

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

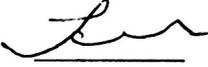
Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
В. И. Татарников  
подпись                      инициалы, фамилия  
« 20 »                      06 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02.06 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОРЕЦКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТЫРКАН.  
СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ  
ГА ГЭС – ТЕПЛОВОЙ КОНТРОЛЬ**

Руководитель	 подпись, дата	ст. преподаватель кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ должность	<u>А.А. Клюкач</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 17.06.16 подпись, дата		<u>О.С. Иванов</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2016

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Корецкой ГЭС на реке Тырман. Системы технологического управления и контроля ГА ГЭС – тепловой контроль.

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты	<u>Зайд 09.06.16</u> подпись, дата	<u>В.И. Зайцева</u> инициалы, фамилия
Гидротурбинное, Гидромеханическое и вспомогательное оборудование	<u>Зайд 13.06.16</u> подпись, дата	<u>А.В. Москалешкова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Шиф. 27.04.16</u> подпись, дата	<u>М.А. Шиф</u> инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	<u>Шиф. 27.04.16</u> подпись, дата	<u>Д.В. Шифонов</u> инициалы, фамилия
Компоновка сооружения и гидроузла	<u>Шиф 09.06.16</u> подпись, дата	<u>Ж.А. Лодина</u> инициалы, фамилия
Охрана труда и пожарная безопасность	<u>Шиф 10.06.16</u> подпись, дата	<u>В.И. Тарасов</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Шиф 11.06.16</u> подпись, дата	<u>В.В. Ланцова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>Шиф 20.06.16</u> подпись, дата	<u>А.А. Гайдарова</u> инициалы, фамилия

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 В.И. Татарников  
подпись                      инициалы, фамилия  
« 17 » июль 2016 г.

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

Студенту Иванову Олегу Сергеевичу.  
Группа ГЭ12-01Б. Направление 13.03.02.06 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Корецкой ГЭС на реке Тыркан. Системы технологического управления и контроля ГА ГЭС – тепловой контроль.

Утверждена приказом по университету № 20 от 9 марта 2016 г.

Руководитель ВКР А. А. Клюкач ст. преподаватель кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ.

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компоновка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Техничко-экономические показатели; 9) Системы технологического управления и контроля ГА ГЭС– тепловой контроль.

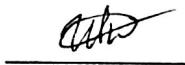
Перечень графического материала: выбор установленной мощности Корецкой ГЭС; поперечный разрез по русловой части Корецкой ГЭС; главная схема Корецкой ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Корецкой ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Корецкой ГЭС; основные технико-экономические показатели строительства Корецкой ГЭС; иллюстрационные материалы к спец. вопросу.

Руководитель ВКР

  
подпись

А. А. Клюкач

Задание принял к исполнению

  
подпись

О. С. Иванов

« 17 » 06 2016 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Корецкой ГЭС .....	6
Введение.....	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	9
1.1 Природные условия .....	9
1.1.1 Климат .....	9
1.1.2 Гидрологические данные.....	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	11
1.1.4 Сейсмические условия.....	11
2 Водноэнергетические расчёты.....	12
2.1 Регулирование стока воды .....	12
2.1.1 Исходные данные .....	12
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов.....	12
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов.....	14
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года .....	15
2.1.5 Определение типа регулирования .....	17
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов .....	17
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года .....	17
2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года.....	18
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС.....	20
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года.....	20
2.3 Баланс мощности.....	21
2.3.1 Баланс мощности изолированной энергосистемы.....	21
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	23
3.1.1 Построение режимного поля .....	23
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....	25
3.2 Гидротурбины и их проточная часть .....	30
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины .....	30
3.2.2 Работа агрегатов в точке 1 ГУХ .....	30
3.2.3 Работа агрегатов в точке 2 ГУХ .....	31
3.2.4 Работа агрегатов в точке 3 ГУХ .....	31
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	32
3.4 Выбор вспомогательного оборудования.....	33
3.5 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала .....	33
4 Электрическая часть .....	35
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд .....	35
4.2 Выбор повышающих трансформаторов .....	37

4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками.....	37
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками.....	39
4.3 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	40
4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	40
4.5 Выбор проводов отходящих воздушных линий .....	41
4.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета.....	42
4.7 Выбор схемы распределительно устройства.....	43
4.8 Расчет токов короткого замыкания .....	44
4.9 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов .....	47
4.10 Выбор и проверка аппаратов 110 кВ.....	47
4.11 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ .....	49
5 Релейная защита и автоматика.....	51
5.1 Перечень защит основного оборудования.....	51
5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты .....	52
5.2.1 Расчет продольной дифференциальной защиты генератора .....	53
5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN) (Uo) .....	55
5.2.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ).....	56
5.2.4 Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора ( $I_2$ ) .....	56
5.2.5 Дистанционная защита от внешних коротких замыканий ( $Z1<$ ), ( $Z2<$ ) .....	59
5.2.6 Защита от симметричных перегрузок статора ( $I_1$ ).....	61
5.2.7 Защита ротора от перегрузки ( $I_p$ ).....	63
6 Компоновка и сооружения гидроузла .....	65
6.1 Проектирование бетонной водосливной плотины .....	65
6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения.....	65
6.2.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины .....	65
6.2.3 Определение ширины водосливного фронта .....	68
6.2.4 Определение отметки гребня водослива .....	69
6.2.5 Проверка пропуска поверочного расхода.....	71
6.2.6 Построение профиля водослива по координатам Кригера – Офицера.....	72
6.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	73
6.4 Конструирование бетонной плотины.....	75
6.4.1 Определение ширины подошвы .....	75
6.4.2 Разрез бетонной плотины швами .....	76
6.4.3 Быки .....	77
6.4.4 Галереи .....	77
6.4.5 Элементы подземного контура .....	77

6.5 Конструирование и расчет устройств нижнего бьефа .....	79
6.5.1 Водобой .....	79
6.5.2 Рисберма.....	79
6.6 Определение основных нагрузок на плотину .....	81
6.6.1 Статические расчеты плотины.....	81
6.6.2 Вес сооружения и затворов .....	81
6.6.3 Сила гидростатического давления воды.....	82
6.6.4 Сила гидростатического давления воды на зуб .....	82
6.6.5 Равнодействующая взвешивающего давления .....	83
6.6.6 Сила фильтрационного давления .....	83
6.6.7 Давление грунта .....	83
6.6.8 Волновое воздействие.....	84
6.7 Расчет прочности плотины.....	85
6.7.1 Критерии прочности плотины .....	87
6.8 Расчет устойчивости плотины .....	88
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	90
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	90
7.2 Пожарная безопасность .....	90
7.3 Охрана труда и техника безопасности .....	92
7.4 Основные мероприятия по охране окружающей среды .....	94
7.5 Воздействия на природную среду в строительный период .....	95
8 Техничко-экономические показатели .....	97
8.1 Текущие расходы по гидроузлу .....	97
8.2 Налоговые расходы .....	99
8.3 Прибыль .....	100
8.4 Методология, исходные данные .....	101
8.5 Бюджетная эффективность.....	101
8.6 Коммерческая эффективность .....	102
8.7 Анализ рисков инвестиционного проекта .....	102
9 Системы технологического управления и контроля ГА ГЭС-тепловой контроль .....	105
9.1 Назначение.....	105
9.2 Стационарная система .....	105
9.3 Выбор датчиков .....	106
9.4 Размещение датчиков .....	107
9.5 Управление системой ТК .....	119
9.6 Уставки.....	111
9.7 Переносная система ТК.....	112
9.8 Итоги.....	114
Заключение .....	115
Список использованных источников .....	117
Приложение А – Ж.....	121-135

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ Корецкой ГЭС

1. Наименование реки..... Тыркан;
2. Местонахождение ГЭС ..... Хабаровский край;
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 216 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 990 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5% ..... 1174 м<sup>3</sup>/с;  
0,1% ..... 1312 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% ..... 1500 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 40 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 42 м;  
ФПУ ..... 43 м;  
УМО ..... 33 м
  - в) объемы:  
полный ..... 5,3 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 3,6 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 33,7 м;
  - б) расчетный ..... 23,8 м;
  - в) минимальный ..... 20,1 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная ..... 75 МВт;  
гарантированная ..... 69 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 417,50 млн. кВт·ч;
8. Грунтовая плотина (общая длина)
  - а) правобережная насыпная ..... 204 м;
9. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная глухая ..... 79 м / 28,1 м;
  - б) стационарная ..... 48 м / 42 м;
  - г) водосливная ..... 28 м / 42 м;
10. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 3 отверстий 8×3;
  - в) общая длина ..... 28 м;
  - г) максимальная высота ..... 42 м;
11. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... русловое;

- б) число агрегатов ..... 3;
- б) грунты в основании ..... песчаник аркозовый;
- в) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецеидальная;
- г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов ..... 12 м;

12. Основное оборудование:

- а) тип турбины ..... ПЛ40а-В-400;
- б) тип генератора ..... СВ-633/100-40УХЛ4;
- в) мощность генератора ..... 26,5 МВт;
- г) частота вращения ..... 150 об/мин;
- д) тип трансформаторов ..... ТД-32000/110;

13. Техничко-экономические показатели:

- а) сметная стоимость ГУ ..... 267 млн. руб.;
- б) удельные показатели ..... 34760 руб./кВт;
- в) себестоимость энергии ..... 11 коп/кВт·ч;
- г) срок окупаемости ..... 7 лет.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию параметров систем в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке сбыта.

Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. Лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия станет гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и инвестиционная отрасль народного хозяйства.

Целью 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.

# 1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС

Тырган – река на севере Хабаровского края, протекает в Аяно-Майском районе. Длина реки – 238 км, площадь бассейна – 7280 км<sup>2</sup>. Впадает в реку Учур в 355 км от устья.

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла – резко континентальный, с продолжительной и суровой зимой, которая длится с конца октября по конец апреля. Характерны зимние температуры до – 40°С ÷ – 45 °С, летние до +26 °С ÷ +30 °С, незначительное количество осадков и недостаток влаги. Годовая сумма осадков – 600 мм. Максимальная скорость ветра 18 м/с.

### 1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Тырган за период 1946-1991 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 215,97 \cdot 31536000 = 6,81 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

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

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	$W, \text{ км}^3$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
7	0	7,2	0	7,2	0
26,5	1,6	9,5	150	9,5	250
35	3,2	11,4	300	11,4	500
41	4,8	14,1	600	14,1	1000
43	6,4	15,8	900	15,8	1500
45	8	16,8	1200	16,8	2000
		17,4	1500	17,4	2500
		17,9	1800	17,9	3000
		18,7	2400	18,7	4000

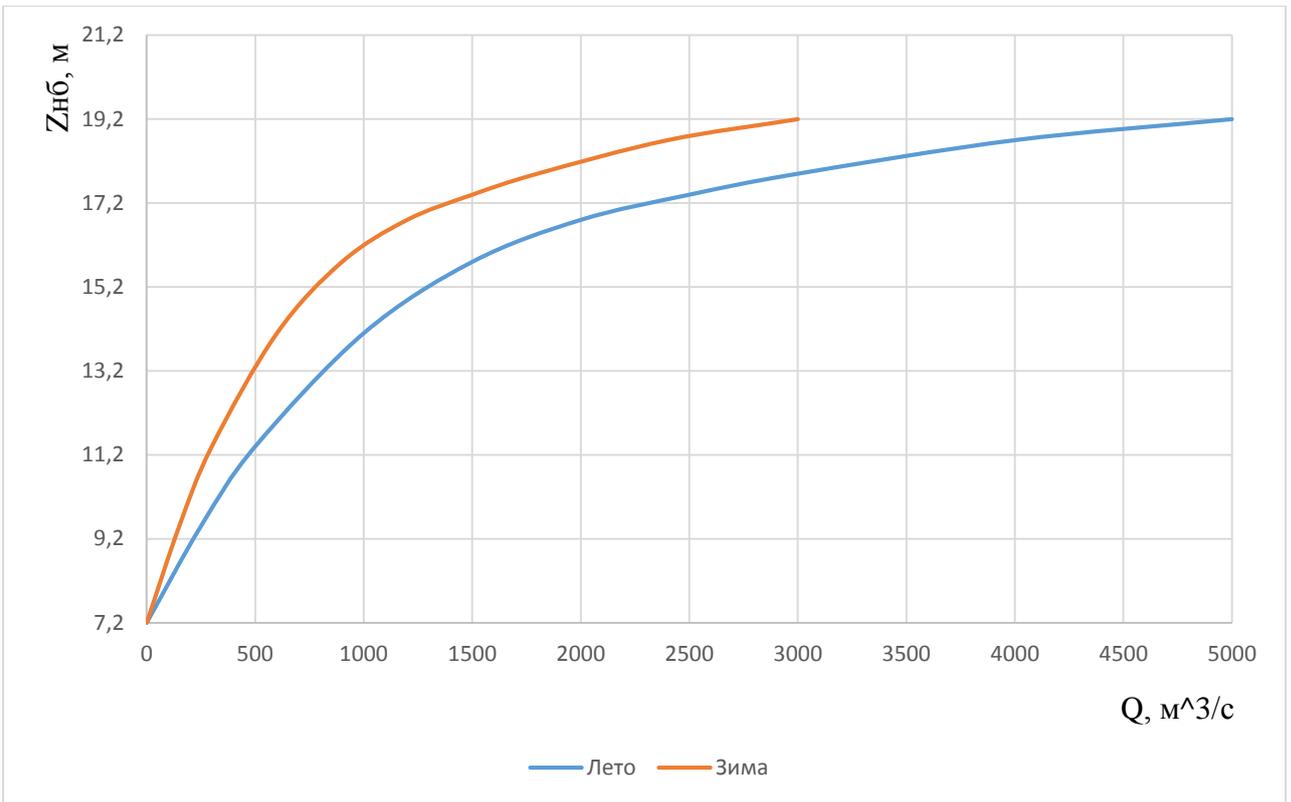


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

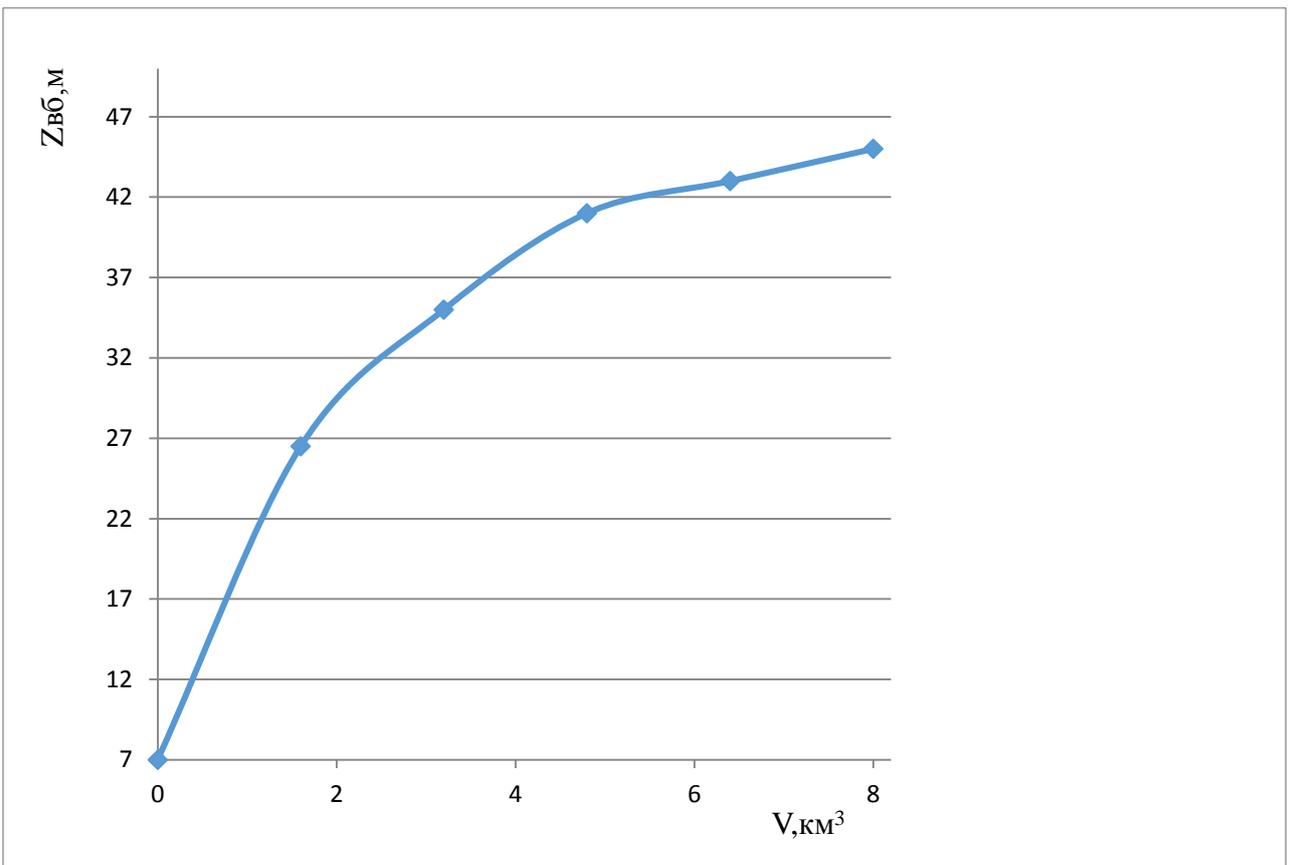


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

### **1.1.3 Инженерно-геологические условия**

По геологической карте определено, что в районе створа Корецкой ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании реки Тыркан – скальные породы: песчаник аркозовый.

### **1.1.4 Сейсмические условия**

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Корецкой ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 7 баллам шкалы MSK-64.

В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1946 по 1991. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического периода установлено, что на участке Корецкой ГЭС не наблюдалось землетрясений более 7 баллов.

## 2 Водно-энергетические 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, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема – изолированная;
- коэффициент мощности:

$$k_N = 8,5;$$

- потери напора в водоподводящих сооружениях:

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

- НПУ Корецкой ГЭС:

$$\text{НПУ} = 42 \text{ м};$$

- ряд гидрологических наблюдений за рекой Тыркан за период 1946-2091 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

Q, м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	40	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	40
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	0,5	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Испарение	-	-	-	-	12	12	12	12	-	-	-	-
Льдообразование	0	0	0	+1	+2	-	-	-	-	-	-1	-2

- суточный график нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

#### 2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

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

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

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

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

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\Sigma(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{1,7}{46}} = 0,192, \quad (2.2)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n-1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,192^2}{2 \cdot (46-1)}} = 11,1\%, \quad (2.3)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\Sigma(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{0,31}{0,192^3 \cdot 46} = 0,95. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\begin{aligned} \delta_{C_s} &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n}}}{C_s} = \\ &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,192^2 + 5 \cdot 0,192^4)}{46}}}{0,95} = 42,7\%. \end{aligned} \quad (2.5)$$

По назначаем класс гидротехнического сооружения. Бетонная плотина Корецкой ГЭС – сооружение I-ого класса (по объёму водохранилища). Исходя из намеченного класса сооружения, определяем обеспеченности поверочного, основного и строительного максимальных расходов по.

Заполняем таблицу 2.2, используя формулы:

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

$$k_s = M_s + 1, \quad (2.7)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s. \quad (2.8)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

$p, \%$	$\Phi$	$M_s$	$k_s$	$Q_s$	
0,01	5,84	1,12	2,12	1500	поверочный
0,1	4,46	0,86	1,85	1312	основной
0,5	3,44	0,66	1,66	1174	строительный

### 2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

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

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

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

где  $P(m)$  – обеспеченность;

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

$n$  – общее число членов ряда.

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

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

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

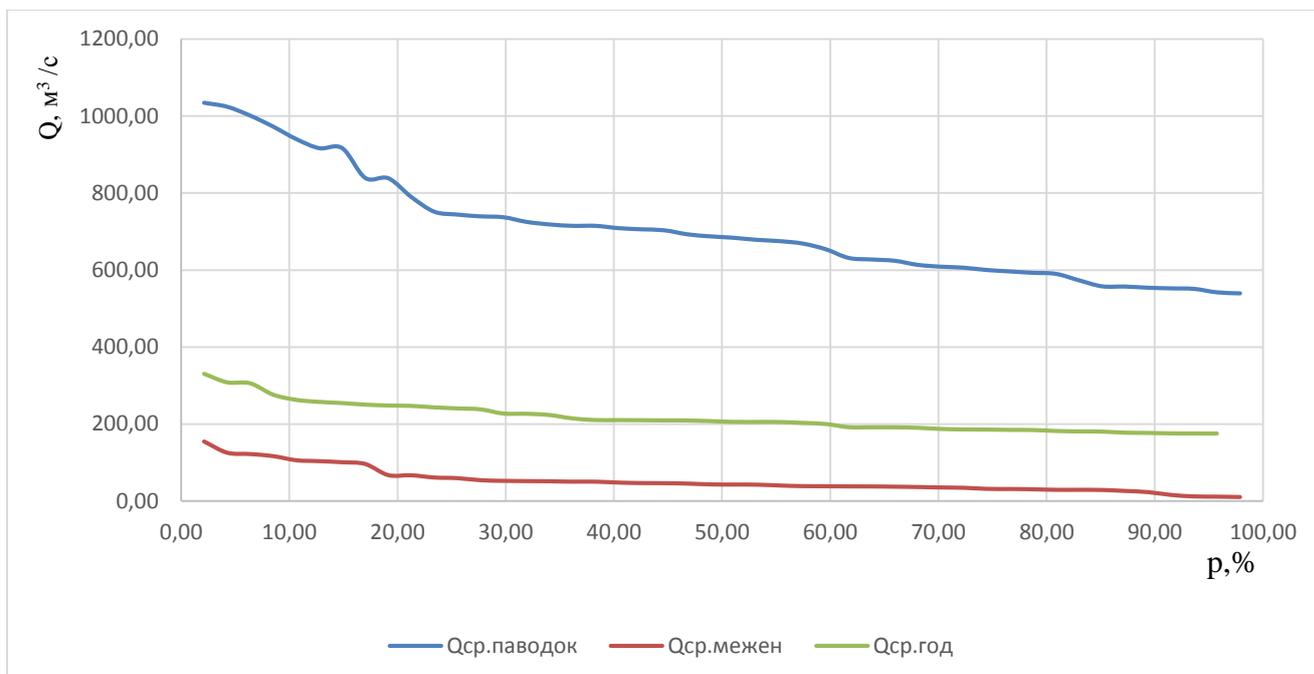


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

#### 2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного маловодного года:

$$K_M = \frac{Q_M^{1963}}{Q_M^{1964}} = \frac{26,01}{51,21} = 0,51, \quad (2.10)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II}^{1988}}{Q_{II}^{1964}} = \frac{557}{557,67} = 1,00, \quad (2.11)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1964 г.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года:

$$K_M = \frac{Q_M^{1955}}{Q_M^{1951}} = \frac{45,18}{50,17} = 0,90, \quad (2.12)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II}^{1977}}{Q_{II}^{1951}} = \frac{692,67}{687,33} = 1,01, \quad (2.13)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1951 г.

Построим гидрографы для средневодного и маловодного года, таблица 2.3. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года  
Расходы в кубических метрах в секунду

Месяц	Расход маловодного года(90%)	Расход средневодного года(50%)
	Исходный	Исходный
1	2,8	2,9
2	2,3	2,85
3	2,2	3,3
4	2,1	3,4
5	1056	1182
6	410	456
7	207	320
8	370	337
9	31	78
10	77	86
11	4,15	4,9
12	3,3	4,15

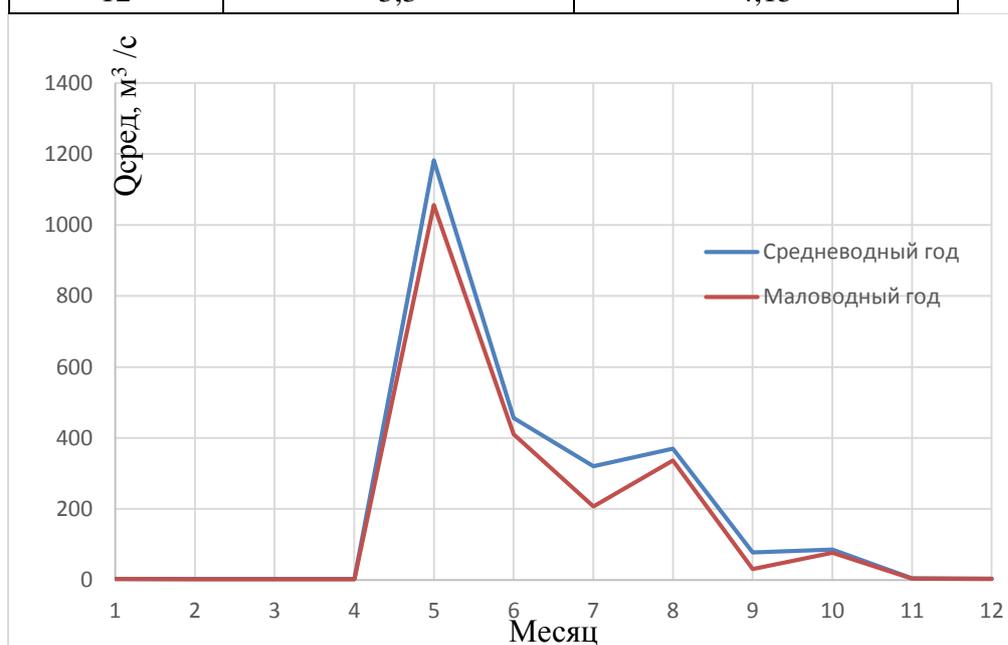


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

По виду графика рисунок 2.2 определяем, что гидрограф относится к дальневосточному типу, имеет небольшое, растянутое половодье, повышенный летне-осенний сток и низкую зимнюю межень.

### 2.1.5 Определение типа регулирования

Объёмы, соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объёмов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.2).

$$V_{\text{НПУ}} = 5,3 \text{ км}^3,$$

$$V_{\text{УМО}} = 3,2 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 5,3 - 3,2 = 2,1 \text{ км}^3. \quad (2.14)$$

Для расчёта необходимо знать тип регулирования водохранилища, для этого рассчитывается коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{2,1}{6,81} = 0,31, \quad (2.15)$$

где  $V_{\text{полезный}}$  – полезный объём водохранилища, формула (2.14);  
 $W_{\text{многолетний}}$  – среднемноголетний сток в заданном створе, по формуле (1.1).

Принимаем годовой тип регулирования.

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических 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 Корецкой ГЭС.

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

$$Q_{\text{п.б}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{ф}}^t - Q_{\text{л}}^t, \quad (2.16)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца;

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

$Q_{п}^t, Q_{и}^t, Q_{ф}^t, Q_{л}^t$  – 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:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.17)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности, формула (1.1);

$Q^t$  – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.16) или расход ВХК);

$H^t$  – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

Перераспределение стока и определение среднемесячных мощностей работы станции отражено в приложении Б, рисунок Б.1.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (сентябрь).

Намеченные среднемесячные мощности работы станции представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4- Среднемесячные мощности станции

Месяц	Мощности в мегаваттах											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_t$	69	32,1	31,2	31	33,8	38,6	40,2	41,4	41,4	31,2	31	69

### 2.2.2 Водно-энергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водно-энергетического 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)), среднегодовой 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  $\nabla_{НПУ} = 42$  м и  $V_{н} = 5,3$  км<sup>3</sup>.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.б}^t - Q_{вдх}^t, \quad (2.18)$$

где  $Q_{п.б}^t$  – по формуле (2.21);

$Q_{\text{ВДХ}}^t$  – 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 потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_{\text{НБ}}^t = Q_{\text{ГЭС}}^t + Q_{\text{Ф}}^t. \quad (2.19)$$

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

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{\text{ВДХ}}^t \cdot t, \quad (2.20)$$

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 2.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h, \quad (2.21)$$

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:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.22)$$

где  $Q^t$  – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.18);

$H^t$  – напор на турбине, найденный по формуле (2.21).

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.4.

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$$N_{\text{гар}} = 69 \text{ МВт};$$

– уровень мёртвого объёма

$$\nabla \text{УМО} = 33 \text{ м};$$

– полезный объём водохранилища

$$V_{\text{полезный}} = 2,1 \text{ км}^3;$$

– график сработки-наполнения водохранилища (рисунок 2.3).

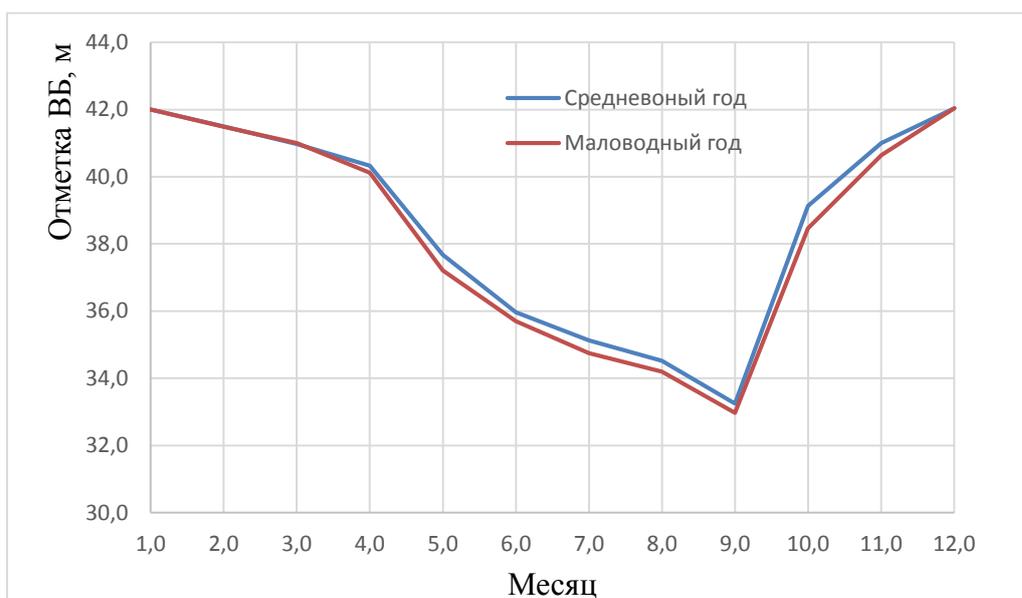


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

### 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Корецкая ГЭС будет использована для питания горно-добывающих рудников электроэнергией для добычи золота в Хабаровском крае. Нагрузка рудника представлена на плакате «Использование водной энергии».

На Корецкой ГЭС предусматриваем нагрузочный резерв 2 % и аварийный резерв 7% тогда установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст}} = 75 \text{ МВт}.$$

### 2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Производится по тем формулам, что и ВЭР по условию маловодного года. Приток в водохранилище соответствует гидрографу расчётного средневодного года (таблица 2.3)

Сработку-наполнение среднегодового года производим двумя способами:  
 1. Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.

2. Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За конечный вариант принимаем второй способ в котором среднемноголетняя выработка электроэнергии больше.

Среднемноголетняя выработка – 432 млн. кВт·ч.

## 2.3 Баланс мощности

### 2.3.1 Баланс мощности изолированной энергосистемы

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 15 дням, а частота проведения – раз в 6 лет.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}}{6} \cdot 1 \cdot \text{мес} = \frac{1 \cdot 75}{6} \cdot 1 \cdot \text{мес} = 12 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.23)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность Корецкой ГЭС.

Капитальный ремонт оборудования мазутных станций можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата в ремонт в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ГЭС}} = \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{мазут}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{мазут}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left( \frac{12}{4} + \frac{12}{2} \right) \cdot \frac{1}{2} = 5 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.24)$$

Баланс мощности изолированной энергосистемы в маловодном году приведен в таблице 2.6 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.6 – Баланс мощности изолированной энергосистемы в маловодном году

Мощность в мегаваттах					
	Проект ГЭС			Мазутные станции	
Нраб	Ннагр	Нрем	Нраб	Ннаг	Нрем
69	1,4		12	1	
51,1	1,0		11	1	
34,2	0,7		10	1	
33,5	0,7		9	1	

Продолжение таблицы 2.6

	Проект ГЭС			Мазутные станции	
Нраб	Ннагр	Нрем	Нраб	Ннаг	Нрем
32,7	0,7		8	1	
30,1	0,6		7	0	5
30,1	0,6		7	0	
32,7	0,7		8	1	
33,5	0,7	6	9	1	
34,2	0,7	6	10	1	
51,2	1,0		11	1	
69	1,4		12	1	

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Для выбора основного энергетического оборудования необходимо знать допустимые режимы работы проектируемой ГЭС. Область в которой выполняются допустимые режимы называется режимным полем гидроэлектростанции по расходу и напору.

Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению (таблица 3.1):

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

где  $\nabla BB$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы  $\nabla BB = \nabla НПУ = 42$  (м), для нижней границы  $\nabla BB = \nabla УМО = 33$  (м);

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

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

Линия расчётного напора считается по формуле (3.1), где  $\nabla BB$  будет являться средняя  $\nabla BB$  января графика сработки-наполнения водохранилища маловодного года.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса:

$$Q_{min} = 40 \text{ (м}^3/\text{с)}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

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

$k_N$  – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС.

Уравнение линии пропускной способности ГЭС:

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

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

$H_{ГЭС}$  – напор ГЭС;

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

Таблица 3.1 - Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривая связи НБ		Отметка ВБ	Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q <sub>НБ</sub> , (м <sup>3</sup> /с)	Z <sub>НБ</sub> , (м)		H <sub>НПУ</sub> , (м)	H <sub>УМО</sub> , (м)	H <sub>ВБ</sub> , (м)	H, (м)	Q, (м <sup>3</sup> /с)	H, (м)	Q, (м <sup>3</sup> /с)
2200	18,43	36	23,07	13,07	17,07	32	246,32	15	261,98
2000	18,16	36	23,34	13,34	17,34	31	254,27	16,5	274,77
1800	17,89	36	23,61	13,61	17,61	30	262,75	18	286,99
1600	17,59	36	23,91	13,91	17,91	29	271,81	19,5	298,71
1400	17,24	36	24,26	14,26	18,26	28	281,51	21	309,98
1200	16,79	36	24,71	14,71	18,71	27	291,94	22,5	320,86
1000	16,18	36	25,32	15,32	19,32	26	303,17	24	331,38
800	15,32	36	26,18	16,18	20,18	25	315,29	25,5	341,58
600	14,11	36	27,39	17,39	21,39	24	328,43	27	351,49
400	12,44	36	29,06	19,06	23,06	23	342,71	28,5	361,12
200	10,19	36	31,31	21,31	25,31	22	358,29	30	370,50
0	7,19	36	34,31	24,31	28,31	21	375,35	31,5	379,65

По данным таблицы 3.1 строится режимное поле проектируемой станции (рисунок 3.1)

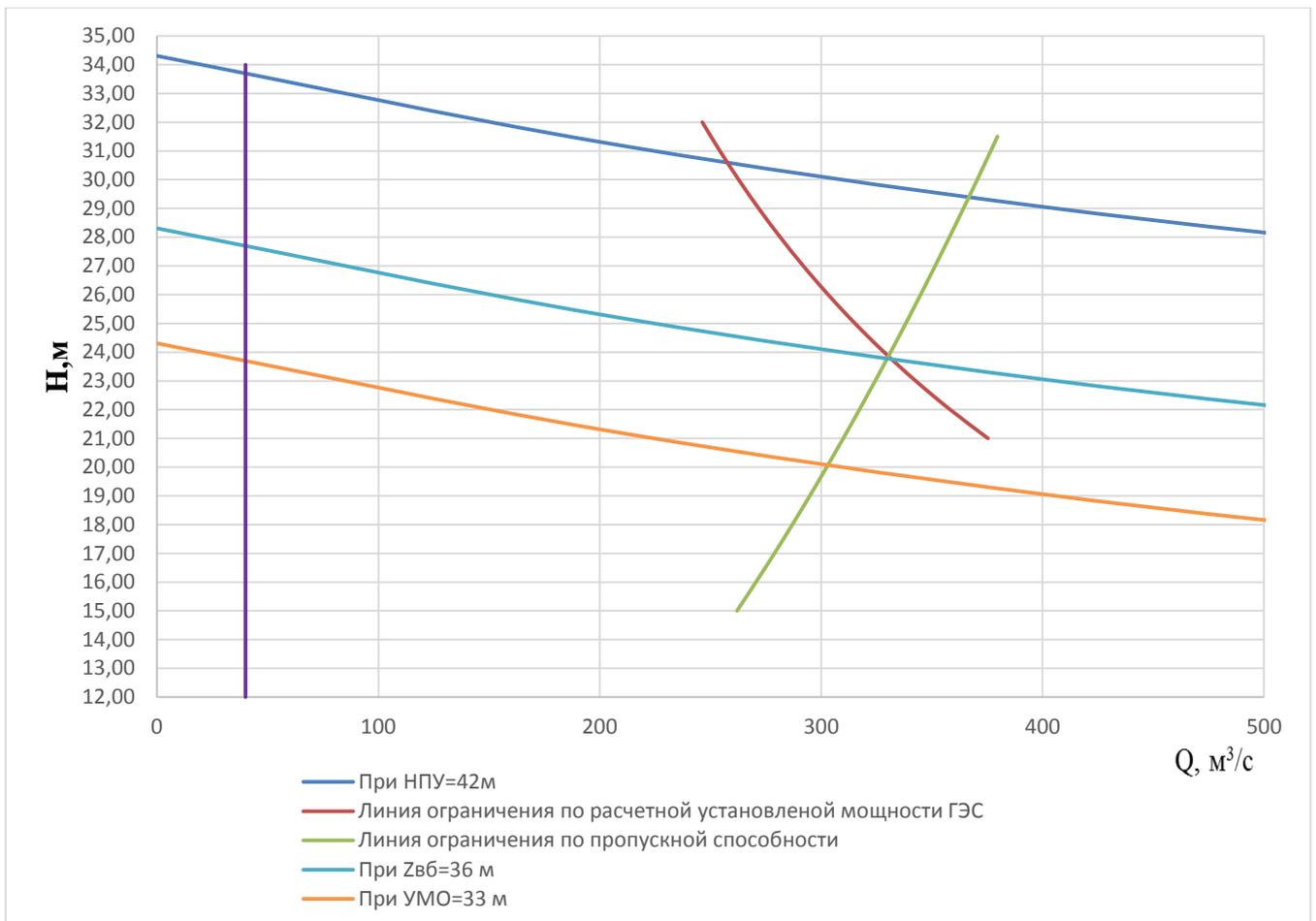


Рисунок 3.1 - Режимное поле проектируемой станции

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

С помощью режимного поля определяем величины:

$$H_{\text{рас}} = 23,8 \text{ м, при } Q_{\text{max}} = 330 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$H_{\text{max}} = 33,7 \text{ м, } H_{\text{min}} = 20,1 \text{ м.}$$

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

- 1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;
- 2) отношение  $H_{\text{min}}/H_{\text{max}} = 20,1/40 = 0,503$  должно быть не меньше справочных данных.
- 3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Полученному диапазону напоров соответствует одна система реактивных гидротурбин: поворотной-лопастной. Исходя из выше перечисленных требований выбираем гидротурбины – ПЛ40а-В и ПЛ40б-В.

Параметры гидротурбин ПЛ40а-В и ПЛ40б-В представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры моделей турбин

Параметр		Турбина ПЛ40а-В	Турбина ПЛ40б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, м$	40	40
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{Iр}, об/мин$	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{Iopt}, л/с$	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_{mopt}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{Imax}, л/с$	1250-1700	1270-1750
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{Imax})$	0,4-0,65	0,35-0,65
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{Im}, м$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{мод}, м$	4	4
	$t_{мод}, ^\circ C$	10	20

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки  $P_1$ , предварительно проведя линию  $n'_{IO}$  через оптимум КПД ( $Q'_{1(P1)} = 1,7 м^3/с$  – для ПЛ40а-В ;  $Q'_{1(P1)} = 1,63 м^3/с$  – для ПЛ40б-В).

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с минимально возможного для каждого типа турбин, результаты которых представлены в таблицах 3.3 и 3.4 для ПЛ40а-В и ПЛ40б-В соответственно).

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

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

где  $\eta_M, D_{1M}, H_M$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\vartheta_H, \vartheta_M$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_H$  и  $t_M$ :

$\vartheta_M = 1,3 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>/с и  $\vartheta_M = 1,01 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>/с для ПЛ40а-В и ПЛ40б-В соответственно);

Средняя температура реки Тыркан  $t_H = 5$  (°С), по справочным данным  $\vartheta_H = 1,51 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>/с ;

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

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_I \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

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

$\eta_G$  – КПД генератора (предварительно принимаем  $\eta_G = 0,97$ ).

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где  $N_{уст} = 75$  МВт – расчетная установленная мощность.

Уточняем мощность агрегата:

$$N'_a = \frac{N_{уст}}{z'_a} \quad (3.7)$$

В общем случае число агрегатов  $z'_a$  получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа ( $z_a$ ) и, следовательно, затем уточнения мощности агрегата  $N_a$ , по формуле (3.7) после округления числа агрегатов до целого числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Синхронная частота вращения турбины:

$$n_c = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{\text{расч}}}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где  $n'_p$  – приведенная частота вращения в расчётной точке ГУХ;

$m = \frac{\eta_T}{\eta_M}$  – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду.

Для выбранного максимального диаметра турбины  $D_1$  и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения для указанных напоров по формулам:

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta p}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta p}}, \quad (3.11)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения.

На главной универсальной характеристике проводим линии  $n'_{I_{max}}$ ,  $n'_{I_p}$ ,  $n'_{I_{min}}$ . Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии  $n'_{I_p}$  подбираем такое сочетание  $\eta_T$  и  $Q'_I$ , чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T}, \quad (3.12)$$

Правая часть уравнения является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии  $n'_{I_p}$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Для полученной окончательного значения расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии  $n'_{imin}$  соответствующей напору  $H_{max}$ , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.12) вместо расчетного напора максимальный напор.

Линия ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитываем в координаты универсальной характеристики для двух значения напора максимально и минимального формула (3.13) и (3.14):

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{max}}}, \quad (3.13)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H_{min}}}. \quad (3.14)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через станцию.

При выбранных параметрах турбина может работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики.

Расчитанные по формулам (3.4 - 3.14) величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицу В.1 и В.2 приложения В.

Произведения  $Q'_I \cdot \eta_T$ , в таблице В.1 и В.2 приложения В представлены в о. е.  $\text{л/с}$  для удобства определения их на универсальных характеристиках.

Вариант с турбиной ПЛ40б-В в дальнейшем рассматриваться не будет, так недостаточно области для построения рабочей зоны турбины.

Выбор подходящего типа гидротурбин производим в следующем порядке. В первую очередь отсеиваем типы турбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним. Прикидываем положение расчётной точки, и отсеиваем гидротурбины, в которых она левее или очень близко к оптимуму. Далее отсеиваем турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Из анализа таблиц В.1 и В.2 приложения В выбираем гидротурбину ПЛ40а-В-400 с следующими параметрами:

$$D_1 = 4,0 \text{ м,}$$

$$z_0 = 24.$$

Главная универсальная характеристика турбины ПЛ40а-В с построенным режимным полем представлена в приложении В, рисунок В.1.

### 3.2 Гидротурбины и их проточная часть

#### 3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_S, \quad (3.15)$$

где  $Z_{H.B.}(Q_{H.B.})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{H.B.}$ , соответствующем расчетному значению высоты отсасывания  $H_S$ .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата с  $N_p$  при НПУ;
2. Работа одного агрегата с  $N_p$  и  $H_p$ ;
3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с  $N_p$  и  $H_{min}$ .

Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{\nabla Z_{H.B.}(Q_{H.B.})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_X, \quad (3.16)$$

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

$\nabla Z_{H.B.}(Q_{H.B.})$  – отметка НБ при данном расходе;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

$Z_X$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин ( $Z_X = 0$  для ПЛ турбин).

#### 3.2.2 Работа агрегата в точке 1 ГУХ

На режимном поле проектируемой ГЭС находим точку.

Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}. \quad (3.17)$$

В найденной точке определяем  $\sigma = 0,52$ ,  $Q = 109,2$  м<sup>3</sup>/с. По кривой связи НБ определяем  $\nabla Z_{H.B.}(Q_a) = 10,2$  м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{10,2}{900} - 0,52 \cdot 20,1 - 1,5 = -1,63 \text{ м.}$$

### 3.2.3 Работа агрегата в точке 2 ГУХ

На режимном поле этому режиму соответствует точка 2.

Рассчитываем аналогично предыдущему пункту  $Q = 123,46 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$\sigma = 0,536;$$

$$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 10,6 \text{ м};$$

$$H_S = 10,33 - \frac{10,6}{900} - 0,536 \cdot 23,8 - 1,5 = -3,95 \text{ м}.$$

### 3.2.4 Работа агрегата в точке 3 ГУХ

На режимном поле этому режиму соответствует точка 3. Для нее:

$$Q = 89,2 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Рассчитываем аналогично:

$$\sigma = 0,19;$$

$$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 10 \text{ м};$$

$$H_S = 10,33 - \frac{10}{900} - 0,19 \cdot 33,7 - 1,5 = 2,4 \text{ м}.$$

Полученные результаты сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	$D_1$ , м	$Z_a$ , шт	$n_c$ , об/мин	$N_a$ , МВт	$H_{S1}$ , м	$H_{S2}$ , м	$H_{S3}$ , м
Пл-40-а	4,0	3	150	25	-1,63	-3,95	2,4

Рассчитываем заглубление рабочего колеса (3.13) при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$\nabla Z_{\text{Р.К.1}} = 10,2 - 1,64 = 8,56 \text{ м}.$$

$$\nabla Z_{\text{Р.К.2}} = 10,6 - 3,95 = 6,65 \text{ м}.$$

$$\nabla Z_{\text{Р.К.1}} = 10 + 2,95 = 12,4 \text{ м}.$$

Из всех полученных расчетных значений  $H_S$  выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть наименьшее  $H_{S3} = -3,95 \text{ м}$ .

### 3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{25}{0,85} = 29,42 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.18)$$

где  $\cos\varphi = 0,8 - 0,9$ .

Число полюсов генератора:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{150} = 40; \quad (3.19)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-633/100-40УХЛ4. Номинальные данные гидрогенератора представлены в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-633/100-40УХЛ4

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	31,18
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	26,5
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	1,175
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	150,0
Сопротивление обмотки статора	$X_d$	о.е.	1,3
Переходное сопротивление	$X'_d$	о.е.	0,37
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	о.е.	0,25
КПД	$\eta$	%	97,4
Масса генератора	$G_{\text{ген}}$	Тонн	310
Масса ротора	$G_{\text{рот}}$	Тонн	155

### Продолжение таблицы 3.4

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Диаметр ротора	D	м	6,33
Исполнение	Зонтичное		

### 3.4. Выбор вспомогательного оборудования

По номограмме для турбины ПЛ40а-В-400 определим тип маслонапорной установки:

МНУ 4/1 – 40 – 4,0 – 2

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 4 м<sup>3</sup>, состоящим из двух сосудов на давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), с маслонасосным агрегатом ГА4,0-2, имеющим сливной бак МА 4,0– 2 вместимостью 4,0 м<sup>3</sup> с двумя насосами.

Для поворотно-лопастной гидротурбины принимаем ЭГРК-150-4.

Гидрогенератор имеет систему косвенного воздушного охлаждения с циркуляцией охлаждающего воздуха по замкнутому контуру. Охлаждение нагретого воздуха осуществляется водовоздушными воздухоохладителями.

Также принята зависимая статическая тиристорная система возбуждения по схеме самовозбуждения.

Принимаем сегментные подшипники.

В машинном зале для монтажа и демонтажа основного гидросилового оборудования принимаем к установке мостовой кран г/п 160/32 т. В качестве подъёмного механизма для плоских затворов отсасывающей трубы принимаем козловой кран г/п 50 т, а для подъема сороудерживающих решёток, затворов турбинных водоводов принимаем козловой кран г/п 100 т.

### 3.5. Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

По чертежу проточной части модельной гидротурбины (приложение В, рисунок В.2.) определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,615 \cdot D_1 = 2,615 \cdot 4 = 10,46 \text{ (м)}. \quad (3.20)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{с.к} = 210^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,885 \cdot D_1 = 2,885 \cdot 4 = 11,54 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,548 \cdot D_1 = 4,548 \cdot 4 = 18,19 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 1,339 \cdot D_1 = 1,339 \cdot 4 = 5,36 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 4 = 1,6 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Диаметр втулки:

$$d_{\text{вт}} = 0,45 \cdot D_1 = 0,45 \cdot 4 = 1,8 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Диаметр горловины:

$$D_{\text{горл}} = 0,96 \cdot D_1 = 0,96 \cdot 4 = 3,8 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 2,283 \cdot D_1 = 2,283 \cdot 4 = 9,13 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Наружный диаметр вала:

$$D'_{\text{в}} = 105 \cdot \left(\frac{N_{\text{а}}}{n_{\text{с}}}\right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{25000}{150}\right)^{0,35} = 629,3 \text{ (мм)}. \quad (3.28)$$

где  $N_{\text{а}}$  – мощность агрегата, кВт;

$n_{\text{с}}$  – синхронная частота вращения турбины.

Полученное значение диаметра округляют до стандартизованного (кратное 50 мм при  $D'_{\text{в}}$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$ ).

$$D'_{\text{в}} = 650 \text{ (мм)}$$

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Главная электрическая схема Корецкой ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности и надежности электроснабжения потребителей.

Проектируемая Корецкая ГЭС будет работать изолированно, обеспечивая электрической энергией горно-обогатительные комплексы, которые добывают золото. Определенно, что расстояние до потребителей меньше предельной длины линии электропередачи (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Количество линий до ближайших подстанций

Напряжение, кВ	Ближайший потребитель	Расстояние до потребителя, км	Предельная длина линии электропередачи, км	Количество линий
110	Юбилейный	70	80	3

При использовании высшего напряжения 110 кВ для передачи мощности потребуется 3 линии.

По формуле Г.А. Илларионова определим экономически целесообразное напряжение распределительного устройства:

$$U_{\text{РУ}}^{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{70} + \frac{2500}{25}}} = 96,62 \text{ кВ.} \quad (4.1)$$

где  $l$  – длина линии, км,  
 $P$  – передаваемая мощность, МВт.

Окончательно принимаем напряжение распределительного устройства:

$$U_{\text{РУ}} = 110 \text{ кВ.}$$

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

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

С целью снижения капиталовложений, кроме одиночных блоков (рисунок 4.1) на станции могут быть применены укрупнённые (рисунок 4.2)

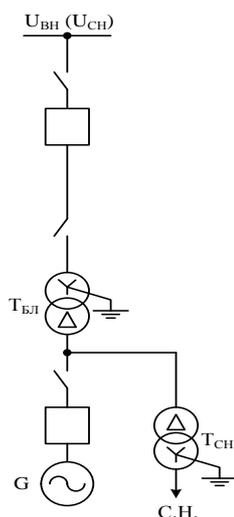


Рисунок 4.1 – Структурная схема одиночного блока

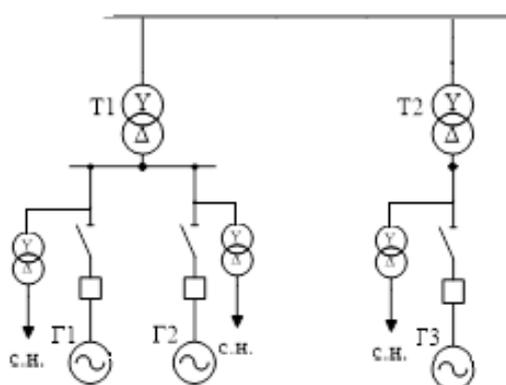


Рисунок 4.2 – Структурная схема укрупненного блока

Схемы собственных нужд (далее - СН) ГЭС должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

Электрическая схема СН на Корецкой ГЭС выполнена напряжением - 0,4 кВ.

Проект Корецкой ГЭС выполняет все требования Технической политики ПАО «РусГидро», а именно:

1. Оборудование систем постоянного и переменного тока, щиты и сборки для питания ответственных потребителей располагаются на незатопляемых отметках;

2. Для электроснабжения потребителей 1 категории и потребителей особой группы, таких как: грузоподъемные механизмы и приводы управления затворами ГТС, автоматика управления быстропадающих затворов и др. предусмотрены автономные независимые источники (дизель генераторная установка - ДГУ);

3. Применена схема с одиночной секционированной системой сборных шин;

4. У всех ответственных потребителей применено автоматическое включение резерва (АВР)

Согласно стандарту, необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». На Корецкой ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

– генераторы;

– дизель-генераторная установка (ДГУ).

Главная схема электрических соединений представлена на чертеже «Главная схема Корецкой ГЭС». Вычерчивание главной схемы выполнено с учётом требований стандартов.

## 4.2 Выбор блочных трансформаторов

### 4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками

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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{25 - 0,5}{0,85} = 28,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.2)$$

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

По каталогу ПАО «Запорожтрансформатор» выбираются трансформаторы ТД-32000/110. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТД-32000/110

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$	$R_{\text{Т}}, \text{Ом}$	$X_{\text{Т}}, \text{Ом}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$						
32	115	10,5	10,5	150	40	0,7	1,94	43,4

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5760}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 4292,4 \text{ ч/год}, \quad (4.3)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_B, \quad (4.4)$$

где  $\mu=0,75$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;  
 $T_{пл}=32$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 $\omega=0,014$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;  
 $T_B=70$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 32 - 0,014 \cdot 70 = 8735 \text{ ч}.$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,04 \cdot 8735 = 349,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{Tном}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,15}{1} \cdot \left(\frac{28,8}{32}\right)^2 \cdot 4292,4 = 522,25 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.6)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{пот} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H), \quad (4.7)$$

$$I_{пот} = 0,01 \cdot (349,4 + 522,25) = 8,72 \text{ тыс. руб/год}.$$

Для трех блоков:

$$I_{пот1}^{110} = 3 \cdot 8,72 = 26,15 \text{ тыс. руб/год}.$$

## 4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками

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. По формулам ((4.2)-(4.7)) получаем:

$$S_{расч} = \frac{(P_{Гном} - P_{с.н.})}{\cos\varphi_{Г}} = \frac{(50-1)}{0,85} = 57,65 \text{ МВ}\cdot\text{А},$$

По каталогу ПАО “Запорожтрансформатор” выбираются трансформаторы ТД-63000/110. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Каталожные данные трансформатора ТД 63000/110

S <sub>ном</sub> , МВ·А	U <sub>н</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>хх</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>Т</sub> , Ом	X <sub>Т</sub> , Ом
	U <sub>ВН</sub>	U <sub>НН</sub>						
63	121	10,5	10,5	245	35	0,7	0,9	24,4

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T<sub>max</sub> и время максимальных потерь τ.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5760}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 4292,4 \text{ ч/год},$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_{в},$$

где μ=0,75 – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;  
 T<sub>пл</sub> = 32 – время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 ω = 0,014 – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;  
 T<sub>в</sub> = 70 – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 32 - 0,014 \cdot 70 = 8735 \text{ ч}.$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{хх} = n_{Т} \cdot \Delta P_{хх} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,035 \cdot 8735 = 305,73 \text{ МВт}\cdot\text{ч},$$

где n<sub>Т</sub> – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,245}{1} \cdot \left( \frac{57,65}{63} \right)^2 \cdot 4292,4 = 880,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{\text{ХХ}} + \Delta W_H),$$

$$I_{\text{пот}} = 0,01 \cdot (305,73 + 880,6) = 11,86 \text{ тыс. руб/год}$$

Для укрупненного и простого блока:

$$I_{\text{пот2}}^{110} = 11,86 + 8,72 = 20,58 \text{ тыс. руб/год.}$$

### 4.3 Выбор синхронного генератора

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ – 633/100-40УХЛ4 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные представлены в таблице 4.4

Таблица 4.4 - Паспортные данные генератора

Номинальная мощность		U <sub>Г ном</sub> ,кВ	cos φ <sub>Г</sub> ,о.е.	η	Индуктивные сопротивления		
S <sub>Г ном</sub> ,МВА	P <sub>Г ном</sub> МВт				x <sub>d</sub> "	x <sub>d</sub> '	x <sub>d</sub>
31,18	26,5	10,5	0,85	0,974	0,25	0,37	1,3

### 4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 2% от S<sub>Г ном</sub>:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,02 \cdot \frac{P_{\text{Г ном}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 0,02 \cdot \frac{26,5}{0,85} = 623 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.8)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Тс.н.}} \geq S_{\text{с.н.}}$$

По каталогу ООО «СлавЭнерго (Ярославль)» выбираются трансформаторы ТСЗ-630/10/0,4 и ТСЗ-1000/10/0,4.

#### 4.5 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 110 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left( \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right); \quad (4.9)$$

$$S_{\Sigma} = 3 \cdot \left( \frac{25 - 0,5}{0,85} \right) = 86,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$S_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{перед}}}{\cos \varphi_c} = \frac{30}{0,85} = 35,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.10)$$

где  $P_{\text{перед}} = 30$  МВт.

Число линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{перед}} \cdot k} = \frac{86,5}{1,4 \cdot 35,3} = 1,75 \quad (4.11)$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным  $n_{\text{л}} = 1,75 + 1 = 2,75$ .

Принимаем число ВЛ 110 равным  $n_{\text{л}} = 3$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{86,5}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,151 \text{ кА}. \quad (4.12)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\Gamma} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 151 = 174,4 \text{ А}, \quad (4.13)$$

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

$\alpha_{\Gamma} = 1,1$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока выбираем провод АС – 70/11. Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 265$  А.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{86,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 227 \text{ кА}. \quad (4.14)$$

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

Удельное активное сопротивление при  $20\text{C}^\circ$  на 100 км линии:

$$r_{\text{уд}} = 42,2 \text{ Ом.}$$

Удельное индуктивное сопротивление на 100 км линии:

$$x_{\text{уд}} = 44,4 \text{ Ом.}$$

Удельное ёмкостная проводимость на 100 км линии:

$$b_{\text{уд}} = 2,547 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

В результате для выдачи мощности принято строительство трёх одноцепных ВЛ 110 кВ Корецкая ГЭС – Юбилейный протяженностью 70 км.

#### **4.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета**

Рассматриваемые схемы различаются только количеством блочных трансформаторов.

$$K_i = n \cdot (K_T + K_{\text{ТСН}} + K_{\text{ру}}), \quad (4.15)$$

где  $K_{\text{ру}}$ - расчетная стоимость ячеек ОРУ 110 кВ:

$$K_{\text{яч.}}^{110} = 4616000 \text{ руб.};$$

$K_T$ - расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора единичного (укрупненного) блока:

$$K_T^{110} = 29952000 \text{ руб.}; (\text{ТД-32000/110});$$

$$K_T^{110} = 58968000 \text{ руб.}; (\text{ТД-63000/110});$$

$K_{\text{ТСН}}$ - расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора собственных нужд единичного (укрупненного) блока:

$$K_{\text{ТСН}}^{110} = 698000 \text{ руб.}; (\text{ТСЗ-630/10/0,4});$$

$$K_{\text{ТСН}}^{110} = 976000 \text{ руб.}; (\text{ТСЗ-1000/10/0,4});$$

Таким образом, для единичных блоков:

$$K_1^{110} = 3 \cdot (29952000 + 698000 + 6 \cdot 4616000) = 175038000 \text{ руб.}$$

Для укрупненного блока, согласно рисунку 1.6:

$$K_2^{110} = (58968000 + 976000 + 15 \cdot 4616000 + 29952000 + 698000) = \\ = 159834000 \text{ руб.}$$

Суммарные годовые издержки по вариантам составят:  
Простые блоки:

$$I_1 = 0,094 \cdot K_1 + I_{\text{пот}1}^{110}; \quad (4.16)$$

$$I_1 = 0,094 \cdot 175038000 + 26,15 = 16453598 \text{ руб/год}$$

Укрупненные блоки:

$$I_2 = 0,094 \cdot K_2 + I_{\text{пот}2}^{110}$$

$$I_2 = 0,094 \cdot 159834000 + 20,58 = 15024416 \text{ руб/год.}$$

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

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.17)$$

где  $E_n$  – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям.

$$Z_1 = 0,12 \cdot 175038000 + 16453598 = 37458158 \text{ руб.}$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 159834000 + 15024416 = 34204496 \text{ руб.}$$

Из сравнения экономических показателей рассмотренных вариантов видно, что второй вариант немного экономичнее, чем первый, но для обеспечения высокой надежности работы и простоты схемы выбираем первый вариант с простыми блоками.

В результате в качестве главной схемы ГЭС принимается схема с простыми блоками.

#### 4.7 Выбор схемы распределительного устройства

Стандарт «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» регламентирует схему распределительного устройства. Для распределительного устройства 110 кВ и шести присоединений (три генераторных присоединения и три воздушных линии) принимаем схему шестиугольника. Выбранная схема ОРУ-110 кВ в общем виде представлена на рисунке 4.3

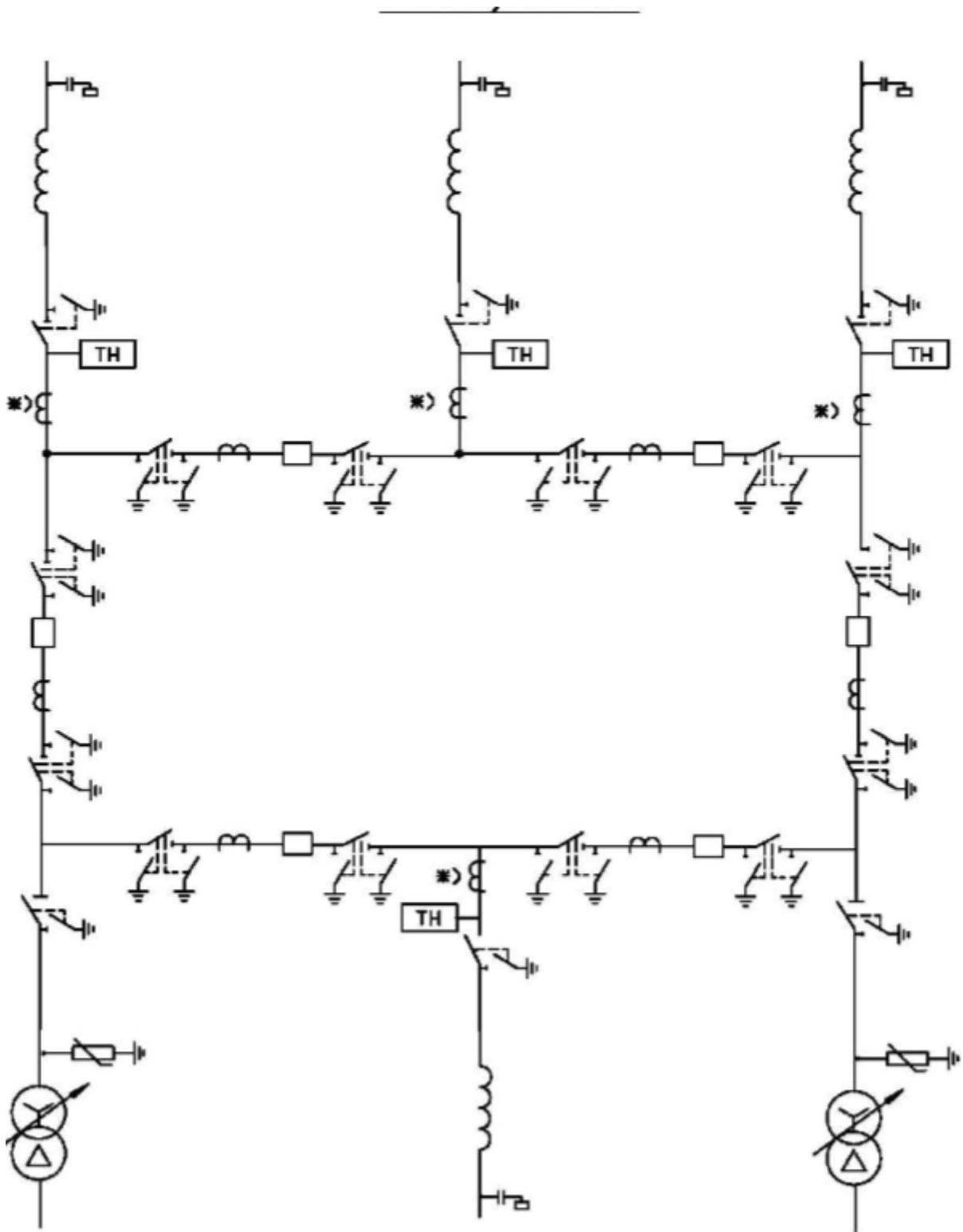


Рисунок 4.3 – Структурная схема ОРУ-110 кВ

#### 4.8 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Сопротивление генератора:

$$x_1 = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,25 \cdot \frac{10,5^2}{31,18} = 0,88 \text{ Ом}, \quad (4.18)$$

$$r_1 = \frac{x_1}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,88}{314 \cdot 0,045} = 0,063 \text{ Ом}, \quad (4.19)$$

Эквивалентное сопротивление генератора:

$$x_{1'} = \frac{x_1}{n} = \frac{0,88}{3} = 0,3 \text{ Ом}, \quad (4.20)$$

$$r_{1'} = \frac{r_1}{n} = \frac{0,063}{3} = 0,021 \text{ Ом}, \quad (4.21)$$

ЭДС генератора:

$$E_1 = 1,13 \cdot U_{\text{НОМ}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ} \quad (4.22)$$

где  $x_d''$  – сверхпереходное продольное сопротивление генератора из каталожных данных;

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

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

Сопротивление трансформатора:

$$x_2 = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{Т.ВН}}^2}{S_{\text{Т}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{32} = 43,4 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

$$r_2 = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{Т.ВН}}^2}{S_{\text{Т}}^2} = 0,15 \cdot \frac{115^2}{32^2} = 1,94 \text{ Ом}. \quad (4.24)$$

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

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

$S_{\text{Т}}$  – полная номинальная мощность трансформатора;

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

Эквивалентное сопротивление трансформатора:

$$x_{2'} = \frac{x_2}{n} = \frac{43,4}{3} = 14,47 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

$$r_{2'} = \frac{r_2}{n} = \frac{1,94}{3} = 0,65 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$x_3 = x_{0,уд} \cdot l = 0,422 \cdot 70 = 29,54 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

$$r_3 = r_{0,уд} \cdot l = 0,444 \cdot 70 = 31,08 \text{ Ом}. \quad (4.28)$$

где  $l$  – длина электропередачи из таблицы 4.1.

Ниже представлены таблицы с внесёнными в ПК исходными данными (таблица 4.5 – 4.7) и обработанными результатами расчёта (таблица 4.8).

Таблица 4.5 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер	Название	$U_{ном}$ , кВ
у	4	Система	115
зак	1	Генератор	10,5
зак	2	Трансформатор	115
зак	3	Линия	115

Таблица 4.6 – Исходные данные по ветвям

Тип	tip0	$N_{нач}$	$N_{кон}$	R	X	Kт/r	r0	x0
Тр-р	Тр-р	2	3	0,65	14,47	0,091	0,65	14,47
ЛЭП	ЛЭП	3	4	9,8	10,3		29,4	30,9
ЛЭП	ЛЭП	1	2	0,02	0,3		0,01	0,15

Таблица 4.7 – Исходные данные по генераторам

№ агрегата	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	Система	4	60,5	60,5	60,5	60,5	60,5	60,5	115
2	Генератор	1	0,021	0,3	0,021	0,3	0,01	0,15	11,87

Таблица 4.8 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

Токи в килоамперах

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	$i_y$
ОРУ 110 кВ: 1ф	1	8,22	20,92
ОРУ 110 кВ: 3ф	1	5,48	13,95
Генератор: 3ф	3	22,83	58,11

## 4.9 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников.

Проверка токоведущих частей на термическую стойкость состоит в том, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{31,08}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,795 \text{ кА.} \quad (4.29)$$

2. Для силовых трансформаторов расчетный рабочий ток нормального режима может быть равен номинальному току трансформатора, меньше или больше его, в зависимости от назначения и метода резервирования. (Мощность трансформатора соответствует мощности генератора, утяжеленный режим отсутствует)

$$I_{раб\ max(РУВН)} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{31,08}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,164 \text{ кА.} \quad (4.30)$$

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

$$I_{П.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{86,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,227 \text{ кА.} \quad (4.31)$$

4. Присоединения отпаечных трансформаторов собственных нужд на генераторном напряжении 10,5 кВ:

$$I_{Т.сн.раб.\ max} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т.сн,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Тсн,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{0,63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,0364 \text{ кА.} \quad (4.32)$$

## 4.10 Выбор и проверка аппаратов 110 кВ

Составим таблицу 4.9, в которой будет представлено оборудования для ОРУ 110 кВ. Оборудование (измерительные трансформаторы тока и напряжения, заземляющие ножи и разъединители, выключатели) должно проходить по термической и динамической стойкости.

Таблица 4.9 - выбор оборудования ОРУ высшего напряжения 110 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГП-110 П-20/2500 УХЛ1*	Разъединитель/заземлитель РГД – 110/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб утяж}} = 227 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 8,22 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 20 \text{ кА}$	
$i_{\text{уд}} = 20,92 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 40 \text{ кА}$	

Оборудование проходит по термической и динамической стойкости. Паспортные данные оборудования представлены в приложении Г.

Таблица 4.10 - 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	SPM33	RS485	0,5	0,2

Наметим к установке в цепях РУ ВН элегазовые трансформаторы тока ТГФМ-110-УХЛ1\*. Проверим выбранный трансформатор тока, в таблице 4.11

Таблица 4.11 - Проверка трансформаторов тока в цепях линии 110 кВ

Условие выбора	Расчетная величина	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети.ном}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 164 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$

Следовательно, трансформатор тока проходит по всем параметрам.

В состав ОРУ-110 кВ входит трансформатор напряжения ЗНГА-110, таблица 4.11

Таблица 4.11 - Проверка трансформаторов напряжения в цепи высшего напряжения 110 кВ

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

В данном курсовом проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения.

Для защиты трансформатора от перенапряжений, работающего на РУ ВН, установлены ОПН-П-110 УХЛ1 и ОПН-П-10/10,5/10/400 УХЛ2 со стороны высшего и низшего напряжений соответственно.

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

Выбор выключателей и разъединителей на генераторном напряжении 10,5 кВ таблица 4.12

Таблица 4.12- Параметры генераторного выключателя и разъединителя

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ2	РВК-10/2000
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 1794 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 22,84 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 85 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 58,11 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 204 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 217 \text{ кА}$

Таблица 4.13 - Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:			
Анализатор сети	SPM33	0,5	0,2
В цепи ротора:			
Анализатор сети	SPM33	0,5	0,2
Синхронизатор	Спринт-М	0,5	35
			$\Sigma = 35,4 \text{ В·А}$

Принимаем к установке в цепях генераторов трансформаторы напряжения ЗНИОЛ-10, класса точности 0,5.

Номинальное вторичное напряжения – 100 В.

Наметим к установке в цепях генераторов трансформаторы тока ТЛК-10, класса точности 0,5,

Номинальный вторичный ток – 5 А.

Проверим выбранный трансформатор тока и трансформатор напряжения по другим условиям таблицы 4.14 и 4.15

Таблица 4.14 - Проверка трансформаторов тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	10,5 кВ	10,5 кВ
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном}}$	1,794 кА	20 кА

Таблица 4.15 - Проверка трансформаторов напряжения

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

Трансформаторы тока и напряжения подходят по всем параметрам.

Все оборудование, которое было приведено выше проходит по термической и динамической стойкости, отвечает требуемым качествами надежности и безопасности и отлично подходит для использования на проектируемой ГЭС. Заводы-изготовители находятся на территории России.

## 5 Релейная защита и автоматика

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

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

Устройства релейной защиты и автоматики (РЗА), в том числе противоаварийной автоматики, по принципам действия, уставкам, настройке и выходным воздействиям должны соответствовать схемам и режимам работы энергосистем и постоянно находиться в работе, кроме устройств, которые выводятся из работы в соответствии с назначением и принципом действия, режимом работы энергосистемы и условиями селективности.

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» высоковольтное оборудование должно быть оборудовано устройствами релейной защиты и автоматики, предназначенными для:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (обеспечения селективности действия защиты);
- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы;
- обеспечения наименее возможного времени отключения КЗ в целях сохранения оборудования и продолжения бесперебойной работы неповрежденной части оборудования.

В соответствии с ПУЭ принимаем к установке различные виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-633/100-40УХЛ4 ( $S_{ном} = 31,18$  МВ·А, косвенное воздушное охлаждение):

- продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- защита от замыканий на землю обмотки статора
- защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения);
- токовая защита обратной последовательности (от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора);
- токовая защита от симметричных перегрузок статора;
- дистанционная защита от внешних симметричных КЗ;
- защита от асинхронного хода (для ликвидации асинхронного режима генератора);
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;

- защита от потери возбуждения;
  - защита ротора от замыканий на землю;
  - устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
  - устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.
- Защиты силового трансформатора ТД-32000/110:
- продольная дифференциальная защита (от повреждений на выводах обмоток и внутренних повреждений);
  - газовая защита (от внутренних повреждений);
  - защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
  - защита от потери охлаждения (потеря питания, поломка маслонасоса или вентилятора системы охлаждения);
  - токовая защита от замыканий на землю в сети 110 кВ;
  - МТЗ 10,5 кВ (от междуфазных замыканий на стороне 10,5 кВ);
  - защита от перегрузки;
  - контроль за уровнем масла в расширительном баке;
  - защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ;
  - контроль изоляции вводов 110 кВ.
- Защиты ОРУ 110 кВ:
- продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ.
- Защиты воздушных линий 110 кВ:
- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;
  - 3-х ступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных коротких замыканий;
  - токовая отсечка (для резервирования ДЗ при близких КЗ);
  - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю;
  - УРОВ 110 кВ.
- Противоаварийная автоматика:
- автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
  - автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР).

## 5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для генератора мощностью 25 МВт проектируемой ГЭС, выбираем шкаф защиты генераторов малой мощностью до 30 МВт ШЭЭ 214 0102 фирмы ООО НПП ЭКРА.

Шкаф выполняется двухкомплектным в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, расположенных в одном шкафу двухстороннего обслуживания. Комплект содержит защиты всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы генератора, работающего на сборные шины в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями.

Проведем расчет продольной дифференциальной защиты генератора реализованной в шкафах защит генератора фирмы «ЭКРА».

### 5.2.1 Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора (IΔG)

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

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

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

$$I_{НБ(К)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H, \quad (5.1)$$

где -  $K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности ТТ;

$f_i = 0,1$  – относительная погрешность ТТ;

$I_H$ – номинальный ток генератора.

Номинальный ток генератора определяется по формуле:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{31,18 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 1715 \text{ А} \quad (5.2)$$

Уставка из условия:

$$I_{ср.0} = K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 1,2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,06 \cdot I_H \quad (5.3)$$

Принимаем типовую уставку  $0,15 \cdot I_H$ :

$$I_{ср.0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 1715 = 257,25 \text{ А.}$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot \frac{1,13}{0,25} \cdot I_H = 0,05 \cdot 1715 = 775 \text{ А,} \quad (5.4)$$

где  $I_{МАКС} = \frac{E_G''}{X_d} \cdot I_{НОМ}$  – максимальный ток через ТТ в линейных выводах при внешнем трёхфазном КЗ в цепи генераторного напряжения;

$K_{АП} = 2$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей.

$E_G'' = 1,13$  о.е. – сверхпереходная ЭДС генератора;

$X_G'' = 0,25$  о.е. – сверхпереходное реактивное сопротивление генератора.

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T} = \frac{775,2 \cdot 1,2}{22,83} = 0,04, \quad (5.5)$$

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$

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

$$I_{НТ} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.6)$$

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

$$B \geq \frac{I_{СР}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.7)$$

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания  $I_{ОТС} = 2 \div 12 I_{НОМ}$ .

Принимаем уставку:  $I_{ОТС} = 6 \cdot I_{НОМ} = 6 \cdot 1715 = 10290$  А.

Общий вид характеристики срабатывания представлен на рисунке 5.1.

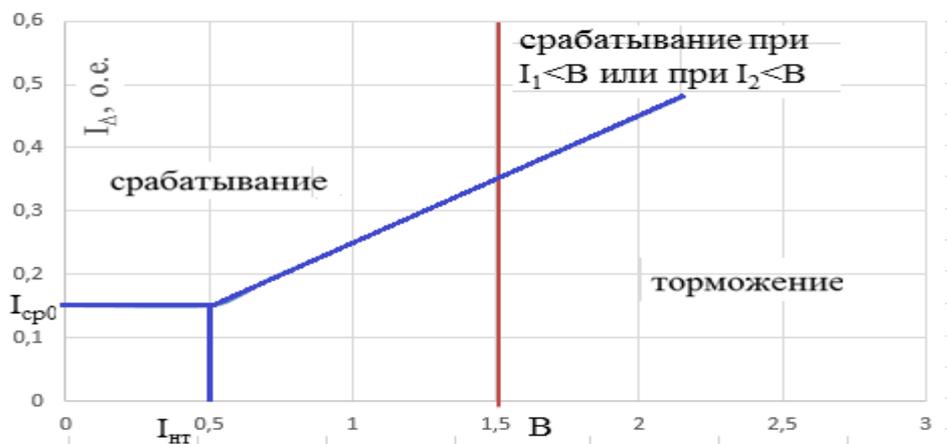


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

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

### 5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ) ( $U_0$ ).

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 защиты определяется из выражения (5.8):

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0_{\text{элст}}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 69,69}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 1,46 \text{ В}, \quad (5.8)$$

где -  $K_H = 1,2$ - коэффициент надежности;  
 $K_B = 0,95$  – коэффициент возврата;  
 $n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации ТН;  
 $U_{0_{\text{элст}}} = 69,69 \text{ В}$ .

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  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 напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает часть витков обмотки статора со стороны нейтрали (зависит от  $K_T$ ). Состоит из двух контуров, рабочего и тормозного.

Рабочая цепь  $U_{03}$  включается на напряжения нулевой последовательности на выводах генератора ( $U_{\Delta}$ ) и в его нейтрали ( $U_n$ ), а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора ( $U_n$ ).

Принимаем уставку срабатывания защиты по напряжению равной 5 В.

Уставку срабатывания  $U_{030}$  принимаем минимальной и равной 0,2 В.

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

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

1) Уставка комплекта ( $U2>$ ) выбирается:

$$U_{\text{ср2}} = \frac{1,4 \cdot U_{\text{н}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}, \quad (5.9)$$

2) Второй орган ( $U1 >$ ) с уставкой  $1,2 \cdot U_{\text{н}}$  при холостом ходе и сбросе нагрузки:

$$U_{\text{ср1}} = \frac{1,2 \cdot U_{\text{н}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.10)$$

где -  $U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение ;

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

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора на стороне 110 кВ принимается минимальной равной  $0,09 \cdot I_{\text{н}}$ .

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

### 5.2.4 Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора ( $I_2$ )

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_2^*$ :

$$I_2^* = \frac{I_2}{I_{\text{н}}}, \quad (5.11)$$

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

$I_{\text{н}}$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

2) Пусковой орган ( $I_{2 \text{ пуск}}$ ), срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_{*2}$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа  $t_{max} = 600 \text{ с}$ .

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18, \quad (5.12)$$

$$\text{Уставка равна } I_{2 \text{ пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15. \quad (5.13)$$

$$I_{2 \text{ пуск}} = 0,15 \cdot I_H.$$

Допустимая длительность перегрузки:

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} = 889 \text{ с}. \quad (5.14)$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах сопровождающимися токами перегрузки  $I_2$  с зависимой от тока выдержкой тока:

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{I_{*2}^2}, \quad (5.15)$$

Допустимая длительность протекания тока обратной последовательности в генераторе таблица 5.1 и характеристика срабатывания на рисунке 5.1

Таблица 5.1- Допустимая длительность протекания тока обратной последовательности

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

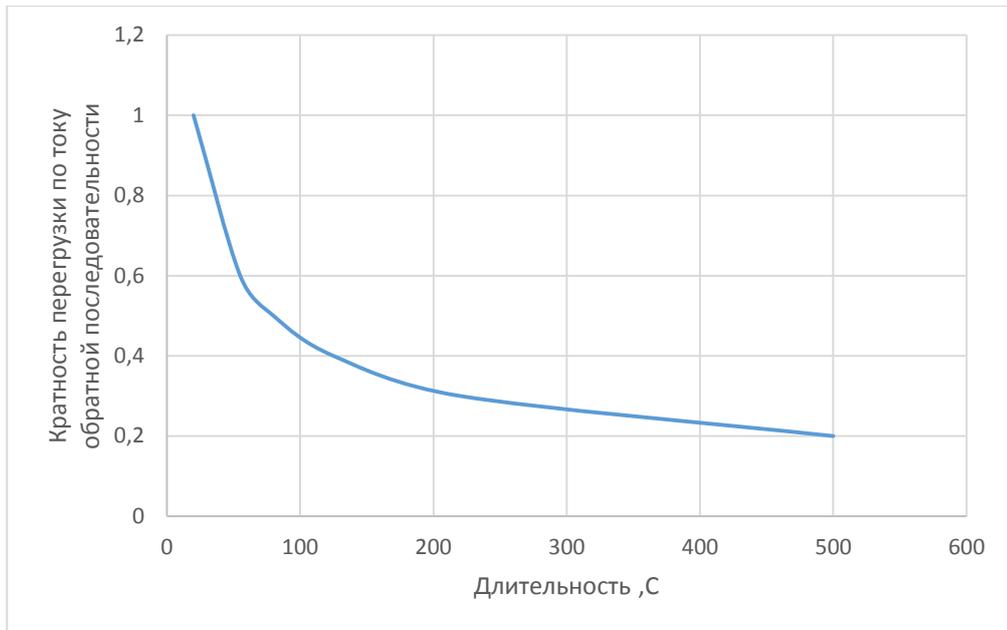


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания интегрального органа

Время срабатывания интегрального органа принимаем  $t_{\min} = 20$  с,  
 $t_{\max} = 600$  с.

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

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности  $I_2$ .

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах 110 кВ:

$$I_{2с.3} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_2 + x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,25 + 0,3 + 0,26)} = 0,95 \text{ о. е.} \quad (5.16)$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 110 кВ:

$$I_{2с.3} \leq \frac{I_{\min}^{(2)}}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}} \leq \frac{0,87 \cdot 10,95 \cdot 5480}{\frac{\sqrt{3} \cdot 40}{1,2}} = 628 \text{ А. } (0,37 \cdot I_H). \quad (5.17)$$

5) Орган токовой отсечки II ( $I_{2>}$ ) используется для ближнего резервирования и автоматически выводится из работы через 0,6 с после срабатывания пускового органа защиты.

Ток срабатывания II-ой ступени отсечки  $I_{2<}$  выбирается по выражению:

$$I_{2<} = \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (X_d'' + X_2)} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,25 + 0,3)} = 1,4 \text{ о. е.}, \quad (5.18)$$

где -  $X_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;  
 $X_2$  – сопротивление обратной последовательности генератора.

Уставка II-ой ступени отсечки  $I_{2>}$  принимается равной  $1,4 \cdot I_H$ .

Отсечка действует с выдержкой времени 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.

### 5.2.5 Дистанционная защита от внешних коротких замыканий ( $Z_{1<}$ ), ( $Z_{2<}$ )

1. По согласованию с первой ступенью защит:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + 0,27 \cdot Z_{1Л} = 0,8 \cdot 43,4 + 0,27 \cdot 31 = 43 \text{ Ом}, \quad (5.19)$$

$$Z_{10.e} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot 0,97 + 0,27 \cdot 0,073 = 0,1 \text{ Ом},$$

$$Z_1 = Z_{10.e} \cdot Z_6 = 0,1 \cdot 3,54 = 0,354, \quad (5.20)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{10,5^2}{31,18} = 3,54$ .

Уставка реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,354 \cdot \frac{2000}{\frac{5}{0,1}} = 1,35 \text{ Ом}, \quad (5.21)$$

Принимается уставка  $Z_1 = 1,35 \text{ Ом}$ .

Выдержки времени 1 ступени:

$t_1 = 0,5 \text{ с}$  – отключение выключателей 110 кВ;

$t_2 = 1,0 \text{ с}$  – отключение выключателя генератора, гашение полей останов турбины.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 1715} = 3,54 \text{ Ом}, \quad (5.22)$$

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 ( $2I_{\text{В.Н.}}$ ) и напряжения на зажимах статора  $0,95 \cdot U_{\text{Н.}}$  (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.ХХ}}} - 0,95}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 815}{412} - 0,95}{1,3} = 2,31, \quad (5.23)$$

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,31} = 0,41 \text{ о. е.} \quad (5.24)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР}\Phi} = \frac{\cos\varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,31} = 0,39, \quad (5.25)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} \approx 67^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗИ}^*} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,41}{1,1} = 0,37 \text{ о. е.} \quad (5.26)$$

$$Z_{\text{СЗИ}} = Z_{\text{СЗИ}^*} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,34 \cdot \frac{10,5^2}{31,18} = 1,2 \text{ Ом.} \quad (5.27)$$

Значение уставки на реле составит

$$Z_{\text{СРП}} = \frac{Z_{\text{СЗИ}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{1,2 \cdot \frac{2000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 4,6 \text{ Ом.} \quad (5.28)$$

Принимается уставка  $Z_{\text{П}} = 4,6 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения:  $Z_{СМ1}=0,16$  Ом,  $Z_{СМII}=0,55$  Ом. В приложении Д представлена характеристика срабатывания защиты.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение секционных выключателей 110кВ, с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110кВ, с выдержкой времени 9,0 с – на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.2.6 Защита от симметричных перегрузок статора ( $I_1$ )

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 равна:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 1,07 \cdot 1715 = 1835,1\text{А}, \quad (5.29)$$

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

$K_B=0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t=9,0$  с.

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

Уставка пускового органа равно:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H = 1,1 \cdot 1715 = 1886,5 \text{ А}, \quad (5.30)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2, характеристика срабатывания на рисунке 5.2

Таблица 5.2 - Перегрузочная характеристика обмотки статора

Кратность перегрузки, $I/I_N$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	

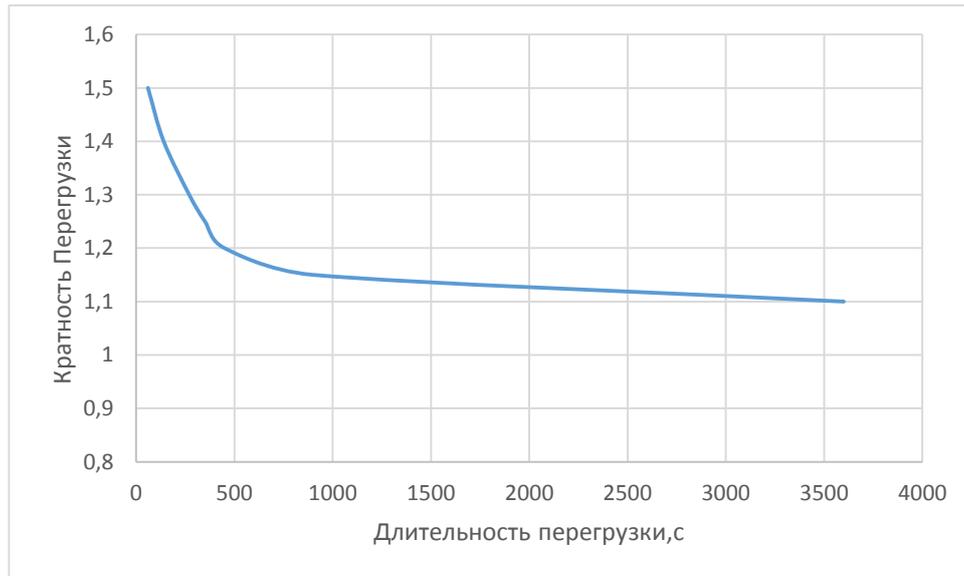


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания интегрального органа

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{НОМ} = 1,224 \cdot 1715 = 2099,2A, \quad (5.31)$$

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

$$U_{СР} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66 В. \quad (5.32)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 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.

### 5.2.7 Защита ротора от перегрузки ( $I_p$ )

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{p\text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot 815 = 872 \text{ А.} \quad (5.33)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{p\text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 1,1 \cdot 815 = 896,5 \text{ А.} \quad (5.34)$$

Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в таблице 5.3, и действующий на отключение выключателя генератора, гашение полей. Характеристика на рисунке 5.3

Таблица 5.3 - 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
Длительность перегрузки, с	длительно	210	150	120	90	72	60	20

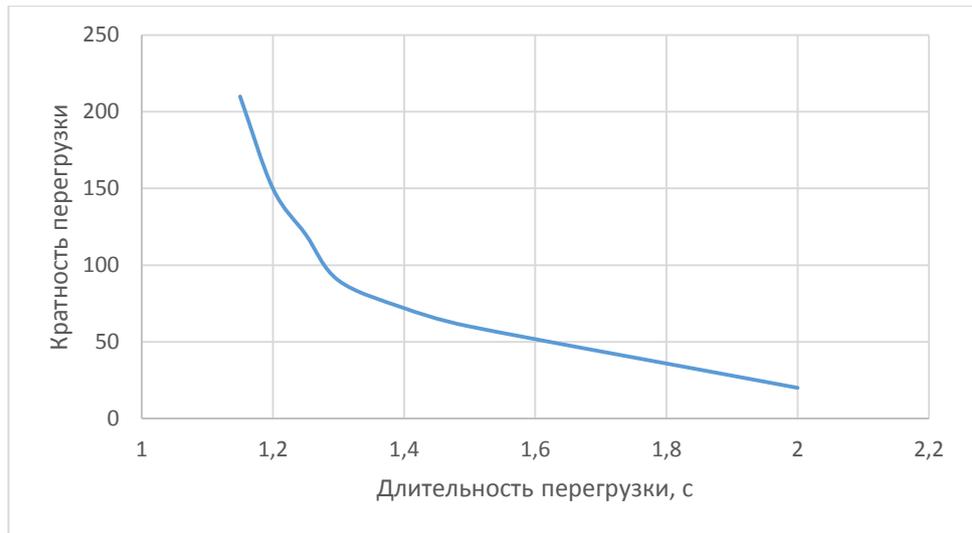


Рисунок 5.3- Характеристика срабатывания интегрального органа

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P\text{ отс}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 2,19 \cdot 815 = 1784,85 \text{ А.} \quad (5.35)$$

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

В приложении Д представлена матрица защит.

## 6 Компонировка и сооружения гидроузла

В состав гидроузла входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- здание ГЭС;
- правобережная грунтовая каменно-земляная плотина;
- левобережная бетонная плотина.

### 6.1 Проектирование бетонной водосливной плотины

#### 6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения

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

$$\gamma_n = 1,25.$$

#### 6.2.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня грунтовой плотины  $\nabla$  ГГП принимаем величину вычисленную по формуле:

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

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

$\nabla_{\text{НПУ}}$  - нормальный подпорный уровень, заданный в исходных данных 42

м.

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в ВБ:

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

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волн на откос расчетной обеспеченностью 1%;

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

$a$  – конструктивный запас,  $a = 0,5$  м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.4)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра,  $k_w = 2,01 \cdot 10^{-6}$ ;

$V$  – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

$L$  – длина разгона волны, м;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветров,  $\alpha = 0$ ;

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$g = 9,81 \text{ м}^2/\text{с}^2$  – ускорение свободного падения.

Условная расчетная глубина в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{42 - 7}{2} = 17,5 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Тогда по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{сет}} = 2/10^6 \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2/10^6 \cdot \frac{18^2 \cdot 600}{9,81 \cdot 17,5} \cdot \cos 0 = 0,0023 \text{ м.}$$

Определение высоты волны производим следующим образом:

Вычисляем безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 600}{18^2} = 18,17; \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{18} = 11772; \quad (6.6)$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище, равный 6 часам.

Далее по графику по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны  $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$ ) и значениям  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V_w}$  определяем параметры:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,008 \text{ и } \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 0,95 \text{ для } \frac{g \cdot L}{V_w^2}, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,085 \text{ и } \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 4,2 \text{ для } \frac{g \cdot t}{V_w}. \quad (6.8)$$

Затем используя меньшие значения  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$  вычисляем средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ :

$$\bar{T} = \frac{0,95 \cdot V_W}{g} = \frac{0,95 \cdot 18}{9,81} = 1,74 \text{ с}, \quad (6.9)$$

$$\bar{h} = \frac{0,008 \cdot V_W^2}{g} = \frac{0,008 \cdot 18^2}{9,81} = 0,26 \text{ м}. \quad (6.10)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 1,74^2}{2 \cdot 3,14} = 4,73 \text{ м}, \quad (6.11)$$

Проверяем условие глубоководности:

$$d = 17,5 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 4,73 = 2,36 \text{ м}, \quad (6.12)$$

условие выполнено.

Определяем высоту волны:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,26 \cdot 2,07 = 0,54 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где  $K_i = 2,07$  - коэффициент, определяемый по графику, в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{V_W^2}$ .

Высота наката волн на откос:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,2 \cdot 0,54 = 0,64 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  - коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;  
 $k_{sp} = 1,1$  - коэффициент, принимаемый по СНиП;  
 $k_{run} = 1,2$  - коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от коэффициента заложения верхового откоса каменно-земляной плотины ( $m=3$ ) и пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 8,76$  на глубокой воде.

Тогда по формулам (6.2) и (6.1):

$$h_s = 0,64 + 0,0023 + 0,5 = 1,14 \text{ м};$$

$$\nabla ГГП = 42 + 1,14 = 43,14 \text{ м}.$$

### 6.2.3 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчётного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями и через все гидроагрегаты.

Определим расчётный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_p = Q_{max} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} = 1312 - (3 - 1)120 = 1072 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.15)$$

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

$Q_{ГЭС}$  – расход через один агрегат;

$n$  – количество агрегатов.

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.16)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ}, \quad (6.17)$$

где  $h_{НБ}$  – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику  $Q = f(H)$ ,  $\nabla УНБ = 14,2$  м, тогда:

$$h_{НБ} = \nabla УНБ - \nabla_{\text{дна}} = 14,2 - 7 = 7,2 \text{ м}, \quad (6.18)$$

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме для песчаника равная 5 м/с.  
Тогда по формуле (6.17):

$$q_p = 5 \cdot 7,2 = 36 \text{ м}^2/\text{с}.$$

По формуле (6.16):

$$q_B = 1,25 \cdot 36 = 45 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{1072}{45} = 24 \text{ м}. \quad (6.19)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной длиной пролета отверстия  $b = 8 \text{ м}$ , тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{24}{8} = 3. \quad (6.20)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 3 = 24 \text{ м}.$$

Толщину быка принимаем 2 м из условия, что плоский затвор и бык не разрезной. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 24 + (3 - 1) \cdot 2 = 28 \text{ м}. \quad (6.21)$$

#### 6.2.4 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1072}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,55 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где  $m$  – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа  $m \approx 0,49$ , рисунок 6.1.

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1072}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,06 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где  $\sigma_{сж}$  – коэффициент бокового сжатия;  
 $\sigma_n$  – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и  $\sigma_n = 1$ ;

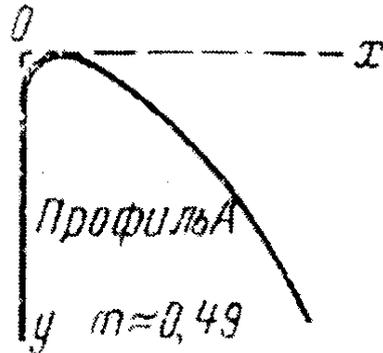


Рисунок 6.1-Водосливная стенка нормального очертания Кригера-Офицера

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{7,55}{8} = 0,9, \quad (6.24)$$

где  $\xi_0 = 0,45$  – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая);

$\xi = 0,7$  – коэффициент формы боковых устоев.

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $v_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g} = 8,06 - \frac{1,1 \cdot 1,1^2}{2 \cdot 9,81} = 7,98 \text{ м}, \quad (6.25)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{1072}{(42 - 7)(24 + (3 - 1) \cdot 2)} = 1,1 \text{ м/с}. \quad (6.26)$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{ст} = 8 \text{ м}.$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст} = 42 - 8 = 34 \text{ м.} \quad (6.27)$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст} = 34 + 1,6 \cdot 8 = 46,8 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Окончательную отметку гидроузла принимаем  $\nabla ГБ = 47 \text{ м.}$

### 6.2.5 Проверка пропуска проверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину:

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.мах} - n \cdot Q_{ГЭС} = 1500 - 3 \cdot 120 = 1140 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.29)$$

где  $Q_{пов.мах}$  – максимальный расчетный расход, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений;

$Q_{ГЭС}$  – расход через все агрегаты.

Определим напор на гребне водослива при пропуске проверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01пов.} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1140}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,82 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Во втором приближении определим напор  $H_{02пов.}$  с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02пов.} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m_{пов.} \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1140}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,4 \text{ м,} \quad (6.31)$$

$$\text{где } \sigma_{сж} = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01пов.}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{7,88}{8} = 0,9 \quad (6.32)$$

$m_{пов.}$  – коэффициент расхода для поверочного случая, определяемый по формуле:

$$m_{\text{пов}} = m \left[ 0,805 + 0,245 \frac{H}{H_{\text{ст}}} - 0,05 \left( \frac{H}{H_{\text{ст}}} \right)^2 \right] =$$

$$= 0,49 \cdot \left[ 0,805 + 0,245 \cdot \frac{7,98}{8} - 0,05 \cdot \left( \frac{7,98}{8} \right)^2 \right] = 0,49; \quad (6.33)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g} = 8,4 - \frac{1,1 \cdot 1,11^2}{2 \cdot 9,81} = 8,33 \text{ м}, \quad (6.34)$$

где

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n - 1)\delta_B)} =$$

$$= \frac{1140}{(44 - 7) \cdot (24 + (3 - 1) \cdot 2)} = 1,11 \text{ м/с}. \quad (6.35)$$

Проверим, не превышает ли отметка  $\nabla\Phi\text{ПУ}_p$  заданную  $\nabla\Phi\text{ПУ} = 43$  м при таком напоре:

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 34 + 8,38 = 42,33 \text{ м}. \quad (6.36)$$

$\nabla\Phi\text{ПУ}=43$  м не превышает, следовательно пропускная способность водослива достаточна для пропуска расхода  $Q_{\text{пов.мах}} = 1140 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### 6.2.6 Построение профиля водослива по координатам Кригера – Офицера

По проектному напору  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}} = 8$  м определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются таблицы 6.1 на  $H_{\text{ст}}$ . Оголовок плотины на рисунке 6.2.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля

X, м	Y, м	X, м	Y, м	X, м	Y, м
0	1,008	6,4	1,168	14,4	7,896
0,8	0,288	7,2	1,584	16	9,98
1,6	0,056	8	2,048	19,2	14,5
2,4	0	8,8	2,568	22,4	19,696
3,2	0,048	9,6	3,152	25,6	25,656
4	0,216	10,4	3,8	28,8	32,248
4,8	0,48	11,2	4,512	32	39,44
5,6	0,8	12,8	6,112		

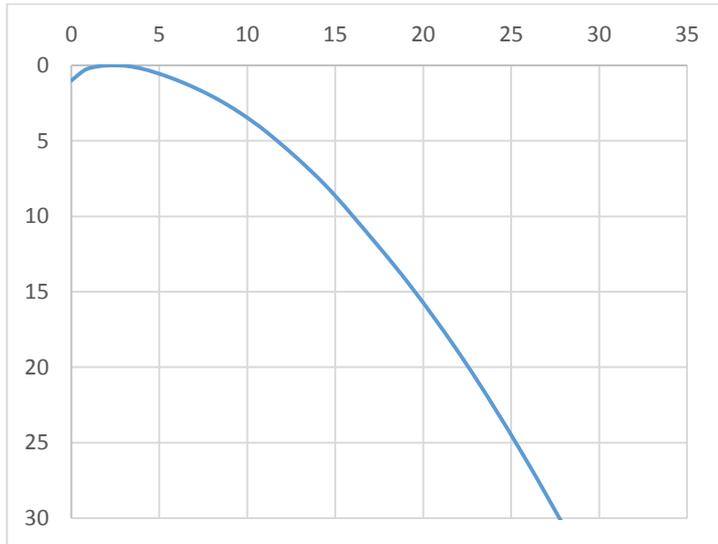


Рисунок 6.2 - Очертание оголовка плотины практического профиля

### 6.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При устройстве плотины необходимо рассчитать глубину в сжатом сечении  $h_c$  для определения второй сопряженной глубины  $h_c''$ , которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе  $h_{НБ}$  и по их отношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка).

Рассчитаем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1072^2}{28^2 \cdot 9,81}} = 5,48 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 42 - 7 = 35 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{35}{5,48} = 6,39. \quad (6.39)$$

По графику М.Д. Чертоусова [1] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,93$  и  $\xi_{T_0} = 6,39$  определяем :

$$\xi_c = 0,31;$$

$$\xi_c'' = 2,4.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{кр} = 0,31 \cdot 5,48 = 1,7 \text{ м}; \quad (6.40)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} = 2,4 \cdot 5,48 = 13,15 \text{ м}. \quad (6.41)$$

Получаем  $h_c'' > h_{нб}$ ,  $13,15 > 7,2$  следовательно, прыжок отогнанный и необходима установка гасителей энергии воды.

Для гашения энергии воды принимаем водобойный колодец комбинированного типа.

Принимаем Глубину колодца  $d_k = 5$  м, тогда:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} + d_k = 42 - 7 + 5 = 40 \text{ м}. \quad (6.42)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{40}{5,48} = 7,3. \quad (6.43)$$

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,93$  и  $\xi_{T_0} = 7,3$  определяем:

$$\xi_c = 0,29;$$

$$\xi_c'' = 2,43.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{кр} = 0,29 \cdot 5,48 = 1,59 \text{ м}; \quad (6.44)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр} = 2,43 \cdot 5,48 = 13,31 \text{ м}. \quad (6.45)$$

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{ст} = \left( \frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2q(\sigma h_c'')^2}, \quad (6.46)$$

$$\text{где } q = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta_6)} = \frac{1072}{28} = 38,29 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}, \quad (6.47)$$

По формуле (6.46):

$$H_{\text{ст}} = \left( 38,29 / (0,49 * \sqrt{2 * 9,81}) \right)^{\frac{2}{3}} - (1,1 * 38,29^2 / (2 * 38,29 * (1,1 * 13,31)^2)) = 6,68 \text{ м.}$$

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h_c'' - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 13,31 - 6,68 = 8 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Водобойный колодец комбинированного типа имеет высоту 8 м, и включает в себя колодец высотой 5 м и водобойную стенку высотой 3 м.

## 6.4 Конструирование бетонной плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы

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

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

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяем ширину подошвы плотины  $B_n^I$ :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} \cdot (1 - n) + n \cdot (2 - n) - \alpha_1}} = \frac{40}{\sqrt{\frac{2400}{1000} \cdot (1 - n) + n \cdot (2 - n) - 0,5}}, \quad (6.49)$$

где  $\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 42 - 2 = 40 \text{ м.}$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d_k - \delta_b = 7 - 2 - 3 = 2 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяем ширину подошвы плотины  $B_n^{II}$ :

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \left( \frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)} = \frac{1,25 \cdot 40}{0,78 \cdot \left( \frac{2400}{1000} + n - 0,5 \right)}, \quad (6.51)$$

где  $f$  – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый 0,78;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25.

Для нахождения  $n$  воспользуемся алгебраическими вычислениями путем приравнивания  $B_n^I$  и  $B_n^{II}$ . Все расчёты сведены в таблицу 6.2, а сам график представлен на рисунке 6.3. Графики пересекаются в точке  $n = 0,24$  и  $B = 30,2$  м, следовательно, ширина подошвы плотины равна 30,2 м.

Таблица 6.2 – Расчет ширины подошвы плотины

n	B'n	B''n
0	29,01905	33,738192
0,2	29,98127	30,525031
0,4	31,82229	27,87068
0,6	35,08232	25,641026
0,8	41,25685	23,74169
1	56,56854	22,104332

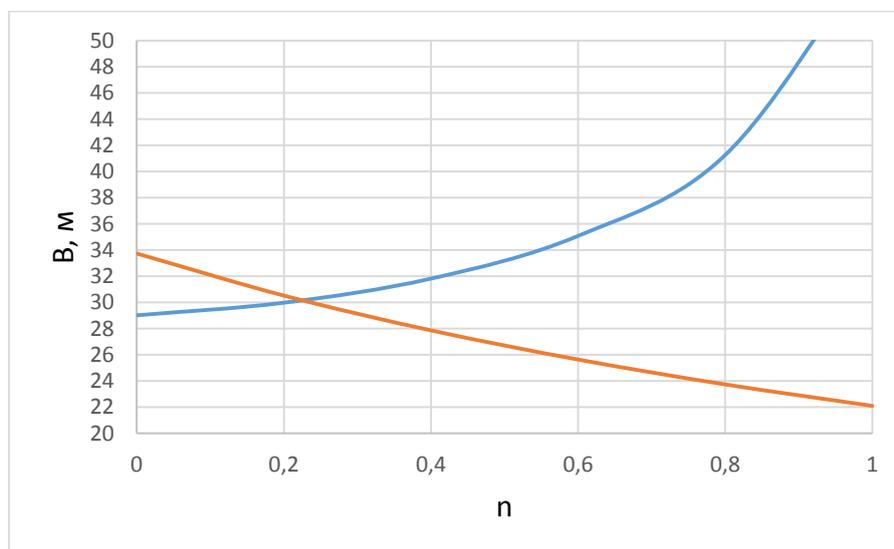


Рисунок 6.3 - К расчёту ширины подошвы плотины

#### 6.4.2 Разрезка бетонных плотин швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Принимаем расстояние меж секционными швами 20 м. В пределах фундаментной части сооружения ширину шва назначаем 1 см в нижней части и 0,3 см в верхней части.

### 6.4.3 Быки

Принимаем толщину неразрезного быка равна 2 м.

При этом толщину пазового перешейка не менее 0,8 м.

Головная часть быка обычно имеет обтекаемую в плане форму. В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принимают на 1 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

$$\nabla_{\text{УСТ}} = \nabla_{\text{НБmax}} + 1 = 15,1 + 1 = 16,1 \text{ м.}$$

Согласно рекомендациям для  $b = 8$  м, толщина быка принимается в диапазоне от  $0,2 \cdot b$  до  $0,25 \cdot b$ . Для расчётной ширины водослива  $d=(1,6-2)$ . В связи с тем, что бык неразрезной принимаем толщину быка, равной 2 метра.

Ширину быка по гребню плотины назначаем из условий того, что для козлового крана необходимо 8 метров и пешеходная дорожка 2 метра.

### 6.4.4 Галереи

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 15 м.

Принимаем нижние галереи для устройства цементационной завесы и дренажа шириной 2,5 м и высотой - 4 м и верхние смотровые 1,5 и 2,5 м.

### 6.4.5 Элементы подземного контура плотины

Основными противодиффузионными элементами тела бетонных плотин на скальном основании являются цементационные завесы и дренажи.

Расстояние между скважинами и дренажом принимаем 4 м.

Принимаем скважины диаметром 10 см, диаметр вертикальных дренажных скважин 20 см.

Расстояние от напорной грани до цементационной завесы:

$$l = (0,05 - 0,1) \cdot B = 0,08 \cdot 30,2 = 2,42 \text{ м,} \quad (6.52)$$

где  $B$ -ширина подошвы плотины

Глубина цементационной завесы составляет:

$$h_1 = (0,5 - 0,8) \cdot H = 0,58 \cdot 41,4 = 24 \text{ м,} \quad (6.53)$$

где  $H = \nabla_{\text{НПУ}} - \text{НБ}_{\text{min}} = 42 - 0,6 = 41,4 \text{ м.}$

Глубина дренажа:

$$h_2 = 0,6 \cdot h_1 = 0,6 \cdot 24 = 14,4 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Построим эпюру фильтрационного давления когда минимальный уровень в случае, когда в ВБ – ∇НПУ, а ∇НБ при  $Q_{\text{ВХК}} = 40 \text{ м}^3/\text{с}$ . При расходе  $Q_{\text{ВХК}}$  получаем НБ=0,6 м, рисунок 6.4.

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ} = 42 - 0,6 = 41,4 \text{ м.} \quad (6.55)$$

По СНиП 2.06.06-85 “Плотины бетонные и железобетонные” для первого класса сооружений

$$H_{as}/H_d = 0,4, \quad (6.56)$$

$$H_{dr}/H_d = 0,2. \quad (6.57)$$

Тогда из формул (6.56) и (6.57) получим:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 41,4 = 16,56 \text{ м,}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 41,4 = 8,28 \text{ м,}$$

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 41,4 - 16,56 = 24,84 \text{ м.}$$

Толщина цементационной завесы должна быть:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр}}} = \frac{24,84 \cdot 1,25}{15} = 2,07 \text{ м,} \quad (6.58)$$

где  $J_{\text{кр}} = 15$  критический градиент напора на цементационной завесе,  
 $\Delta H$  – потери напора на фильтрационной завесе ( с эпюры фильтрационного давления )

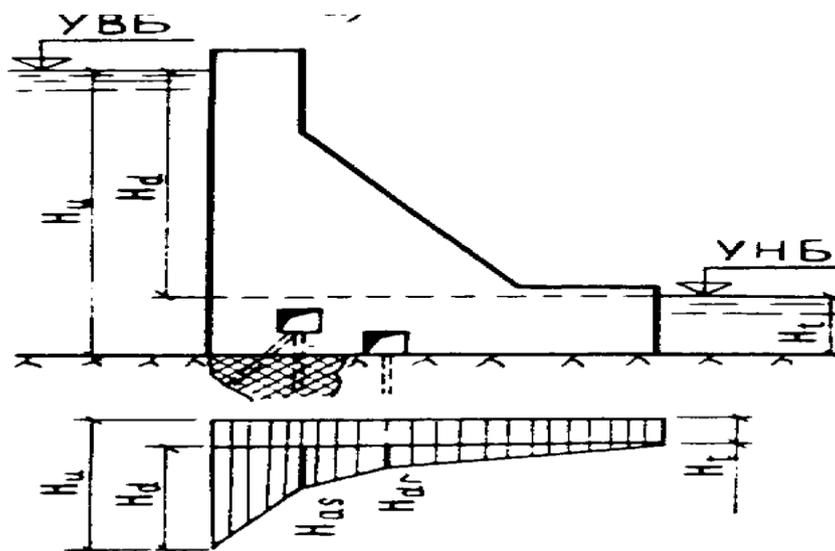


Рисунок 6.4 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

## 6.5 Конструирование и расчет устройств нижнего бьефа

### 6.5.1 Водобой

Длина водобоя:

$$l_b = (0,8 \div 1)l_{np} = 0,9 \cdot 59,26 = 53,33 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где  $l_{np} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h'_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 13,31 - 1,59) = 59,26 \text{ м}$ .

Толщина водобойной плиты, определяется по формуле В.Д.

Домбровского:

$$\delta_b = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 24,1 \cdot \sqrt{1,59} = 4,55 \text{ м}, \quad (6.60)$$

где  $v_c$  и  $h'_c$  – соответственно скорость и глубина в сжатом сечении;

Скорость в сжатом сечении равна:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + (n - 1)\delta_0) \cdot h'_c} = \frac{1072}{(24 + (3 - 1) \cdot 2) \cdot 1,59} = 24,1 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.61)$$

Так как плотина возводится на скале, то для экономии принимаем водобойную плиту толщиной  $\delta_b = 3 \text{ м}$  и её анкеруем в скалу.

### 6.5.2 Рисберма

Часть энергии, которая не погасилась на водобое (около 30 - 40 %) гасится на рисберме. На рисберме происходит уменьшение осредненных скоростей и

пульсаций скоростей потока. Горизонтальная рисберма выполнена в виде крепления из бетонных плит.. Плиты расположены в шахматном порядке.

Длина рисбермы  $l_p = l_b = 53,33$  м.

Принимаем длину рисбермы 54 м , тогда рисберма будет состоять из 3 плит длиной по 18 метров.

Толщина плит рисбермы определяется по следующей формуле:

$$t_p = \frac{\rho_w \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_b - \rho_w)} = \frac{1000 \cdot 3,09 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 2,75 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где  $h_p = 2h_v \left( \frac{h_{кр.р}}{x} \right)^{1,34} = 2 \cdot 32,57 \cdot \left( \frac{5,48}{53,33} \right)^{1,34} = 3,09 \text{ м}, \quad (6.63)$

$x = 53,33$  – расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты;

$$h_v = \frac{\alpha \cdot v_c^2}{2 \cdot g} = \frac{1,1 \cdot 24,1^2}{2 \cdot 9,81} = 32,57 \text{ м}, \quad (6.64)$$

где  $v_c$  – скорость в сжатом сечении;

$K_c$  – коэффициент запаса, принимаем 1,25.

$h_{кр.р}$  – критическая глубина на рисбирме:

$$h_{кр.р} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot q_p^2}{g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 38,29^2}{9,81}} = 5,48 \text{ м}, \quad (6.65)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме:

$$q_p = \frac{Q_p}{B_p} = \frac{1072}{28} = 38,29 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.66)$$

где  $B_p$  - ширина рисбермы (в курсовом проекте принимаем равной ширине водобойного колодца  $B_k$ ).

Расчет второй плиты рисбермы:

$$x = l_b + 18 = 53,33 + 18 = 71,33 \text{ м}, \quad (6.67)$$

$$h_p = 2h_v \left( \frac{h_{кр.р}}{x} \right)^{1,34} = 2 \cdot 32,57 \cdot \left( \frac{5,48}{71,33} \right)^{1,34} = 2,1 \text{ м}, \quad (6.68)$$

$$t_p = \frac{\rho_w \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_b - \rho_w)} = \frac{1000 \cdot 2,1 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 1,88 \text{ м}. \quad (6.69)$$

Принимаем для второй плиты  $t_p = 1,9$  м.

Расчет третьей плиты рисбермы:

$$x = l_B + 18 + 18 = 53,33 + 18 + 18 = 73,33 \text{ м}, \quad (6.70)$$

$$h_p = 2h_v \left( \frac{h_{кр.р}}{x} \right)^{1,34} = 2 \cdot 32,57 \cdot \left( \frac{5,48}{89,33} \right)^{1,34} = 1,55 \text{ м}, \quad (6.71)$$

$$t_p = \frac{\rho_w \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_b - \rho_w)} = \frac{1000 \cdot 1,55 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 1,38 \text{ м}. \quad (6.72)$$

Принимаем для третьей плиты  $t_p = 1,4$  м.

## 6.6 Определение основных нагрузок на плотину

### 6.6.1 Статические расчёты плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий.

### 6.6.2 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad. Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{507,27 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 2} = 9554531,9 \text{ Н/м} = 9554,53 \text{ кН}, \quad (6.73)$$

где  $S_{пл} = 507,27 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения;  
 $b = 8 \text{ м}$  – ширина пролета;  
 $\delta_b = 2 \text{ м}$  – толщина быка;  
 $\rho_b = 2400 \text{ кг/м}^3$  – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определим аналогичным образом:

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{634,3 \cdot 2 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 2} = 2985379,2 \text{ Н/м} = 2985,4 \text{ кН}, \quad (6.74)$$

где  $S_b = 634,3 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения быка.  
Вес плоского затвора можно определить по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 = 0,055f\sqrt{f}g = 0,055 \cdot 76 \cdot \sqrt{76} \cdot 9,81 = 357,5 \text{ кН}, \quad (6.75)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (43 - 34 + 0,5) \cdot 8 = 76 \text{ м}^2.$$

Вес затвора приводят к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_b} = \frac{357,5}{8 + 2} = 35,75 \quad (6.76)$$

### 6.6.3 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
- со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 40^2}{2} = 7848000 \text{ Н/м} = 7848 \text{ кН}, \quad (6.77)$$

где  $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 42 - 2 = 40 \text{ м}$ .

-с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,6^2}{2} = 153820,8 \text{ Н/м} = 153,8 \text{ кН}, \quad (6.78)$$

где  $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{под} = 7,6 - 2 = 5,6 \text{ м}$ .

### 6.6.4 Сила гидростатического давления воды на зуб:

$$W_3 = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 16,14 = 158333,4 \text{ Н/м} = 158,33 \text{ кН}, \quad (6.79)$$

где  $S_{\text{эп}} = 16,14 \text{ м}^2$  – площадь гидростатического давления на зуб, определяемая в программе AutoCad.

### 6.6.5 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 46,36 = 454791,6 \text{ Н/м} = 454,79 \text{ кН}, \quad (6.80)$$

где  $S_{\text{эп}} = 46,36 \text{ м}^2$  – площадь эпюры взвешивающего давления.

### 6.6.6 Сила фильтрационного давления

Учитывая эпюру фильтрационного давления, действующую на подошву плотины:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 209,8 = 2081780 \text{ Н/м}, = 2081,78 \text{ кН}, \quad (6.81)$$

где  $S_{\text{эп}} = 212,8 \text{ м}^2$  – площадь эпюры фильтрационного давления.

### 6.6.7 Давление грунта

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p_{\text{гр}} = (\gamma_{\text{гр.взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_2}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_2}{2} \right), \quad (6.82)$$

где  $c = 100$ , сцепление грунта, для песчаника,  
 $\varphi_2 = 38$ , угол внутреннего трения для песчаника.

По формуле (6.82):

$$p_{\text{гр}} = (10,69 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{38}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot \text{tg} \left( 45 - \frac{38}{2} \right) = -63,28 \text{ кН/м}^2,$$

где  $\gamma_{\text{гл.взв}} = \rho_{\text{сух}} \cdot g - (1 - n) \cdot \gamma_w = \rho_s (1 - n) \cdot g - (1 - n) \cdot \gamma_w =$   
 $= 2200 \cdot (1 - 0,06) \cdot 9,81 - (1 - 0,06) \cdot 10000 = 10,69 \text{ кН/м}^3,$

где  $n = 0,06$  – пористость песчаника.

$\rho_{\text{сух}} = 2200$ , для песчаника.

Равнодействующая пассивного давления равна площади эпюры:

$$E_{\text{гр}} = \frac{p_{\text{гр}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{-63,28}{2} \cdot 2 = -63,28 \text{ кН}. \quad (6.83)$$

Давление грунта отсутствует, так как достаточно большое сцепление грунта.

### 6.6.8 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$W_{\text{волн}} = 0,5\rho_w g h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) =$$

$$= 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,54 \cdot \left( \frac{4,75}{3,14} + \frac{0,2}{2} \right) = 4350,77 \text{ Н/м} = 4,35 \text{ кН}, \quad (6.84)$$

где  $h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,54}{4,75} = 0,2 \text{ м}.$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{4,75}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,54 = 0,55 \text{ м}. \quad (6.85)$$

Составим таблицу 6.3, в которой укажем все перечисленные нагрузки, которые рассчитывались выше.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

№ п/п	Обозначение силы		Направ- ление силы	Основной случай		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент кН·м
1	2	3	4	5	6	7
1	$T_e$	1	→	7848	12,33	96765,84
2	$T_n$	1	←	153,52	-1,87	-287,0824
3	$W_z$	1	→	158,33		
4	$G_{\delta}$	0,95	↓	2985,4	-7,5	-21270,98
5	$G_{nl}$	0,95	↓	9554,53	-5,69	-51647,01
6	$W_{взв}$	1	↑	454,98	-6,28	-2857,27
7	$W_e$	1	↑	2081,8	7,07	14718,33
8	$W_{волн}$	1	→	4,35	33,75	146,81
9	$q_z$	1	↓	35,75	-12,3	-439,73
10	$M$					35482,77

## 6.7 Расчет прочности плотины

Расчет напряжений производим по подошве плотины на отметке  $\nabla 5$ . 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 принимаем сжимающие напряжения как господствующие, следовательно, со знаком «-».

Для удобства расчета составим таблицу 6.4, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

№ п/п	Обозначение силы		Направ- ление силы	Основной случай		
				Сила, кН	Плечо, м	Момент кН·м
1	2	3	4	5	6	7
1	$T_v$	1	→	7848	12,33	96765,84
2	$T_n$	1	←	153,52	-1,87	-287,0824
3	$W_z$	1	→	158,33		
4	$G_b$	0,95	↓	2957,16	-7,5	-21069,77
5	$G_{пл}$	0,95	↓	9526,29	-5,69	-51494,36
6	$W_{взв}$	1	↑	454,98	-6,28	-2857,27
7	$W_v$	1	↑	2081,8	7,07	14718,33
8	$W_{волн}$	1	→	4,35	33,75	146,81
9	$q_z$	1	↓	35,75	-12,3	-439,73
10	$M$					35482,77

Сумма вертикальных сил :

$$\Sigma N = G_b + G_{пл1} - W_{взв} - W_{\phi} + Q_{з1}; \quad (6.86)$$

$$\begin{aligned} \Sigma N &= 2957,16 + 9526,29 - 454,98 - 2081,8 + 35,75 = \\ &= 9982,42 \text{ кН.} \end{aligned}$$

для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{9982,42}{30,2} + \frac{6 \cdot 35482,77}{30,2^2} = -97,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \quad (6.87)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -97,2 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 37 \cdot 1 = \\ &= -362,97 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.88)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (9,81 \cdot 37 - 97,2) \cdot 0 = 0; \quad (6.89)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -97,2 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 37 \cdot 0 = \\ &= -97,2 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.90)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 37 = -362,97 \text{ кПа}; \quad (6.91)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1 + 0)}{2} \cdot \left\{ -97,2 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 37 \cdot \left[ \cos 2(0 - 0) - \frac{1 - 0}{1 + 0} \right] \right\} = \\ &= -97,2 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.92)$$

для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = \frac{9982,42}{30,2} - \frac{6 \cdot 35482,77}{30,2^2} = -563,97 \text{ кПа}, \quad (6.93)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -563,97 \cdot 0,81^2 - 9,81 \cdot 5,6 \cdot (1 - 0,81^2) = \\ &= -388,92 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.94)$$

где  $m = ctg\alpha = ctg 51^\circ = 0,81$ .

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(9,81 \cdot 5,6 - 563,97) \cdot 0,81 = 412,33 \text{ кПа}; \quad (6.95)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -563,97 \cdot (1 + 0,81^2) + 9,81 \cdot 5,6 \cdot 0,81^2 = -897,95 \text{ кПа}, \quad (6.96)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 5,6 = -54,94 \text{ кПа}. \quad (6.97)$$

Составим таблицу 6.5 для полученных напряжений.

Таблица 6.5- Полученные напряжения

Напорная грань		Низовая грань	
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-97,2	$\sigma_y^t$	-563,97
$\sigma_x^u$	-362,97	$\sigma_x^t$	-388,92
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	412,33
$\sigma_1^u$	-97,2	$\sigma_3^t$	-897,95
$\sigma_3^u$	-362,97	$\sigma_1^t$	-54,94
$\sigma_c^u$	-97,2		

### 6.7.1 Критерии прочности плотины

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

1) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.98)$$

$$-97,2 \text{ кПа} < 0.$$

Условие выполнено.

2) В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_w H_d^u, \quad (6.99)$$

$$|-97,2| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 37,$$

$$97,2 \text{ кПа} \geq 90,74 \text{ кПа.}$$

Условие выполнено.

3) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R = 1,25 \cdot 1 \cdot |-897,95| \leq 1 \cdot 2800, \quad (6.100)$$

$$1122,38 \text{ кПа} \leq 2800 \text{ кПа,}$$

где  $\gamma_n = 1,25$  коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

$\gamma_{lc} = 1$  коэффициент сочетания нагрузок в период нормальной эксплуатации;

$\gamma_{cd} = 1$  коэффициент условия работы;

$R = 2,8$  МПа расчетное сопротивление бетона сжатию для класса бетона В5, которое определяем по СНиП 2.06.08-87 "Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений";

$\sigma_3$  – максимальное главное напряжение.

4) В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0, \quad (6.101)$$

$$-97,2 \text{ кПа} \leq 0.$$

Условие выполнено.

### 6.8 Расчёт устойчивости плотины

$$\gamma_n \leq \frac{\gamma_{cd} \cdot R}{\gamma_{lc} \cdot F}; \frac{0,95 \cdot 10850,34}{1 \cdot 7857,16} \geq 1,31, \quad (6.102)$$

где  $F$  - сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + W_3 = 7848 - 153,52 + 4,35 + 158,33 = 7857,16 \text{ кН,}$$

$R$  -расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$\begin{aligned} R &= (G_6 + G_{пл} + Q_3 - W_{взв} - W_{\phi}) \cdot tg\varphi + c \cdot \omega = \\ &= (2985,4 + 9554,53 + 35,75 - 454,98 - 2081,8) * 0,78 + 100 * 30,2 = \\ &= 10850,34 \text{ кН,} \end{aligned}$$

где  $c = 100$ , сцепление грунта для песчаника,

$\omega$  — горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м  $\omega = B_n \cdot 1 = 30,2$  м.

Расчетное значение  $\gamma_n$  не превышает больше чем на 10% принятый коэффициент надежности  $1,31 \geq 1,25$ .

Анализируя расчётные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном и особом сочетаниях нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

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

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Корецкой 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 Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

### **7.2 Пожарная безопасность**

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и

управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Силовые трансформаторы ТД-32000/110/10,5 кВ, 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 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. 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.

Для минимизации рисков связанных с пожарами на проектируемой Корецкой ГЭС будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

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;
- 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.

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах типа СВ-633/100-40УХЛ мощностью 26,5 МВт предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Корецкой ГЭС предусмотрена система автоматического пенного пожаротушения (АППТ).

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

### **7.3 Охрана труда и техника безопасности**

Успех функционирования системы управления охраной труда зависит от обязательств, взятых на себя на всех уровнях управления, всеми подразделениями и работниками организации.

Основная цель улучшения условий труда - достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается СОТиПК.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- создание службы охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест;
- проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического

оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро, пожаро, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и должен будет иметь документ о праве проведения этих работ.

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

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

#### **7.4 Основные мероприятия по охране окружающей среды**

Природоохранные мероприятия при эксплуатации Корецкого ГУ направлены на сохранение водных объектов, водосборных площадей, земель, почв, лесов и иной растительности, биологического разнообразия, обеспечение устойчивого функционирования естественных экологических систем, сохранение природных ландшафтов, особо охраняемых природных территорий и памятников природы и иные необходимые меры по недопущению возможных негативных изменений окружающей природной среды. При проектировании водохранилища предусматриваются мероприятия по предупреждению и устранению возможного загрязнения окружающей среды, влияния на здоровье населения, восстановлению природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов.

Обязательным условием современного промышленного проектирования является внедрение передовых ресурсосберегающих, безотходных и малоотходных технологических решений, позволяющих максимально сократить или избежать поступлений вредных химических или биологических компонентов выбросов в атмосферу, почву и водоемы, предотвратить или снизить воздействие физических факторов до гигиенических нормативов и ниже. Мероприятия по охране водных ресурсов от загрязнения включают санитарную подготовку территории водохранилища к затоплению и полную очистку зоны затопления от древесно-кустарниковой растительности. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища регламентированы Санитарными правилами СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ».

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 водоохранных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий.

Для сохранения природного ландшафта предполагается рекультивация карьеров и земель, отводимых под промышленные площадки и автодороги, отвалы и резервы грунта. При рекультивации проводится срезка и выравнивание откосов выработок, планировка, укладка почвенно-растительного слоя и посадка саженцев деревьев.

При образовании мелководий и возможном заболачивании территорий вблизи населенных пунктов, вызывающих ухудшение санитарных условий проживания населения, будут предусмотрены мероприятия по их предотвращению.

Исходя из характера природных условий и технических параметров гидроузла в нижнем бьефе ГЭС возможно проведение комплекса защитных мероприятий, обеспечивающих минимизацию возможного воздействия, связанного с резким колебанием уровня воды из-за изменения режимов работы ГЭС. В составе мероприятий могут предусматриваться берегозащитные мероприятия, вынос зданий и сооружений за пределы возможной берегопереработки, переселение населения, комплекс компенсационных природоохранных мероприятий и т.д.

В результате затопления сельхозугодий, хозяйства полностью теряют получаемую с них продукцию. В целях восстановления потерь сельскохозяйственного производства совхозов, затрагиваемых гидростроительством, проектом намечается освоение равновеликой площади посевных земель и проведение на вновь осваиваемых землях мероприятий по их окультуриванию и повышению плодородия.

Звери и птицы, а также пресмыкающиеся и земноводные, которые исчезнут в связи с затоплением свойственных для их обитания угодий и биотопов, сохранятся в достаточном количестве на прилегающей территории, которая не подвергнется изменению.

С целью дальнейшего сохранения растительности и животного мира, побережье Корецкого водохранилища включается в пятикилометровую охранную зеленую зону.

В связи с неблагоприятными условиями для естественного воспроизводства в водохранилище ценных промысловых рыб, основное пополнение их намечается за счет мероприятий по искусственному рыборазведению.

При эксплуатации отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она соответствует первоначальным природным свойствам и она может использоваться для водоснабжения населенных пунктов.

Создание Корецкого водохранилища не приведет к коренной перестройке климатических условий района строительства.

## **7.5 Воздействия на природную среду в строительный период**

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы: 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования; 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся

непосредственно в ходе строительства. Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации. В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Могут иметь место антропогенные воздействия, проявляющиеся в строительный период и не поддающиеся оценке или прогнозу. К ним относятся акустические, пылевые и прочие загрязнения атмосферы; временные загрязнения вод стоками от предприятий, возможные до сдачи очистных сооружений. Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительно-монтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. Необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помешать проникновению в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устранены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

В проектах ГЭС должно намечаться при выполнении земельно-скальных работ снятие, складирование, и хранение паханого слоя земля с последующим возвратом его на рекультивированные территории. Необходимо также предусматривать уборку строительного мусора всех видов. Данные работы обеспечивают сохранение ландшафта, и устраняют загрязнения поверхностных и грунтовых вод, почвы и воздуха.

Гидроэнергетическое строительство является крупномасштабным и долговременным по воздействию на природную среду, поэтому нужно соблюдать все нормы и правила, чтобы сохранить природу.

## 8 Технико-экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- удельные показатели для установленной мощности и среднемноголетней выработки;
- величина чистого дисконтируемого дохода (ЧДД);
- внутренняя норма доходности (ВНД).

### 8.1 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2016 - 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 г. №92) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления – это денежные средства, предназначенные для возмещения износа предметов, относящимся к основным средствам предприятия (основные фонды). Они распространяются на полное или частичное восстановление (капитальный ремонт).

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) - 0,21%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка (Тыс.руб/МВт)	Величина (Тыс.руб/МВт)
Расходы на оплату труда	243,8	18285
Прочие	264	19800
Итого по ГЭС	507,8	38085

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.2.

Таблице 8.2 - Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина	%
От 1-5	0,12	
От 6-15	0,17	
От 16-20	0,3	

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок, в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» представлены в Таблице 8.3

Таблица 8.3 - Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина	Млн. руб
ОАО «СО – ЕЭС»	107810 руб. за 1 МВт	8,09	
НП АТС (администратор торговой системы)	1,107 руб. за 1 МВт·ч	0,72	
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,31 руб. за 1 МВт·ч	0,2	
Итого		9,004	

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Тыркан составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу 2022-2025 год для целевого варианта приведены в таблице 8.4

Таблица 8.4– Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2022	2023	2024	2025	Млн. руб
Амортизационные отчисления	10,69	11,02	11,02	11,02	
Расходы на страхование	6,2	6,07	5,8	5,52	
Эксплуатационные затраты	20,86	37,18	38,09	38,09	

#### Продолжение таблицы 8.4

Наименование	2022	2023	2024	2025
Расходы на ремонт производственных фондов	5,02	4,92	4,69	4,47
Расходы на услуги регулирующих компаний	4,93	8,79	9,00	9,00
Налог на воду	1,49	2,99	3,11	3,11
Итого	49,18	70,96	71,70	71,20

Текущие затраты наглядно представлены на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

## 8.2 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Корецкой ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ. При возведении ГЭС имеется возможность введения льготного периода, что существенно улучшает показатели эффективности Корецкой ГЭС.

Учтены следующие налоги:

Налог на прибыль – 20% от суммы прибыли;

НДС – 18% от суммы добавочной стоимости;

Взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;

Налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости имущества;

Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2022-2026 годы приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Налоговые расходы

млн. руб				
Налоги	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль	22,77	111,54	121,2	125,72
НДС	47,66	107,27	115,92	119,95
Взносы в социальные фонды	4,68	4,75	4,75	4,75
Налог на имущество	5,46	5,47	5,13	4,89
Итого	80,56	229,04	247,00	255,32

### 8.3 Прибыль

Прибыль – это положительная разница между суммарными доходами (выручка от реализации продажи товара) и затратами на приобретение (оборудования).

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Корецкой ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках». В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единицы измерения	Интервалы планирования			
		2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто)	Млн. руб.	330	607	646	668
Текущие расходы	Млн. руб.	51,95	48,95	50,2	50,2
ЕБИТДА (Валовая прибыль)	Млн. руб.	278	558	596	618
НОПАТ(Чистая прибыль)	Млн. руб.	222	446	476	494

Чистая прибыль в первые годы эксплуатации отображена на рисунке 8.2.

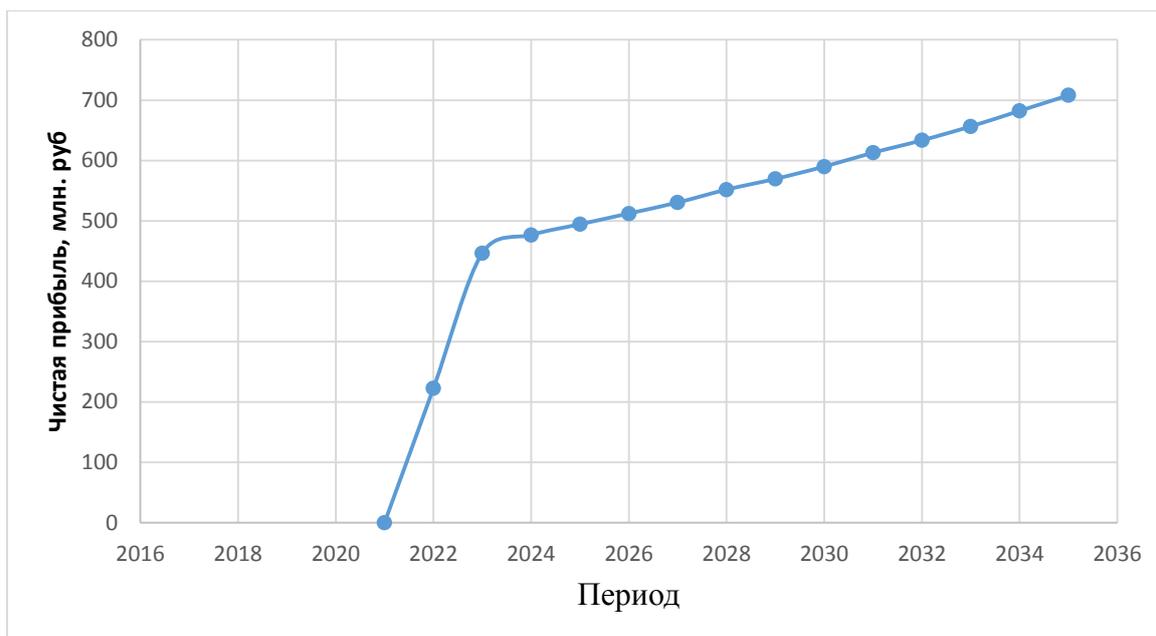


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль

#### 8.4 Оценка инвестиционного проекта

Целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся чистый дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д. Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с

А) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании заключения Главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113

Б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике на стадии ТЭО и ТЭО» Москва 2008, утвержденными РАО «ЕЭС России» 31.03.2008 № 155 и Главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113.

В) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.

#### 8.5 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счет налоговых поступлений, величина которых показана в Таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2022	2023	2024	2025
Налоговые поступления, млн. руб.	82,09	232,05	250,14	258,46
В Федеральный бюджет, млн. руб.	76,6	226,55	244,98	253,54
В региональный бюджет, млн. руб.	5,46	5,47	5,13	4,89

## 8.6 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчета коммерческой эффективности проекта – является расчет показателей, представленных в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта строительства Корецкой ГЭС

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования, %	13,5
Период окупаемости - РВ, мес	85
Средняя норма рентабельности - ARR, %	38,22
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1625,78
Индекс прибыльности - PI	7,11
Себестоимость электроэнергии, руб/КВт·ч	0,11
Удельные капиталовложения, руб/КВт	34760

## 8.7 Анализ рисков инвестиционного проекта

Проект реагирует на изменения ставки налогов, объема инвестиций и объема сбыта.

Проект подвержен рискам:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, ставки налогов, и объем сбыта.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения NPV рисунки 8.3-8.5.

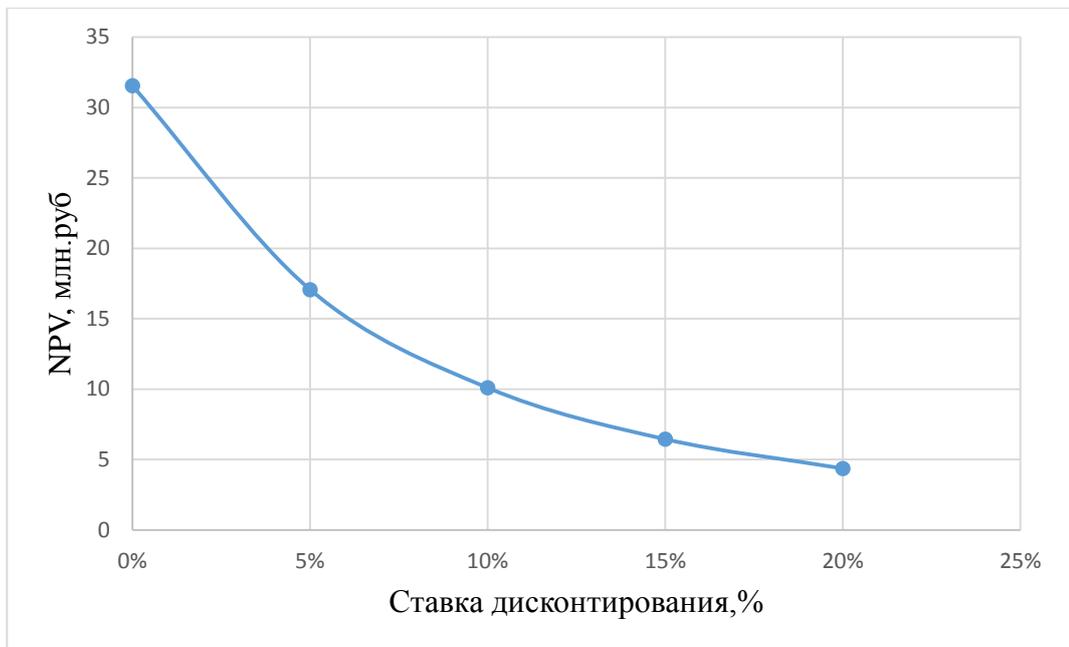


Рисунок 8.3 – Оценка влияния ставки дисконтирования на NPV

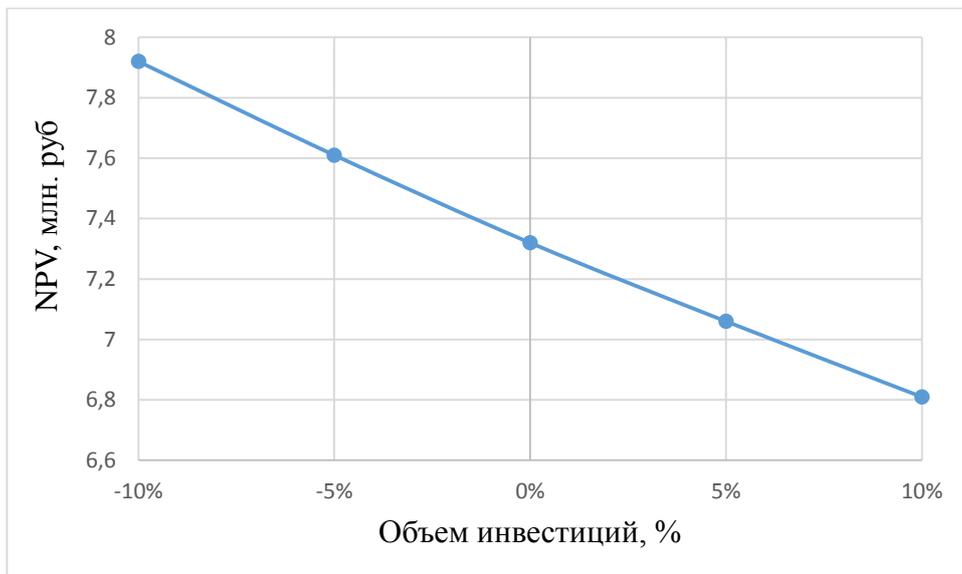


Рисунок 8.4 – Оценка влияния объема инвестиций на NPV

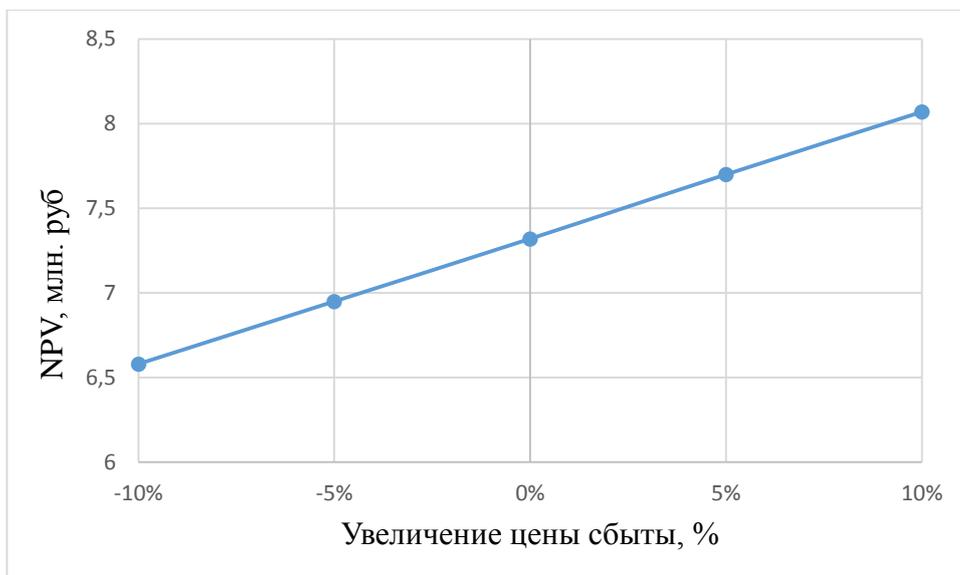


Рисунок 8.5 – Оценка влияния цены сбыта на NPV

Увеличение объема инвестиций, увеличение ставки дисконтирования уменьшают величину NPV. При увеличении цены реализации электроэнергии NPV увеличивается.

## **9 Системы технологического управления и контроля ГА ГЭС-тепловой контроль**

### **9.1 Назначение**

Система теплового контроля (ТК) является частью системы автоматизированного управления гидроагрегата (ГА).

Тепловой контроль гидроагрегата предназначена для непрерывного автоматического контроля теплового состояния гидроагрегата с выдачей предупредительных (П) и аварийных (А) сигналов о низком или высоком уровне температуры контролируемых узлов гидроагрегата, команды аварийного останова и блокировки пуска гидроагрегата по температурным параметрам, а также контроля исправности оборудования, датчиков и элементов системы теплового контроля.

Тепловой контроль осуществляется для:

- подшипника генератора (ПШГ);
- подпятника (ПП);
- подшипника турбины (ПШТ);
- горячего воздуха (ГВ);
- холодный воздух;
- сердечника и обмотки статора;
- масло подшипников.

На проектируемой ГЭС система ТК состоит из:

- 1) Стационарная состоит: датчиков, шкафов ТК, ПТК ТК и САУ ГА.
- 2) Переносной - тепловизионный контроль, с помощью специального прибора, тепловизора.

### **9.2 Стационарная система**

Система в себя включает датчики, которые ведут непрерывное измерение температуры жидких и газообразных сред. Измерительным узлом датчика является чувствительный элемент, представляющий собой намотку из платиновой проволоки или платиновый напыленный элемент. Элемент помещен в защитную арматуру и включен в электрическую цепь ТС.

Принцип работы датчика основан на свойстве чувствительного элемента изменять свое электрическое сопротивление в зависимости от изменения температуры. Сопротивление датчиков измеряется и преобразуются в цифровую форму посредством модулей аналогового ввода, расположенных в шкафу ТК. Дальнейшая обработка оцифрованных данных о температуре производится контроллером ПТК ТК. Если текущая температура измеряемая датчиками, превышает значение, заданное предупредительных или аварийных уставок, ПТК ТК формирует и передает соответствующие сигналы и команды в ПТК технологической автоматики и измерения состояния САУ ГА.

### 9.3 Выбор датчиков

Для проектируемой станции в системе теплового контроля выбираем датчики типа ТСП-0196-04 (термопреобразователи сопротивления платиновый) и ТСМ-0196-04 (термопреобразователи сопротивления медный). Причем ТСП будем использовать в наиболее важных узлах, таких как ПШГ и ПШТ, так как стоимость ТСП в несколько раз выше ТСМ. Датчики выводятся в шкаф термоконтроля агрегата.

В таблице 9.1 представлены данные о термопреобразователях.

Таблица 9.1 – Данные термопреобразователей

Показатели \ Тип	ТСП-0196-04	ТСМ-0196-04
Тепловая инерция	не более 20 с	не более 20 с
Ресурс	не более 10 000 ч	не более 10 000 ч
Диапазон температуры	от минус 50 до +260	от минус 50 до +150
Класс точности	A: [0,15 + 0,02(t)]	B: [0,3 + 0,05(t)]
НСХ	50П	50М
Длина термопары	120 мм	120 мм
Материал арматуры	12Х18Н10Т	12Х18Н10Т
Ток возбуждения датчика	1,0 мА	1,0 мА
Измерения сопротивления	от 0 до 270 , Ом	от 0 до 270 , Ом

где  $t$  - измеренное значение температуры.

На рисунке 9.1 изображены габаритные размеры ТС в мм.

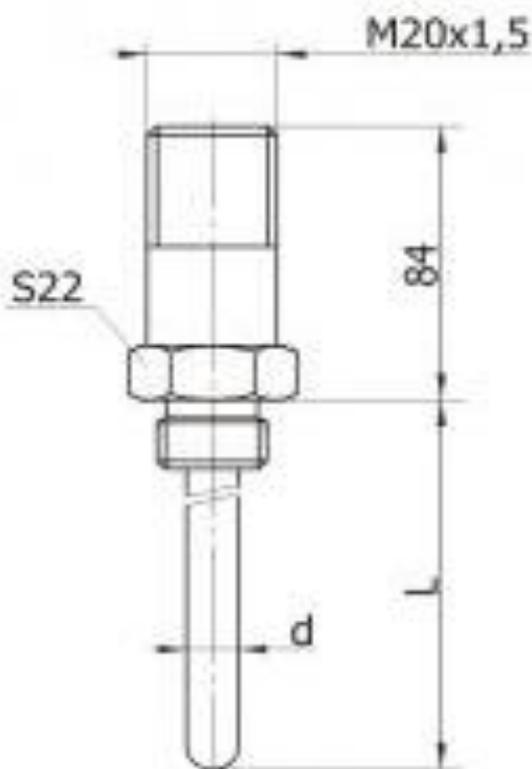


Рисунок 9.1- Габаритные размеры ТС в мм

Масса 0,125 кг , d=6 мм, D=16×1,5.

#### 9.4 Размещение датчиков

В сердечнике статора установлено 4 сегмента, в каждом из них установлен датчик контроля температуры, а в обмотке статора установлено 24 датчика термоконтроля типа ТСМ-0196-04.

В подшипнике генератора установлено 8 сегментов, в каждом из них установлен датчик контроля температуры типа ТСП-0196-04.

В подпятнике 12 сегментов в каждом установлен датчик контроля температуры ТСП-0196-04.

В подшипнике турбины 8 сегментов, в каждом датчик контроля температуры типа ТСП-0196-04.

В камере холодного воздуха установлено 8 воздухоохладитель, поэтому выполнено восемь точек контроля температуры. Для горячего воздуха установлено 2 датчика типа ТСМ-0196-04.

По термоконтролю масла турбинного подшипника выполнена одна точка контроля – нижнего слоя маслованны. Масло ПП две точки. Масло ПШГ две точки датчиков типа ТСП-0196-04.

На рисунках 9.2-9.4 показано, как установлены датчики в оборудовании.



Рисунок 9.2- Датчик ТК в сегменте подшипника

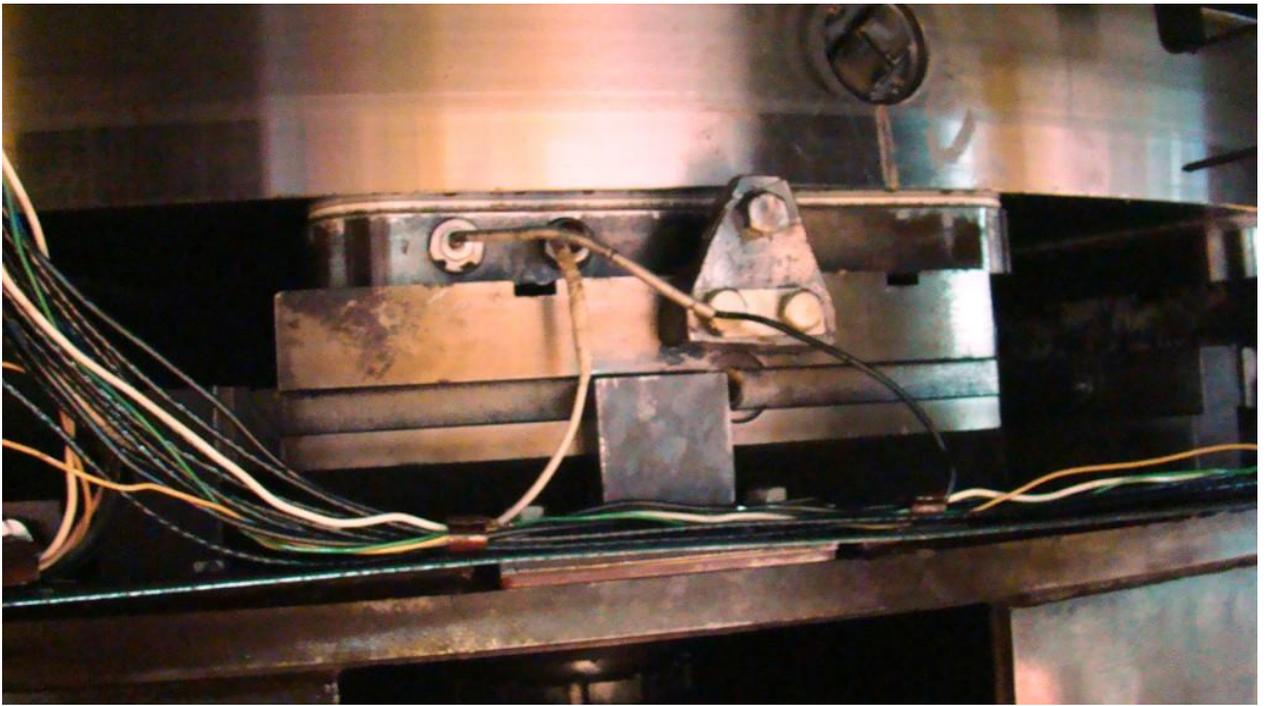


Рисунок 9.3- Датчик ТК в сегменте подпятника



Рисунок 9.4- Датчики в сегментах подпятника

## 9.5 Управление системой ТК

Автоматика термоконтроля выполнена на микроконтроллере ОВЕН ТРМ 138, расположенного в шкафу термоконтроля агрегата. Измеритель-регулятор ОВЕН ТРМ 138 предназначен для измерения, регистрации и регулирования температуры, давления либо другого физического параметра, одновременного управления несколькими (до 8-ми) исполнительными механизмами, а также для регистрации измеренных параметров на ЭВМ.

Микроконтроллер предназначен для измерения сигналов от термопреобразователей сопротивления и вычисления температуры по измеренным значениям сопротивления. Данные измерения передаются в интерфейс модуля по локальному интерфейсу.

Для измерения сопротивления используем 16-разрядный АЦП типа с ратиометрической схемой включения измеряемого сопротивления.

Использование АЦП обеспечивает высокую степень подавления помех промышленной частоты и её гармоник. Подключение датчиков производится по двухпроводной схеме.

АЦП подключается к управляющему микроконтроллеру по последовательному интерфейсу. Микроконтроллер периодически считывает из АЦП данные измерения, выполняет обработку результатов и передает данные по локальному интерфейсу в интерфейсный модуль.

Модуль измерения имеет два дискретных выхода с гальванической развязкой. Выходы используются для сигнализации о выходе измеряемых величин за установленные пределы, а так же для сигнализации о неисправности измерительного модуля.

Выходные данные модуля измерения рассчитываются:

1. Производится обработка данных АЦП.
2. Производится предварительное усреднение по отсчетным данным.
3. По обработанным данным АЦП производится расчет сопротивления датчика; сопротивление определяется как отношение опорного сопротивления к значению кода АЦП; значение опорного сопротивления задается при калибровке модуля измерения.
4. По значению сопротивления датчика рассчитывается значение температуры в соответствии с НСХ датчика. Для расчета используются таблицы значения сопротивления датчика в рабочем диапазоне температур.
5. полученное значение температуры суммируется со значением поправки и передается в интерфейсный модуль.

Терморегулятор применяется в системах защитной автоматики. Прибор внесен в международный метрологический реестр.

Алгоритм выполнен так, что у каждой группы термоконтроля имеются предупредительная и аварийная уставка состояния узла агрегата.

Предупредительная сигнализация выдается в шкаф агрегатной сигнализации и затем в общестанционную сигнализацию.

Аварийное состояние каждой группы выдается в шкаф агрегатной автоматики и производится останов агрегата.

На рисунке 9.5 изображена структурная схема действия теплового контроля.

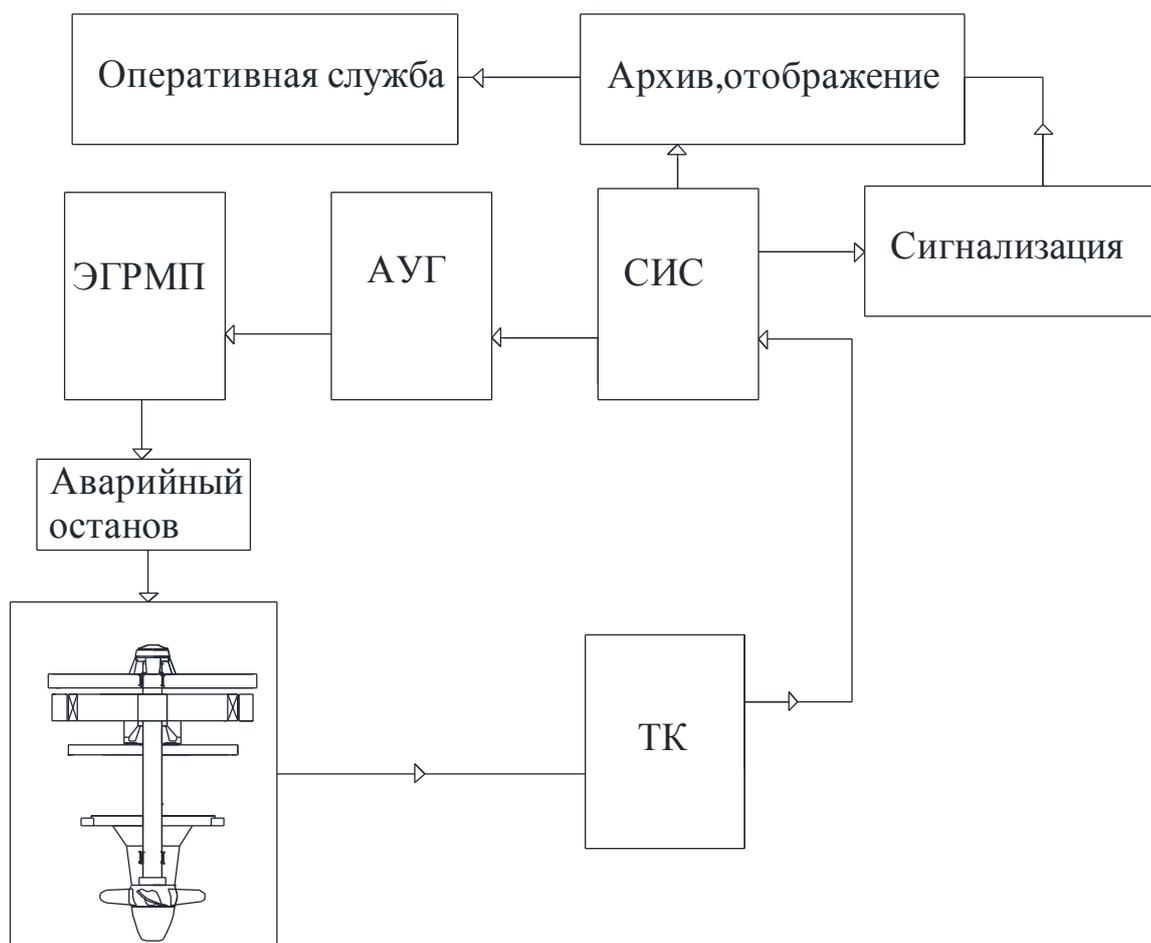


Рисунок 9.5 – Структурная схема действия теплового контроля

ТК-шкаф теплового контроля;

СИС- система измерения состояния;

АУГ- автоматика управления гидроагрегата;

ЭГРМП-электрогидравлический регулятор микропроцессорный.

Шкаф ТК передает сигнал о температуре состояния элементов агрегата. В случае если температура, достигает предупредительной уставки, то подается сигнал, в общестанционную сигнализацию. При достижении аварийной уставки, сигнал передается на автоматику управления агрегата и производится останов машины, с дальнейшим выяснением причин повышения температуры.

Все измерения температуры фиксируется в архиве работы ГА и отображаются, как в шкафу термоконтроля, так и на экранах оперативной службы, рисунок 9.6

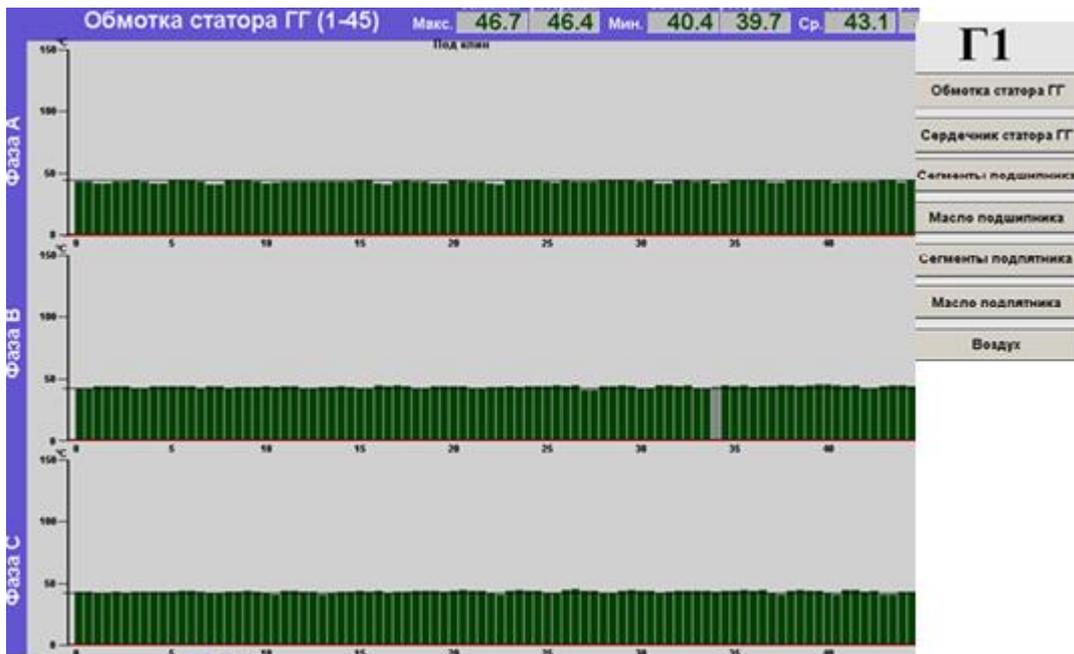


Рисунок 9.6 – Отображение измерения температуры

## 9.6 Уставки

Для каждого узла проектируемой ГЭС используем уставки срабатывания ТК в таблице 9.2

Таблица 9.2 - Уставки системы теплового контроля

Оборудование	Нормальная температура	Предупредительная уставка	Аварийная уставка
Сегменты ПШГ	35°C	>50°C	>60°C
Сегменты ПП	40°C	>60°C	>65°C
Горячий воздух	55°C	>60°C	-
Сегменты ПШТ	44°C	>60°C	>70°C
Масло ПШТ	15°C	>60°C	>70°C
Сердечник статора	64°C	>110°C	>120°C
Обмотка статора	60°C	>110°C	>120°C
Холодный воздух	18°C	>40°C	-
Масло ПП	30°C	>50°C	-
Масло ПШГ	35°C	>40°C	-

При достижении уровня уставки, соответствующей предупредительной температуры, выдаются сигналы в общестанционную сигнализацию:

- повышение температуры ПШТ;
- повышение температуры ПШГ;
- повышение температуры ПП;
- повышение температуры горячего воздуха;
- повышение температуры масла ПШТ;

- повышение температуры сердечника статора.

При достижении уровня уставки, соответствующий аварийной температуры, производится аварийный останов агрегата по СТОП2. При этом в общестанционную сигнализацию выдается сигнализация:

- аварийное повышение температуры ПШТ;
- аварийное повышение температуры ПШГ;
- аварийное повышение температуры ПП;
- аварийное повышение температуры горячего воздуха;
- аварийное повышение температуры масла ПШТ;
- аварийное повышение температуры сердечника статора.

## **9.7 Переносная система ТК**

В связи с тем, что не все оборудование охвачено системой стационарного теплоконтроля, большое распространение получила переносная система теплового контроля.

При начальной стадии развития дефектов электрооборудования, которые обычно проявляются в виде локальных нагревов. Наиболее эффективным методом контроля оборудования является тепловизионный контроль. Исследование объектов с помощью тепловизора - тепловизионный контроль.

При тепловизионном контроле электрооборудования следует применять тепловизоры с разрешающей способностью 0,1...0,2°C. Это означает, что две точки объекта с разностью температуры 0,1..0,2°C будут отличаться цветом.

Будем использовать тепловизор Flir i5— компактный, лёгкий, простой, дешёвый, диапазон измерения -20...+250 °C, разрешение 0,1 °C, хранение данных на карте.

Тепловизионный контроль производится в рабочем состоянии оборудования, то есть под нагрузкой и напряжением. Результаты обследования в таком состоянии являются более достоверными, чем результаты обследований после снятия нагрузки или напряжения. Тепловизионный контроль проводится без отключения оборудования и в любое время. Поэтому тепловизионное обследование оборудования не мешает предприятию выполнять свою основную задачу по передаче и распределению электроэнергии.

Тепловизионный контроль позволяет предупредить возникновение аварийной ситуации электрооборудования и тем самым повысить надежность электроснабжения потребителей, снизить затраты на ремонт, так как повреждения выявляются на ранних стадиях, оценить состояние оборудования с определением запаса его работоспособности.

На рисунках 9.7-9.9 представлены, снимки с тепловизора, по которым определяется температура нулевых выводов, контактные кольца и камера главных выводов.



Рисунок 9.7- Нулевые выводы

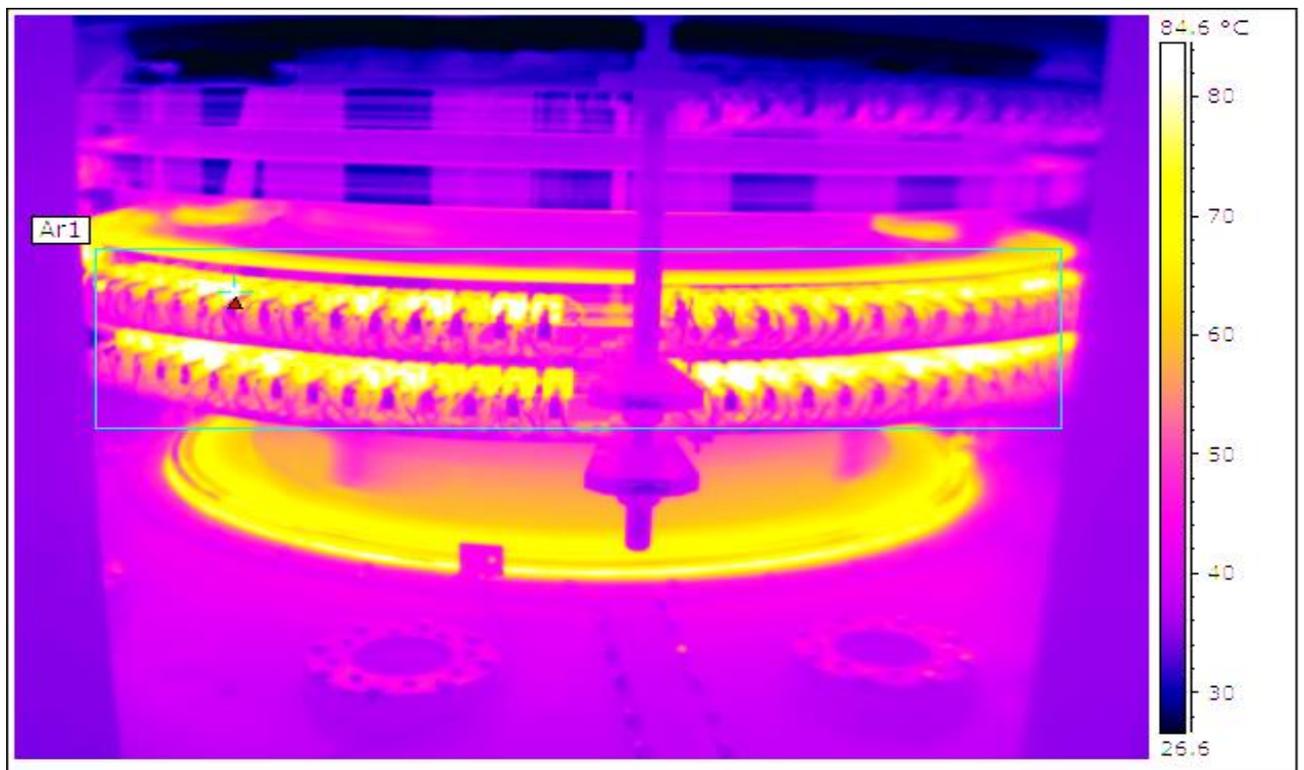


Рисунок 9.8 – Контактные кольца



Рисунок 9.9 - Камера главных выводов

## 9.8 Итоги

Система теплового контроля для проектируемой станции является важной системой. Так как если её не будет, то не возможно будет определять температуру узлов агрегата и тем самым в случае недопустимого нагрева оборудование придет в негодность, а замена на новое стоит больших затрат.

Система ТК будет обеспечивать выполнение функций:

- автоматический контроль и регистрация температурного режима узлов агрегата,
- передача информации о температурном режиме узлов агрегата в АСУ ТП ГЭС,
- отображение информации о температурном режиме узлов ГА на экранах оперативной службы,
- формирование и передача предупредительных и аварийных сигналов о отклонениях температуры параметров контролируемого оборудования,
- формирование и передача аварийного сигнала в систему технологической автоматики ГА для последующего останова ГА,
- формирование и передача команд.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектируемая Корецкая ГЭС в Хабаровском крае будет являться стратегией социально-экономического развития края. Так как край обладает большим количеством запасов ценных минералов. В перспективе развития края предусмотрено строительства горно-обогатительных комплексов по добычи золота. Источником энергии, которых будет проектируемая ГЭС. Так же на ГЭС будет развит рыбный промысел. Проектируемая ГЭС положительно повлияет на развитие региона.

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Корецкого гидроузла на реке Тыркан, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 75 МВт и среднемноголетняя выработка 417,5 млн. Квт·ч.

Было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 33,7 м;

расчетный – 23,8 м;

минимальный – 20,1 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидротурбинами П40а-В-400.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-633/100-40УХЛ4 с номинальной активной мощностью 26,5 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 6 присоединений (3 единичных блока, 3 отходящих воздушных линий) ОРУ 110 кВ – "мостик". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы: ТД–32000/110, трансформаторы общестанционных собственных нужд: ТСЗ-630/10/0,4, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 70/11.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята русловая. Строительные расходы пропускаются через гребенку. Водосливная плотина принята бетонной. Насыпная правобережная плотина.

В состав сооружений входят:

– водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 28 м;

– стационарная бетонная плотина – 48 м;

– глухая сопрягающая водосливную и стационарную – 79 м;

– насыпная правобережная плотина – 204 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 30,2 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 5 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- ширина водосливных отверстий в свету – 8 м;
- отметка гребня – 47 м;
- ширина гребня – 10 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется комбинированное устройство водобойная стенка плюс колодец.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,31 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Корецкого гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 7 лет;
- себестоимость – 0,11 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 34760 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Корецкого гидроузла в настоящее время является актуальным.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\*. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. 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.
4. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва: Стандартиформ, 2008. – 8 с.
7. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб.и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. СТ О 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
9. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб.и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
10. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб.и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
11. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
12. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
13. ГОСТ 2.722-68\* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартиформ, 2008. – 15 с.

14. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 110кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Гольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
15. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.
16. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
17. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
18. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.
19. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
21. Каталог «Оборудование воздушных линий 110 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
23. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике: учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
24. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
25. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
26. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
27. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.

28. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс]: распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

29. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]: от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

33. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс]: федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

34. О животном мире [Электронный ресурс]: федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

35. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс]: федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

36. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс]: федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

37. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]: федер.закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

38. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс]: федер.закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

39. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс]: федер.закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

40. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва: «РусГидро», 2008 – 14 с.

41. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

42. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

43. Каталог «Провод алюминиевый неизолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: <http://www.e-ks.ru>.

44. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: <http://www.profenergo1.energoportal.ru>.

45. Каталог «Оборудование воздушных линий 110 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Тыркан за период 1946-1991 гг

Расходы в кубических метрах в секунду

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>г</sub>	Q <sub>max</sub>
1946	3,2	2,6	2,5	2,2	1212,0	530,0	309,0	107,0	164,0	152,0	24,5	12,7	210,1	1212
1947	0,6	0,5	0,3	0,3	386,0	1180,0	60,0	328,0	157,0	102,0	10,2	6,2	185,9	1180,0
1948	2,2	1,2	0,9	0,8	878,0	498,0	496,0	442,0	523,0	62,0	17,0	2,0	243,6	878,0
1949	0,3	0,2	0,1	0,4	305,0	1243,0	109,0	103,0	294,0	45,0	5,4	3,4	175,7	1243,0
1950	0,5	0,4	0,4	0,6	697,0	1720,0	98,0	182,0	80,0	49,0	32,3	1,5	238,5	1720,0
1951	2,9	1,9	1,3	3,4	404,0	906,0	752,0	178,0	170,0	88,0	4,9	1,2	209,5	906,0
1952	1,1	0,9	0,9	1,6	951,0	1156,0	262,0	86,0	154,0	106,0	7,3	4,3	227,6	1156,0
1953	2,4	2,1	2,1	5,3	1154,0	470,0	154,0	118,0	85,0	75,0	41,0	3,0	176,0	1154,0
1954	0,3	0,0	0,0	1,7	904,0	1481,0	132,0	54,0	70,0	71,0	5,2	3,9	226,9	1481,0
1955	3,7	3,5	2,8	1,3	354,0	1270,0	270,0	221,0	74,0	73,0	21,0	6,4	191,7	1270,0
1956	0,3	0,3	0,2	0,9	288,0	1530,0	188,0	165,0	53,0	54,0	3,4	2,7	190,5	1530,0
1957	0,4	0,1	0,0	0,1	411,0	1124,0	118,0	130,0	281,0	109,0	8,8	4,6	182,3	1124,0
1958	3,0	2,4	2,3	1,9	802,0	367,0	713,0	670,0	319,0	48,0	30,5	22,6	248,5	802,0
1959	3,3	2,8	2,4	2,1	796,0	426,0	604,0	112,0	68,0	65,0	3,3	1,5	173,9	796,0
1960	1,5	1,1	1,0	2,0	219,0	1305,0	276,0	160,0	61,0	70,0	18,0	11,5	177,2	1305,0
1961	0,8	0,6	0,5	1,5	235,0	1093,0	290,0	254,0	265,0	15,0	6,1	5,8	180,6	1093,0
1962	0,6	0,4	0,2	1,4	423,0	1065,0	282,0	161,0	184,0	111,0	3,2	3,1	186,2	1065,0
1963	0,5	0,2	0,1	0,0	587,0	860,0	785,0	66,0	61,0	52,0	33,0	21,4	205,5	860,0
1964	2,8	2,3	2,2	2,1	1056,0	410,0	207,0	31,0	337,0	77,0	4,2	2,3	177,8	1056,0
1965	1,6	1,2	1,0	2,2	594,0	1444,0	180,0	104,0	109,0	78,0	9,0	1,9	210,5	1444,0
1966	2,0	1,7	1,7	1,5	1022,0	394,0	304,0	285,0	44,0	31,0	14,3	6,0	175,6	1022,0
1967	1,7	1,7	1,6	12,2	643,0	1038,0	281,0	40,0	173,0	82,0	19,0	8,1	191,8	1038,0
1968	0,8	0,6	0,5	1,3	680,0	562,0	902,0	45,0	37,0	9,0	6,8	4,8	187,5	902,0
1969	1,8	1,2	1,2	0,8	612,0	820,0	685,0	37,0	21,0	22,0	9,5	5,5	184,7	820,0
1970	1,4	1,2	1,1	2,3	994,0	1662,0	93,0	25,0	40,0	26,0	24,0	19,8	240,8	1662,0
1971	3,8	3,2	2,2	2,4	515,0	997,0	523,0	309,0	475,0	117,0	11,0	9,6	247,4	997,0
1972	1,6	1,2	1,1	8,6	735,0	980,0	103,0	142,0	194,0	112,0	16,0	10,3	192,1	980,0
1973	0,8	0,7	0,6	1,3	1340,0	1352,0	225,0	50,0	12,0	12,0	8,0	5,4	250,6	1352,0
1974	2,6	1,2	1,1	0,8	714,0	1901,0	205,0	58,0	101,0	62,0	28,0	18,6	257,8	1901,0
1975	0,5	0,3	0,3	0,2	785,0	962,0	408,0	95,0	93,0	64,0	21,0	8,7	203,2	962,0
1976	1,9	1,3	1,2	1,0	560,0	990,0	576,0	153,0	109,0	57,0	14,0	6,0	205,9	990,0
1977	0,9	0,9	0,8	2,5	1555,0	457,0	66,0	91,0	165,0	148,0	3,9	3,4	207,9	1555,0
1978	1,0	0,6	0,5	0,4	523,0	1386,0	840,0	480,0	221,0	191,0	42,5	17,4	308,6	1386,0
1979	2,5	1,4	1,3	2,4	1102,0	776,0	231,0	179,0	116,0	94,0	15,5	6,5	210,6	1102,0
1980	0,8	0,6	0,6	1,0	780,0	804,0	627,0	84,0	97,0	67,0	3,8	2,1	205,7	804,0
1981	4,2	2,7	2,0	2,5	1040,0	730,0	70,0	81,0	176,0	91,0	15,5	6,1	185,1	1040,0
1982	1,1	1,0	1,0	1,2	791,0	581,0	653,0	538,0	419,0	137,0	26,5	7,4	263,1	791,0

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>г</sub>	Q <sub>max</sub>
1984	1,2	1,1	1,1	1,0	754,0	1983,0	366,0	372,0	352,0	124,0	8,5	5,2	330,8	1983,0
1985	1,8	1,4	1,2	6,5	1376,0	684,0	84,0	80,0	125,0	38,0	3,5	3,2	200,4	1376,0
1986	1,2	1,0	0,9	1,1	498,0	612,0	552,0	594,0	580,0	163,0	37,5	15,9	254,7	612,0
1987	1,3	1,1	1,0	20,9	1290,0	805,0	80,0	69,0	172,0	63,0	7,5	5,0	209,6	1290,0
1988	1,7	1,2	1,2	1,1	769,0	562,0	340,0	338,0	384,0	175,0	2,7	2,5	214,9	769,0
1989	0,9	0,8	0,7	10,4	1490,0	510,0	254,0	157,0	171,0	68,0	15,0	6,5	223,7	1490,0
1990	1,0	0,9	0,8	3,3	1071,0	1611,0	321,0	95,0	122,0	86,0	3,4	2,9	276,5	1611,0
1991	3,1	2,7	1,8	7,8	1410,0	1570,0	92,0	90,0	248,0	190,0	35,0	23,5	306,2	1570,0

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зима				Лето			
Час	$P_{\text{зим}}$	Энергия	Мощность	Час	$P_{\text{лет}}$	Энергия	Мощность
1,00	70,75	0,04	0,04	1	38,5447	0,1	0,1
2,00	73,18	0,16	0,10	2	41,0807	0,58	0,34
3,00	74,96	0,37	0,17	3	43,17	0,67	0,37
4,00	75,00	4,49	1,20	4	44,0202	0,75	0,39
5,00	73,80	6,79	1,66	5	43,7464	0,9	0,42
6,00	72,51	7,57	1,79	6	43,0692	1,2	0,47
7,00	71,60	7,78	1,82	7	43,487	1,41	0,5
8,00	70,79	13,14	2,49	8	44,121	2,45	0,63
9,00	70,43	17,55	2,98	9	43,7752	2,63	0,65
10,00	70,23	21,75	3,40	10	43,6167	5,63	0,95
11,00	70,59	30,66	4,21	11	43,6455	6,73	1,05
12,00	73,34	31,14	4,25	12	43,7032	6,97	1,07
13,00	74,83	33,22	4,41	13	43,4726	13,08	1,54
14,00	74,90	35,46	4,57	14	42,5793	25,4	2,42
15,00	73,21	38,46	4,77	15	43,0548	34,7	3,04
16,00	72,03	60,38	6,14	16	43,732	75,34	5,58
17,00	68,86	97,10	8,30	17	41,7003	87,24	6,28
18,00	66,54	99,98	8,46	18	37,8386	126,12	8,44
19,00	64,60	136,84	10,40	19	34,7695	162,41	10,35
20,00	63,40	155,04	11,31	20	33,2277	161,21	10,29
21,00	62,75	161,13	11,60	21	32,9827	173,81	10,89
22,00	62,58	175,43	12,25	22	32,9971	178,87	11,12
23,00	63,69	179,34	12,42	23	33,8329	179,33	11,14
24,00	66,70	0,00	0,00	24	35,68	0	0

Таблица А.3 – Результаты расчётов для построения годовых графиков

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P <sub>ср</sub> , МВт	74,50	70,52	63,60	55,61	48,68	44,67	44,67	48,68	55,61	63,60	70,52	74,50
P <sub>max</sub> , МВт	66,55	62,72	56,09	48,43	41,80	37,96	37,96	41,80	48,43	56,09	62,72	66,55

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Год	$Q_{\max}, \text{M}^3/\text{с}$	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
1984	1034,333	1,464	0,464	0,216	0,100
1991	1024,000	1,450	0,450	0,202	0,091
1990	1001,000	1,417	0,417	0,174	0,073
1973	972,333	1,377	0,377	0,142	0,053
1974	940,000	1,331	0,331	0,110	0,036
1970	916,333	1,297	0,297	0,088	0,026
1978	916,333	1,297	0,297	0,088	0,026
1954	839,000	1,188	0,188	0,035	0,007
1950	838,333	1,187	0,187	0,035	0,007
1952	789,667	1,118	0,118	0,014	0,002
1989	751,333	1,064	0,064	0,004	0,000
1963	744,000	1,053	0,053	0,003	0,000
1965	739,333	1,047	0,047	0,002	0,000
1980	737,000	1,043	0,043	0,002	0,000
1987	725,000	1,027	0,027	0,001	0,000
1975	718,333	1,017	0,017	0,000	0,000
1968	714,667	1,012	0,012	0,000	0,000
1985	714,667	1,012	0,012	0,000	0,000
1976	708,667	1,003	0,003	0,000	0,000
1969	705,667	0,999	-0,001	0,000	0,000
1979	703,000	0,995	-0,005	0,000	0,000
1977	692,667	0,981	-0,019	0,000	0,000
1951	687,333	0,973	-0,027	0,001	0,000
1946	683,667	0,968	-0,032	0,001	0,000
1971	678,333	0,960	-0,040	0,002	0,000
1982	675,000	0,956	-0,044	0,002	0,000
1956	668,667	0,947	-0,053	0,003	0,000
1967	654,000	0,926	-0,074	0,005	0,000
1955	631,333	0,894	-0,106	0,011	-0,001
1958	627,333	0,888	-0,112	0,012	-0,001
1948	624,000	0,883	-0,117	0,014	-0,002
1981	613,333	0,868	-0,132	0,017	-0,002
1959	608,667	0,862	-0,138	0,019	-0,003
1972	606,000	0,858	-0,142	0,020	-0,003
1960	600,000	0,850	-0,150	0,023	-0,003
1983	596,333	0,844	-0,156	0,024	-0,004

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Год	$Q_{\max}, M^3/c$	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
1962	590,000	0,835	-0,165	0,027	-0,004
1966	573,333	0,812	-0,188	0,035	-0,007
1964	557,667	0,790	-0,210	0,044	-0,009
1988	557,000	0,789	-0,211	0,045	-0,009
1986	554,000	0,784	-0,216	0,046	-0,010
1949	552,333	0,782	-0,218	0,048	-0,010
1957	551,000	0,780	-0,220	0,048	-0,011
1947	542,000	0,767	-0,233	0,054	-0,013
1961	539,333	0,764	-0,236	0,056	-0,013
	706,2826	46	0	1,7	0,31

Таблица Б.2 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

Год	$Q_{\text{ср. год}}$	Год	$Q_{\text{ср. межен}}$	Год	$Q_{\text{ср. Паводок}}$	p, %
1984	330,75	1986	154,94	1984	1034,33	2,13
1978	308,61	1982	125,79	1991	1024,00	4,26
1991	306,15	1958	122,19	1990	1001,00	6,38
1990	276,52	1948	116,79	1973	972,33	8,51
1982	263,10	1978	106,04	1974	940,00	10,64
1974	257,78	1971	103,69	1970	916,33	12,77
1986	254,71	1988	100,81	1978	916,33	14,89
1973	250,64	1984	96,22	1954	839,00	17,02
1958	248,48	1947	67,22	1950	838,33	19,15
1971	247,35	1991	66,87	1952	789,67	21,28
1948	243,59	1961	61,01	1989	751,33	23,40
1970	240,81	1957	59,33	1963	744,00	25,53
1950	238,48	1972	54,09	1965	739,33	27,66
1952	227,58	1946	52,30	1980	737,00	29,79
1954	226,92	1962	51,63	1987	725,00	31,91
1989	223,69	1964	51,21	1975	718,33	34,04
1988	214,85	1949	50,19	1968	714,67	36,17
1979	210,62	1951	50,17	1985	714,67	38,30
1965	210,48	1989	47,81	1976	708,67	40,43
1946	210,14	1979	46,49	1969	705,67	42,55
1987	209,65	1977	46,26	1979	703,00	44,68
1951	209,46	1955	45,18	1977	692,67	46,81
1977	207,86	1966	43,02	1951	687,33	48,94
1976	205,86	1983	42,66	1946	683,67	51,06
1980	205,65	1981	42,33	1971	678,33	53,19
1963	205,51	1952	40,22	1982	675,00	55,32

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.2

Год	Q <sub>ср. год</sub>	Год	Q <sub>ср. межен</sub>	Год	Q <sub>ср. Паводок</sub>	ρ, %
1955	191,72	1953	37,09	1948	624,00	65,96
1956	190,48	1960	36,22	1981	613,33	68,09
1968	187,48	1990	35,02	1959	608,67	70,21
1962	186,23	1965	34,20	1972	606,00	72,34
1947	185,92	1975	31,44	1960	600,00	74,47
1981	185,08	1956	31,08	1983	596,33	76,60
1969	184,74	1974	30,37	1953	592,67	78,72
1957	182,25	1985	28,94	1962	590,00	80,85
1983	181,08	1959	28,93	1966	573,33	82,98
1961	180,59	1980	28,53	1964	557,67	85,11
1964	177,82	1963	26,01	1988	557,00	87,23
1960	177,17	1954	22,89	1986	554,00	89,36
1953	175,99	1970	15,63	1949	552,33	91,49
1949	175,73	1968	11,74	1957	551,00	93,62
1966	175,60	1969	11,10	1947	542,00	95,74
1959	173,86	1973	10,08	1961	539,33	97,87

Таблица Б.3 – Результаты расчёта режимов работы станции

Месяц	Q <sub>быт</sub> м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ф</sub> м <sup>3</sup> /с	Q <sub>и</sub> м <sup>3</sup> /с	Q <sub>лед</sub> м <sup>3</sup> /с	Потери	Q полез м <sup>3</sup> /с	Z <sub>вб</sub> , м	Z нб,м	H, м	N <sub>быт</sub> , МВт	N <sub>вхк</sub> , МВт
1	2,8	0,5	0	0	0,5	2,3	42	7,22	34,28	0,67	11,53
2	2,3	0,3	0	0	0,3	2	42	7,22	34,28	0,58	11,53
3	2,2	0,3	0	0	0,3	1,9	42	7,21	34,29	0,55	11,53
4	2,1	0,5	0	-1	-0,5	2,6	42	7,22	34,28	0,76	11,53
5	1055	0,5	12	-2	10,5	1044,5	42	14,30	27,20	241,53	31,07
6	410	0,5	12	0	12,5	397,5	42	10,68	30,82	104,15	31,07
7	207	0,5	12	0	12,5	194,5	42	9,04	32,46	53,66	31,07
8	31	0,5	12	0	12,5	18,5	42	7,39	34,11	5,36	31,07
9	337	0,5	0	0	0,5	336,5	42	10,21	31,29	89,48	31,07
10	77	0,5	0	0	0,5	76,5	42	7,96	33,54	21,81	31,07
11	4,15	0,5	0	1	1,5	2,65	42	7,25	34,25	0,77	11,44
12	3,3	0,5	0	2	2,5	0,8	42	7,21	34,29	0,23	11,44

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для ПЛ40а-В

D1, м	3,35	4	4,25	4,5	5	5,6
КПД т	0,919	0,921	0,922	0,922	0,923	0,924
N'агр,кВт	19375,77	27677,89	31265,98	35073,66	43348,16	54438,43
z' шт	3,82	2,67	2,37	2,11	1,71	1,36
z a	4	3	3	3	2	2
N агр, кВт	18500	25000	25000	25000	37000	37000
m	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05
n'с	185,83	155,79	146,67	138,56	124,78	111,47
n синх	187,50	150,00	142,80	136,40	125,00	115,40
n' min	137,24	130,97	132,43	133,89	136,26	140,81
n' расч	126,12	120,36	121,70	123,05	125,22	129,41
n' max	105,99	101,14	102,27	103,41	105,24	108,75
Q'1·ηм	1,49	1,40	1,24	1,10	1,34	1,07

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛ40б-В

D1, м	3,35	4	4,25	4,5	5	5,6
КПД т	0,924	0,925	0,926	0,926	0,927	0,928
N'агр,кВт	18667,20	26663,53	30119,31	33786,49	41755,42	52435,68
z' шт	3,96	2,78	2,46	2,19	1,77	1,41
z a	4,00	3,00	3,00	3,00	2,00	2,00
N агр, кВт	18500	24667	24667	24667	37000	37000
m	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n'с	182,27	152,79	143,85	135,90	122,37	109,32
n синх	187,50	150,00	142,80	136,40	125,00	115,40
n' max	106,33	101,48	102,61	103,75	105,59	109,11
n' расч	126,53	120,75	122,10	123,45	125,64	129,84
n' min	137,68	131,40	132,87	134,34	136,72	141,29
Q'1·ηм						

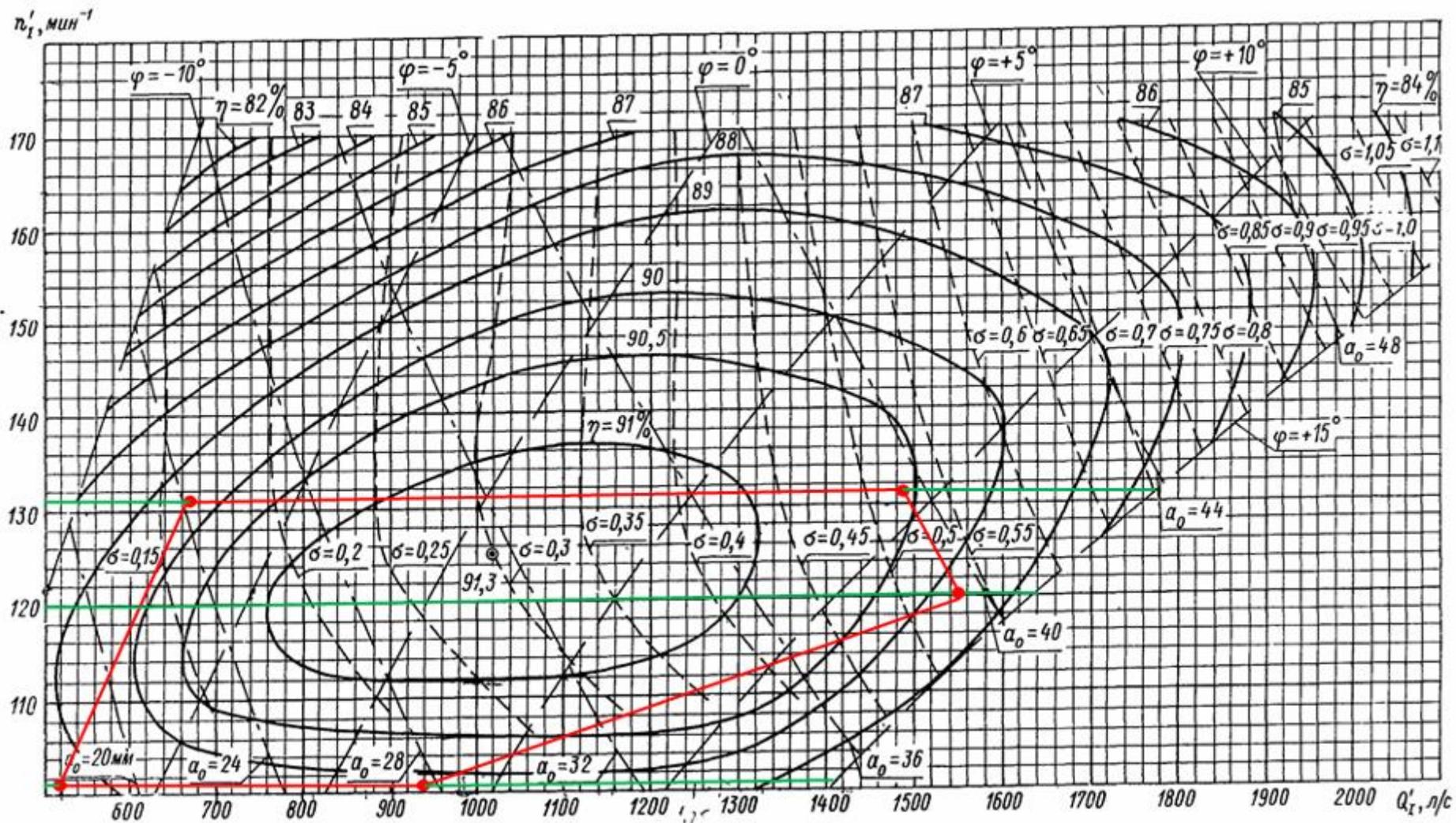


Рисунок В.1- Главная универсальная характеристика турбины ПЛ40а-400-В

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Электрическая часть

Таблица Г.1- Параметры оборудования

Оборудование	U ном, кВ	I ном, А	Ток отключения ,кА	Ток элек. динам ст. кА	tоткл, с
ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ2	10	2000	31,5	80	0,04
ВГП-110 II - 20/2500 УХЛ 1*	110	2500	20	40	0,05
ТЛК -10	10	2000		80	
РГД-110/1000 УХЛ1	110	1000	31,5	80	

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Релейная защита и автоматика

Таблица Д.1- Матрица защит

Действие Защиты		Отключение. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение. В-110 и ТСН	Разгрузка по Р	Предупредительный сигнал	Отключение секционного Выключателя	
Наименование	Обозначение									
Диф. защита, продольн.	$I_{\Delta G}$	+	+	+	+					
ЗЗГ	$U_{0G}$	$t_1$						+		
		$t_2$					+			
		$t_3$	+	+	+					
	$U_{03}$	$t$	+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+						
		2 ступень $t_2$	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО						+		
		ИО	+	+						
		ОТС I	$t_1$							+
			$t_2$				+			
$t_3$	+	+								
Защита от симм. к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+		
		ИО	+	+						
		ОТС	$t_1$							+
			$t_2$				+			
			$t_3$	+	+					

Продолжение приложения Д

Продолжение таблицы Д.1

Действие Защиты				Отключение. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение. В-110 и ТСН	Разгрузка по Р	Предупредительный сигнал	Отключение секционного
		1 ступ.	t <sub>1</sub>					+			
ДЗ	Z<	t <sub>2</sub>		+	+	+					
		t <sub>1</sub>									+
ДЗ	2 ступ.	t <sub>2</sub>						+			
		t <sub>3</sub>		+	+						
		СО								+	
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	ИО		+	+						
		отсечка		+	+						

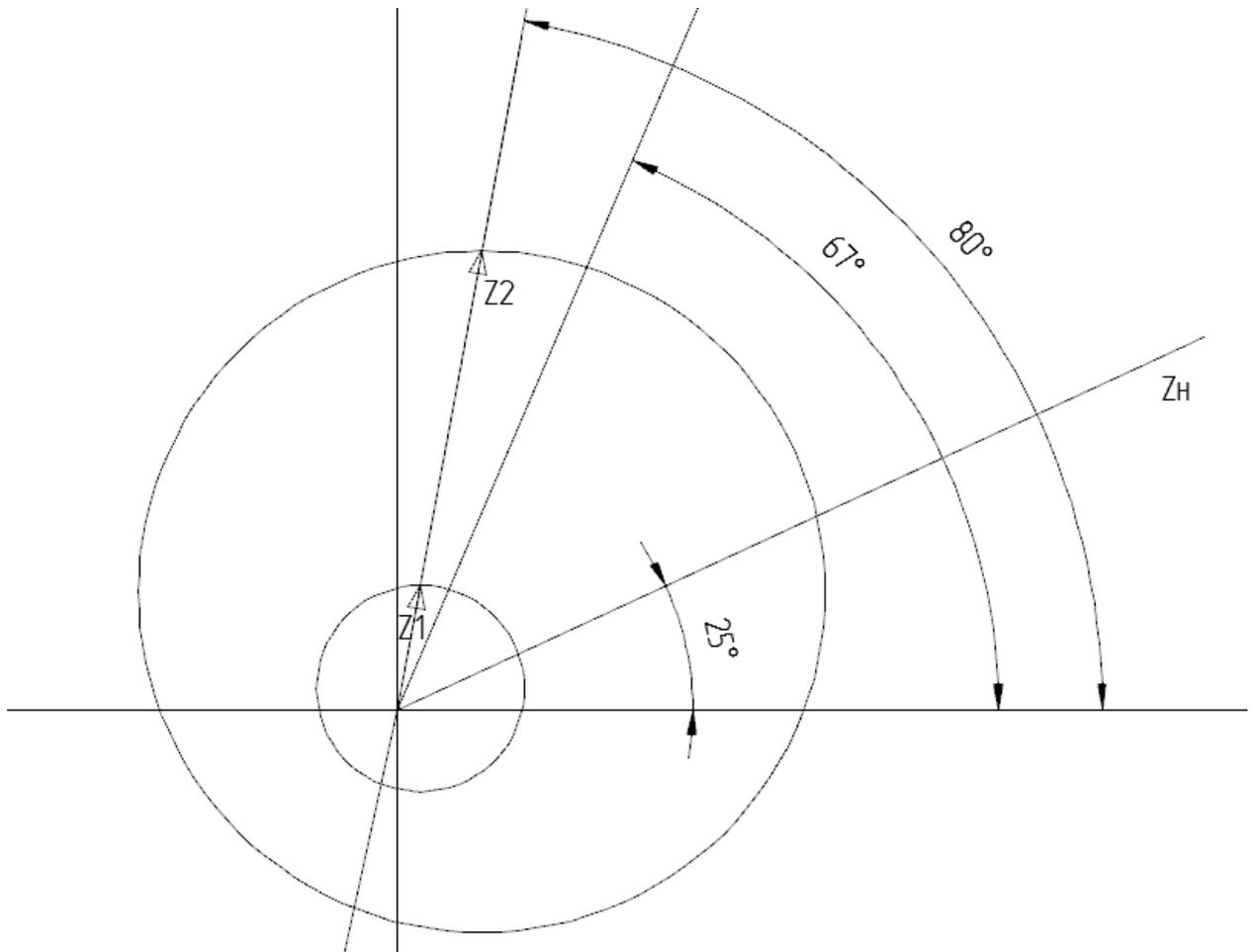


Рисунок Д .1 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Компоновка и сооружения гидроузла

Таблица Е.1 – Координаты для построения оголовка практического профиля  
Координаты в метрах

x	y	x*	y*
0	0,126	0	1,008
0,1	0,036	0,8	0,288
0,2	0,007	1,6	0,056
0,3	0	2,4	0
0,4	0,006	3,2	0,048
0,5	0,027	4	0,216
0,6	0,06	4,8	0,48
0,7	0,1	5,6	0,8
0,8	0,146	6,4	1,168
0,9	0,198	7,2	1,584
1	0,256	8	2,048
1,1	0,321	8,8	2,568
1,2	0,394	9,6	3,152
1,3	0,475	10,4	3,8
1,4	0,564	11,2	4,512
1,5	0,661	12	5,288
1,6	0,764	12,8	6,112
1,8	0,987	14,4	7,896
2	1,235	16	9,88
2,4	1,894	19,2	15,152
2,8	2,462	22,4	19,696
3,2	3,207	25,6	25,656
3,6	4,031	28,8	32,248
4	4,93	32	39,44

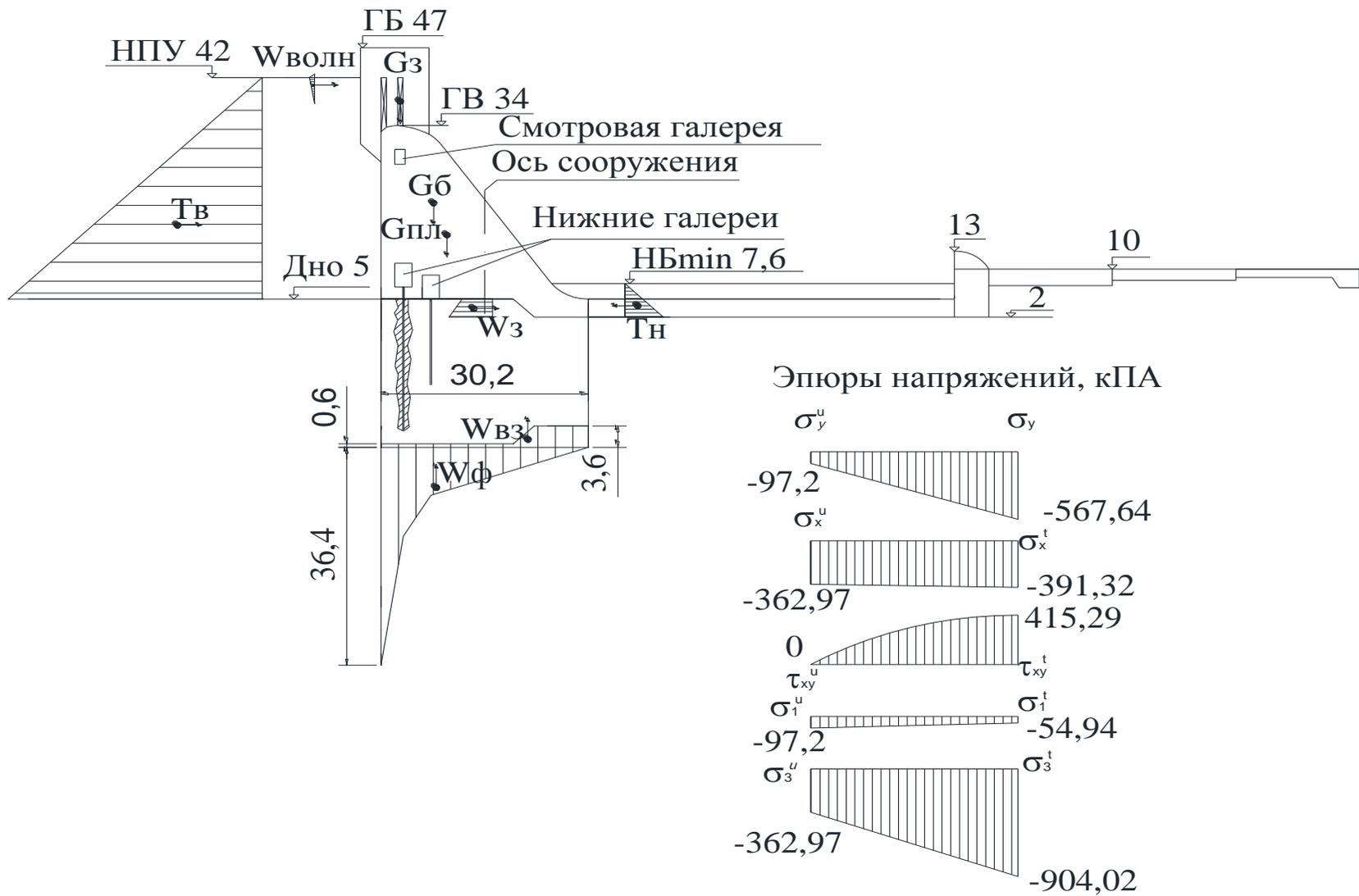


Рисунок Е.1 – Нагрузки и напряжения на сооружение основной случай

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Технико-экономические показатели

Таблица Ж.1 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Млн.руб																	
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Амортизационные отчисления	10,69	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02
Расходы на страхование	6,20	6,07	5,80	5,52	5,24	4,96	4,69	4,41	4,13	3,85	3,58	3,30	3,02	2,74	2,47	1,91	1,63	1,35
Эксплуатационные затраты	20,86	37,18	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09	38,09
Расходы на ремонт производственных фондов	5,02	4,92	4,69	4,47	4,24	4,02	3,79	3,57	3,34	5,50	5,11	4,71	4,31	3,92	3,52	2,73	2,33	1,94
Расходы на услуги регулирующих компаний	4,93	8,79	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
Налог на воду	1,49	2,99	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
<b>Итого</b>	<b>49,18</b>	<b>70,96</b>	<b>71,71</b>	<b>71,20</b>	<b>70,70</b>	<b>70,20</b>	<b>69,70</b>	<b>69,19</b>	<b>68,69</b>	<b>70,57</b>	<b>69,90</b>	<b>69,23</b>	<b>68,55</b>	<b>67,88</b>	<b>67,20</b>	<b>65,85</b>	<b>65,18</b>	<b>64,51</b>

Продолжение приложения Ж

Таблица Ж.2 – Величина собственных средств от реализации проекта

Млн. руб

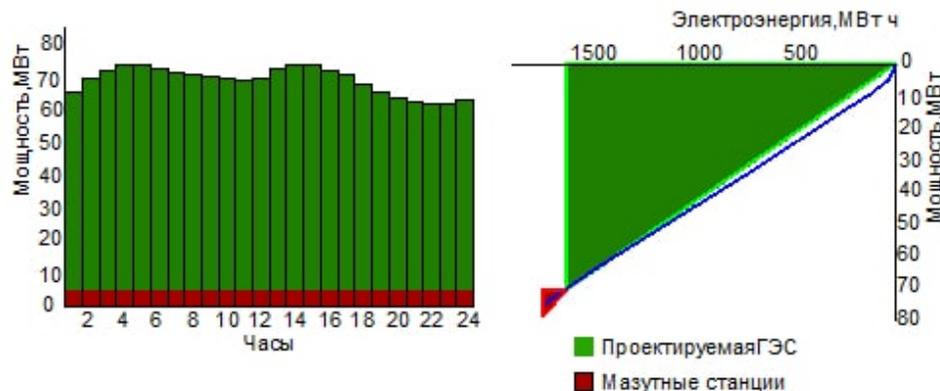
Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Чистая прибыль	263,39	455,19	486,45	504,43	522,43	540,84	562,40	580,31	600,88	624,11
Амортизация отчисления	10,69	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02
Итого	274,08	466,21	497,46	515,45	533,44	551,86	573,42	591,33	611,90	635,13

Млн. руб

Наименование	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Чистая прибыль	644,72	667,99	693,93	719,88	745,86	797,47	823,09	848,74
Амортизация отчисления	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02
Итого	655,74	679,01	704,94	730,90	756,88	808,48	834,10	859,76

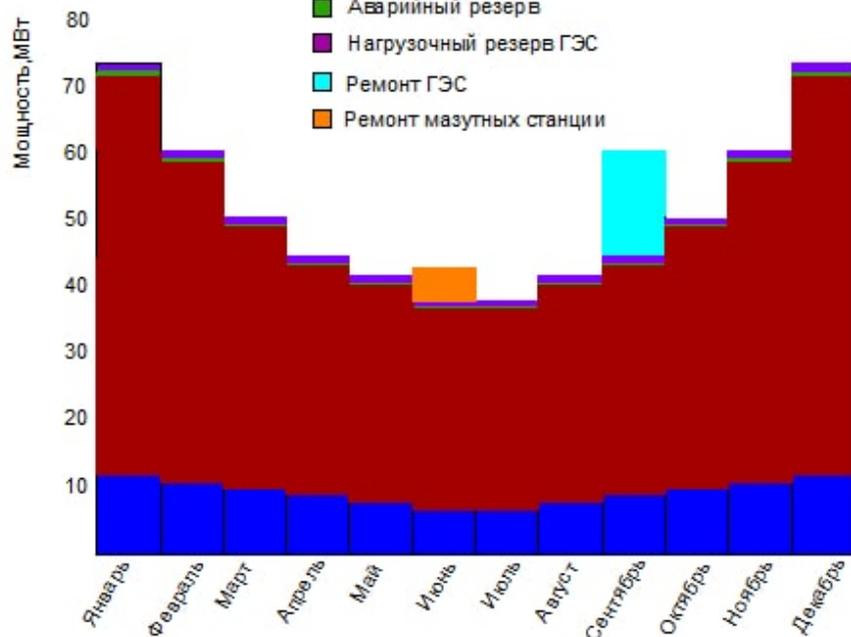
Установленная мощность 75 МВт.  
Среднемноголетняя выработка 417,50 млн.кВтч

### Суточный график и ИКН зимнего периода



### Баланс мощности

- Мазутные станции
- Проектируемая ГЭС
- Аварийный резерв
- Нагрузочный резерв ГЭС
- Ремонт ГЭС
- Ремонт мазутных станции

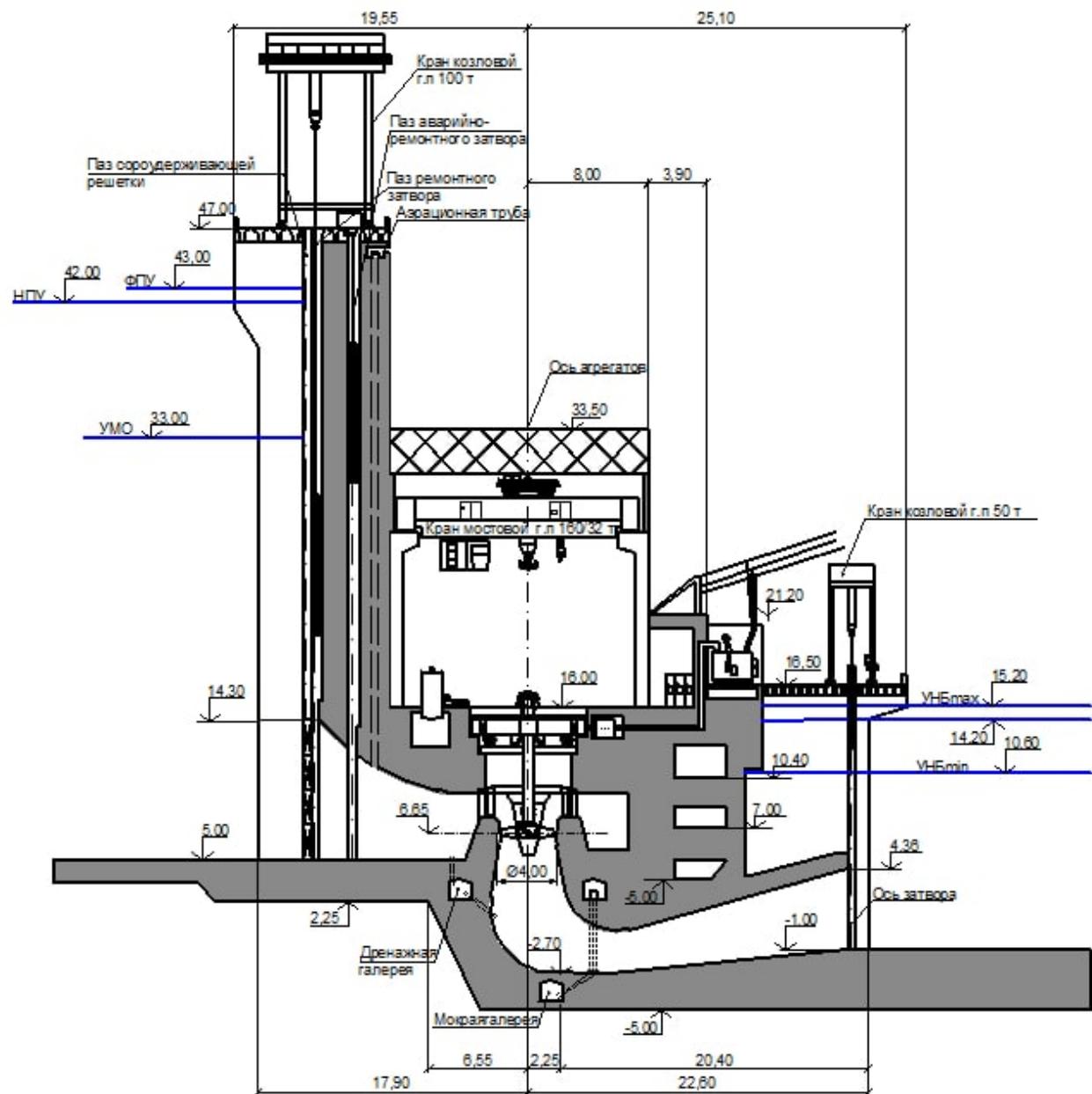


### График сработки-наполнения



# Разрез по оси агрегата

1:200



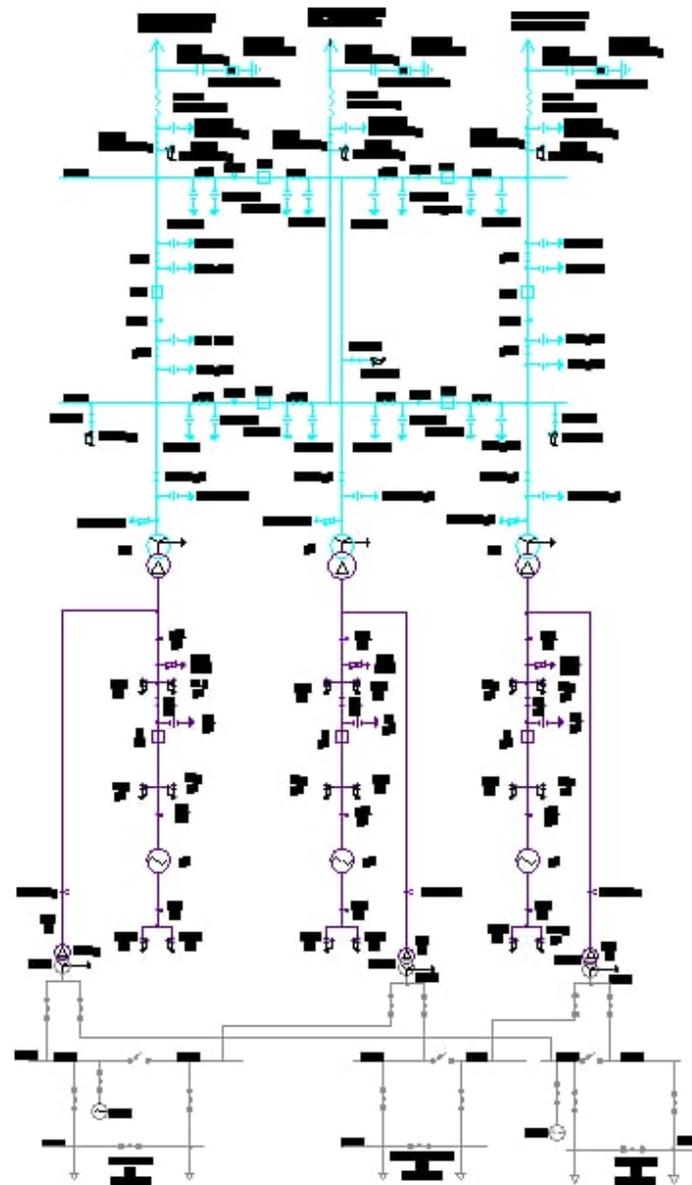
## Основные данные ГА

Количество гидроагрегатов, шт	3	
Тип турбины	ПЛ40а-В	
Тип генератора	СВ-63/100-40УХЛ4	
Высота отсасывания, м	-3,95	
Частота вращения, об/мин	150,00	
Напор, м	максимальный	33,70
	расчетный	23,80
	минимальный	20,10

1. Размеры и отметки даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на черт. ВКР - 13.03.02.06 - 1203249 - ГП1.
3. Условная отметка 0,00 соответствует абсолютной отметке 407,00 от Балтийского футштока.

ВКР - 13.03.02.06 - 1203249 - ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Siberского федерального университета					
Имя	Фамилия	Имя	Фамилия	Имя	Фамилия
Разраб.	Иванов	Инженер	Корейкин	Статус	Лист
Проект.	Иванов	Инженер	Корейкин	1	1
Т. проект.	Иванов	Инженер	Корейкин	Проектирование ГЭС на р. Гурган	
И. объект.	Иванов	Инженер	Корейкин	Разрез по оси агрегата. Основные данные ГА	
И. проект.	Иванов	Инженер	Корейкин	Кафедра ГГЭС, 2016	

# Главная электрическая схема



Коренная ГЭС 75 МВт

Целевое исполнение классов напряжения

■ 110 кВ

■ 10,5 кВ генераторное напряжение

■ 0,4 кВ

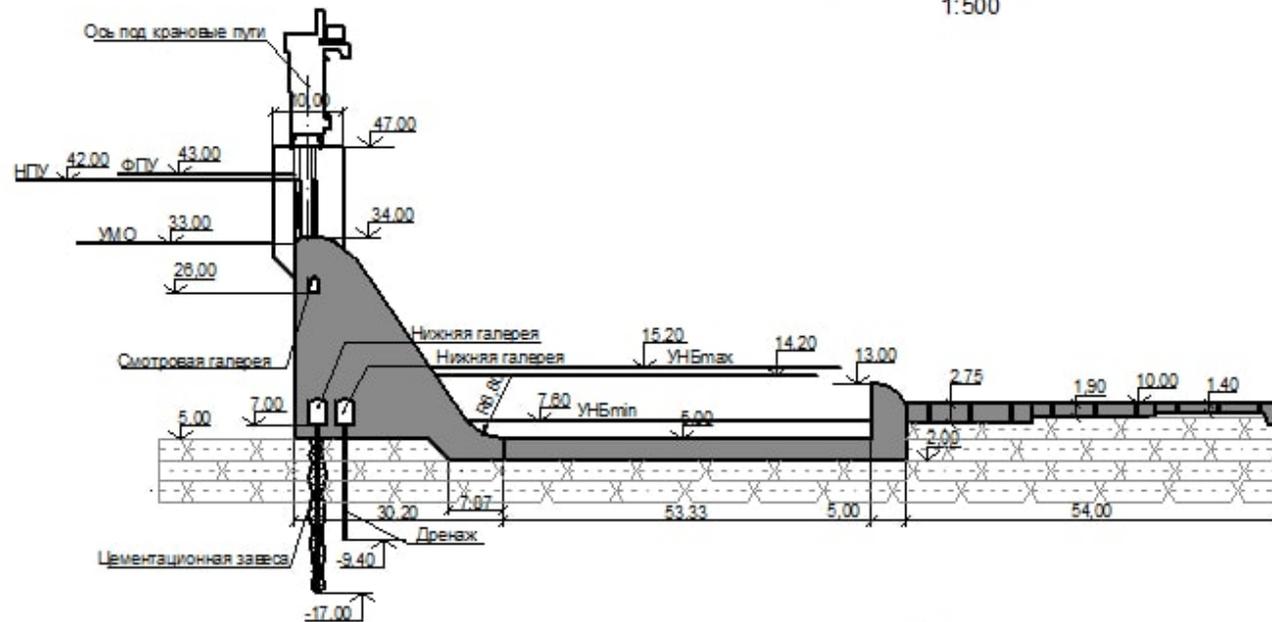
1. Версия: состав проекта от № изд.: ВКР - 13.03.02.06 - 1203249 - ЭС

ВКР - 13.03.02.06 - 1203249 - ЭС	
Самарский филиал Федерального университета	
Инженер: Корнев П.С.	И
Проверил: Корнев П.С.	И
Главный инженер: Корнев П.С.	И
Проектировщик: Корнев П.С.	И
Информация: ИТЭО, ИИ	



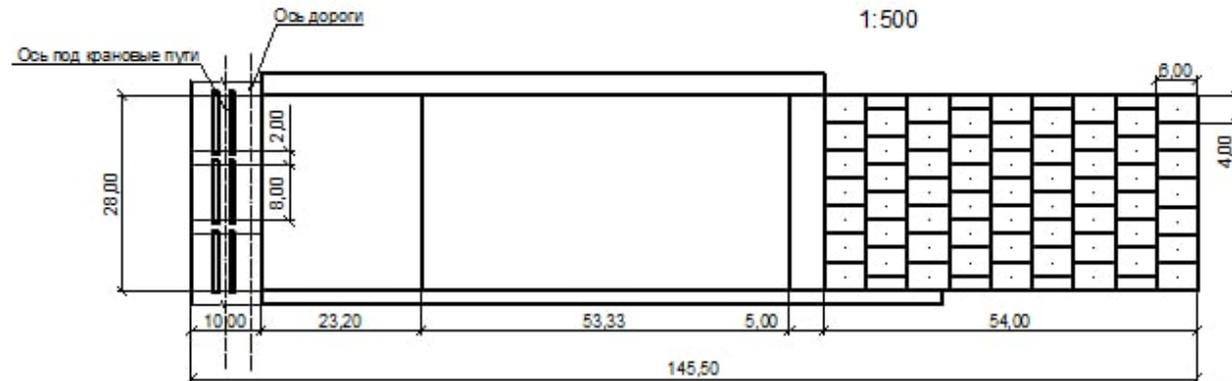
# Поперечный разрез водосливной плотины

1:500



## План

1:500

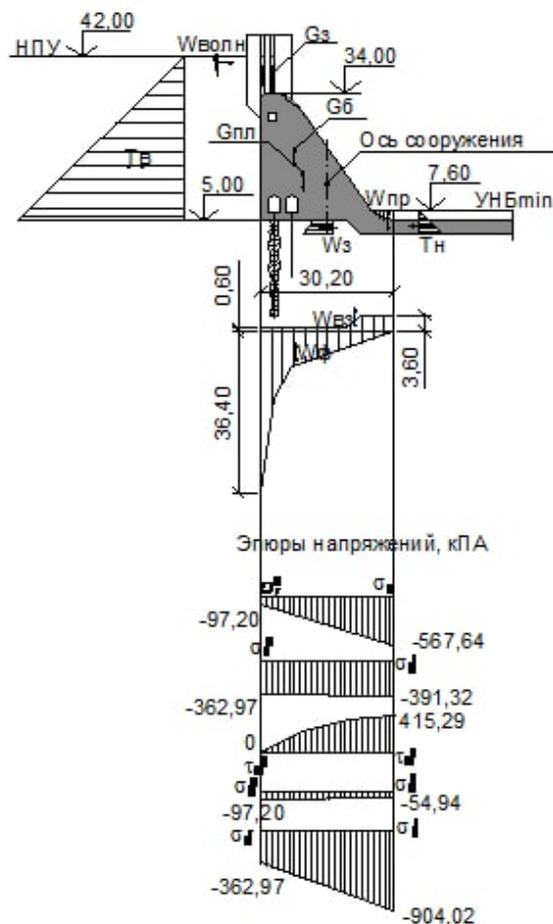


1. Размеры и отметки даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на черт. ВКР - 13.03.02.06 - 1203249 - ГП.

ВКР - 13.03.02.06 - 1203249 - ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Имя	Фамилия	Долг	В. зам.	М. зам.	Студ.
Работ.	Иванов				
Проект.	Сы Сова				
Ст. констр.	Климова				
Инж. констр.	Варгенова				
Инж.	Павлова				
Проектирование Корейской				Студент	Лист
на р. Гарган					1
Поперечный разрез водосливной плотины					1
План				Кафедра ГТЭС, 2016	

# Нагрузки действующие на водосливную плотину

1:1000



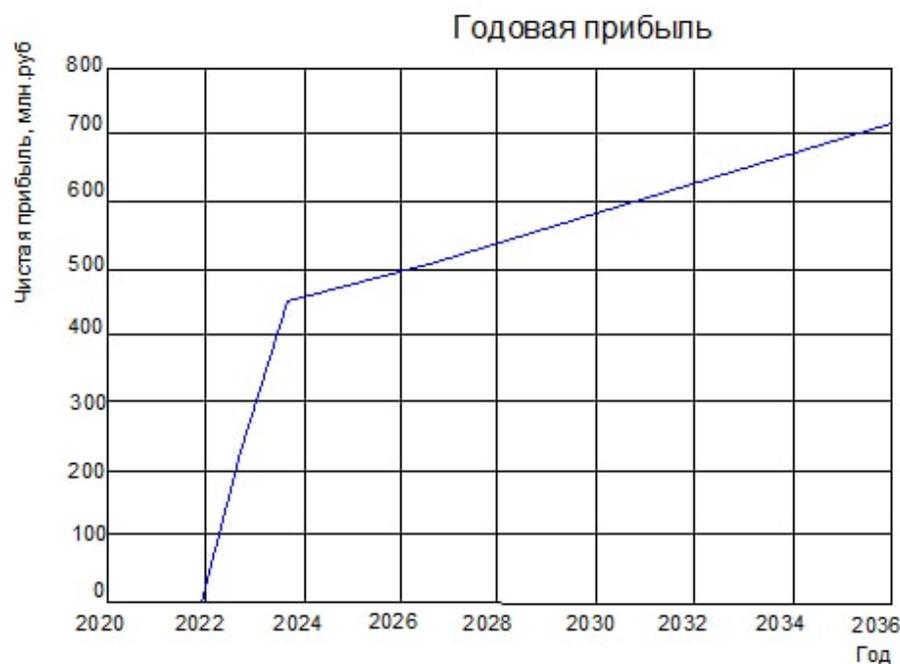
## Условные обозначения

- Gпл - вес водосливной плотины;
- Gб - вес бычка;
- Tв - гидростатическое давление воды со стороны верхнего бьефа;
- Tн - гидростатическое давление воды со стороны нижнего бьефа;
- Wф - фильтрационное давление воды;
- Wзв - взвешивающее давление воды;
- Wз - давление на зуб;
- Qз - вес затворов.

1. Размеры и отметки даны в м.
2. Ведомсть состава проекта см. на черт. ВКР - 13.03.02.06 - 1203249 - ГП.

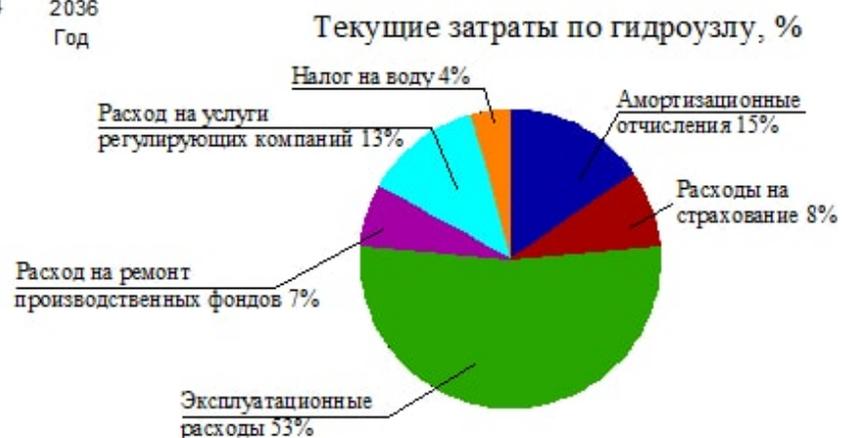
					ВКР - 13.03.02.06 - 1203249 - РР				
					Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ вом.	Подпись	Дата	Проектирование Корейской ГЭС на р. Тыркан	Стр.	Лист	Листов
Рисов.	Иванов						1	1	
Провер.	Лыбина								
Т. контр.	Клюкач								
Н. контр.	Кириченко								
Утв.	Татаринов					Нагрузки действующие на водосливную плотину. Условные обозначения	Кафедра ГТЭС, 2016		

# Основные технико-экономические показатели строительства Корецкой ГЭС



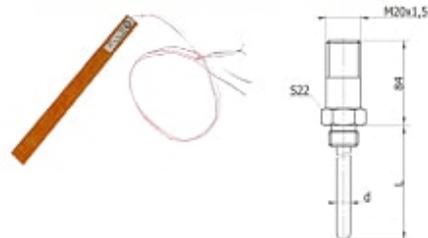
### Основные показатели эффективности реализации проекта

Ставка дисконтирования, %	13,5
Период окупаемости, мес	85
Средняя норма рентабельности, %	38,22
Чистый приведенный доход, млн.руб.	1625,78
Индекс прибыльности	7,11
С себестоимость электроэнергии, руб/кВт*ч	0,11
Удельные капиталовложения, руб/кВт	34760



# Системы технологического управления и контроля ГА ГЭС - тепловой контроль

## Выбранные датчики



## Размещение датчиков:

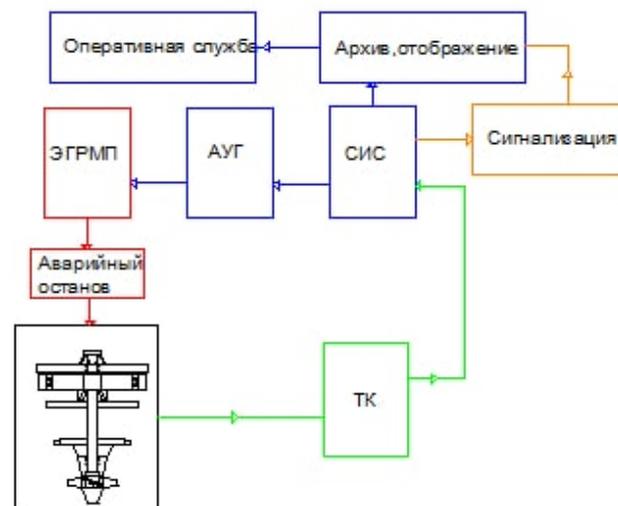
в сегменте подшипника



в сегменте подпятника

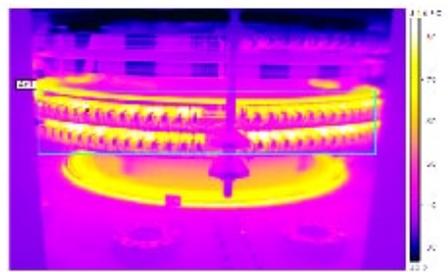


## Схема действия теплового контроля



## Тепловизионный контроль

Контактные кольца



Камера главных выводов

