarrow$	3655	3655	9,1	+33260
$W_{HБ}$	1	$\leftarrow$	101,2	101,2	1,5	-151,9
$G_{пл}$	0,95	$\downarrow$	4237	4026	6,7	-26974
$G_6$	0,95	$\downarrow$	1241	1179	13,6	-16045
$W_{вз}$	1	$\uparrow$	970,2	970,2	0	0
$W_\phi$	1	$\uparrow$	984,3	984	5,62	+5524
$E_H$	1,2	$\rightarrow$	27,2	26,4	4,5	+118
$W_{волн}$	1	$\rightarrow$	19,45	19,45	25,1	+488,2
$q_3$	0,9	$\downarrow$	35,6	32	25,9	-829,8
$W_{пп}$	1	$\downarrow$	40	40	4	+160

$$\sum N = G_{пл} + G_6 + q_3 - W_{вз} - W_\phi + W_{пп} \quad (7.117)$$

$$\begin{aligned} \sum N &= 4026 + 1179 + 32 - 970,2 - 984 + 40 = \\ &= 3324 \text{ кН} \end{aligned} \quad (7.118)$$

$$\sum M = -4450 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины у подошвы плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{под}} + \frac{6 \sum M}{B_{под}^2} = -\frac{3343}{21,56} + \frac{6 \cdot (-4450)}{21,56^2} = -211,6 \text{ кПа} \quad (7.119)$$

Где:  $\sum N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину

$\sum M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину

$B_{под}$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_b \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (7.120)$$

Где:  $H_d^u$  – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа  
 $m_u = \operatorname{tg} \alpha$  – тангенс угла между напорной гранью и вертикалью.

$$\sigma_x^u = -211,6 \cdot 0^2 - 10 \cdot 27,3 \cdot (1 - 0^2) = -273 \text{ кН/м}^2 \quad (7.121)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_b \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (7.122)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_b \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (7.123)$$

$$\sigma_1^u = -211,6 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 27,3 \cdot 0^2 = -211,6 \quad (7.124)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_b \cdot H_d^u = -10 \cdot 27,3 = -273 \quad (7.125)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\sum N}{B_{под}} - \frac{6 \sum M}{B_{под}^2} = -\frac{3343}{21,56} - \frac{6 \cdot (-4450)}{21,56^2} = -96,76 \text{ кПа} \quad (7.126)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_b \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (7.127)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= -96,76 \cdot 0,42^2 - 10 \cdot (4,5) \cdot (1 - 0,42^2) = \\ &= -54,1 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (7.128)$$

Где:  $H_d^t$  – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа

$m_t = \operatorname{tg} \alpha = \operatorname{tg} 23^\circ = 0,42$  – тангенс угла между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_b \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 6,5 - 96,76) \cdot 0,42 = \quad (7.129)$$

$$= 21,74 \text{ кПа}$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_b \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (7.130)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= -96,76 \cdot (1 + 0,42^2) + 10 \cdot (4,5) \cdot 0,42^2 = \\ &= -105,89 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (7.131)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_b \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,5 = -45 \text{ кПа} \quad (7.132)$$

Результаты расчёта представлены в таблице 7.2

Таблица 7.2 – Краевые напряжения

Напряжение	$\sigma_y$	$\sigma_x$	$\tau_{xy}$	$\sigma_1$	$\sigma_3$
Напорная грань	-211,6	-273,00	0,00	-211,60	-273,00
Низовая грань	-96,76	-54,1	21,74	-45,00	-105,89

### 7.5.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (7.133)$$

Где:  $\gamma_n = 1,20$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_{cd} = 0,9$ .

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 105,89}{0,9} = 141,18 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \quad (7.134)$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/m}^2$ .

$$2800 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \geq 141,18 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \quad (7.135)$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0,$$

$$-211,6 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot H_d^u \quad (7.136)$$

$$211,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 27,3 = 68,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (7.137)$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

### 7.5.3 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотина рассчитывается на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (7.138)$$

$$R = \sum N \cdot \operatorname{tg}\varphi + c \cdot \omega \quad (7.139)$$

$$R = 3324 \cdot 0,75 + 110 \cdot 21,56 = 4864 \text{ кН/м} \quad (7.140)$$

Где:  $\operatorname{tg}\varphi = 0,75$  – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания;  
 $c = 110 \text{ кН/м}^2$  – сцепление грунта основания;  
 $\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 21,56 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ББ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_n \quad (7.141)$$

$$F = 3655 - 101 + 19 + 26 = 3670 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (7.142)$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{4864 \cdot 0,95}{3670 \cdot 1} \geq 1,20 \quad (7.143)$$

$$1,26 \geq 1,20$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности (1,32). Значит, плотина устойчива.

## **8 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **8.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

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

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидации явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

### **8.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Уфимской ГЭС**

#### **8.2.1 Общие положения**

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных неполадок, то есть повышает

в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Уфимской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Уфимской гидроэлектростанции;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются для рабочего персонала – должностные инструкции, а также для всех работников станции – охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования» [40];
- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ» [41];
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328 [42];
- РД153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [43];
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [44];
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение

должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

### **8.2.2 Охрана труда Уфимской ГЭС**

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой 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, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции 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 о обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;
- при случае возникновения 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 (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;
- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;
- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть

извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Уфимской ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;
- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;
- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;
- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;
- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;
- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;
- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;
- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;
- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спец.обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 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 такой 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 сопровождающих;

- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;
- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;
- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;
- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;
- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);
- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;
- 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;
- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;
- 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, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

## **8.3 Пожарная безопасность**

### **8.3.1 Общие требования к пожарной безопасности**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устраниению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

### **8.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС**

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

## **8.4 Охрана природы**

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на

окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [45];
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [46];
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [47];
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [48];
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996 [49];
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ) [50];
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [52];
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [53];
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ) [54];
- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [55].
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [56];
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [57];
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006 [58];
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Северодонской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, сводка леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и

эксплуатации;

- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение животных и пересадка редких растений;
- переселение населения из зоны затопления.

#### **8.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отбросов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для

водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

#### **8.4.2 Водоохранная зона**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [52] вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;

- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

#### **8.4.3 Водоохранные мероприятия на ГЭС**

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду;
- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);
- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;
- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Северодонского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесорубке и лесоочистке.

В санитарном отношении р. Дон является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Дон невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющихся на территории строительства Северодонской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб экосистеме зоны влияния Северодонского гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывая все особенности и уникальность данного региона.

## **9   Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации**

### **9.1 Оценка объемов реализации электроэнергии**

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Название показателя	ед изм	Год реализации проекта				
		2030	2031	2032	2033	2034
Установленная мощность	МВт	165	165	165	165	165
Число часов использования	часы	3000	3000	3000	3000	3000
Выработка электроэнергии	МВт*ч	495000	495000	495000	495000	495000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	4950	4950	4950	4950	4950
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	490050	490050	490050	490050	490050
Тариф на электроэнергию	руб/МВт*ч	1417	1429	1442	1455	1468
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб	694,40	700,28	706,65	713,02	719,39
НДС к выручке	млн.руб	115,73	116,7	117,77	118,83	119,89

Из всех представленных в таблице показателей изменяются «тариф на электроэнергию», «выручка от реализации электроэнергии» и «НДС к выручке», из этого можно сделать вывод, что увеличение выручки обусловлено увеличением тарифов на электроэнергию (таблица 9.1).

### **9.2 Текущие расходы по гидроузлу**

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.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	42,12
Прочие	274	45,21
Итого по ГЭС	529,2	87,33

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные знания расходов на ремонт в %, представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина
от 1 до 5	0,06
5-9	0,09
10-15	0,14
Свыше 15	0,20

Рассчитываются услуги регулирующих организаций, исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	22,33
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт*ч	1,56
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт*ч	0,45
Итого		24,35

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Амортизационные отчисления, млн.руб.	31,85	31,89	42,209	44,88	54,32
Расходы на страхование, млн.руб.	29,86	29,96	40,76	43,26	52,22
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	87,33	87,33	87,33	87,33	87,33
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,808	2,808	3,821	4,055	4,896
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35
Налог на воду, млн.руб.	17,249	18,817	18,817	18,817	18,817
Итого, млн.руб.	193,56	195,17	217,29	222,70	241,95

Большую часть текущих затрат составляют амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты. Каждый показатель увеличивается с течением времени, а итоговая стоимость текущих затрат на пятом году увеличилась примерно на 68%.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 9.2).



Рисунок 9.2– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

### **9.3 Налоговые расходы**

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- 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 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн.руб.	311,8	308,67	310,27	307,57	305,57
НДС, млн.руб.	45,49	128,78	297,39	181,23	202,62
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	19,62	19,62	19,62	19,62	19,62
Налог на имущество, млн.руб.	66,23	84,03	89,28	111,14	128,64
Итого, млн.руб.	443,16	541,11	716,57	619,57	656,402

Основным составляющим налоговых расходов является налог на прибыль так как выработка электроэнергии станции растет. Также рост расходов связан с налогом на добавочную стоимость.

### **9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности**

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Выручка (нетто), млн.руб.	1740,05	1754,54	1770,23	1785,92	1801,63
Текущие расходы, млн.руб.	193,56	195,17	217,29	222,70	241,95
ЕБИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1546,9	1559,3	1552,9	1563,2	1559,6
ЕБИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	1545,16	1560,3	1541,7	1549,9	1536,8
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	25,75	26,00	25,69	25,83	25,61
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	1519,4	1534,3	1516,05	1524,16	1511,20
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Из таблицы 9.7 видно, что в рассматриваемый период увеличивается выручка производства, но также и увеличиваются расходы, что связано с вводом нового оборудования. Динамика чистой прибыли показана на рисунке 9.8:

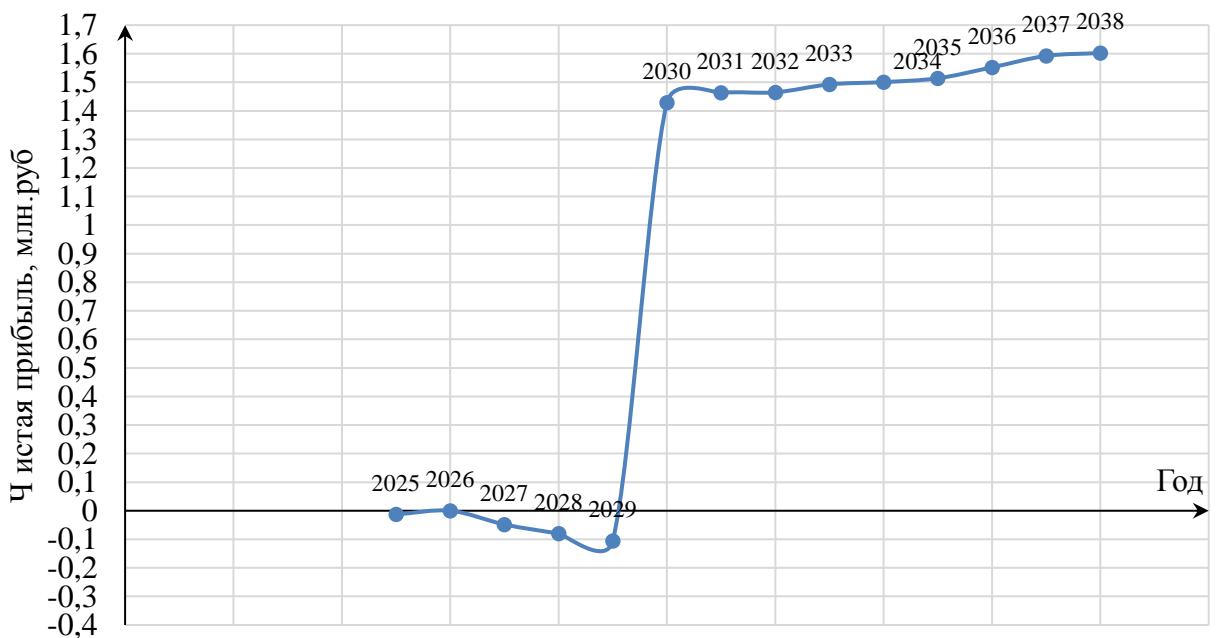


Рисунок 9.8 – Динамика чистой прибыли, млн. руб.

Проект в 1 квартале 2029 года выходит на положительную прибыль и увеличивает свою экономическую эффективность ввиду ввода в эксплуатацию ГА-1.

Изменение суммы прибыли/убытков по проекту можно увидеть на рисунке 9.9:

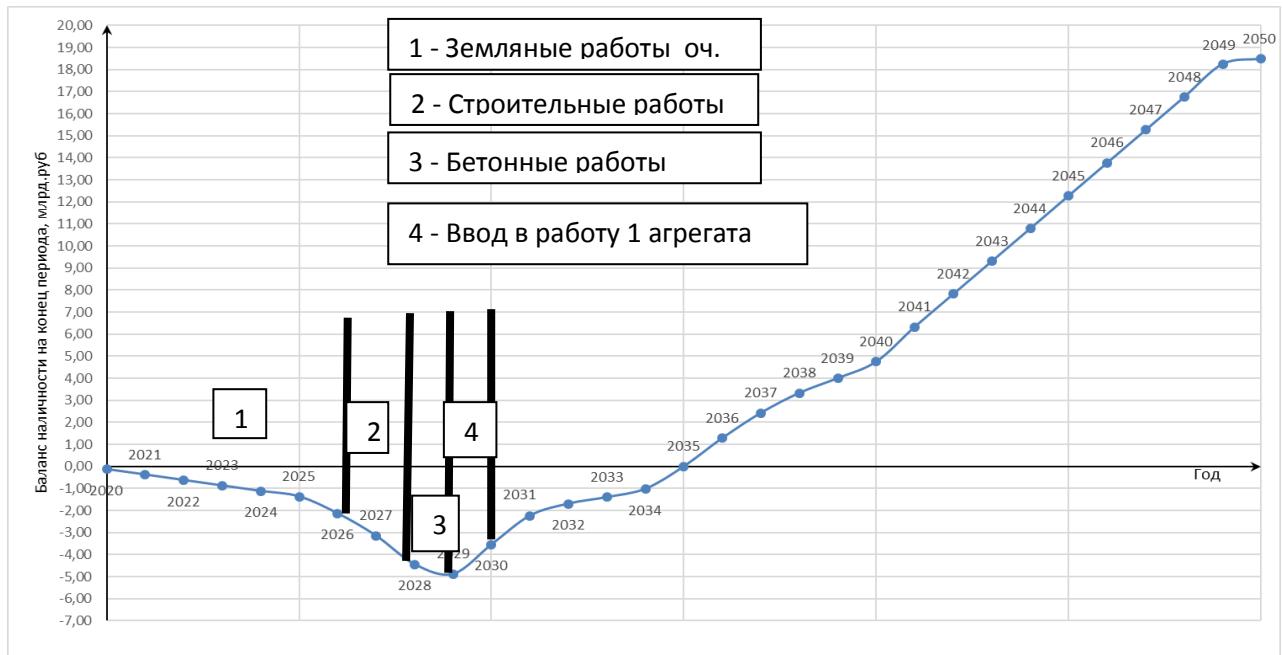


Рисунок 9.9 – График с указанием годов реализации проекта

После запуска первого агрегата начинается выработка электроэнергии и, как следствие, станция получает прибыль. С пусками последующих агрегатов повышается выработка, растут тарифы на электроэнергию и мощность, в 2035 году станция начинает окупаться.

## 9.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика.

## 9.6 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Уфимской ГЭС на реке Уфа мощностью 165 МВт.

Показатели эффективности представлены в таблице 9.8:

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Уфимской ГЭС на реке Уфа»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	186

Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	264
Индекс прибыльности – PI	1,10

Окончание таблицы 9.8

Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,62
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	1,63
Удельные капиталовложения, руб/Квт	69596,89

## 9.7 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	2030	2031	2032	2033	2034
В федеральный бюджет, млн. рублей	278,96	376,12	456,27	626,48	507,62
В региональный бюджет, млн. рублей	66,88	66,23	84,03	89,28	111,14
Итого налоговых поступлений, млн. рублей	345,84	442,35	540,30	715,77	618,76

## **10 Многоцелевая оптимизация управления потерями электроэнергии в схемах выдачи активной мощности ГЭС.**

### **10.1 Требования нормативных документов**

Основаниями для разработки и реализации Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «РусГидро» являются следующие нормативные акты:

1. Федеральный закон от 26.03.2003 г. №35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
2. Федеральный закон от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
3. Указ Президента РФ от 04.06.2008 г. №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности Российской экономики»;
4. Приказ от 17.02.2010 №61 «Об утверждении примерного перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» Министерство экономического развития Российской Федерации;
5. Методические рекомендации по разработке программ энергосбережения хозяйствующих субъектов с долей государственной собственности, утвержденные Министерством энергетики Российской Федерации 02.10.2008 г.;

Настоящий федеральный закон регулирует отношение по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. Целью настоящего федерального закона является создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В настоящем законе:

*Энергосбережение* — реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования.

*Энергетическая эффективность* — характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу.

Правовое регулирование в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности основывается на следующих принципах:

1. Эффективное и рациональное использование энергетических ресурсов;

2.Поддержка и стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

3.Системность и комплектность проведении мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

4.Планирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

5.Использование энергетических ресурсов с учетом ресурсных, производственно-технологических, экологических и социальных условий.

Требования к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Программы должны содержать: целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в результате реализации этих программ.

1. Перечень обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и сроки их проведения;

2. Показатели энергетической эффективности объектов, создание или модернизация которых планируется производственными или инвестиционными программами организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности.

Потребление электрической энергии и мощности на собственные нужды и хозяйственные нужды электростанций не включает потребление электрической энергии и мощности в объемах поставки потребителям на розничном рынке и иным организациям. Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций это потребление, обеспечивающие необходимые условия функционирования электростанций и подстанций в технологическом процессе выработки, преобразования и распределения электрической энергии. Расход электроэнергии на производственные нужды электростанции — это потребление электроэнергии котельными и электробойлерными установками, как состоящими на самостоятельном балансе, так и на балансе электростанций. Расход электроэнергии на хозяйствственные нужды электростанции — это потребление электроэнергии вспомогательными и непромышленными подразделениями, находящимся на балансе электрической станции, необходимое для обслуживания основного производства, но непосредственно не связанное с технологическими процессами выработки, передачи и распределения электроэнергии.

## **10.2 Общая структура расхода электроэнергии на электростанции**

Для целей нормирования потери электроэнергии могут быть разделены на четыре составляющие:

а) Технические потери электроэнергии (ЭЭ), обусловленные физическими процессами, происходящими при производстве и передаче электроэнергии и выражаются в преобразовании части энергии в тепло в элементах сетей. Технические потери получают расчетным путем.

б) Собственное потребление ЭЭ станциями (СН), необходимое для обеспечения работы технологического оборудования станций. Расход ЭЭ на СН станций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах СН станции;

в) Потери ЭЭ, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения. Это потери получают расчетным путем на основе данных и метрологических характеристиках и режимах работы используемых приборов;

г) Коммерческие потери, обусловленные несоответствием показаний счетчиков оплате за ЭЭ бытовыми потребителями. Коммерческие потери могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяется как разница между фактическими потерями и суммой первых трех составляющих.

Общая структура расхода электроэнергии на электростанции представлена на рисунке 10.1

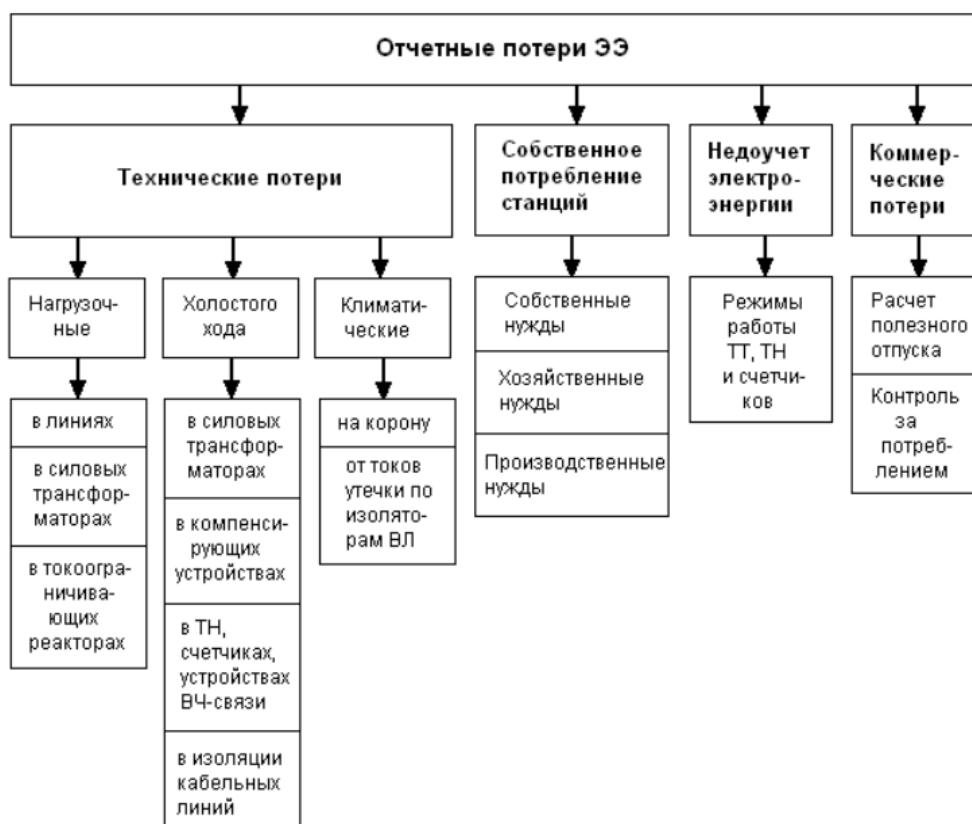


Рисунок 10.1 – Детальная структура потерь электроэнергии

### 10.3 Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности

#### 10.3.1 Перечень обязательных мероприятий

К обязательным мероприятиям относятся:

- Комплексные энергетические обследования, включая тепловизионное обследование зданий и сооружений, документальное, натуральное, инструментальное обследование. Результатом является формирование энергетических паспортов.

- Разработка нормативно-методической документации;

- Разработка нормативно-методической документации;

- Организационно-производственные работы, направленные на получение наиболее выгодных тарифов покупки энергоресурсов и оплаты их транспортировки, расчет нормативных потерь, удельных расходов топлива, норм расходов на собственные нужды.

- Проектирование, монтаж, сервисное обслуживание узлов учета энергоресурсов, автоматизированных систем коммерческого, технического учета энергоресурсов, систем диспетчеризации и контроля, систем диспетчерского управления

- Проектирование, монтаж, замены силового оборудования электроподстанций, включая РУ.

- Проектирование, монтаж и сервисное обслуживание устройств компенсации реактивной мощности.

- Проектирование, монтаж, наладка и сервисное обслуживание АСУ.

- Проектирование, реконструкция, установка и замена осветительных приборов и устройств наружного и внутреннего применения.

- Проектирование, монтаж, и сервисное обслуживание частотно-регулируемых приводов, систем плавного пуска электродвигателей

При выборе мероприятий для включения в программу приоритет отдавался быстроокупаемым мероприятиям, срок окупаемости которых составит не более 5-7 лет.

### **10.3.2 Организационные мероприятия**

Программой предусматриваются беззатратные и малозатратные мероприятия, стимулирующее рациональное использование электрической и тепловой энергии, водных ресурсов.

Организационные мероприятия включают в себя:

- внедрение на предприятие системы энергетического менеджмента;

- разработка регламента распределения нагрузок на блочных трансформаторах ГЭС с целью снижения нагрузочных потерь;

- Оптимизация планирования водоэнергетических режимов работы с целью минимизации холостых сбросов и эксплуатации ГА в зоне оптимального КПД

- внедрение светодиодной системы освещения с автоматизацией управления и функцией удаленной диспетчеризации.

### **10.4 Оптимизация использования гидроресурсов**

На гидроэлектростанции, как и на любом объекте такого назначения, холостые сбросы имеют отрицательное значение и допускаются в редких случаях. При большом стоке в реке, по согласованию с диспетчером ОДУ, все гидроагрегаты станции, находящиеся в работе, загружаются на полную мощность с целью минимизации холостых сбросов.

Для управления составом работающих гидроагрегатов в соответствии с заданными значениями нагрузки (для ГЭС/ГТП) и резерва по активной мощности, обеспечивающим при заданных технологических ограничениях (с учетом диапазона первичного/вторичного/третичного регулирования) наибольшую экономичность работы ГЭС исходя из максимального КПД для фактического состава ГА в заданном интервале времени предназначена система РУСА (система рационального управления составом гидроагрегата).

Система РУСА должна предусматривать два режима работы:

- в качестве «советника» для выдачи рекомендаций оперативному персоналу гидроэлектростанции по оптимальному составу и режимам работы оборудования ГЭС;

- в автоматическом режиме с возможностью выдачи управляющих воздействий.

Алгоритмы выбора состава работающих агрегатов должны обеспечивать:

- определение, с учетом режимных заданий системы группового регулирования активной мощности, станционных номеров гидроагрегатов, работающих в генераторном режиме и значений их нагрузок.

- расчет прогнозного КПД на период последующих суток по станции в целом для фактического состава работающих гидроагрегатов, расчет фактического КПД, а также их сравнение;

- формирование и выдачу рекомендаций оперативному персоналу по изменению режимов работы оборудования при расхождениях между фактическим и оптимальным составами оборудования;

- возможность ввода персоналом технологических и оперативных ограничений на режимы работы оборудования с выдачей информации о степени экономичности данного состава по сравнению с оптимальным;

- учет ремонтного и аварийного состояния управляемых ГА и оборудования по сигнализации, получаемой от локальных САУ;

- формирование и передачу матрицы режимов работы гидроагрегатов в систему ГРАМ/ГРАРМ;

- контроль за исполнением команд на изменение состава и режимов работающего оборудования с формированием сигнализации персоналу по фактам невыполнения команд системой ГРАМ/ГРАРМ;

- полную блокировку действия по командам оперативного персонала или по сигналам от внешних устройств;

- ручное восстановление функционирования РУСА после блокировки.

## **10.5 Потери электроэнергии в стационарной электрической сети Зейской ГЭС**

Применительно к Зейской ГЭС технические потери возможны в следующем оборудовании:

- силовые трансформаторы (автотрансформаторы);
- воздушные линии;
- шунтирующие реакторы;
- ограничители перенапряжений;
- устройства присоединения высокочастотной связи;
- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения;

Технические потери электроэнергии состоят из условно-постоянных, нагрузочных потерь электроэнергии и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета.

Условно-постоянные потери включают в себя:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
- потери в шунтирующих реакторах;
- потери в системе учета электроэнергии (ТТ, ТН, счетчиках);
- потери в ограничителях перенапряжений и в устройствах присоединений высокочастотной связи;

Нагрузочные потери электроэнергии включают в себя:

- потери в воздушных линиях электропередачи;
- потери в шинопроводах;
- потери в трансформаторах(автотрансформаторах);

В связи с этим составлен перечень рекомендаций для улучшения энергоэффективности обновляемого оборудования.

Рекомендация для систем возбуждения гидрогенераторов:

- микропроцессорные системы управления, регулирования и защит;
- системы возбуждения максимально модульного исполнения с целью возможности замены дефектных элементов без отключения системы возбуждения;
- системы возбуждения с коэффициентом готовности не менее 0,997;
- системы возбуждения с наработкой на отказ не менее 27 000 часов;
- системы возбуждения с регуляторами, изготовленными которых несут гарантии за правильность выбора параметров, констант, законов регулирования, алгоритмов управления с учетом параметров электростанции и энергосистемы, воссозданных с использованием модели (физической, компьютерной);

- шкафы с устройствами защит и автоматики, имеющие встроенный интерфейс общения «человек-машина» для контроля текущего состояния.

Рекомендации для трансформаторного оборудования:

- силовые трансформаторы и автотрансформаторы со сниженным уровнем изоляции при применении защитных аппаратов, ограничивающих перенапряжения всех видов до безопасного уровня;
- с высоким уровнем электродинамической стойкости, подтвержденным соответствующими испытаниями или расчетами»;
- с низкими нагрузочными потерями и потерями холостого хода;
- не предусматривающие проведение капитальных ремонтов и не требующие подпрессовки обмотки на протяжении расчетного срока эксплуатации;
- оснащенные системами пожаротушения и предупреждения взрывов и пожаров, системами диагностики, позволяющими планировать ремонты «по состоянию», современными надежными вводами с твердой изоляцией, устройствами регулирования напряжения (РПН), с возможностью автоматического дистанционного управления, исключающими останов переключающего устройства в промежуточном положении, а также с использованием гашения дуги в вакуумной среде;

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю.Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс]// ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. Ч. 1. Водно–энергетические расчеты режимов ГЭС /сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2014
4. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2002. – 541с.
5. ГОСТ 21.501–2011 СПДС Правила выполнения рабочей документации архитектурных и конструкторских решений. – Введен 01.05.2013. Стандартинформ. 2013. – 45с.
6. ОСТ 108.023.105–84 Турбины гидравлические вертикальные поворотно–лопастные осевые. – Введен 08.05.1984. Ленинград. 1986.–12с.
7. СТО 17330282.27.140.022–2008 Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования. – Введен 30.07.2008. «ЕЭС России». Москва. 2008. – 82 с.
8. СТО РусГидро 01.01.78–2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введен 30.07.2012. ОАО «РусГидро». Москва. 2012. – 290с.
9. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.1 Основное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
10. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.2 Вспомогательное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
11. ГОСТ Р 56302–2014 Оперативно–диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартинформ, 2015. – 28с.
12. ГОСТ Р 56303–2014 Оперативно–диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартинформ, 2015. – 21с.

13. ГОСТ Р 57114–2016 Электроэнергетические системы. Оперативно–диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно–технологическое управление. Термины и определения. Введен 04.10.2016 – Москва: Стандартинформ, 2016. – 20с.
14. СТО 17330282.27.140.008–2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Введен 15.05.2008 – Москва: Стандартинформ, 2008. – 166с.
15. СТО 17330282.27.140.020–2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. Введен 30.07.2008 – Москва: Стандартинформ, 2008. – 38с.
16. СТО 56947007–29.240.10.249–2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. Введен 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19с.
17. СТО 56947007–29.240.30.047–2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Введен 16.06.2010 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128с.
18. СТО 59012820–29.240.30.003–2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. Введен 31.12.2009 – Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132с.
19. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий /Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский Федеральный Университет; Саяно–Шушенский Филиал, 2010. – 180с.
20. Файбесович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д.Л. Файбесовича. – 4–е издание, переработанное и дополненное. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376с: ил.
21. Неклепаев, Б.И. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. – 4–е издание, переработанное и дополненное. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.; ил.
22. Толстихина, Л.В. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования / сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденёв; под ред. Л.В. Толстихиной. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный Университет; Саяно–Шушенский Филиал СФУ, 2012. – 40с.
23. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706с.
24. СНиП 2.06.06–85. Плотины бетонные и железобетонные. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
25. СНиП 2.06.04–82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М.: ФГУП ЦПП, 2004.

26. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
27. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
28. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М. : ACB, 2011. – Ч.1. – 584 с.
29. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М. : ACB, 2011. – Ч.2. – 536 с.
30. СНиП 2.02.02–85. Основания гидротехнических сооружений. – М.: Госстрой, 1989.
31. СНиП 2.06.05–84. Плотины из грунтовых материалов. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
32. Гидрология и гидротехнические сооружения: Учеб. для вузов по спец. «Водоснабжение и канализация»/ Г.Н. Смирнов, Е.В. Курлович, И.А. Витрешко, И.А. Малыгина; Под редакцией Г.Н. Смирнова. М.: Высш. шк., 1988 – 472 с.: ил.
33. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016–2042 гг.»
34. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117–ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153–154.
35. 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;
36. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24–16–1/20–113.
37. Dimitrios Mentisa, Manuel Welscha, Francesco Fuso Nerinia, Oliver Broada, Mark Howellsa, Morgan Baziliana, Holger Rognerab A GIS-based approach for electrification planning - A case study on Nigeria, Energy for Sustainable Development 29, December 2015, pp. 255–265.
38. Harald Kling, Philipp Stanzel, Martin Fuchs Regional assessment of the hydropower potential of rivers in West Africa, European Ceosciences Union General Assembly, Archives of biochemistry and biophysics vol. 602, 2016, pp. 21-31.
39. Jiuping Xu, Ting Ni, Bobo Zheng Hydropower development trends from a technological paradigm perspective, Energy Conversion and Management, IEEE transactions on cybernetics vol. 46, no.3, 15 January 2015, pp. 694–705.

40. Mikhail Fedorov, Vladimir Badenko, Vladimir Maslikov, Alexander Chusov Site selection for flood detention basins with minimum environmental impact, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, MATEC Web of Conferences vol. 73, 2016, pp. 30–43.

41. Иванов Т.С., Батенко Н.В., Олешко В.А. Геоинформационные методы поиска перспективных створов для строительства ГЭС, ОАО «ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева», ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет», Инженерно-строительный журнал №4, 2013, с. 70–123.

42. Пенджиев А.М., Гурбанов Э.Х. Основы геоинформационной системы в развитии малой гидроэнергетики Туркменистана, Туркменский государственный архитектурно-строительный институт, корпорация «Куват», Наука. Мысль: электронный периодический журнал №9, 2015, с. 54–73.

43. Рукосуева А.А., Толстыхина Л.В. Предпроектное обоснование выбора агрегатов гидроэлектростанции, Саяно-Шушенский филиал СФУ, Материалы Юбилейной X международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодежи 2019" (Иркутск, 16-20 сентября 2019 г.); в 3 т. – Иркутск : Изд-во ИРНИТУ, 2019. – Т. II, с. 208–212.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Таблица А.1 – Гидрологический ряд для реки Уфа

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср год
1936	101	108	113	443	2300	419	128	350	141	97	124	107	369
1937	107	106	101	541	1254	412	144	298	308	308	131	108	318
1938	66	65	54	498	1648	785	288	188	325	300	297	137	388
1939	92	88	81	539	1052	624	200	293	220	287	241	153	323
1940	109	108	116	631	1134	732	302	306	220	364	304	161	374
1941	153	106	86	835	953	520	117	327	311	334	246	142	344
1942	120	113	144	1084	1247	608	218	133	104	169	117	106	347
1943	69	54	98	502	1869	538	296	254	226	228	203	113	371
1944	57	57	81	478	1020	376	276	248	216	219	280	124	286
1945	96	87	83	664	871	908	182	116	133	311	273	130	321
1946	135	132	205	1297	1404	640	157	112	333	116	102	114	396
1947	148	146	157	1167	1774	542	161	93	93	113	96	66	380
1948	163	142	144	1212	1330	486	279	320	113	117	115	125	379
1949	75	60	69	730	1258	355	296	182	168	174	205	100	306
1950	103	100	99	1058	1144	570	334	96	85	222	193	123	344
1951	144	128	135	1152	1204	703	282	290	214	110	96	101	380
1952	82	76	96	821	1164	596	219	195	171	103	99	96	310
1953	117	115	115	873	956	384	165	246	238	273	234	143	322
1954	110	107	110	956	1038	363	288	96	129	152	112	111	298
1955	102	101	128	1049	1221	429	358	362	208	190	231	154	378
1956	105	97	170	972	1087	345	179	200	200	294	211	141	333
1957	77	69	67	779	894	1017	339	187	176	237	214	138	350
1958	138	125	225	1073	848	834	240	273	219	262	252	147	386
1959	111	105	129	1759	810	402	214	98	88	169	93	96	340
1960	101	87	107	1109	1666	361	274	171	94	92	91	96	354
1961	76	75	77	598	890	335	194	257	194	182	265	115	272
1962	122	114	123	708	1357	369	304	314	290	166	86	105	338
1963	108	100	104	293	748	585	170	105	120	155	112	104	225
1964	105	104	107	440	1586	689	353	336	339	251	157	123	383
1965	108	107	122	655	986	350	180	112	124	239	112	178	273
1966	180	141	146	777	958	551	262	257	301	254	224	169	352
1967	96	81	60	360	864	621	144	162	149	143	77	80	236
1968	146	130	147	924	1263	640	201	334	259	186	182	120	378
1969	99	82	85	603	677	541	200	232	158	250	190	118	270
1970	107	93	105	707	2537	500	247	123	99	121	115	108	405
1971	127	118	123	766	1102	379	310	335	267	336	217	172	354
1972	112	99	100	819	1963	450	267	136	80	103	98	108	361
1973	91	82	101	701	958	354	192	144	152	252	192	120	278
1974	92	86	88	934	1166	547	185	287	293	234	191	131	353

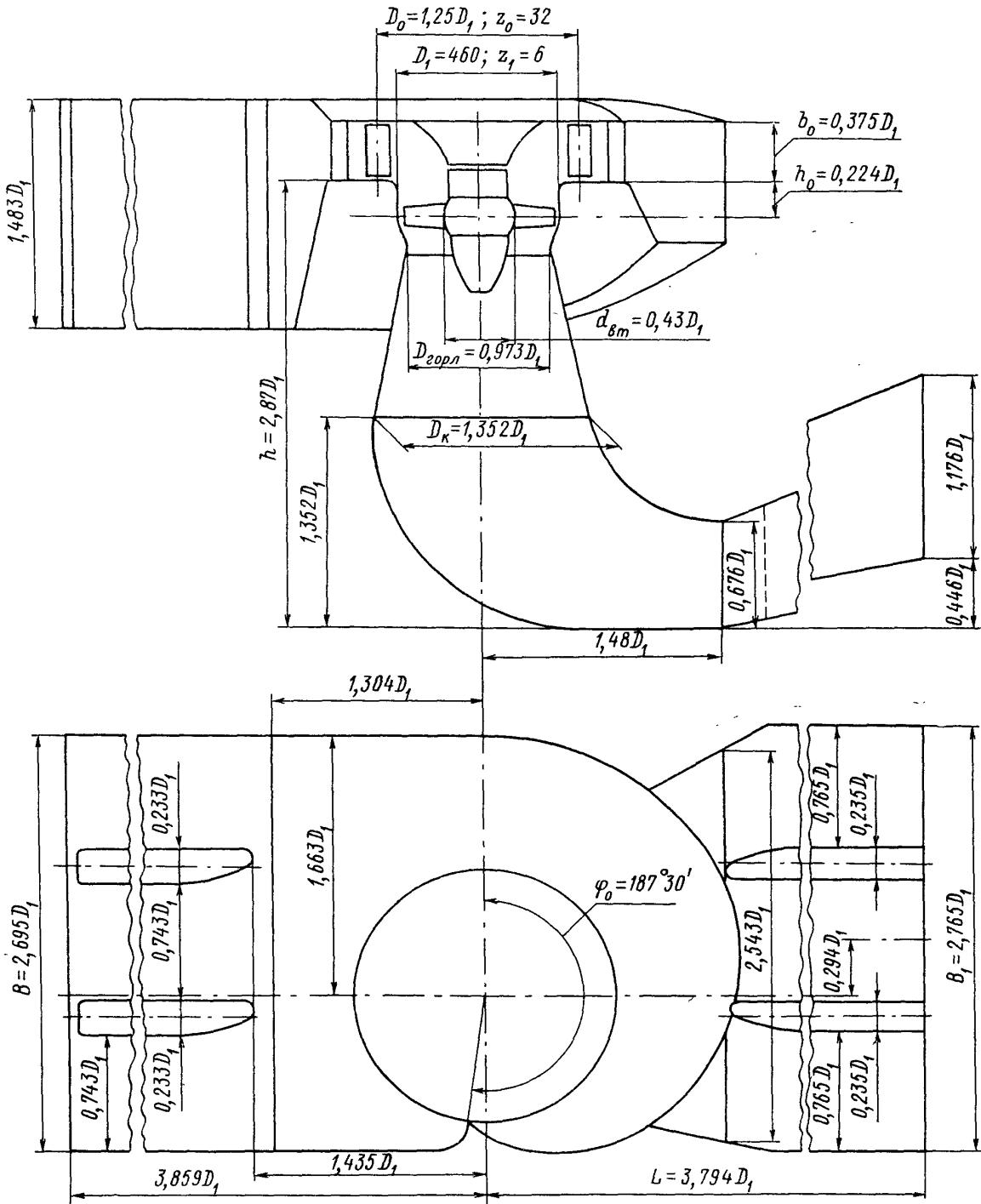
**Окончание таблицы А.1**

1975	124	120	130	1025	990	385	168	224	182	224	195	148	326
1976	120	112	159	1262	1063	343	190	90	101	196	194	159	332
1977	95	89	90	597	1230	556	316	217	346	269	272	202	357
1978	110	107	107	436	739	503	218	256	190	206	259	172	275
1979	69	58	82	410	947	390	217	244	178	246	192	137	264
1980	83	77	96	738	1989	366	249	147	146	113	107	95	350
1981	119	109	113	1263	1607	585	149	155	96	109	109	115	377
1982	109	100	104	1209	1287	395	194	202	210	104	103	106	344
1983	124	119	117	467	1643	477	283	206	310	280	290	181	375
1984	121	113	127	1023	1516	438	219	293	346	242	199	152	399
1985	131	127	123	1425	1313	647	164	240	101	86	84	123	381

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### ГИДРОТУРБИННОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 30/5876-В-46 (к универсальной характеристике № 2363 ХТЗ)



Черт. 9

Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика

# ПРИЛОЖЕНИЕ В

## РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Таблица В.1 – Карта уставок защит гидрогенератора

Защиты	Действие			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение МШВ
Наименование	Обозначение									
Диф. Защита продольная	$I \Delta G$			+	+	+	+			
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$								+
		$t_2$		+	+	+				
ЗПН	$U >$	$t$		+	+	+				
		1 ступень $t_1$		+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	2 ступень $t_2$		+	+					
		CO								+
		ИО		+	+					
		OTC I	$t_1$							
			$t_2$							+
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$		$t_3$	+	+					
	CO								+	
	ИО		+	+						
	OTC	$t_1$								
		$t_2$							+	
ДЗ		$Z <$		$t_3$	+	+				
	1 ступень	$t_1$							+	
		$t_2$	+	+	+					
	2 ступень	$t_1$								
		$t_2$							+	
		$t_3$	+	+						
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	CO								+
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					



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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
подпись      А.А. Ачитаев  
инициалы, фамилия  
«03 » 07 2020 г.

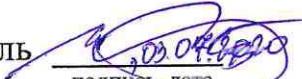
## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УФИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УФА.  
МНОГОЦЕЛЕВАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ  
ПОТЕРЯМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМАХ ВЫДАЧИ  
АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ГЭС

тема

Руководитель



подпись, дата

И.Ю.Погоняйченко

инициалы, фамилия

Выпускник

26.06.2020

подпись, дата



В.В.Ачеколов

инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

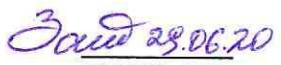
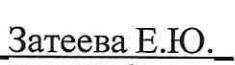
Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Уфимской ГЭС на реке Уфа. Многоцелевая оптимизация управления потерями электроэнергии в схемах выдачи активной мощности ГЭС.»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

   
подпись, дата инициалы, фамилия

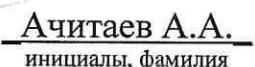
Водно-энергетические расчёты

   
подпись, дата инициалы, фамилия

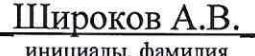
Основное и вспомогательное оборудование

   
подпись, дата инициалы, фамилия

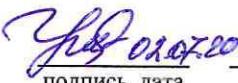
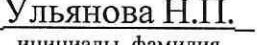
Электрическая часть

   
подпись, дата инициалы, фамилия

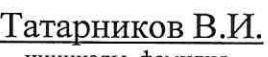
Релейная защита и автоматика

   
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

   
подпись, дата инициалы, фамилия

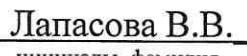
Пожарная безопасность. Охрана труда

   
подпись, дата инициалы, фамилия

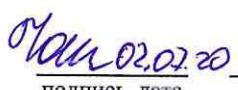
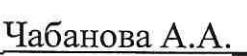
Охрана окружающей среды

   
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

   
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

   
подпись, дата инициалы, фамилия