

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

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕЛЕМДЖИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
СЕЛЕМДЖА. СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО
ВОДОСНАБЖЕНИЯ. НАЗНАЧЕНИЕ, ТРЕБОВАНИЯ,
ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ. НА ПРИМЕРЕ
ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС
тема

Руководитель	_____	<u>Доцент кафедры ГГЭЭС</u> <u>Саяно-Шушенского филиала</u> <u>Сибирского Федерального</u> <u>Университета</u>	<u>В.И. Татарников</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	должность, ученая степень	
Выпускник	_____		<u>Н.С. Щербакова</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата		

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Селемджинской ГЭС на реке Селемджа. Система технического водоснабжения. Назначение, требования, преимущества и недостатки на примере проектируемой ГЭС.»

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СЕЛЕМДЖИНСКОЙ ГЭС	7
1 Анализ исходных данных и определение условия функционирования гидроэлектростанции	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат района	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Инженерно–геологическое изыскание	10
1.1.4 Сейсмологические условия	11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	11
2 Водно–энергетические расчеты	12
2.1 Регулирование стока воды	12
2.1.1 Исходные данные	12
2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов	12
2.1.3 Кривые обеспеченности стока	13
2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного года	14
2.1.5 Определение типа регулирования	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водно–энергетических расчетов	17
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	17
2.2.2 Водно–энергетические расчеты по условию маловодного года	18
2.2.3 Определение установленной мощности Селемджинской ГЭС	19
2.2.4 Водно–энергетические расчеты по условиям средневодного года	19
2.3 Баланс энергии и мощности	20
2.3.1 Баланс энергии	20
2.3.2 Баланс мощности	21
3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	22
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов	22
3.1.1 Построение режимного поля	22
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	23
3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	26
3.2 Выбор основного и вспомогательного оборудования	28
3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора	28
3.2.2 Расчет вала и подшипников	29
3.2.3 Выбор типа и размеров маслонапорной установки (МНУ) и регулятора частоты вращения	30
3.3 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала	31
4 Электрическая часть	34
4.1 Выбор главной схемы электрических присоединений и схемы собственных нужд	34
4.1.1 Выбор силовых трансформаторов	34

4.1.2	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения	36
4.1.3	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико–экономического обоснования (ТЭО)	36
4.2	Выбор электротехнического оборудования.....	38
4.2.1	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме	38
4.2.2	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	41
4.2.3	Выбор силовых выключателей и разъединителей.....	41
4.2.4	Выбор измерительных трансформаторов	42
4.2.5	Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) и заградительных фильтров	43
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	44
5.1	Перечень защит основного электрооборудования	44
5.2	Расчет защит и выбор уставок	45
5.2.1	Продольная дифференциальная защита главного генератора (ΔG).....	45
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора главного генератора ($U_N(U_0)$)	46
5.2.3	Защита от повышения напряжения на главном генераторе ($U1>$), ($U2>$)	48
5.2.4	Защита главного генератора от обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)	48
5.2.5	Защита главного генератора от симметричных перегрузок ($I1$).....	51
5.2.6	Дистанционная защита ($Z1<$), ($Z2<$)	54
5.2.7	Защита главного генератора от перегрузки обмотки ротора (I_p)	55
5.3	Выбор комплекса защит блока «генератор–трансформатор».....	56
6	Компоновка и сооружения гидроузла	57
6.1	Состав и компоновка гидроузла	58
6.2	Определение класса сооружений	58
6.3	Проектирование сооружений напорного фронта	58
6.3.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины	58
6.3.2	Определение ширины водосливного фронта	60
6.3.3	Определение отметки гребня водослива	60
6.3.4	Проверка на пропуск поверочного расхода	61
6.3.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	62
6.3.6	Расчет водобойной плиты	63
6.3.7	Расчет водобойного колодца	63
6.4	Конструирование плотины	65
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины.....	65
6.4.2	Разрезка глухой бетонной плотины, водосливной плотины и здания ГЭС швами	66
6.4.3	Быки	67
6.4.4	Устой	69
6.4.5	Дренаж тела бетонной водосливной плотины	69

6.4.6	Галереи в теле глухой бетонной плотины.....	68
6.4.7	Конструирование элементов подземного контура плотины.....	68
6.4.8	Рисберма	69
6.4.9	Фильтрационные расчеты.....	69
6.5	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	69
6.7.1	Определение основных нагрузок на плотину	69
6.7.2	Оценка прочности плотины	72
6.7.3	Критерии прочности плотины и ее основания.....	75
6.7.4	Обоснование устойчивости плотины	74
7	Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности, по охране окружающей среды	76
7.1	Мероприятия по охране труда	76
7.2	Пожарная безопасность	77
7.2.1	Общие требования к пожарной безопасности	77
7.2.2	Пожарная безопасность в кабельных помещениях	79
7.3	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния Селемджинского гидроузла.....	80
7.3.1	Общие сведения о районе строительства.....	80
7.3.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	84
7.3.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	85
7.3.4	Отходы, образующиеся при строительстве	84
7.3.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	85
8	Технико–экономические показатели.....	87
8.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	87
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	87
8.3	Налоговые расходы	89
8.4	Оценка суммы прибыли	89
8.5	Анализ денежных потоков.....	90
8.6	Коммерческая эффективность	93
8.7	Бюджетная эффективность	93
8.8	Анализ чувствительности	92
9	Системы технического водоснабжения	96
9.1	Назначение системы технического водоснабжения.....	96
9.2	Потребители технического водоснабжения.....	94
9.3	Схема технического водоснабжения	95
9.4	Требования к техническому водоснабжению	96
9.5	Оборудование системы ТВС.....	98
9.6	Требования к эксплуатации	99
9.7	Система ТВС проектируемой ГЭС.....	101
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	107
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных	111
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты.....	112

ПРИЛОЖЕНИЕ В Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование.....	116
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем.....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Нагрузки на водосливную плотину	118
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Напряжение в контактном сечении "основание-бетон" ..	118

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ СЕЛЕМДЖИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Селемджа;
2. Местонахождение ГЭС.....Амурская область;
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....292 м³/с;
 - б) всех турбин.....670,5 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5%.....3058 м³/с;
3%.....2503 м³/с;
 - г) минимальный.....152 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой;
 - б) отметка: НПУ.....601,6 м;
ФПУ.....602,7 м;
УМО.....593,7 м;
 - в) объемы:
полный.....7,78 км³;
полезный.....4,2 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....37,7 м;
 - б) расчетный.....29,8 м;
 - в) минимальный.....25 м;Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная.....170 МВт;
гарантированная.....164 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии.....599,23 млн. кВт·ч;
 - в) число часов использования установленной мощности.....3524 ч;
7. Здание ГЭС:
 - а) тип здания.....русловое;
 - б) число агрегатов.....3;
 - в) грунт в основании.....гранит;
 - г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецидальная;
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;Основное оборудование:
 - а) тип турбины.....ПЛ406–В–560;
 - б) тип генератора.....СВ850/190-48;
 - в) полная мощность генератора.....85,5 МВА;
 - г) активная мощность генератора.....75 МВт;
 - д) частота вращения.....125 об/мин;
 - е) тип трансформаторов.....ТД–25000/220УХЛ1;Водосбросные сооружения:
 - а) тип.....поверхностный водослив;

- б) число и ширина пролетов.....4 отверстия по 9 м;
 - в) общая длина.....45 м;
 - г) максимальная высота.....45,6 м;
 - д)тип рабочего затвора.....сегментный;
8. Бетонная плотина (общая длина/максимальная высота):
- а) левобережная глухая бетонная.....63 м/ 45,4 м;
 - б) правобережная глухая бетонная180 м/ 30,8 м;
- Технико–экономические показатели:
- а) удельные показатели.....77529 руб/кВт;
 - б) себестоимость энергии.....0,28 руб/кВт·ч;
 - в) срок окупаемости.....133 месяца;

1 Анализ исходных данных и определение условия функционирования гидроэлектростанции

Селемджа— река в Амурской области России, левый приток реки Зея. Протяженность реки 647 км, площадь бассейна — 68,6 тыс. км². Берёт начало на границе хребтов Ям-Алинь и Эзоп на уровне 1525 метров.

1.1 Природные условия

Носит характер равнинной реки. Судоходна от села Норск до устья, данный участок протяжённостью 146 км входит в список водных путей РФ. У посёлка Февральск Селемджу пересекает Байкало-Амурская трасса. В верхнем течении — месторождения золота.

1.1.1 Климат района

Климат резко континентальный с муссонными чертами. Зима в Приамурье продолжительная, морозная, солнечная и малоснежная. Зимние метели, сопровождаются сильным ветром. Для весны характерны метели, резкие перепады температур, обусловленные вторжением циклонов, а с ними как холодного, так и теплого воздуха. Безморозный этап на севере начинается только в конце июня. Лето жаркое, с большим количеством осадков. В летние месяцы их выпадает на 60-70% больше годовой нормы. Начало осени, как правило, дождливое, но с пришествием морозов количество ясных дней возрастает.

1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Селемджа за период 1960–2009 гг. представлен в Приложении А, таблица А.1.

Зависимости отметок нижнего бьефа от летних и зимних расходов и отметки верхнего бьефа от объема водохранилища и площади затопления представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Зависимости отметок ВБ и НБ от параметров стока

Кривая связи отметки верхнего бьефа от объема водохранилища		Кривая связи отметки нижнего бьефа от расхода			
		зимняя		летняя	
ZВБ, м	W, км ³	ZНБ, м	Q _{зим} , м ³ /с	ZНБ, м	Q _{лет} , м ³ /с
564,16	0	564,00	0	564,00	0
590,11	2,4	567,29	320	567,29	400
595,41	4,2	568,92	640	568,92	800
599,01	5,7	570,26	960	570,26	1200
600,18	6,3	571,54	1280	571,54	1600
602,7	7,6	572,77	1600	572,77	2000
605,34	8,7	573,82	1920	573,82	2400
608,86	10,3	573,99	2022	573,99	2527

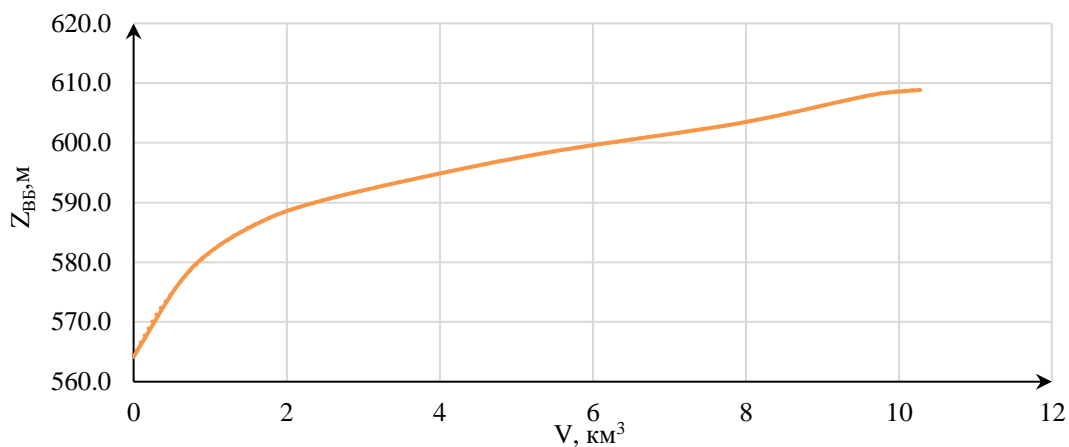


Рисунок 1.1 – Кривая связи отметки верхнего бьефа от объема водохранилища

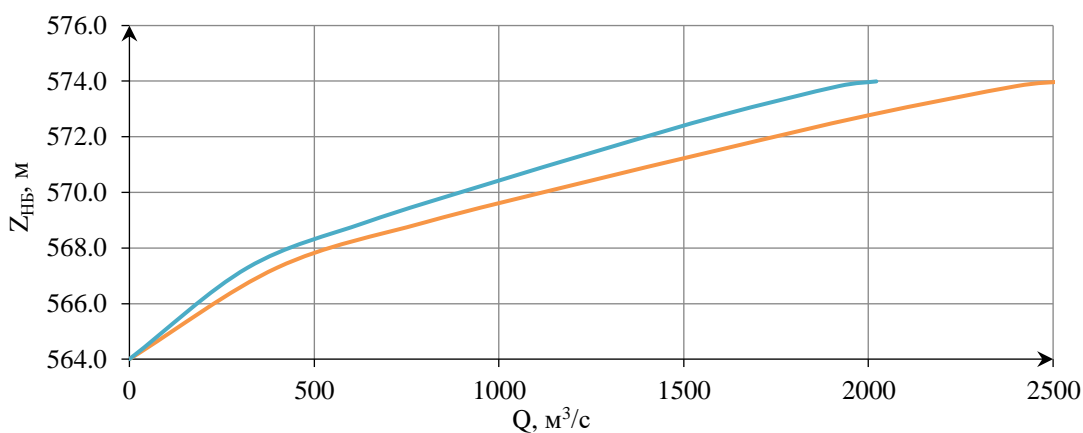


Рисунок 1.2 – Кривая связи отметки нижнего бьефа от расхода

1.1.3 Инженерно–геологическое изыскание

Месторасположение створа представлено на рисунке 1.3.

По сведениям геологической карты в регионе створа Селемджинской ГЭС не найдено зон контакта тектонических плит.

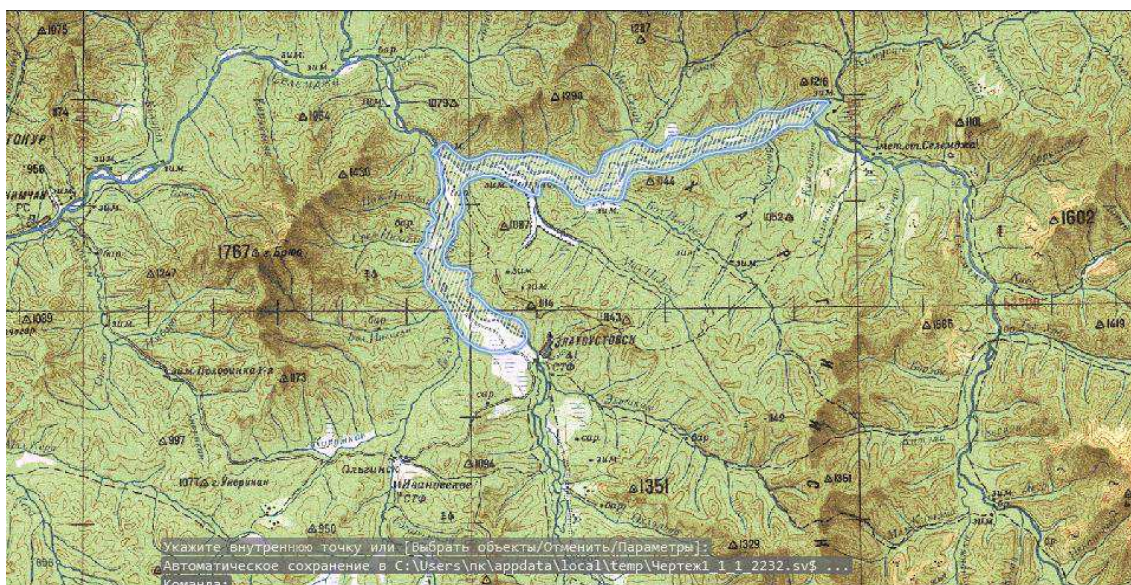


Рисунок 1.3 – Местоположение створа и зона затопления Селемджинской ГЭС

На рисунке 1.4 показан разрез по створу реки Селемджа в районе Селемджинской ГЭС.

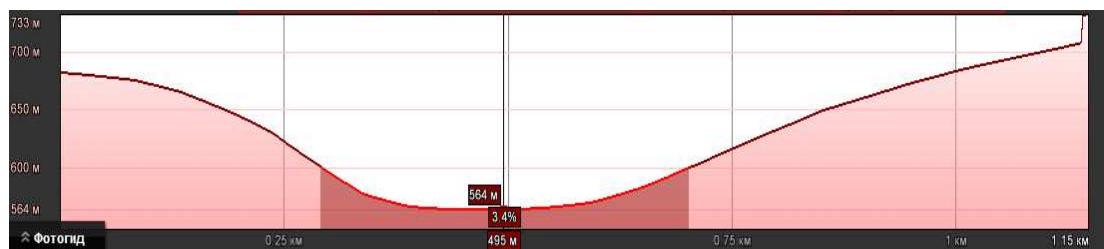


Рисунок 1.4 – Разрез по створу реки Селемджа

1.1.4 Сейсмологические условия

Интенсивность сейсмического влияния в баллах (сейсмичность) для района строительства – 4- 5 баллов.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Структура установленных мощностей электростанции, находящиеся в ОЭС Востока приведена в таблице 1.2:

Таблица 1.2 – Структура установленных мощностей электростанции ОЭС Востока

Тип электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля от установленной мощности в энергосистеме, %
ГЭС	4617,5	41
ТЭЦ	6647,2	59
Итого	11264,7	100

Гидроэлектростанции, расположенные в ОЭС Востока:

- Бурейская ГЭС, с установленной мощностью 2010 МВт, доля выработки в ОЭС Востока равна 17,8%;
- Нижнебурейская ГЭС, с установленной мощностью 320 МВт, доля выработки в ОЭС Востока равна 2,8%;
- Зейская ГЭС, с установленной мощностью 1330 МВт, доля выработки в ОЭС Востока равна 11,8%;
- Каскад Вилуйских ГЭС, с установленной мощностью 680 МВт, доля выработки в ОЭС Востока равна 6,0%;
- Светлинская ГЭС, с установленной мощностью 277,5 МВт, доля выработки в ОЭС Востока равна 2,4%;

2 Водно–энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- зависимости отметок нижнего бьефа от летних и зимних расходов и отметки верхнего бьефа от объема водохранилища (Табл. 1.1, Рис. 1.1 – 1.2);
- энергосистема – ОЭС Востока;
- коэффициент мощности: $k_N = 8,8$;
- потери напора в водопроводящих сооружениях: $\Delta h = 0,39$;
- нормальный подпорный уровень Селемджинской ГЭС: $\nabla_{НПУ} = 603$ м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Селемджа за период 1960–2009 гг. (Приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в Табл. 2.1;

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК, м ³ /с	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
Сан. пуск, м ³ /с	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
Фильтрация, м ³ /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение, м ³ /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Льдообразование, м ³ /с	1	1	1	-2	-4	0	0	0	0	1	1	1

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

2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов

Из ряда гидрологических наблюдений (Приложение А, таблица А.1) для каждого года выбирается наибольший расход. Для определения параметров кривой обеспеченности определяем модульный коэффициент:

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

где Q_n^{max} – n–ый член ряда максимальных годовых расходов;
 $Q_{ср}^{max}$ – среднее значение многолетнего максимального расхода.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_V = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{2,248}{50}} = 0,21 \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратичная ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_V} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1+3 \cdot C_V^2}{2 \cdot (n-1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1+3 \cdot 0,21^2}{2 \cdot (50-1)}} = 10,75\% \quad (2.3)$$

Ошибка является допустимой.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_S = \frac{\sum(k-1)^3}{C_V^3 \cdot n} = \frac{0,361}{0,21^3 \cdot 50} = 0,78 \quad (2.4)$$

Среднеквадратичная ошибка вычисления коэффициента асимметрии максимальных расходов:

$$\delta_{C_S} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1+6 \cdot C_V^2+5 \cdot C_V^4)}{n}}}{C_S} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1+6 \cdot 0,21^2+5 \cdot 0,21^4)}{50}}}{0,78} = 50,13\% \quad (2.5)$$

Ошибка является допустимой.

Определяем класс сооружения по [25]. Для этого составим таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Критерии выбора класса гидротехнического сооружения

Критерии	Класс
Бетонная плотина (на скальном основании) Н=39 м	III
ГЭС мощностью от 10 до 300 МВт N _{уст.} =170 МВт	III
Число проживающих людей, которые могут пострадать от аварии (до 500 чел.)	III

Назначаем III класс гидротехнического сооружения (по результатам таблицы 2.1). Поэтому необходимо назначить обеспеченности поверочного и основного расходов по [26]. Для этого необходимо найти параметры обеспеченности по формулам 2.6–2.8:

$$M_S = C_V \cdot \varphi, \quad (2.6)$$

$$k_S = M_S + 1, \quad (2.7)$$

$$Q_S = Q_{cp}^{max} \cdot k_S \quad (2.8)$$

Результаты представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчетов максимальных расходов

p, %	φ	M _S	k _S	Q _S , м ³ /с	Расход
0,5	5,84	2,044	3,044	3058,9	поверочный
3	4,26	1,491	2,491	2503,2	основной

2.1.3 Кривые обеспеченности стока

Для водно–энергетических расчетов необходимо определить расчетные значения расходов 50% обеспеченности (средневодный год) и 90% обеспеченности (маловодный год). Для этого в первом приближении в период половодья попадают месяцы, у которых расходы больше или равны среднегодовому расходу. Эти расходы ранжируются по убыванию. Далее кривые обеспеченности строятся по эмпирической формуле:

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

где $p(m)$ – обеспеченность стока;

m – порядковый номер элемента ряда расходов, ранжированная по убыванию;

Построим эмпирические кривые обеспеченности среднегодовых расходов, расходов в половодье и расходов в межень (рисунок 2.1).

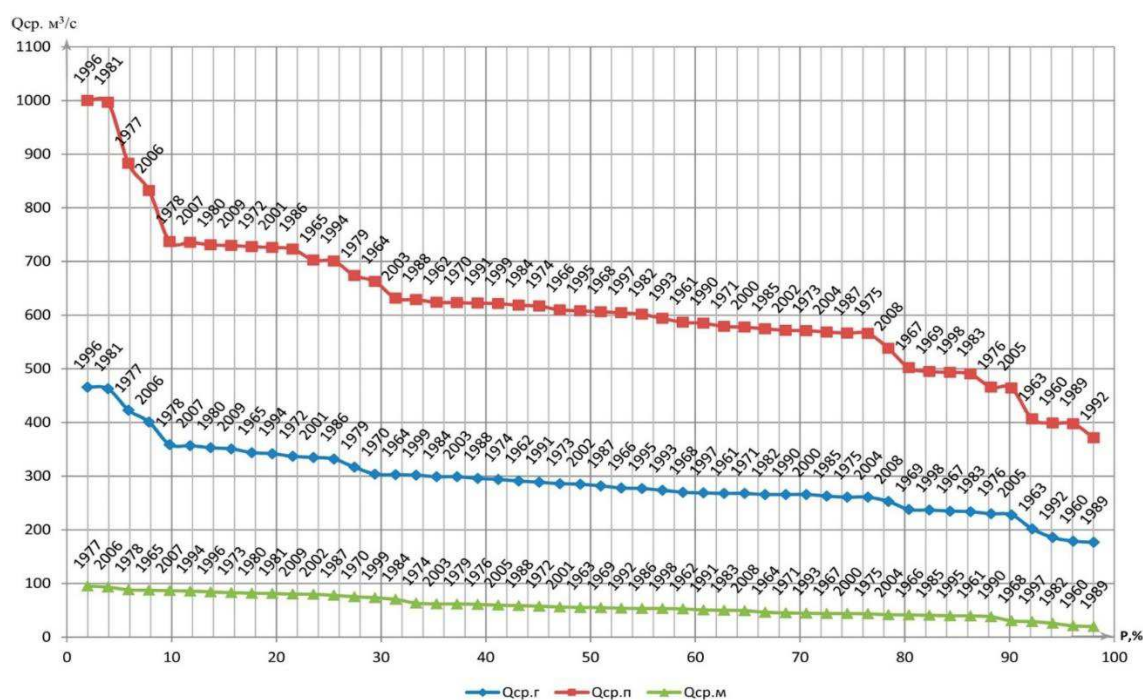


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности стока

2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного года

Для данной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует определенный год. По кривой обеспеченности годовых расходов выбираем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 2002 и 1987 гг.

Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

Среднеполоводное значение для 50% обеспеченности $Q_{п50\%базовое} = 607$ м³/с – базовое значение.

Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности $Q_{м50\%базовое} = 55$ м³/с.

Исчисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В результате принимаем год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к 1, т.е. тот год, который требует наименьшую корректировку расходов.

- 2002

$$K_M = \frac{Q_{M50\%базовое}}{Q_{M 2002}} = \frac{55}{80} = 0,69 \quad (2.10)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II50\%базовое}}{Q_{II 2002}} = \frac{607}{572} = 1,06 \quad (2.11)$$

- 1987

$$K_M = \frac{Q_{M50\%базовое}}{Q_{M 1987}} = \frac{55}{78} = 0,7 \quad (2.12)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II50\%базовое}}{Q_{II 1987}} = \frac{607}{567} = 1,07 \quad (2.13)$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 2002 г. (выбираем тот, где коэффициент по половодью ближе к 1). Умножаем на вычисленные коэффициенты среднемесячные расходы. Среднегодовые расходы равны исходным, но в результате корректировки ряд изменяется, а именно меженный сезон среднегодового года меньше маловодного и не хватает объема воды в межени для корректировки значений. В следствии чего принимаем в качества расчетного средневодного года 2002 год без корректировки.

Рассмотрим маловодный год:

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности соответствует 2005 г. Исчисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_M = \frac{Q_{M 1968}}{Q_{M 2005}} = \frac{31}{60} = 0,52 \quad (2.14)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II 2005}}{Q_{II 2005}} = \frac{464}{464} = 1 \quad (2.15)$$

Корректировку значений этого года делать нельзя, это приведет к искажению среднегодового значения. В качестве расчетного маловодного года принимаем 2005 г. без корректировки.

Проверяем, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года.

В средневодном году имеем расходы меньшие, чем в маловодном году в I и II месяцах. Требуется дополнительная корректировка при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Для межени недостающий расход в I и II месяцах добавляем из расхода IV и X месяцев.

После окончательно определения маловодного и средневодного годов, построим гидрографы на рисунке 2.2 и сведем все данные в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного года

Месяц	$Q_{50\%}^f, \text{ м}^3/\text{с}$		$Q_{90\%}^f, \text{ м}^3/\text{с}$
	исходный	скорректированный	исходный
январь	10,7	16,8	16,8
февраль	13,3	17,2	17,2
март	18,4	18,4	14,5
апрель	151	147,1	103
май	339	339	287
июнь	601	601	484
июль	755	755	654
август	712	712	554
сентябрь	451	451	342
октябрь	266	259,9	175
ноябрь	65,4	65,4	58,1
декабрь	34,2	34,2	33,1
Среднегодовой	285	285	228

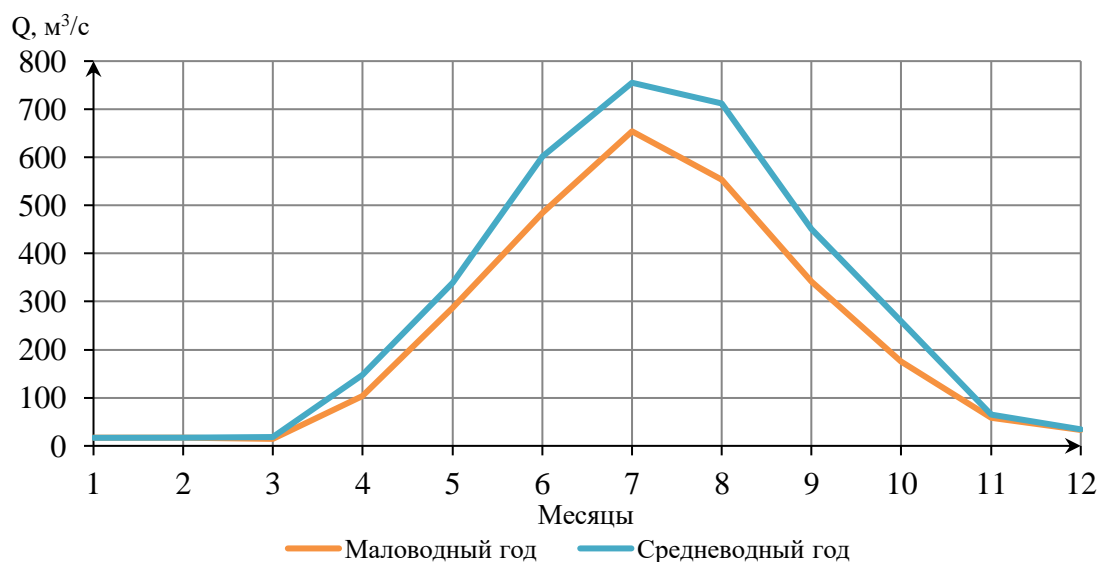


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

2.1.5 Определение типа регулирования

Для того, чтобы отыскать полезный объем водохранилища, надо задаться ориентировочной отметкой УМО. Для этого принимается, что УМО соответствует снижению значения ВБ на 33%. Отсюда ориентировочная отметка УМО:

$$\nabla_{\text{УМО пр}} = \nabla_{\text{НПУ}} - (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}) \cdot 0,33 = 603 - (603 - 564) \cdot 0,33 = 590,13 \text{ м} \quad (2.16)$$

Объем водохранилища при отметке НПУ и ориентировочной отметкой УМО определяем по зависимости отметки ВБ от объема водохранилища.

$$W_{\nabla_{\text{НПУ}}} = 7,78 \text{ км}^3$$

$$W_{\text{вумопр}} = 2,405 \text{ км}^3.$$

Полезный объем водохранилища:

$$W_{\text{полезный}} = W_{\text{внпу}} - W_{\text{вумопр}} = 7,78 - 2,405 = 5,375 \text{ км}^3 \quad (2.17)$$

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot T = 292 \cdot 31536000 = 9,2 \text{ км}^3 \quad (2.18)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход;

T – число секунд в году.

Коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{W_{\text{полезный}}}{\bar{W}_{\text{многолетний}}} = \frac{5,375}{9,2} = 0,58 \quad (2.19)$$

Принимаем годичный тип регулирования, так как коэффициент зарегулированности стока входит в пределы годичного ($\beta_{\text{год}}=0,1-0,6$).

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Определим среднемесячные мощности для маловодного года. Это возможно сделать, имея гидрограф маловодного года, требования ВХК и сведения о потере воды из водохранилища.

Полезный бытовой расход определяется по формуле:

$$Q_{\text{п.быт}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{л}}^t - Q_{\text{ф}}^t \quad (2.20)$$

где t – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$ – среднемесячный расход маловодного года t -го месяца (Табл. 2.4);

$Q_{\text{и}}^t$, $Q_{\text{л}}^t$, $Q_{\text{ф}}^t$ – потери воды из водохранилища: испарение, льдообразование, фильтрация t -го месяца (таблица 2.1);

Напор на ГЭС определяется с учетом потерь, как разность отметок ВБ, который принимается равной отметке НПУ гидроузла и отметки НБ, определяемая по зависимости отметки нижнего бьефа от расхода (Рис. 1.3).

Полезная мощность, вырабатываемая станцией:

$$N_{\text{пол}}^t = k_N \cdot Q_{\text{п.быт}}^t \cdot H^t \quad (2.21)$$

где H^t – напор, соответствующий расчетному расходу в t -ом месяце.

Результаты расчета сведены в Приложении Б, таблицу Б.1

За первый месяц сработки принимает первый месяц, в котором полезная бытовая мощность становится меньше, чем мощность требования ВХК. Этот месяц - ноябрь. Под регулирование попадают 4 месяца (ноябрь, декабрь, январь, февраль), остальные месяцы работает с мощностью требований ВХК.

Полезная мощность станции, мощность требования ВХК и их разность представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Мощность полезная и мощность требования ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{пол}^t$, МВт	5	5	4	31	87	144	195	165	101	55	18	10
$N_{ВХК}^t$, МВт	48	48	48	45	45	45	45	45	45	48	48	48
$N_{пол}^t - N_{ВХК}^t$, МВт	-43	-43	-44	-14	42	99	150	120	56	7	-30	-38

Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле:

$$\sum_{t=1}^{12} (N_{пол}^t - N_{ВХК}^t) = 261 \text{ МВт} \quad (2.22)$$

2.2.2 Водно–энергетические расчеты по условию маловодного года

Задачей ВЭР является определение гарантированных мощностей для каждого месяца работы, определение УМО, среднемноголетнюю выработку. На момент начала сработки водохранилище наполнено до уровня НПУ.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.быт}^t + Q_{вдхр}^t \quad (2.23)$$

где $Q_{вдхр}^t$ – расход воды из водохранилища в t -ом месяце.

Расход воды в нижнем бьефе определяем суммой расхода воды через ГЭС и потери воды из водохранилища через фильтрацию:

$$Q_{НБ}^t = Q_{ГЭС}^t - Q_{ф}^t \quad (2.24)$$

При этом расход в нижний бьеф должен быть не меньше расхода по требованию ВХК.

Для определения изменения объема водохранилища используем формулу:

$$\Delta W^t = Q_{вдхр}^t \cdot t_{мес} \quad (2.25)$$

где $t_{мес}$ – число секунд в месяце.

Отметка уровня воды в верхнем бьефе в конце месяца определяется зависимостью отметки ВБ от объема водохранилища (рисунок 1.2).

Напор на ГЭС рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t \quad (2.26)$$

Мощность ГЭС в t -ом месяце:

$$N^t = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}}^t \cdot H^t \quad (2.27)$$

Результаты сработки–наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в Приложении Б, таблица Б.2 (для первого приближения) и в Приложении Б, таблица Б.3 (для последнего приближения).

Результатом сработки–наполнения являются:

- гарантированная мощность: $N_{\text{гар}}=136$ МВт;
- отметка уровня мертвого объема: $\nabla_{\text{УМО}}=593,7$ м;
- полезный объем водохранилища: $W_{\text{полезный}}=4,2$ км³;
- коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{W_{\text{полезный}}}{\bar{W}_{\text{многолетний}}} = \frac{4,2}{9,2} = 0,46 \quad (2.28)$$

2.2.3 Определение установленной мощности Селемджинской ГЭС

После выбора рабочих мощностей и резервов, посчитаем установленную мощность Селемджинской ГЭС.

Так как ремонтная площадь проектируемой ГЭС вписывается в баланс мощности, принимаем ремонтный резерв равным 0.

$$\begin{aligned} N_{\text{рез}}^{\text{проект.ГЭС}} &= N_{\text{нагр}}^{\text{проект.ГЭС}} + N_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} + N_{\text{авар}}^{\text{проект.ГЭС}} = \\ &= 6 + 0 + 0 = 6 \text{ МВт} \end{aligned} \quad (2.29)$$

$$N_{\text{уст}}^{\text{проект.ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{дек}} + N_{\text{рез}}^{\text{проект.ГЭС}} = 164 + 6 = 170 \text{ МВт} \quad (2.30)$$

2.2.4 Водно–энергетические расчеты по условиям средневодного года

Задачей ВЭР по условиям средневодного года представляет собой определение среднемноголетней выработки. Для этого необходимо провести расчет по 2 вариантам:

1 вариант: сработка–наполнение по отметкам ВБ;

2 вариант: сработка–наполнение по гарантированной мощности.

Выработка станции в t -ом месяце определяется по формуле:

$$\mathcal{E}^t = N^t \cdot T_{\text{мес}} \quad (2.31)$$

где $T_{\text{мес}}$ – число часов в месяце.

Среднегодовая выработка определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.мн.лет}}^{\text{ГЭС}} = \sum_{t=1}^{12} \mathcal{E}^t \quad (2.32)$$

Итоги расчетов приведены в Приложении Б, таблица Б.4 (для работы по отметкам ВБ) и в Приложении Б, таблица Б.5 (для работы по гарантированной мощности).

Сравним среднегодовые выработки по вариантам для того, чтобы определить наиболее оптимальный вариант сработки–наполнения. Для этого составляем таблицу 2.6:

Таблица 2.6 – Выбор варианта сработки–наполнения

Параметр	1 вариант	2 вариант
Выработка, млн. кВт·ч	592,88	598,94

Вариант 2 имеет наибольшую выработку. Поэтому принимаем, что среднегодовая выработка равна 598,94 млн. кВт·ч.

График сработки–наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.3.

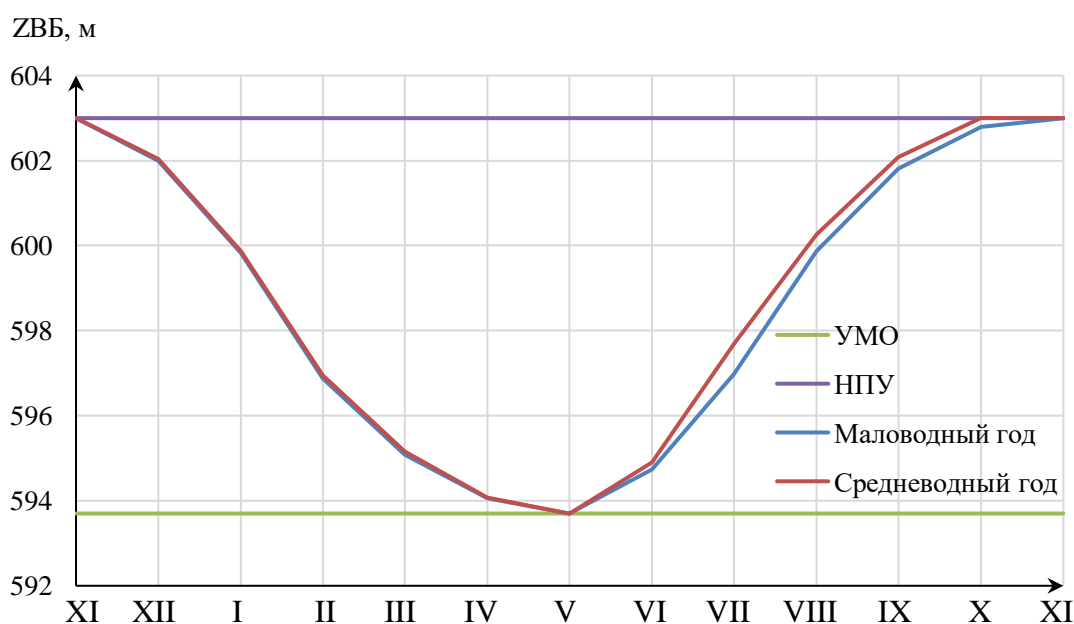


Рисунок 2.3 – График сработки–наполнения водохранилища Селемджинской ГЭС

2.3 Баланс энергии и мощности

2.3.1 Баланс энергии

Чтобы построить баланс энергии необходимо знать среднемесячные мощности, требования ВХК, мощности генерации электростанции в ОЭС Востока, среднемесячные мощности ОЭС Востока. Баланс энергии представлен на плакате «Использование водной энергии».

2.3.2 Баланс мощности

Баланс мощности используется для планирования ремонта основного оборудования. Ремонт оборудования ГЭС производится тогда, когда ГЭС не полностью используется в энергосистеме.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.макс.}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{300}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 50 \text{ МВт} \cdot \text{мес} \quad (2.33)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}$ – установленная мощность существующих ГЭС.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.макс.}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{164}{6} \cdot 1 \text{ мес} = 27 \text{ МВт} \cdot \text{мес} \quad (2.34)$$

Ремонтная площадь ТЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{1189}{2} \cdot 1 = 198 \text{ МВт} \cdot \text{мес} \quad (2.35)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}}$ – рабочая мощность существующих ТЭС.

Для построения баланса мощности энергосистемы составим таблицу (Приложение Б, таблица Б.6). Построение ведется по максимальным мощностям энергосистемы. Баланс мощности ЭС представлен на плакате «Использование водной энергии».

3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле необходимо для определения области допустимых режимов работы проектируемой ГЭС.

Построение этих характеристик выполняется по следующим уравнениям:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{ВВ}(W_{сраб}) - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h_{вс} \quad (3.1)$$

где $z_{ВВ}(W_{сраб})$ – отметка уровня верхнего бьефа, которая зависит от объема сработки водохранилища от НПУ до УМО;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня нижнего бьефа, которая зависит от расхода в нижнем бьефе;

$\Delta h_{вс}$ – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы ГЭС:

- ограничение слева является ограничением по ВХК ($Q_{ГЭС}^{min} = 152 \text{ м}^3/\text{с}$);
- ограничение по установленной мощности, определяем уравнением:

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

- ограничение по пропускной способности ГЭС, которую определяем по зависимости:

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход ГЭС при расчетном напоре 29,6 м.

Результаты расчета показаны в таблице 3.1. Режимное поле Селемджинской ГЭС показана на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Селемджинской ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		$z_{ВВ}^{НПУ}$, м	$z_{ВВ}^{УМО}$, м	$z_{ВВ}^p$, м	Напорные характеристики			Ограничение по установленной мощности	
$Q_{НБ}$, м ³ /с	$z_{НБ}^{зима}$, м				$H^{НПУ}$, м	$H^{УМО}$, м	H^p , м	Q, м ³ /с	H, м
0	564,00	38,61	29,31	34,08	38	520,2	38	32	694,3
50	564,61	38,00	28,70	33,47	37	534,3	37	31	683,4
100	565,14	37,47	28,17	32,94	36	549,1	36	30	672,2
150	565,61	37,00	27,70	32,47	35	564,8	35	29	660,9
200	566,03	36,58	27,28	32,05	34	581,4	34	28	649,4

Окончание таблицы 3.1

250	566,40	36,21	26,91	31,68	33	599,0	33	27	637,7
300	566,73	35,88	26,58	31,35	32	617,7	32	26	625,8
350	567,02	35,59	26,29	31,06	31	637,7	31	25	613,7
400	567,29	35,32	26,02	30,79	30	658,9	30	24	601,3
450	567,54	35,07	25,77	30,54	29	681,6	29	23	588,6
500	567,77	34,84	25,54	30,31	28	706,0	28	22	575,7
550	567,98	34,63	25,33	30,10					
600	568,19	34,42	25,12	29,89					
650	568,38	34,23	24,93	29,70					
700	568,56	34,05	24,75	29,52					

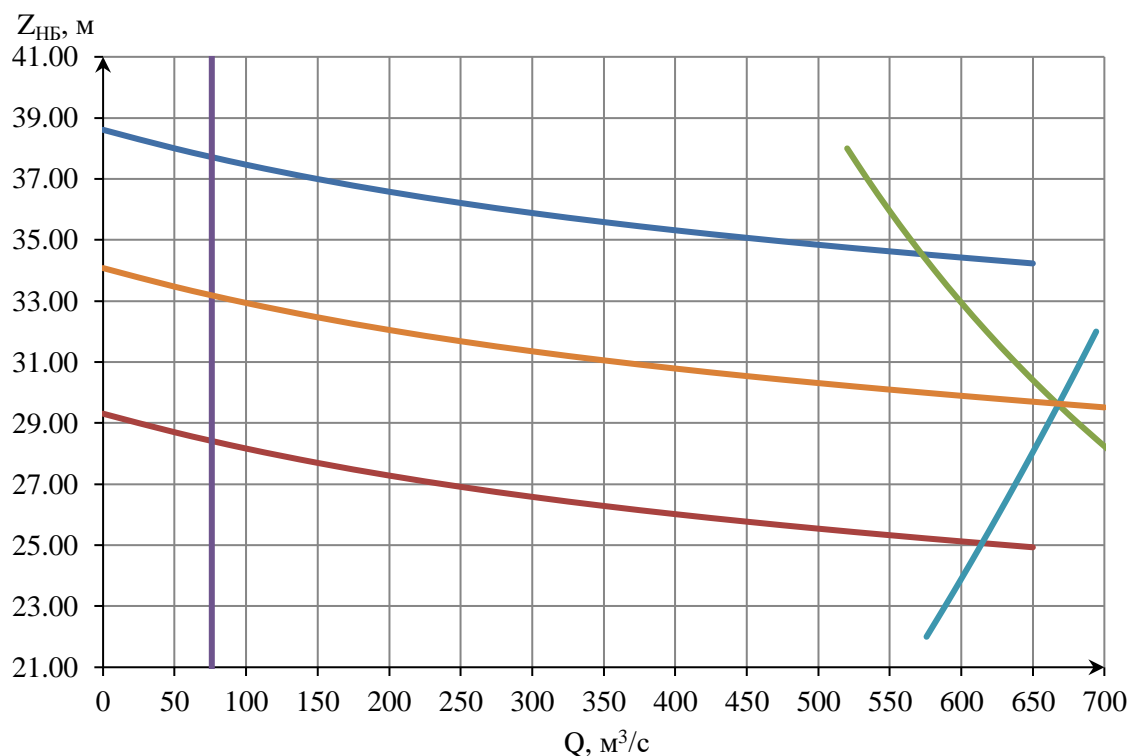


Рисунок 3.1 – Режимное поле Селемджинской ГЭС

Из режимного поля определены следующие параметры:

- максимальный напор: $H_{\max}=37,6$ м, при минимальном расходе ГЭС равным $76 \text{ м}^3/\text{с}$;
- расчетный напор: $H_p=29,6$ м, при максимальном расходе ГЭС равным $670 \text{ м}^3/\text{с}$;
- минимальный напор: $H_{\min}=25$ м.

Эти параметры необходимы выбора типа гидротурбинного оборудования.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

При минимальном расходе в отметке НПУ получается, максимальный напор $37,6$ метра. Поэтому подойдут турбины с максимальным напором до 40 метров.

Из каталога подходят турбины системы поворотной–лопастных, двух типов: ПЛ40а-В и ПЛ40б-В.

Используя исходные данные и таблицу 3.2 можно производить расчет. Необходимо задаться диаметрами рабочего колеса в диапазоне 2,8–9,5 м.

Таблица 3.2 – Основные характеристики модельных выбираемых турбин

Параметр		ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
Предельный напор гидротурбины	$H_{пред}, м$	40	40
Диапазон регулирования	$H_{мин}/H_{max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{opt}, мин^{-1}$	125,5	123
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{opt}, л/с$	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0,913	0,904
Максимальный приведенный расход	$Q'_{max}, л/с$	1700	1620
Коэффициент кавитации при максимальном приведенном расходе	$\sigma(Q'_{max})$	0,63	0,56
Диаметр рабочего колеса модели	$D_{1м}, м$	0,46	0,46
Напор на модельной турбине	$H_m, м$	4	4
Температура воды испытаний модельной турбины	$t_m, °C$	10	20

Далее рассчитывается КПД натурной гидротурбины для каждого диаметра по формуле:

$$\eta_n = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_n}{v_m}} \right] \quad (3.4)$$

где η_n, η_m – КПД натурной и модельной гидротурбины;

$\varepsilon = 0,75$ – коэффициент, выражающий отношение потерь трения жидкости к гидравлическим потерям;

$D_1, D_{1м}$ – диаметры натуральных и модельных рабочих колес;

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

v_n, v_m – коэффициенты кинематической вязкости натурной и модельной гидротурбины, зависящие от температуры.

Мощность одного агрегата вычисляется по формуле:

$$N'_{ГА} = 9,81 \cdot Q'_{p.m.} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_m \cdot \eta_z^{cp} \quad (3.5)$$

где $Q'_{p.m.}$ – приведенный расход в расчетной точке;

η_z^{cp} – средний КПД гидрогенератора.

Приведенное число гидроагрегатов:

$$Z'_{ГА} = \frac{N_{усм}^{ГЭС}}{N'_{ГА}} \quad (3.6)$$

Для того чтобы определить уточненную мощность агрегата, нужно принять уточненное число агрегатов $Z_{ГА}$, т.е. приведенное число агрегатов округлить до большего целого числа.

Отсюда уточненная мощность агрегата:

$$N_{ГА} = \frac{N_{усть}^{ГЭС}}{Z_{ГА}} \quad (3.7)$$

Поправка на приведенную частоту вращения от перехода от модели к натуре:

$$\Delta_p = \frac{\eta_m}{\eta_{м}} \quad (3.8)$$

Расчетная синхронная частота вращения вычисляется по формуле:

$$n'_c = n'_{1p} \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \Delta_p} \cdot \frac{1}{D_1} \quad (3.9)$$

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

Расчетная синхронная частота вращения округляют до ближайшего большего в ряде значения n_c .

Приведенная частота вращения вычисляется для максимального, расчетного и минимального напоров по формуле:

$$n'_{1max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta_p}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{1p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta_p}}, \quad (3.11)$$

$$n'_{1min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta_p}} \quad (3.12)$$

Результаты расчетов представлены в Приложении В, таблица В.1.

К дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины типа ПЛ40а-В-500, ПЛ40а-В-710, ПЛ40а-В-750, ПЛ40б-В-560, ПЛ40б-В-600, ПЛ40б-В-750.

Данный выбор связан с тем, что число агрегатов проектируемой ГЭС должно выбираться кратным 2 или 3, что упрощает главную схему электрических соединений, обеспечивает взаимозаменяемость электротехнического оборудования, улучшает условия и снижает затраты при проведении его ремонта.

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

$$Q'_1 \cdot \eta_H = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \eta_r^{cp}}}, \quad (3.13)$$

$$Q'_{1max} \cdot \eta_H = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max} \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \eta_{Г'}}} \quad (3.14)$$

Для ПЛ40а-В-500:

$$Q'_1 \cdot \eta_{HT} = \frac{56700}{9,81 \cdot 5^2 \cdot 29,6 \cdot \sqrt{29,6 \cdot 0,97}} = 1,479 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q'_1 = 1,66 \text{ м}^3/\text{с}; \eta_{HT} = 0,89,$$

$$Q'_{1max} \cdot \eta_{HT} = \frac{56700}{9,81 \cdot 5^2 \cdot 37,6 \cdot \sqrt{37,6 \cdot 0,97}} = 1,033 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q'_{1max} = 1,14 \text{ м}^3/\text{с}; \eta_{HT} = 0,91$$

Для остальных гидроагрегатов сведем расчеты в таблицу В.2.

Для построения рабочей зоны работы гидротурбины необходимо учесть минимальный расход, отпускаемый в НБ. В данном проекте это расход на ВХК. Число агрегатов принимаем $z_a=1$, для обеспечения сан. попуска.

Приведенный минимальный расход при максимальном напоре:

$$Q'_{max.сан} = \frac{Q_{min}}{z_{ГА} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p} \cdot H_{max}} \quad (3.15)$$

Приведенный минимальный расход при минимальном напоре:

$$Q'_{min.сан} = \frac{Q_{min}}{z_{ГА} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p} \cdot H_{min}} \quad (3.16)$$

Все результаты сведены в таблицу В.3

На основе проведенных расчетов к дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины ПЛ40а-В-710, ПЛ40а-В-750, ПЛ40б-В-560, т.к. расположение зон работы данных гидротурбин наиболее оптимально. ГУХ с отмеченной зоной работы представлена в Приложении В, рисунок В.1, В.2.

3.1.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Чтобы определить отметку РК нужно учесть её бескавитационную работу. Поэтому отметка рабочего колеса:

$$\nabla z_{рк} = \nabla z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S \quad (3.17)$$

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

H_S – высота отсасывания.

Расчетное значение H_S опр. одного из трех неблагоприятных режимов работы турбины, т.е. в режиме работы, при котором возникает кавитация:

- 1) Работа 1 агрегата с $N_{уст}$ при $H_{расч}$;
 - 2) Работа 1 агрегата с $N_{уст}$ при H_{max} ;
 - 3) Работа 1 агрегата с H_{min} и соотв. ему N на линии ограничения.
- Расчет для первого режима работы:

$$Q_{(1)} = Q'_{1расч} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p^N} \quad (3.18)$$

Высота отсасывания:

$$H_{S(1)} = 10,3 - \frac{v_{Z_{НБ}}(Q_{(1)})}{900} - H_p^N \cdot \sigma_{(1)} - 1,5 \quad (3.19)$$

Для гидротурбины ПЛ40а-В-710: $H_p = 29,6$ м; $N_{арг} = 85000$ кВт

$$H_S = 10,3 - \frac{566,85}{900} - 0,38 \cdot 29,6 - 1,5 = -3,05 \text{ м}$$

Расчет для второго режима работы:

$$Q_{(2)} = Q'_{1max} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max}} \quad (3.20)$$

Высота отсасывания:

$$H_{S(2)} = 10,3 - \frac{v_{Z_{НБ}}(Q_{(2)})}{900} - H_{max} \cdot \sigma_{(2)} - 1,5 \quad (3.21)$$

Для гидротурбины ПЛ40а-В-710: $H_{max} = 37,6$ м; $N_{арг} = 85000$ кВт

$$H_S = 10,3 - \frac{565,83}{900} - 0,27 \cdot 37,6 - 1,5 = -1,95 \text{ м}$$

Расчет для третьего режима работы:

$$Q_{(3)} = Q'_{1min} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min}} \quad (3.22)$$

Высота отсасывания:

$$H_{S(3)} = 10,3 - \frac{v_{Z_{НБ}}(Q_{(3)})}{900} - H_{max} \cdot \sigma_{(3)} - 1,5 \quad (3.23)$$

Для гидротурбины ПЛ40а-В-710: $H_{min} = 25$ м; $N_{арг} = 85000$ кВт

$$H_s = 10,3 - \frac{567,1}{900} - 0,36 \cdot 25 - 1,5 = -0,8 \text{ м}$$

Заглубление рабочего колеса для каждой из вычисленных высот отсасывания для гидротурбины ПЛ40а-В-710:

$$\nabla Z_{PK1} = \nabla Z_{HB}(Q_{(1)}) + H_{S(1)} = 566,8 - 3,05 = 563,8 \text{ м}, \quad (3.24)$$

$$\nabla Z_{PK2} = \nabla Z_{HB}(Q_{(2)}) + H_{S(2)} = 566,85 - 1,57 = 565,8 \text{ м}, \quad (3.25)$$

$$\nabla Z_{PK3} = \nabla Z_{HB}(Q_{(3)}) + H_{S(3)} = 565,9 - 2,75 = 563,15 \text{ м} \quad (3.26)$$

Сведем все данные в таблицу результатов 3.3:

Таблица 3.3 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Турбина	D ₁ , м	z _а	n _{с1} , об/мин	Нагр, кВт	H _{s1} , м	H _{s2} , м	H _{s3} , м	Z _{рк} ^{min} , м	Наличие серийного генератора
ПЛ40а-В-710	7,1	2	100	85000	-3,05	-1,95	-0,8	563,8	Нет
ПЛ40а-В-750	7,5	2	93,8	85000	-1,57	-1,2	0,45	564,6	Нет
ПЛ40б-В-560	5,6	3	125	56700	-2,75	0,68	-0,8	563,15	СВБ 850/190-48

Из трёх, принятых в рассмотрение вариантов выбрана турбина ПЛ40б-В-560, что обусловлено следующим:

1. Высота отсасывания обеспечивает min заглубление рабочего колеса.
2. На данную турбину подобран серийный генератор.
3. Турбина имеет наименьший диаметр.
4. Расположение рабочей зоны находится в зоне максимальных η.

3.2 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Число пар полюсов:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n} = \frac{60 \cdot 50}{125} = 24 \quad (3.27)$$

где f – частота сети, в ОЭС России частота сети равна 50 Гц;

n – частота вращения агрегата.

По каталогу выбираем гидрогенератор СВ-850/190-48.

Технические данные гидрогенератора представлены в таблице 3.4:

Таблица 3.4 – Технические данные гидрогенератора

Тип		СВ-850/190-48
мощность номинальная	полная, МВА	85,5
	активная, МВт	75
номинальное напряжение, кВ		13,8
коэффициент мощности cos φ		0,85
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		125
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора, А		3580
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1215
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		285
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное x_d	0,87
	переходное x'_d	0,32
	сверхпереходное x''_d	0,23
индуктивное сопротивление обратной последовательности x_2		0,231
емкость обмотки статора, мкФ		0,82

3.2.2 Расчет вала и подшипников

Расчет вала ведется по крутящим нагрузкам. Крутящий момент на валу:

$$M_{кр} = 0,0974 \cdot \frac{N_{ГД}}{n_c} = 0,0974 \cdot \frac{56700}{125} = 4,42 \text{ МН} \cdot \text{м} \quad (3.28)$$

Отсюда наружный диаметр вала:

$$D_B^* = \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{4,42}{33} \right)^{0,33} = 0,88 \text{ м} \quad (3.29)$$

где $[\tau_{доп}] = 33$ – допустимое скручивающее усилие на валу.

Наружный диаметр вала принимаем $D_B = 0,9$ м.

Направляющий подшипник выбирается по критерию работоспособности.

Для этого необходимо узнать радиальную силу на рабочем колесе:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N_{арп}}{n_c \cdot D_1} = 0,8 \cdot \frac{56700}{125 \cdot 5,6} = 64,8 \text{ кН} \quad (3.30)$$

Рассмотрим кольцевой подшипник. Диаметр вала под подшипник принимается $d_{п} = 0,915$ м; высота подшипника $h_{п} = 0,4$ м;

Удельное давление для кольцевого подшипника равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} = \frac{64,8}{0,915 \cdot 0,4} = 177 \text{ кПа} \quad (3.31)$$

Допустимое удельное давление:

$$[p_{уд}] = 29 \cdot \left(\frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{п}}{30} \right) = 29 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 125 \cdot 0,915}{30} \right) = 347,2 \text{ кПа} \quad (3.32)$$

$p_{уд} < [p_{уд}]$, условие выполняется, значит, подшипник подходит.

Рассмотрим сегментный подшипник:

Для данного подшипника при $D_B = 0,9$ м, принимается $Z_{сегм} = 8$.

Усилие на наиболее загруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1+2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos 2\alpha} = \frac{64,8}{(1+2 \cos(45)+2 \cos(2 \cdot 45))} = 26,8 \text{ кПа} \quad (3.33)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный:

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

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{сегм} = \frac{0,87 \cdot \pi \cdot d_{п}}{Z_{сегм}} = \frac{0,87 \cdot 3,14 \cdot 0,915}{8} = 0,31 \text{ м} \quad (3.35)$$

Удельное давление на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} = \frac{64,8}{0,31 \cdot 0,4} = 518,5 \text{ кПа} \quad (3.36)$$

Допустимое удельное давление:

$$[p_{уд}] = 50 \cdot \left(\frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{п}}{30} \right) = 50 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 125 \cdot 0,915}{30} \right) = 598,6 \text{ кПа} \quad (3.37)$$

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

3.2.3 Выбор типа и размеров маслонапорной установки (МНУ) и регулятора частоты вращения

Для управления открытием НА и углом поворота лопастей РК, для смазки подпятника необходимо иметь на гидроэлектростанции масляное хозяйство. Комплекс состоит из МНУ, регулятора частоты вращения, маслохранилища, трубопроводов и насосов для перекачки масла. МНУ состоит из гидроаккумулятора маслонасосного агрегата и аппаратуры автоматики.

Для турбины Селемджинской ГЭС в каталоге была выбрана следующая МНУ: МНУ 6,3/1-40-8-2 (масса: 11,2 т), в которой включены:

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

3.3 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

Для определения геометрических размеров проточной части, необходимо произвести расчет бетонной СК, отсасывающей трубы. Для турбины ПЛ40а-В-560 принимается бетонная трапецеидальная СК с углом обхвата $\varphi_{\text{сп}} = 225^\circ$.

Радиус спиральной камеры на входе:

$$r_{\text{вх}} = 1,578 \cdot D_1 = 1,578 \cdot 5,6 = 8,8 \text{ м} \quad (3.38)$$

Диаметр входных и выходных кромок статора: $D_a = 9,4$ м и $D_b = 8,2$ м. Следовательно, $r_a = 4,7$ м и $r_b = 4,1$ м.

Высота направляющего аппарата и высота статора соответственно:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 5,6 = 2,1 \text{ м} \quad (3.39)$$

$$b_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,1 + 0,0033 \cdot 5,6 = 2,1 \text{ м} \quad (3.40)$$

Допустимые ср. скорости волны во входном сечении: $V_{\text{вх}} = 4,7 \text{ м}^3/\text{с}$.

Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{56700}{9,81 \cdot 29,6 \cdot 0,902} = 216,5 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.41)$$

Расход через сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{216,5 \cdot 225}{360} = 135,3 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.42)$$

Принимаем следующее допущение: площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{V_{\text{вх}}} = \frac{135,3}{4,7} = 29,1 \text{ м}^2 \quad (3.43)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0 \cdot (r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \cdot \text{tg}15^\circ \quad (3.44)$$

Отбрасывая один из корней, получаем $b_{\text{вх}} = 7,56$ м

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 7,56 - 4,7 = 4,16 \text{ м} \quad (3.45)$$

Дальнейший расчет СК выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a, \quad (3.46)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i = \frac{m_{\text{ВХ}}}{a_{\text{ВХ}}} \cdot a_i, \quad (3.47)$$

$$b_i = m_i + b_0, \quad (3.48)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15^\circ \quad (3.49)$$

Значение интеграла для любого сечения:

$$J_i = b_0 - \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i \quad (3.50)$$

Величина угла спирали и расхода для любого сечения соответственно:

$$\varphi_i^0 = \frac{180}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J, \quad (3.51)$$

$$Q_i^0 = \frac{Q_{\text{ВХ}}}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J \quad (3.52)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 3.5

Таблица 3.5 – Расчет спиральной камеры

Величина	Сечения											
	$r_{\text{ВХ}}$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	$r_{\text{ВЫХ}}$
r_i	8,84	8,40	7,97	7,54	7,1	6,67	6,24	5,81	5,37	4,94	4,51	4,08
b_i	7,54	6,98	6,41	5,84	5,2	4,71	4,15	3,58	3,01	2,45	1,88	1,32
r_k	6,13	5,98	5,83	5,68	5,5	5,37	5,22	5,07	4,92	4,77	4,62	4,46
r_k/r_a	1,31	1,28	1,25	1,21	1,1	1,15	1,12	1,08	1,05	1,02	0,99	0,96
$\ln(r_k/r_a)$	0,27	0,25	0,22	0,19	0,1	0,14	0,11	0,08	0,05	0,02	-0,01	-0,05
r_i/r_a	1,89	1,80	1,71	1,61	1,5	1,43	1,33	1,24	1,15	1,06	0,96	0,87
$\ln(r_i/r_a)$	0,64	0,59	0,53	0,48	0,4	0,36	0,29	0,22	0,14	0,06	-0,04	-0,14
$b_i \cdot \ln(r_i/r_a)$	4,80	4,09	3,42	2,79	2,2	1,68	1,20	0,78	0,42	0,14	-0,07	-0,18
$r_k \cdot \text{ctg}\gamma$	22,89	22,32	21,76	21,19	20,	20,0	19,49	18,93	18,36	17,7	17,23	16,66
$r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln(r_k/r_a)$	6,21	5,50	4,80	4,12	3,4	2,80	2,16	1,54	0,94	0,35	-0,22	-0,77
m_i	5,44	4,88	4,31	3,74	3,1	2,61	2,05	1,48	0,91	0,35	-0,22	-0,78
J_i	4,32	3,75	3,21	2,70	2,2	1,78	1,37	1,00	0,68	0,42	0,22	0,09
ϕ_i	225,0	195,6	167,54	140,92	115	92,6	71,36	52,28	35,68	21,9	11,40	4,69

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{\text{СП}} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.2.

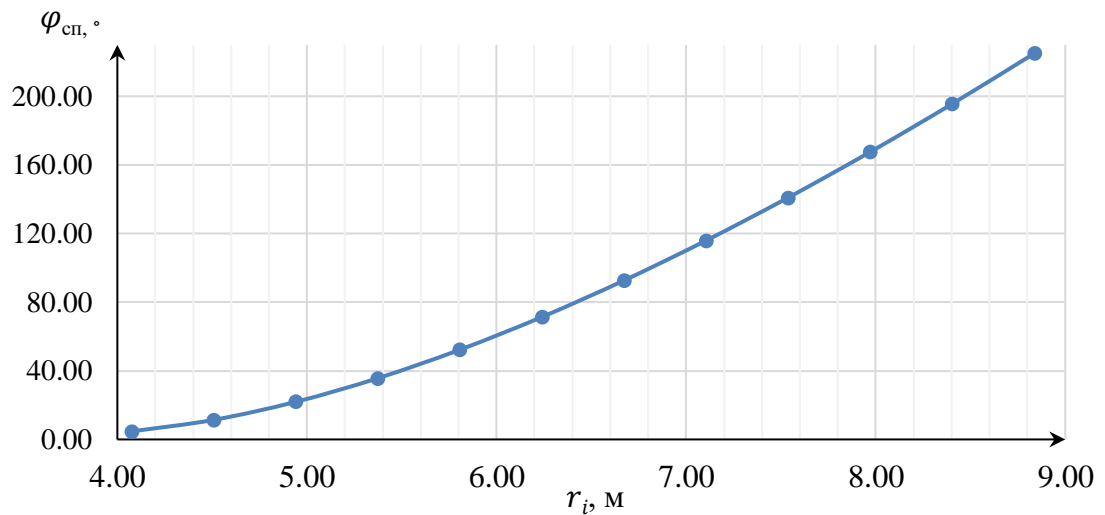


Рисунок 3.2 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Определение ширины подвода из ГУХ:

$$B' = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 5,6 = 14,73 \text{ м} \quad (3.53)$$

Так как ширина подвода более 7 м, нужно установить промежуточный бычок, толщину которого можно примерно вычислить из выражения:

$$b \geq 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{216,5}{400} = 1,54 \text{ м} \quad (3.54)$$

Ширина подвода с учетом ширины бычка:

$$B = B' + b = 14,73 + 1,54 = 16,27 \text{ м} \quad (3.55)$$

Проточная часть гидроагрегата представлена на рисунке 3.2.

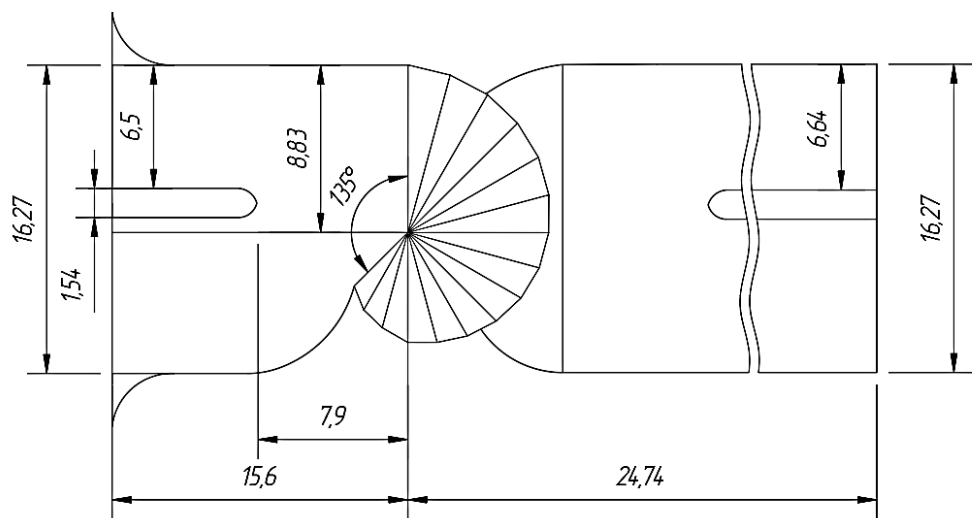


Рисунок 3.3 – Проточная часть гидроагрегата Селемджинской ГЭС

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических присоединений и схемы собственных нужд

4.1.1 Выбор силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы выбираются в зависимости от компоновки главной схемы ГЭС. Рассмотрим 2 варианта: обычный блок и укрупненный блок.

1) Для одиночного блока представим структурную схему, которая представлена на рисунке 4.1:

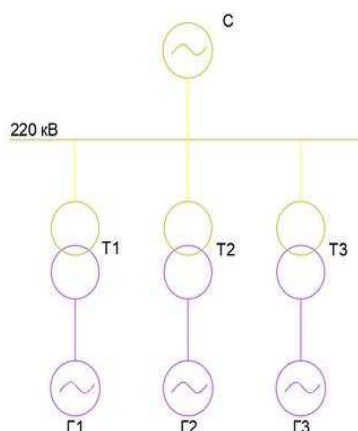


Рисунок 4.1 – Структурная схема обычного блока

Рассчитаем мощность собственных нужд для ГЭС:

$$P_{\text{СН}}^{\text{станции}} = P_{\text{установленная}} \cdot 0,01 = 170 \cdot 0,01 = 1,7 \text{ МВт} \quad (4.1)$$

где $P_{\text{установленная}}$ – установленная мощность ГЭС.

По полученному значению выбираются трансформаторы собственных нужд: ТСЗ – 2000/13,8/6,3 и ТСЗ – 2000/6,3/0,4, их параметры представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Параметры ТСЗ – 2000/13,8/6,3 и ТСЗ – 2000/6,3/0,4

Наименование величины	Обозначение	ТСЗ – 2000/13,8/6,3	ТСЗ – 2000/6,3/0,4
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$, МВА	2,0	2,0
Высшее напряжение	$U_{\text{выс}}$, кВ	13,8	6,3
Низшее напряжение	$U_{\text{низ}}$, кВ	6,3	0,4
Потери активной мощности	ΔP , кВт	11,8	11,5
Потери активной мощности на	ΔP_x , кВт	3,6	3,1
Потери тока на холостом ходу	ΔI_x , %	0,5	0,3
Напряжение короткого замыкания	ΔU_k , %	8	5

Мощность силового трансформатора:

$$S_T = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_{\text{ном}}} = \frac{170 - 1,7}{0,85} = 200,35 \text{ МВт} \quad (4.2)$$

где $P_{\text{ген}}$ – активная мощность генератора.

По каталогу ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» выбираем ТДЦ-125000/220, параметры которого представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/220

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	85,5
Номинальное напряжение высшей	$U_{\text{вн}}$	кВ	242
Номинальное напряжение низшей	$U_{\text{нн}}$	кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{к}}$	%	10,5
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{к}}$	кВт	380
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{х}}$	кВт	135
Ток холостого хода	$I_{\text{х}}$	%	0,5

2) Для варианта с объединенным блоком представим структурную схему, которая представлена на рисунке 4.2:

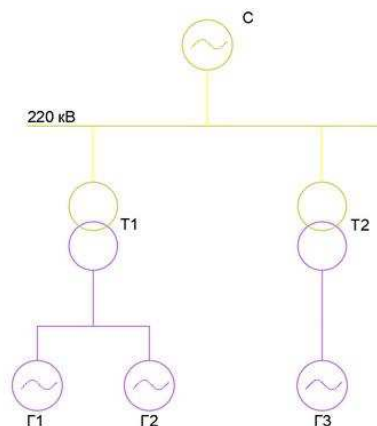


Рисунок 4.2 – Структурная схема укрупненного блока

Мощность силового трансформатора:

$$S_T = 2 \cdot \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_{\text{ном}}} = 2 \cdot \frac{170 - 1,7}{0,85} = 396 \text{ МВт} \quad (4.3)$$

Выбираем силовой трансформатор типа ТДЦ-400000/220-71У1, параметры которого представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Паспортные данные трансформатора ТДЦ-400000/220-71У1

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	400
Номинальное напряжение высшей	$U_{\text{вн}}$	кВ	242
Номинальное напряжение низшей	$U_{\text{нн}}$	кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{к}}$	%	11
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{к}}$	кВт	850
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{х}}$	кВт	280
Ток холостого хода	$I_{\text{х}}$	%	0,3

4.1.2 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения

Количество отходящих линий:

$$n_{л} = \frac{P_{\Sigma}}{P_{нат}/\cos\varphi_c} + 1 = \frac{168,3}{135/0,85} + 1 = 1,88 \approx 2 \quad (4.4)$$

Выбираем провод марки АС-240/39. Каталожные данные представлены в таблице 4.4:

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС-240/39

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Удельное активное сопротивление	$r_{уд}$	Ом/км	0,011
Удельное реактивное сопротивление	$x_{уд}$	Ом/км	0,11
Предельно допустимый ток	$I_{доп}$	А	610

Проверим провод по нагреву. Для нормального режима работы:

$$I_{норм} = \frac{P_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{168300}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 220,8 \text{ А} \quad (4.5)$$

Для аварийного режима работы (отключается одна линия):

$$I_{авар} = \frac{P_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{168300}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 441,7 \text{ А} < I_{доп}. \quad (4.6)$$

Принимаем провод марки АС-240/39, так как провод проходит по условию нагрева.

4.1.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического обоснования (ТЭО)

Чтобы выбрать схему, необходимо произвести технико-экономическое обоснование. Выбирается тот, у которого приведенные затраты будут меньше.

1) Для первого варианта при количестве присоединения $n=6$.

Капиталовложения:

$$K = K_T \cdot n + K_{CH} \cdot m + K_{py} \cdot t = 48471300 \cdot 3 + 1050000 \cdot 3 + 17600000 \cdot 6 = 254163900 \text{ р} \quad (4.7)$$

Потери холостого хода и нагрузочные (переменные) потери в ТДЦ-125000/220 соответственно равны:

$$\Delta W_{XX} = n \cdot \Delta P_x \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8728,5 = 1178,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.8)$$

где $t_{\text{раб}} = 8728,5$ ч – время работы трансформатора в зависимости от T_{max} .

$$\Delta W_{\Pi} = \frac{\Delta P_k}{n} \cdot \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{max}} = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{87,4}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 446,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.9)$$

$$\text{где } \tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч}$$

Издержки:

$$И = \sum n \cdot \frac{0,6 \cdot \Delta W_{XX} + 0,9 \cdot \Delta W_{\Pi}}{100} = 3 \cdot \frac{0,6 \cdot 1190 + 0,9 \cdot 316}{100} = 33,275 \text{ тыс. руб.} \quad (4.10)$$

Приведенные затраты:

$$З_1 = E_H \cdot K + И = 0,15 \cdot 254163900 + 33275 = 38,2 \text{ млн. руб.} \quad (4.11)$$

2) Для второго варианта при количестве присоединении $n=5$.

Капиталовложения:

$$K = K_T \cdot n + K_{\text{СН}} \cdot m + K_{\text{ру}} \cdot t = 102301000 \cdot 6 + 1050000 \cdot 3 + 17600000 \cdot 6 = 722556000 \text{ р} \quad (4.12)$$

Потери в ТДЦ-400000/220-71У1:

$$\Delta W_{XX}^{\text{укр}} = n \cdot \Delta P_x \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,28 \cdot 8728,5 = 4888 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.13)$$

$$\Delta W_{\Pi}^{\text{укр}} = \frac{\Delta P_k}{n} \cdot \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{max}} = \frac{0,85}{2} \cdot \left(\frac{396}{400} \right)^2 \cdot 2405 = 1001,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.14)$$

$$\Delta W_{XX}^{\text{один}} = n \cdot \Delta P_x \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,28 \cdot 8728,5 = 2444 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.15)$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Pi}^{\text{один}} &= \frac{\Delta P_k}{n} \cdot \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{max}} = \frac{0,85}{1} \cdot \left(\frac{396}{400} \right)^2 \cdot 2405 = \\ &= 2003,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \end{aligned} \quad (4.16)$$

Издержки:

$$\begin{aligned} И &= \sum n \cdot \frac{0,6 \cdot \Delta W_{XX} + 0,9 \cdot \Delta W_{\Pi}}{100} = 2 \cdot \frac{0,6 \cdot 2379 + 0,9 \cdot 633}{100} + 1 \cdot \frac{0,6 \cdot 1190 + 0,9 \cdot 316}{100} = \\ &= 109,4 \text{ тыс. руб.} \end{aligned} \quad (4.17)$$

Приведенные затраты:

$$З_2 = E_H \cdot K + И = 0,15 \cdot 722556000 + 109400 = 108,5 \text{ млн. руб} \quad (4.18)$$

Найдем разницу приведенных затрат между вариантами:

$$\delta = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{38,2 - 108,5}{38,2} \cdot 100\% = -184\% \quad (4.19)$$

Принимаем вариант с одиночным блоком, т.к. этот вариант более эффективен экономически и технически, чем вариант №2.

4.2 Выбор электротехнического оборудования

4.2.1 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме

Для производства расчета токов 3 фазного и 1 фазного кз в главной схеме Селемджинской ГЭС используем программный комплекс RastrWin3.

Рассмотрим 4 ситуации:

1) Трехфазное короткое замыкание на вводе генератора Г1, представленное на рисунке 4.3;

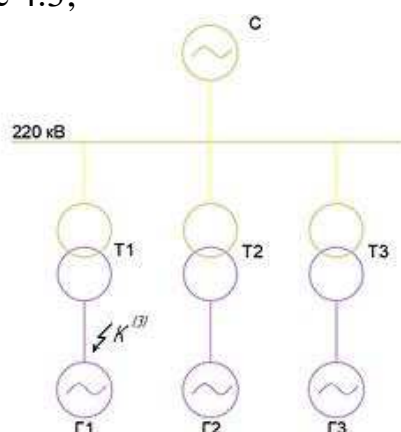


Рисунок 4.3 - Трехфазное короткое замыкание на вводе генератора Г1

2) Трехфазное короткое замыкание на сборных шинах КРУЭ 500 кВ, представленное на рисунке 4.4;

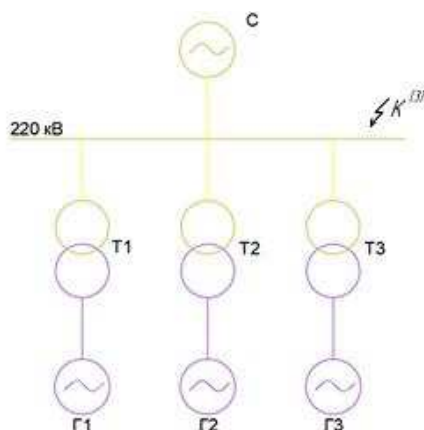


Рисунок 4.4- Трехфазное короткое замыкание на сборных шинах КРУЭ 220 кВ

3) Однофазное короткое замыкание на сборных шинах КРУЭ 220 кВ, представленное на рисунке 4.5;

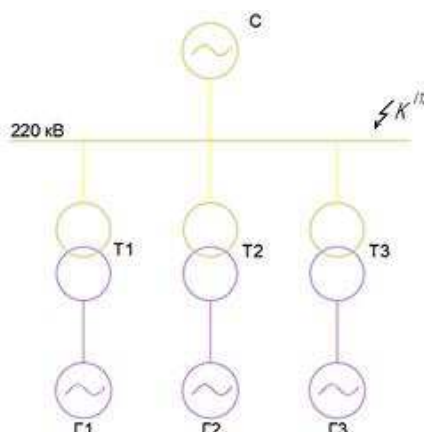


Рисунок 4.5 - Однофазное короткое замыкание на сборных шинах КРУЭ 220 кВ

Для этого создаем файл формата .rst «динамика.rst» для расчета несимметрии и токов КЗ.

Заносим в таблицу Узлы/Несим/ИД узлы схемы и ср. напряжение в узлах, представленное на рисунке 4.6.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор 1		14
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор 2		14
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор 3		14
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Выключатель Б1		14
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Выключатель Б2		14
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Выключатель Б3		14
7	<input type="checkbox"/>			y	7	КРУЭ		230
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Система		230

Рисунок 4.6 – Таблица Узлы/Несим/ИД

В таблице Ветви/Несим/ИД соединяем узлы схемы и вводим сопротивления, коэффициенты трансформации, представленное на рисунке 4.7.

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	4			Генератор 1 - Выключат...							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	5			Генератор 2 - Выключат...							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	6			Генератор 3 - Выключат...							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	7			Выключатель Б1 - КРУЭ	0,64	51,50					0,060
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	7			Выключатель Б2 - КРУЭ	0,64	51,50					0,060
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	7			Выключатель Б3 - КРУЭ	0,64	51,50					0,060
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		7	8			КРУЭ - Система	0,44	4,40					

Рисунок 4.7 – Таблица Ветви/Несим/ИД

В таблице Генераторы/Несим заносим сопротивления и ЭДС, представленное на рисунке 4.8.

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1		1	Система	8	12,760	240,450	12,760	240,450	12,760	240,450	230,000
2		2	Генератор 1	1	0,040	0,510	0,040	0,510	0,040	0,510	15,594
3		3	Генератор 2	2	0,040	0,510	0,040	0,510	0,040	0,510	15,594
4		4	Генератор 3	3	0,040	0,510	0,040	0,510	0,040	0,510	15,594

Рисунок 4.8 – Таблица Генераторы/Несим

После задания исходных данных производим расчет токов короткого замыкания, представленный на рисунке 4.9, 4.10 и 4.11.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	1					17,7261	-85,54

Рисунок 4.9 – Таблица Состав/Несим: расчет токов трехфазного короткого замыкания на вводе Г1

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	7					9,1956	-89,11

Рисунок 4.10 – Таблица Состав/Несим: расчет токов трехфазного короткого замыкания на сборных шинах КРУЭ

№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1ф	7					4,5755	-89,10

Рисунок 4.11 – Таблица Состав/Несим: расчет токов однофазного короткого замыкания на сборных шинах КРУЭ

Значение полного тока однофазного КЗ на сборных шинах КРУЭ:

$$I_{\text{по}}^{(1)} = 3 \cdot I_{1,\text{по}}^{(1)} = 3 \cdot 4,5755 = 13,7 \text{ кА} \quad (4.20)$$

Время затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a^{(3)} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{0,17}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,012} = 0,045 \text{ с} \quad (4.21)$$

Ударный ток для трехфазного КЗ на вводе генератора Г1:

$$i_{\text{уд}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-0,01/T_a^{(3)}} \right) = \sqrt{2} \cdot 17,7 \cdot \left(1 + e^{-0,01/0,045} \right) = 45,13 \text{ кА} \quad (4.22)$$

Сведем рассчитанные токи короткого замыкания в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет токов короткого замыкания

Тип КЗ	Номер узла	$I_{по}$, кА	i_y , кА
3 фазное	1	17,7	45,13
3 фазное	7	9,2	23,4
1 фазное	7	13,74	35,00

4.2.2 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

Для выбора электрических аппаратов необходимо рассчитать токи рабочего режима. Токи аварийного режима это токи короткого замыкания и ударные токи.

Рабочий максимальный ток генератора:

$$I_{max.раб.ген} = 1,05 \cdot I_{ном.ген} = 1,05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,05 \cdot \frac{85,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,76 \text{ кА} \quad (4.23)$$

Рабочий максимальный ток ВН трансформатора:

$$I_{max.раб.тр.} = 1,05 \cdot I_{ном.тр.} = 1,05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,05 \cdot \frac{87,4}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,22 \text{ кА} \quad (4.24)$$

Тепловой импульс, выделяемым током короткого замыкания:

$$B_{K,расч} = I_{по}^2 \cdot (t_{выкл} + t_{рзиа}) \quad (4.25)$$

$$B_{K,ном} = I_t^2 \cdot t_t \quad (4.26)$$

где $t_{выкл}$ – время срабатывания выключателя;

$t_{рзиа} = 0,01$ с - время срабатывания релейной защиты и автоматики;

I_t – ток термической стойкости;

$t_t = 3$ с – время протекания термической стойкости.

4.2.3 Выбор силовых выключателей и разъединителей

Выбор выключателей и разъединителей представлен в таблицах 4.6, 4.7, 4.8, 4.9 и 4.10.

Таблица 4.6 - Выбор генераторного выключателя для генераторов

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ВГГ-15/50-6300
$U_{сети.ген} \leq U_{ном.выкл}$	13,8 кВ	15 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.выкл}$	3,76 кА	6,3 кА
$I_{по} \leq I_{откл.выкл}$	17,7 кА	50 кА
$i_y \leq i_{пр.скв}$	45,13 кА	130 кА
$B_{к.расч} \leq B_{к.ном}$	943,0 кА ² ·с	7500 кА ² ·с
Изготовитель	ЗАО «Электроаппарат» (Чебоксары)	

Таблица 4.7 - Выбор генераторного разъединителя для генераторов

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры РВРЗ-20/8000 МУЗ
$U_{сети.ген} \leq U_{ном.выкл}$	13,8 кВ	20 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.выкл}$	3,76 кА	8 кА
$I_{по} \leq I_{откл.выкл}$	17,7 кА	100 кА
$i_y \leq i_{пр.скв}$	45,13 кА	250 кА
$V_{к.расч} \leq V_{к.ном}$	943,0 кА ² ·с	48875 кА ² ·с
Изготовитель	ЗАО «ЗЭТО» (Великие Луки)	

Таблица 4.8 – Выбор ячейки КРУЭ

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры HD 300 SR
$U_{сети} \leq U_{ном}$	220 кВ	220 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном.выкл}$	0,22 кА	4 кА
$i_y \leq i_{пр.скв}$	35 кА	63 кА
$V_{к.расч} \leq V_{к.ном}$	625 кА ² ·с	11907 кА ² ·с
Изготовитель	Hyundai Heavy Industries Co., Ltd	

Таблица 4.9 – Паспортные данные КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	220/300
Номинальное выдерживаемое напряжение промышленной частоты, кВ	460
Номинальное выдерживаемое напряжение грозового импульса, кВ	1050
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток, А	4000

Таблица 4.10 - Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Модель	Тип подключения	Мощность
Анализатор	АПКЭ-1	0,5	55
Синхронизатор	АС-М	0,5	20
Суммарная мощность			75 ВА

4.2.4 Выбор измерительных трансформаторов

Трансформаторы напряжения необходимы для преобразования параметров электрической цепи в удобные для измерений. К ним подключаются терминалы измерений, терминалы релейной защиты и автоматики. Выбор тр-ров тока и напряжения представлен в таблицах 4.11 и 4.12.

Таблица 4.11 - Выбор тр-ра тока и напряжения на генераторном напряжении

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ТШВ 15Б/0,2/10Р-125000/5
$U_{сети.ген} \leq U_{ном}$	13,8 кВ	15 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	3760 А	8000 А
Изготовитель	ООО «Завод электротехнического оборудования»	

Таблица 4.12 - Выбор тр-ра напряжения на генераторном напряжении

Условие	Расчетные параметры	Каталожные параметры ЗНОЛ-15
$U_{сети.ген} \leq U_{ном}$	13,8 кВ	15 кВ
Изготовитель	ОАО «Свердловский завод».	

4.2.5 Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) и заградительных фильтров

Для КРУЭ 220 кВ выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-220УХЛ1 с полимерной внешней изоляцией. Изготовитель: ООО «АС Энергия». Выбираем конденсатор связи типа КСА-220-3,2 УХЛ1 емкостью 3,2 нФ. Изготовитель: ООО «УралКомЭнерго» и ВЧ-заградитель типа ВЗ-400-0,25 УХЛ1 индуктивностью 0,25 мГн. Изготовитель: ЗАО НПП «Электронные информационные системы» (Екатеринбург).

5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

5.1 Перечень защит основного электрооборудования

В соответствии с [23] по мощности и напряжению гидрогенератора, трансформаторов и линии принимаем к установке следующие виды защит.

На главном гидрогенераторе СВ – 850/190-48:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 125000/220/13,8:

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

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий

- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению

- Защита от перегрузки
- Реле тока охлаждения

На линиях электропередачи 220кВ:

- Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ предусматривается УРОВ 220кВ.

5.2 Расчет защит и выбор уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита главного генератора (IAG)

Продольная дифф. защита ген-ра является основной быстродействующей защитой от междуфазных КЗ в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется 3 фазной и подключается к тр-рам тока в линейных выводах статора генератора и к тр-рам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 3568 \text{ А}$.

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

1) 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:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{СР.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N \quad (5.2)$$

где K_N – коэффициент надежности.

Уставка начального тока срабатывания: $I_{СР.0} = 0,15 \cdot I_N = 535 \text{ А}$

1) Найдем коэффициент торможения:

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{max}} \quad (5.3)$$

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

I_{max} – максимальный ток через трансформаторы тока в главных выводах при внешнем коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{max}} = \frac{E''_{\text{Г}}}{x''_{\text{д}}} \cdot I_{\text{Н}} = 17530 \text{ А} \quad (5.4)$$

где $E''_{\text{Г}}$ – сверхпереходная ЭДС генератора;

$x''_{\text{д}}$ – сверхпереходное сопротивление генератора.

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{КТ}}^{(3)}} = \frac{1753 \cdot 2}{17530} > 0,2 \quad (5.5)$$

Принимаем уставку коэффициента торможения $K_{\text{T}} = 0,3$.

2) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СП}^*}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.6)$$

3) Тормозной ток должен выполнять условие:

$$B \geq \frac{I_{\text{СП}^*}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.7)$$

Принимаем значение уставки тормозного тока равным $B = 1,5$.

Построим характеристику срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора (рисунок 5.1).

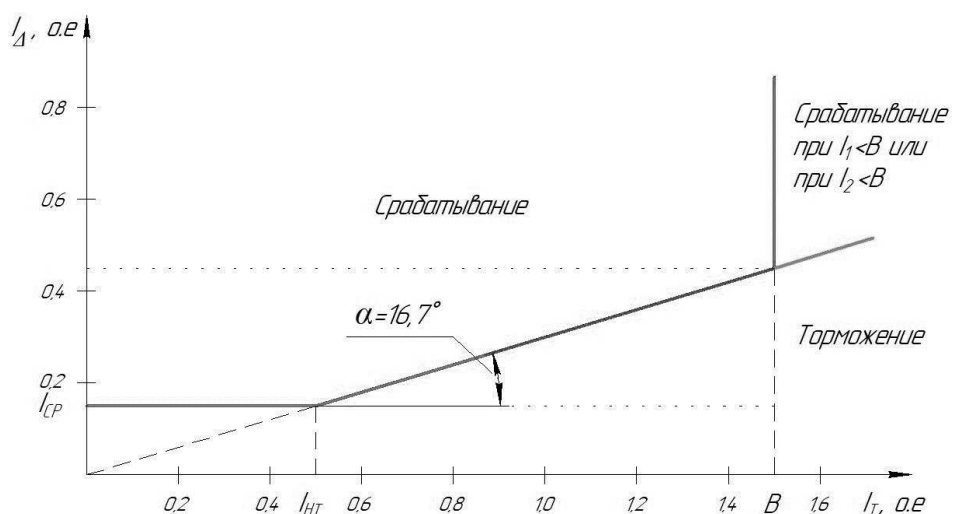


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты

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

Защита обеспечивает охват обмотки статора в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена из двух органов напряжения:

1) Первый орган реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности. Подключается к измерительным трансформаторам напряжения на главных выводах. Отстраивают от действующего значения напряжения нулевой последовательности.

Для расчета уставок первого органа защиты, составим схему замещения, которая представлена на рисунке 5.2.

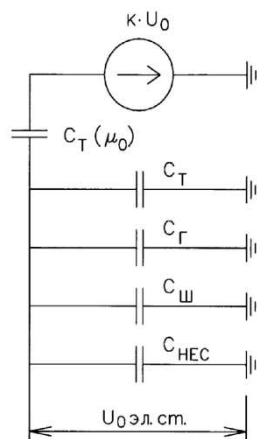


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения нулевой последовательности

Найдем напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ} \quad (5.8)$$

где $U_{\text{НОМ.ВН}}$ – номинальное напряжение трансформатора на высшей стороне

Найдем суммарную емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,9 + 0,012 + 0,008 + 0,35 = 1,27 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}} \quad (5.9)$$

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

C_{Γ} – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_{\text{Ш}}$ – емкость шинпровода по отношению к земле.

Суммарный емкостной ток в сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{НОМ.Г}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 9,5 \text{ А} \quad (5.10)$$

где $U_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальное линейное напряжение генератора;

ω – угловая частота сети.

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} \quad (5.11)$$

где k – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора,

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

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

Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{164}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 3,08 \text{ В} \quad (5.12)$$

где K_H – коэффициент надежности;

K_B – коэффициент возврата;

$n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения.

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,313 \% \quad (5.13)$$

Орган защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.2.3 Защита от повышения напряжения на главном генераторе (U1>), (U2>)

Защита подключается к измерительным трансформаторам напряжения на главных выводах генератора.

1) Уставка защиты U2>:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{ном.г}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В} \quad (5.14)$$

2) В дополнение к первой защите на генераторе установлен второй орган, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки. Уставка защиты U1>:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.г}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В} \quad (5.15)$$

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

5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I₂)

Защита предназначена для устранения недопустимых перегрузок ген-ра токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных КЗ и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных КЗ в самом ген-ре.

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H} \quad (5.16)$$

где I₂– ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,
I_H– номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I₂ характеризуется выражением:

$$t_{доп} = \frac{A}{I_{*2}^2} \quad (5.17)$$

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

Защита следующие органы органов:

1) Сигнальный орган ($I_{2СИГН}$) срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени. Принимаем уставку сигнального органа: $I_{2СИГН} = 0,07 \cdot I_H = 0,315$.

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18 \quad (5.18)$$

Уставка равна:

$$I_{*2ПУСК} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15 \quad (5.19)$$

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

$$I_{2ПУСК} = 0,15 \cdot I_H = 0,675 \text{ А}, \quad (5.20)$$

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с} \quad (5.21)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.22)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} \quad (5.23)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1 и на рисунке 5.3.

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность, с	30	83	120	188	333	750

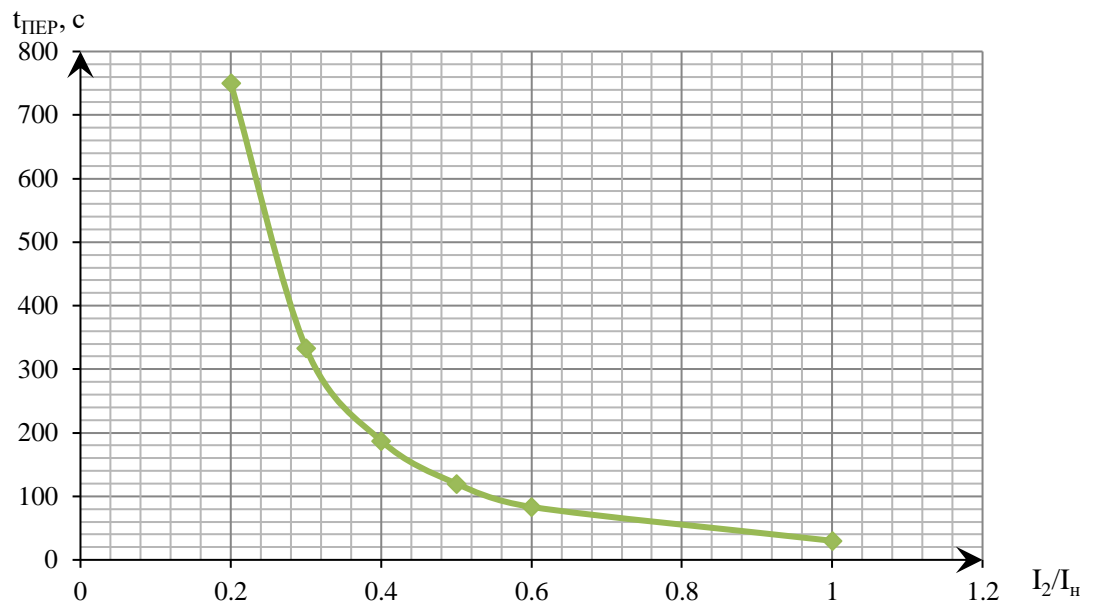


Рисунок 5.3 – Характеристика срабатывания ИО защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{мин.} = 20 c$, $t_{макс.} = 600 c$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону.

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

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

$$x_{dВН}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,23 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 70,7 \quad (5.24)$$

где $x_{dВН}''$ - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;

$$x_{2ВН} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,231 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 71,0 \quad (5.25)$$

где $x_{2ВН}$ —сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне.

$$I_{2С.3.*} = \frac{1}{1,1 (x_{dВН}'' + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,1 (70,7 + 71,0 + 2 \cdot 0,19)} = 0,0064 \text{ о. е} \quad (5.26)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.3.*}^{(2)} = 2I_{2С.3.*} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 2 \cdot 0,0064 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,22 \text{ о. е} \quad (5.27)$$

где x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2С.3.}^* = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1 ((x_d'' + x_T + x_n) + (x_2 + x_T + x_n))} =$$

$$= \frac{1}{1,1 ((70,7 + 0,19 + 0,014) + (71 + 0,19 + 0,014))} = 0,0064 \text{ о. е} \quad (5.28)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.3.}^* = 2I_{2С.3.}^* \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 2 \cdot 0,0064 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,22 \text{ о. е} \quad (5.29)$$

Принимаем уставку срабатывания по второму условию.

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

5.2.5 Защита главного генератора от симметричных перегрузок (I₁)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки статора. Защита подключается к ТТ в нулевых выводах. Выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше уставки и действующий на сигнал.

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{Б}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}} = 4,815 \text{ А} \quad (5.30)$$

где $K_{\text{Н}}^{\text{С}}$ – коэффициент надежности сигнального органа.

Выдержка времени срабатывания сигнального органа 0,9 с.

2) Пусковой орган, срабатывает без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и действует на пуск ИО.

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}} = 4,95 \text{ А} \quad (5.31)$$

где $K_{\text{Н}}^{\text{П}}$ – коэффициент надежности пускового органа.

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Допустимая длительность симметричных перегрузок в генераторе представлена в таблице 5.2. Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.2 – Допустимая длительность симметричных перегрузок в генераторе

Кратность перегрузки	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2	2,2
Длительность, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

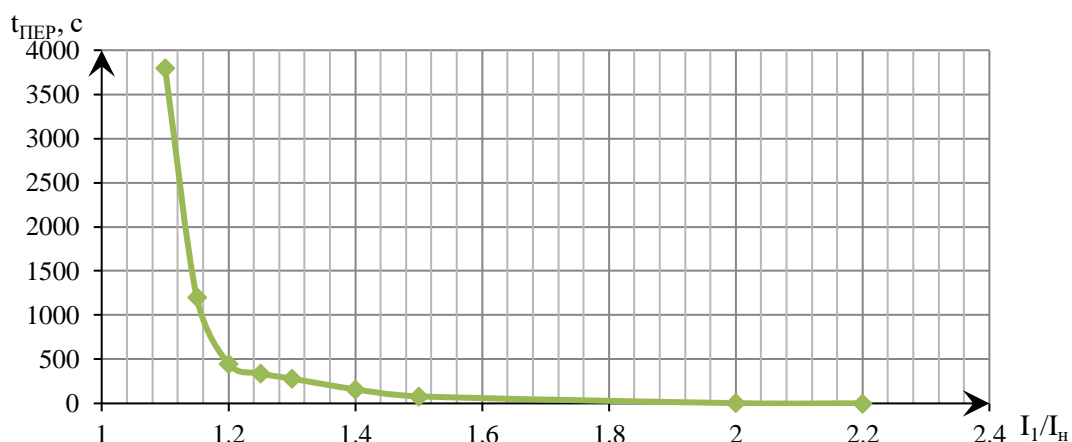


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{\text{НОМ}} = 6,9 \text{ А} \quad (5.32)$$

ТО выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_T <$
 Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66,02 \text{ В} \quad (5.33)$$

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

5.2.6 Дистанционная защита ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$)

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нулевых выводах генератора и трансформаторам напряжения на главных выводах генератора.

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

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 51,5 + \frac{0,8}{2} \cdot 8,8 = 44,8 \text{ Ом} \quad (5.34)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление тр-ра, приведенное к напряжению стороны 220 кВ:

В отн. единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{u_{K\%} \cdot S_{НОМ.Г}}{S_{НОМ.Г}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z_L \cdot \frac{S_{НОМ.Г}}{U_{ВН}^2} = 0,8 \cdot \frac{0,11 \cdot 85,5}{125} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{85,5}{242^2} \cdot 8,8 = 0,081 \quad (5.35)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,081 \cdot 2,23 = 0,18 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{85,5} = 2,23 \text{ Ом} \quad (5.37)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,18 \cdot \frac{\frac{1500}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 0,39 \text{ Ом} \quad (5.38)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,4 \text{ Ом}$.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3580} = 2,23 \text{ Ом} \quad (5.39)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}} = \frac{2 \cdot 1215 - 0,95}{610,5}}{0,87} = 3,5 \quad (5.40)$$

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.41)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358 \quad (5.42)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 69^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.43)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{85,5} = 0,78 \text{ Ом} \quad (5.44)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,78 \cdot 1500/5}{13800/100} = 1,69 \text{ Ом} \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 1,7 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,15 \cdot 0,18 = 0,06 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,15 \cdot 0,78 = 0,12 \text{ Ом}$.

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

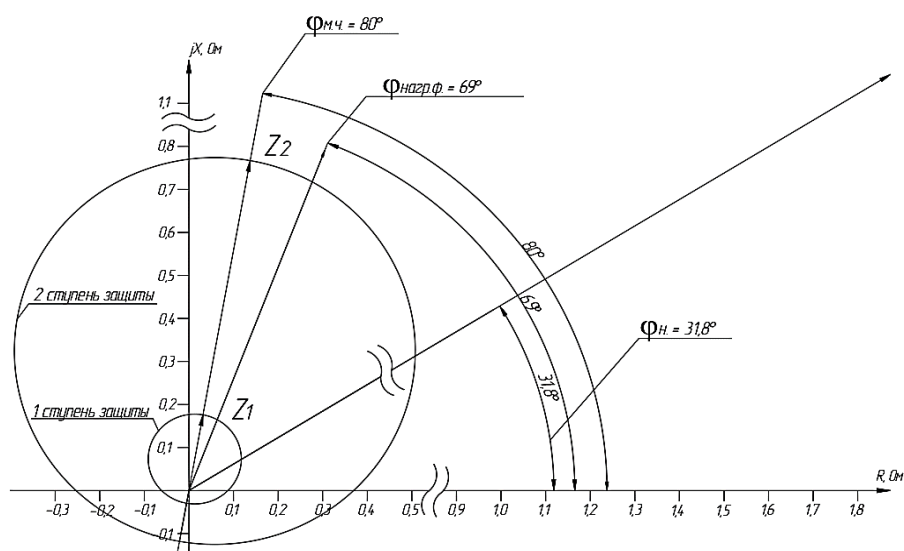


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 Защита главного генератора от перегрузки обмотки ротора (I_p)

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

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени действием на сигнал. Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_N \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} = 5,35 \text{ А} \quad (5.46)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} = 5,5 \text{ А} \quad (5.47)$$

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

Допустимая длительность перегрузок обмотки ротора представлена в таблице 5.3 и на рисунке 5.6.

Таблица 5.3 – Допустимая длительность перегрузок обмотки ротора

Кратность перегрузки	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

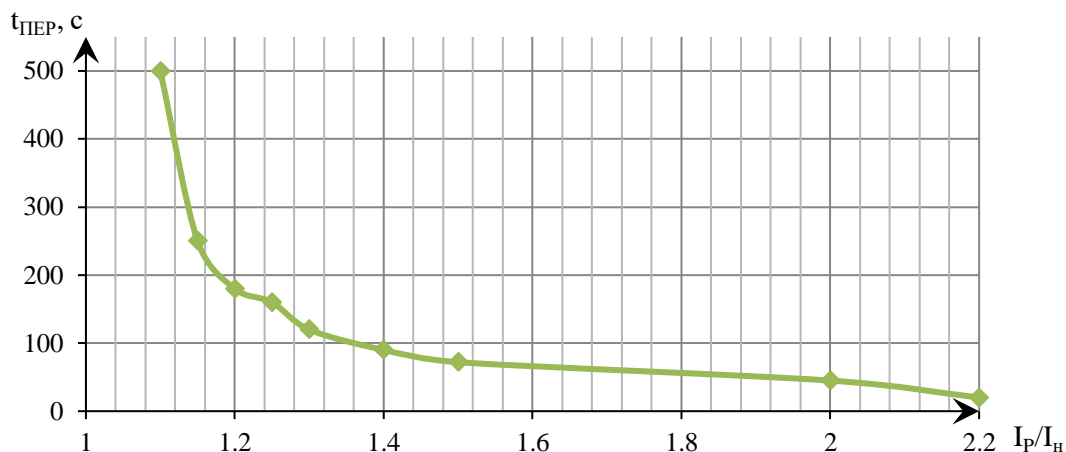


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания интегрального органа

4) Токовая отсечка, срабатывающая с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка срабатывания органа токовой отсечки:

$$I_{р \text{ пуск.}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,45 \cdot I_{НОМ.Р} = 12,25 \text{ А} \quad (5.48)$$

С выдержкой времени 3,0 с защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

5.3 Выбор комплекса защит блока «генератор–трансформатор»

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

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

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав Селемджинского гидроузла входят:

- русловое здание ГЭС;
- бетонная глухая плотина;
- бетонная водосливная плотина с водогасящими сооружениями;
- комплексное распределительное устройство элегазовое (КРУЭ);
- производственно-технический комплекс (ПТК);
- и другие здания и сооружения..

6.2 Определение класса сооружений

Класс сооружений определяется по критериям, определяемым в СНиП [25]. Критерии выбора класса ГТС и выбор класса ГТС представлен в таблице 2.2. Коэффициент надежности для сооружений III класса [25]: $\gamma_n = 1,15$.

6.3 Проектирование сооружений напорного фронта

6.3.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня бетонной плотины $\nabla_{ГБП}$ принимают по формуле:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_s \quad (6.1)$$

где h_s – 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 расчетной обеспеченностью 1 %;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас для III класса, $a = 0,4$ м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{30^2 \cdot 12800}{9,81 \cdot 19} = 0,187 \text{ м} \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, рассчитываемый по формуле 4;

V_w – расчетная скорость ветра на высоте 30 м над уровнем воды, м/с;

L – длина разгона волны, м;

α – угол м/у продольной осью водохранилища и направлением ветра;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 27) \cdot 10^{-7} = 26,4 \cdot 10^{-7} \quad (6.4)$$

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{601,6 - 564,0}{2} = 19 \text{ м} \quad (6.5)$$

Определить высоту волны 1% обеспеченности для основного случая:

1. Вычислить безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

2. Из графика по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определить параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

Затем, используя меньшие полученные значения, вычислить средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

Результаты приведены в таблице 6.1:

Таблица 6.1 – Определение средней высоты волны и среднего периода волны

$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 12800}{30^2} = 139,5$		$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{30} = 7063,2$	
$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0184$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,6$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,7$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,6$
$\bar{h} = \frac{0,0184 \cdot 30^2}{9,81} = 1,69 \text{ м}$	$\bar{T} = \frac{0,87 \cdot 30}{9,81} = 4,89 \text{ с}$		

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,89^2}{2 \cdot \pi} = 37,3 \text{ м} \quad (6.6)$$

4. Проверяем, выполняется ли условие условной расчетной глубины:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d \quad (6.7)$$

$$19 > 18,65$$

5. Определяют высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,69 \cdot 2,1 = 3,55 \text{ м} \quad (6.8)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [25, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

6. Превышение гребня бетонной плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 3,55 + 0,187 + 0,4 = 4,13 \text{ м} \quad (6.9)$$

7. За отметку гребня бетонной плотины принимаем:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 601,6 + 4,13 = 605,73 \text{ м} \quad (6.10)$$

6.3.2 Определение ширины водосливного фронта

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов считаются: отметки НПУ и ФПУ, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней НБ и расходов, характеристики грунтов основания.

Максимальные расчетные расходы определяют гидрологическими расчетами по кривой обеспеченности паводковых расходов.

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметку ГВ, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе. Определяется это поэтапно.

Первый этап: Определение ширины водосливного фронта.

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

Определим основной и поверочный расходы, отметки НБ и напоры в таблице 6.2.

Таблица 6.2. – Значение расходов и отметок для обеспеченностей 0,5 и 3%

Обеспеченность	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$\nabla_{НБ}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$
Основной, 3 %	2503,2	574,0	10,0
Поверочный, 0,5%	3058,9	574,7	10,7

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{p,осн} = Q_{max,осн} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} \quad (6.11)$$

где n – количество проектируемых ГА

$Q_{max,осн} = 2503 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный расчетный расход для основного расчетного случая;

$Q_{агр} = 223,5 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход через 1 агрегат.

При основном и поверочном расходах напор на сооружении больше чем минимальный напор на турбину, поэтому:

$$Q_{p,осн} = 2503 - (3 - 1) \cdot 223,5 = 2056 \text{ м}^3/\text{с}$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5 \cdot 10,7 = 53,5 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.12)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 53,5 = 66,9 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.13)$$

где $h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 574,7 - 564 = 10,7 \text{ м}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{\text{мах осн}}$;

$[v_h] = 5 \text{ м/с}$ – допустимая скорость на рисберме для скального основания.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{q_B} = \frac{2056}{67} = 30,75 \text{ м} \quad (6.14)$$

Принимаем $n = 4$ кол-во пролетов шириной $b=9$ метров, тогда $B = 36 \text{ м}$.

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_6 \geq (0,2 \div 0,25) \cdot b, \quad (6.15)$$

$$\delta_6 \geq (0,2 \div 0,25) \cdot 10 \text{ м},$$

$$\delta_6 \geq (2 \div 2,5) \text{ м}$$

Выбираем бык с $\delta_6 = 3 \text{ м}$.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 9 \cdot 4 + (4 - 1) \cdot 3 = 48 \text{ м} \quad (6.16)$$

6.3.3 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2056}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,85 \text{ м} \quad (6.17)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода.

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (6.18)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле ;

σ_n – коэффициент подтопления, предполагаем что подтопления нет.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{9,67}{10} = 0,865$$

где b – ширина одного пролёта,

ε – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива.

$$H_{02} = \left(\frac{2056}{0,49 \cdot 0,865 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,66 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} \quad (6.19)$$

где V_0 – скорость подхода потока к плотине,

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

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{2056}{(601,6 - 564) \cdot (36 + 3 \cdot 2)} = 1,3 \text{ м/с} \quad (6.20)$$

$$H = 9,66 - \frac{1,1 \cdot 1,3^2}{2 \cdot 9,81} = 9,57 \text{ м}$$

Округляем до целого стандартного значения $H_{ст} = 10$ м

Отметка гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{ст} = 601,6 - 10 = 591,6 \text{ м} \quad (6.21)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 591,6 + 1,6 \cdot 10 = 607,2 \text{ м} \quad (6.22)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{ГБ} = 607,2 \text{ м} \quad (6.23)$$

6.3.4 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_p = Q_{\text{мах. пов.}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{агр}} \quad (6.24)$$

где n – количество проектируемых ГА

$$Q_{p,пов} = 3058 - (3 - 1) \cdot 223,5 = 2611 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.25)$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{p,пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2611}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,37 \text{ м} \quad (6.26)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{p,пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2611}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 11,2 \text{ м} \quad (6.27)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0пов} = \frac{Q_{p,пов}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)} = \frac{2611}{(602,6 - 564) \cdot (36 + (3-1) \cdot 3)} = 1,61 \text{ м/с} \quad (6.28)$$

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

$$H_{пов} = H_{02пов} - \frac{\alpha \cdot v_{0пов}^2}{2g} = 11,2 - \frac{1,1 \cdot 1,61^2}{2 \cdot 9,81} = 11,1 \text{ м} \quad (6.29)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{пов} = 591,6 + 11,1 = 602 \text{ м} \quad (6.30)$$

$$602,7 \text{ м} > 602,6 \text{ м}$$

Принимаем отметку ФПУ=602,7 м.

6.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определим параметры гидравлического прыжка. Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + (n-1)\delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2056^2}{(36 + (3-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 6,45 \text{ м} \quad (6.31)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна} = 601,6 - 564 = 37,6 \text{ м} \quad (6.32)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{37,6}{6,45} = 5,83 \quad (6.33)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,31 \cdot 7,12 = 2,0 \text{ м} \quad (6.34)$$

$$h''_c = \xi_c \gg \cdot h_{кр} = 2,48 \cdot 7,12 = 16,0 \text{ м} \quad (6.35)$$

Так как $h''_c = 16,0 \text{ м} > h_{НБ} = 10,7 \text{ м}$, прыжок отогнанный.

6.3.6 Расчет водобойной плиты

Водобой ориентирован для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и выполняется в виде ж/б плиты. Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания, сдвига и всплывания. Предварительно толщина водобоя может быть определена по формуле В.Д. Домбровского. Длина прыжка:

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 16,0 - 2,0) = 71 \text{ м} \quad (6.36)$$

Длина водобоя:

$$l_B = (0,75 \div 1) \cdot l_{пр} = 0,75 \cdot 71 = 53 \text{ м}, \quad (6.37)$$

$$t_B = 0,1 \cdot V_{сж} \cdot \sqrt{h_c'} \quad (6.38)$$

где $V_{сж}$ – скорость потока в сжатом сечении:

$$V_{сж} = \frac{q}{h_c'} = \frac{53}{2,0} = 26,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.39)$$

$$t_B = 0,1 \cdot 26,5 \cdot \sqrt{2,0} = 3,7 \text{ м}$$

6.3.7 Расчет водобойного колодца

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных приближений. Разница между значениями глубин колодца, определенными расчетом, не должно превышать $5 \div 10\%$. Первоначально, глубину колодца определяются по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{НБ} + Z') \quad (6.40)$$

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

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

$$Z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left(\frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{нб}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c'^2} \right) \quad (6.41)$$

где φ – коэффициент скорости для водослива с широким порогом.

$$Z' = \frac{53,83^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 10,7^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 16,0^2} \right) = 1,00 \text{ м,}$$

$$q = \frac{Q_p}{B + (n-1) \cdot \delta} = \frac{2056}{36 + (3-1) \cdot 1,1} = 53,83 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.42)$$

Глубина колодца:

$$d = 1,1 \cdot 16,0 - (10,7 + 1,0) = 5,9 \text{ м}$$

Находится полная удельная энергия во втором приближении:

$$E'_0 = C_H + H_{ст} + d = 27,6 + 10 + 5,9 = 43,5 \text{ м,} \quad (6.43)$$

$$C_H = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дна} = 591,6 - 564 = 27,6 \text{ м,} \quad (6.44)$$

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{кр}} = \frac{43,5}{10,7} = 4,06 \text{ м} \quad (6.45)$$

По графику М. Д. Чертоусова определяется $\xi_c = 0,382$ и $\xi''_c = 2,15$
Вычисляется сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,37 \cdot 7,12 = 2,4 \text{ м,} \quad (6.46)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,18 \cdot 7,12 = 14,1 \text{ м,} \quad (6.47)$$

$$Z' = \frac{53,83^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 10,7^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 14,1^2} \right) = 0,85 \text{ м,}$$

$$d = 1,1 \cdot 14,1 - (10,7 + 0,85) = 3,93 \text{ м}$$

В третьем приближении полная удельная энергия:

$$E'_0 = C_H + H_0 + d = 27,6 + 10 + 3,93 = 41,5 \text{ м,} \quad (6.48)$$

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{кр}} = \frac{41,5}{10,7} = 3,88 \quad (6.49)$$

По графику М. Д. Чертоусова определяем $\xi_c=0,38$ и $\xi''_c=2,17$
Сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,378 \cdot 7,12 = 2,5 \text{ м}, \quad (6.50)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,07 \cdot 7,12 = 14,0 \text{ м}, \quad (6.51)$$

$$Z' = \frac{53,8^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 10,7^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 14,0^2} \right) = 0,84 \text{ м},$$

$$d = 1,1 \cdot 14,0 - (10,7 + 0,84) = 3,9 \text{ м}$$

Так как разница между глубинами колодца в третьем и втором приближениях составляет около 1%, то принимается $d=3,9$ м.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{дна} - d = 564 - 3,8 = 560,1 \text{ м} \quad (6.52)$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителя:

$$l_B = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{пр}, \quad (6.53)$$

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 14,0 - 2,5) = 60,4 \text{ м}, \quad (6.54)$$

$$l_B = 0,9 \cdot l_{пр} = 0,9 \cdot 60,4 = 54,35 \text{ м}$$

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к фильтрации.

Ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}} \quad (6.55)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

ρ_b и ρ_w – плотности бетона и воды соответственно;

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 601,6 - 554,4 = 47,2 \text{ м}, \quad (6.56)$$

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t_b - a = 564 - 3,7 - 3,9 - 2 = 554,4 \text{ м} \quad (6.57)$$

где a – конструктивный запас, 2 м.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{tg\varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)} \quad (6.58)$$

где γ_n – коэффициент надёжности.

$tg\varphi$ – коэффициент трения бетона по грунту.

Задаваясь различными значениями n , произведен расчёт, представленный в таблице 6.3 и построен график зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$ на рисунке 6.1

Таблица 6.3 – Координаты зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

n	B_n^I	B_n^{II}
0	32,26	33,64
0,01	32,29	33,47
0,02	32,33	33,29
0,03	32,37	33,12
0,04	32,41	32,95
0,05	32,45	32,78
0,06	32,50	32,61
0,07	32,54	32,45
0,08	32,59	32,28
0,09	32,64	32,12

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

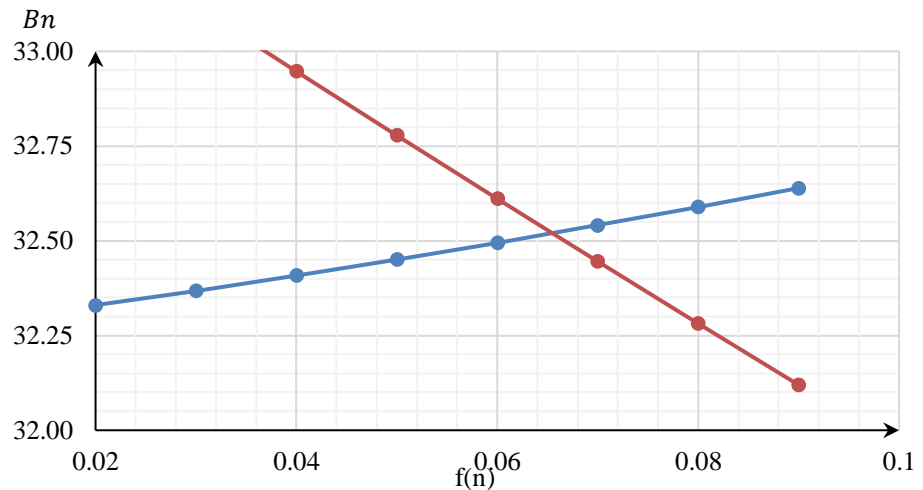


Рисунок 6.1 – Пересечение кривых $V_n^I = f(n)$ и $V_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке $n = 0,066$ и $V_{II} = 32,5$ м.

6.4.2 Разрезка глухой бетонной плотины, водосливной плотины и здания ГЭС швами

Разрезку водосливной плотины осуществляют по быкам.
Ширина секции составляет:

$$b + \delta_{\delta} = 10 + 3 = 13 \text{ м} \quad (6.59)$$

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

6.4.3 Быки

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

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем:

$$\delta_{\delta} = 0,25 \cdot b + (0,5 - 0,2) = 0,25 \cdot 10 + 0,5 = 3 \text{ м} \quad (6.60)$$

Минимальная толщина между пазами 0,8 м.

Ширина паза ремонтного затвора $a = 0,5$ м

Длина паза ремонтного затвора $c = 0,5$ м

Длина паза рабочего затвора $m = 2$ м

Ширина паза рабочего затвора $n = \frac{m}{2}$ м, принимаем 1 м

Толщина разрезного быка между пазами $d_0 = 1$ м

6.4.4 Устои

Между станционной и водосливной частью плотины устраиваем разделительный устой, для разделения водного потока

6.4.5 Дренаж тела бетонной водосливной плотины

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

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

$$a_{др} \geq \frac{H \cdot \gamma_n}{I_{кр,m}} = \frac{36,6 \cdot 1,15}{25} = 1,68 \text{ м}, \quad (6.61)$$

$$H_d = \nabla НПУ - \nabla НБ_{вхк} = 601,6 - 565 = 36,6 \text{ м} \quad (6.62)$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

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

Принимаем $a_{др}=2$ м.

6.4.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые галереи расположены через 15 м по высоте.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3 · 3 м.

6.4.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного давления на подошву плотины

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{п} = 0,1 \cdot 32,5 = 3,25 \text{ м} \quad (6.63)$$

где $B_{п}$ – ширина подошвы плотины,

Расстояние l_2 принимается конструктивно $l_2 = 5$ м.
Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 36,6 = 18,3 \text{ м} \quad (6.64)$$

$$H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБmin} = 601,6 - 565 = 36,6 \text{ м} \quad (6.65)$$

где $\nabla \text{НБmin} = 565$ м –отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода.

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимается 2 м.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n \quad (6.66)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

$J_{\text{кр}} = 15$ – критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности.

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. завесой в основании находим ΔH :

$$\Delta H = H_d - H_{as} \quad (6.67)$$

где H_d – полный фильтрационный напор;

H_{as} - напор на цем. завесе.

$$\Delta H = 36,6 - 10,98 = 25,62 \text{ м},$$

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{25,62}{15} \cdot 1,15 = 1,96 \text{ м}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 18,3 = 9,15 \text{ м} \quad (6.68)$$

Диаметр скважин принимаем 0,3 м, расстояние м/у ними 2,5 м.

6.4.8 Рисберма

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

Толщина первого ряда рисбермы должна быть не меньше половины толщины водобоя, принимаем $\delta_p = 2,5$ м.

Длина рисбермы принимается:

$$l_p = (1 \div 2) \cdot l_b = 54,35 \text{ м} \quad (6.69)$$

6.4.9 Фильтрационные расчеты

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{\text{НПУ}} = 601,6 \text{ м}$, нижнего бьефа - $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 565 \text{ м}$

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании (III класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,3, \quad (6.70)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,05 \quad (6.71)$$

где H_{as} – напор на цем. завесе;

H_{dr} – напор на дренаже.

Зная величину $H_d = 36,6 \text{ м}$, вычисляем из соотношений H_{as} и H_{dr} .

$$H_{as} = 0,3 \cdot H_d = 0,3 \cdot 36,6 = 10,98 \text{ м} \quad (6.72)$$

6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Определение основных нагрузок на плотину ведется по основному расчетному случаю при НПУ в верхнем бьефе и уровне НБ при расходе ВХК.

1) Вес сооружения и затворов:

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяют по формуле:

$$G_{nl} = \frac{S_{nl} \cdot \gamma_b \cdot b}{b + \delta_b} = \frac{817 \cdot 9 \cdot 24}{9 + 3} = 14706 \text{ кН/м} \quad (6.73)$$

где S_{nl} – площадь поперечного сечения плотины;

γ_b – удельный вес бетона.

Площадь поперечного сечения плотины, ее точка приложения равнодействующей силы веса плотины определяется с помощью программы AutoCAD.

Вес быка:

$$G_B = \frac{S_b \cdot \gamma_b \cdot \delta_b}{b + \delta_b} = \frac{1099 \cdot 3 \cdot 24}{9 + 3} = 6594 \text{ кН/м} \quad (6.74)$$

где S_b – площадь поперечного сечения быка

Вес плоского затвора (по формуле А.Р. Березинского):

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 103,5 \cdot \sqrt{103,5} \cdot 9,81 = 568,12 \text{ кН} \quad (6.75)$$

где f – площадь затвора.

Вес затвора, приведенный к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_\sigma} = \frac{568,12}{9+3} = 47,3 \text{ кН/м} \quad (6.76)$$

2) Сила гидростатического давления воды:

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего и нижнего бьефов соответственно:

$$T_e = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 47,2^2}{2} = 11110,2 \text{ кН/м} \quad (6.77)$$

где $h_1 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 47,2 \text{ м}$

$$T_n = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 10,6^2}{2} = 555,3 \text{ кН/м} \quad (6.78)$$

где $h_2 = \nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{подошвы} = 10,6 \text{ м}$.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны НБ:

$$W_n = \gamma_w \cdot S_{эн}^H = 22,9 \cdot 9,81 = 225 \text{ кН/м} \quad (6.79)$$

где $S_{эн}^H$ – площадь поперечного сечения пригруза воды в нижнем бьефе.

3) Равнодействующая взвешивающего давления:

Эпюра взвешивающего давления при плоской подошве представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до подошвы:

$$W_{взв} = S_{эп} \cdot \gamma_w = 214,5 \cdot 10 = 2145 \text{ кН/м} \quad (6.80)$$

4) Сила фильтрационного давления:

Сила фильтрационного давления на плотину:

$$W_\phi = \gamma_w \cdot S_\phi = 10 \cdot 121 = 1210 \text{ кН/м} \quad (6.81)$$

5) Давление грунта:

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 14,7 \text{ кПа} \quad (6.82)$$

где γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_n – толщина слоя наносов;

φ_n – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая сила давления наносов:

$$E_n = \frac{p_n \cdot h_n}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,05 \text{ кН} \quad (6.83)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p'_{cp} = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{cp}}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) = 5,14 \text{ кН/м}^2 \quad (6.84)$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 3 + 13,3 \cdot 5) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) = 16,56 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (6.85)$$

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.

$$E_a = \frac{(p'_{гр} + p''_{гр})}{2} \cdot h_{гр} = \frac{5,14 + 16,56}{2} \cdot 9,7 = 105,2 \text{ кН/м} \quad (6.86)$$

б) Волновое давление:

Равнодействующая сила волнового давления при основном расчетном случае может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{волн} = \frac{\gamma_w \cdot h_{1\%}}{2} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{10 \cdot 3,55}{2} \left(\frac{37,4}{3,14} + \frac{1,06}{2} \right) = 220,46 \text{ кН/м}, \quad (6.87)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 3,55^2}{37,3} = 1,06 \text{ м} \quad (6.88)$$

Линия действия равнодействующей силы волнового давления находится ниже отметки НПУ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{37,4}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 3,55 = 4,63 \text{ м} \quad (6.89)$$

6.5.2 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины проводится в сечении на уровне подошвы плотины.

Результаты расчета представлены в таблице 6.4 и ПРИЛОЖЕНИИ Д.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила с учетом γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	11110	15,33	170319,8
Тн	1	←	555	2,60	1443,8
Тп	1	↓	225	15,07	3385,5
Gб	0,95	↓	6264	7,03	44038,0
Gпл	0,95	↓	13971	5,21	72787,3
Wвзв	1	↑	2145	0,00	0,0
Wф	1	↑	1210	11,70	14157,0
qз	0,9	↓	43	13,75	585,9
Wволн	1	→	220	41,95	9248,2
Ен	1,2	→	26	7,71	204,0
ΣN		↓↑		17147	
	ΣM			71689	

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.) выполняют по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_d^2} = -\frac{17147}{32,5} + \frac{6 \cdot 71689}{32,5^2} = -120,38 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.90)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -120,38 \cdot 0 - 10 \cdot 47,2 \cdot (1 - 0) = \\ &= -472 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.91)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа}, \quad (6.92)$$

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 - 120,38 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 47,2 \cdot 0 = \\ &= -120,38 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.93)$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 47,2 = -472 \text{ кН/м}^2$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_d^2} = -\frac{17147}{32,5} - \frac{6 \cdot 71689}{32,5^2} = -934,8 \text{ кН/м}^2, \quad (6.94)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -934,8 \cdot 0,73^2 - 10 \cdot 10,54 \cdot (1 - 0,73^2) = -547,4 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.95)$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 10,54 - 934,83) \cdot 0,73 =$$

$$= 605,5 \text{ кН/м}^2, \quad (6.96)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 10,54 = -105,4 \text{ кН/м}^2, \quad (6.97)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -934,8 \cdot (1 + 0,73^2) + 10 \cdot 10,54 \cdot 0,73^2 = -1376,8 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (6.98)$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верховой и низовой граней;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верховой и низовой граней;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно, у верховой и низовой граней плотины;

σ_c^u – нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верхней грани;

N – нормальная сила, равная сумме проекции на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

B_d – ширина подошвы;

m_u, m_t – заложение верховой и низовой грани на уровне расчетного сечения;

H_d^u, H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны ВБ и НБ;

δ – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

α – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью;

Полученные напряжения сведем в таблицу 6.5 и отобразим графически в ПРИЛОЖЕНИИ Е.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения в горизонтальном сечении плотины

Напряжение	Напорная грань, кН/м ²	Низовая грань, кН/м ²
σ_y	-120,4	-934,8
σ_x	-472,0	-547,4
τ_{xy}	0,0	605,5
σ_1	-120,4	-105,4
σ_3	-472,0	-1376,8

6.5.3 Критерии прочности плотины и ее основания

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок необходимо проверить выполнение следующих условий:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b \quad (6.99)$$

где R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию (марка бетона В5);

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок;
 γ_c – коэффициент условия работы.

$$R_b \geq \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 1376,8}{0,9} = 1759 \text{ кН/м}^2 \quad (6.100)$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = \frac{2800 \text{ кН}}{\text{м}^2}$.

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

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.101)$$

$$- 120,38 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.102)$$

$$120,4 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 47,2,$$

$$120,4 \text{ кН/м}^2 \geq 118 \text{ кН/м}^2$$

6.5.4 Обоснование устойчивости плотины

Расчет устойчивости водосливной плотины на скальном основании следует проводить по схеме плоского сдвига для поверхностей сдвига проходящих по контакту бетон–скала и в массиве основания частично по трещинам, частично по монолиту:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.103)$$

где R – расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$\begin{aligned} R &= (G_{nl} + G_{\bar{o}} + q_3 - W_{\phi} - W_{\text{взв}} + W_{np,н\bar{o}}) \cdot tg\varphi + c\omega = \\ &= (13971 + 6264 - 2145 - 1210 + 43) \cdot 0,7 + 32,5 \cdot 100 = \\ &= 14915,8 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (6.104)$$

где $tg\varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_n \cdot 1 = 32,5 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = 11110 - 555 + 220 + 26 = 10801,8 \text{ кН/м}, \quad (6.105)$$

$$\frac{14915,8 \cdot 0,95}{10801,8 \cdot 1} \geq 1,15,$$

$$1,31 \geq 1,15$$

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности, по охране окружающей среды

7.1 Мероприятия по охране труда

Проектирование, строительство, восстановление, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они находятся, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда обязан осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков, которые обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: служба охраны труда и производственного контроля, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

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

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

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

уполномоченными органами государственной власти «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок», стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь соответствующую данной работе группу по электробезопасности.

Электроустановки ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. Рабочие места должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи.

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

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

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

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

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

7.2 Пожарная безопасность

7.2.1 Общие требования к пожарной безопасности

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов

пожара. Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя ГЭС.

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно–техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать

его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории. При возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.2.2 Пожарная безопасность в кабельных помещениях

1) К кабельному хозяйству энергетических предприятий относятся все кабельные сооружения (этажи, тоннели, шахты, каналы, галереи, эстакады), а также кабельные линии, закрытые в специальные металлические короба или открыто проложенные по специальным кабельным конструкциям.

Приказом руководителя предприятия кабельное хозяйство целиком или по участкам должно быть закреплено за соответствующими цехами для обеспечения надежной эксплуатации кабельных линий и проведения необходимых строительно–монтажных, ремонтных работ и противопожарных мероприятий.

2) Все кабельные сооружения должны регулярно осматриваться по графику, утвержденному начальником соответствующего цеха.

При обнаружении нарушений мест уплотнения кабельных линий, проходящих через перегородки, перекрытия, другие строительные конструкции, немедленно должны приниматься меры к их восстановлению.

3) Кабельные сооружения должны содержаться в чистоте. Запрещается устройство каких–либо кладовых, мастерских, а также хранение материалов и оборудования, в том числе неиспользованных кабельных изделий.

4) При обнаружении попадания в кабельные сооружения воды и пара, масла, мазута или других горючих жидкостей (а также их водных эмульсий) немедленно должны приниматься меры по предотвращению их поступления.

5) Все кабельные помещения относятся к помещениям, не обслуживаемым постоянно персоналом, поэтому они должны быть закрыты.

Запрещается допуск лиц для обслуживания кабельных сооружений или работы в них без согласования с начальником смены электростанции.

6) В кабельных сооружениях не реже, чем через 50 м должны быть установлены указатели ближайшего выхода.

На дверях секционных перегородок должны быть нанесены указатели (схема) движения до ближайшего выхода. У выходных люков из кабельных сооружений должны быть установлены лестницы так, чтобы они не мешали проходу по тоннелю.

7) Автоматические установки пожаротушения кабельных сооружений должны эксплуатироваться на основании требований Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Ремонт автоматических стационарных установок пожаротушения кабельных сооружений должен проводиться в кратчайшие сроки.

8) Гидроизоляция и дренажные устройства кабельных сооружений, обеспечивающие отвод или автоматическую откачку воды, должны быть в исправном и работоспособном состоянии.

9) При эксплуатации кабельных линий не допускается перегрев их выше допустимых норм от оборудования и источников нагрева.

10) В помещениях АСУ ТП, щитов управления и других с паркетными полами деревянные щиты должны снизу защищаться асбестом и обиваться жестью или другим огнезащитным материалом. Съёмные несгораемые плиты и цельные щиты должны иметь приспособления для быстрого их подъема вручную.

7.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния Селемджинского гидроузла

7.3.1 Общие сведения о районе строительства

Селемджинский гидроузел расположен в Амурской области на реке Селемджа в 45 км выше по течению от п.Экимчан.

Берёт начало на стыке хребтов Ям-Алинь и Эзоп на высоте 1525 метров. Протекает в северо-западном и юго-западном направлениях, в зоне тайги и хвойно-широколиственных лесов. В верховьях, до посёлка Экимчан, — типично горная река с уклоном 0,06 ‰; ниже (до села Селемджинск) — полугорная, русло извилистое; в низовьях, протекая по северной окраине Зейско-Буреинской равнины, обретает равнинный характер. Длина — 647 км, площадь бассейна — 68,6 тыс. км². Является крупнейшим по длине и площади бассейна притоком Зеи. Скорость течения на плёсах составляет 1,4-1,6 м/с, на перекатах — до 3 м/с. Ширина русла колеблется от 100 до 600 м. Русловые отложения в основном состоят из гальки.

Питание преимущественно дождевое. Средний годовой расход воды в устье — 707 м³/с, наибольший (июль) — 10 300 м³/с, наименьший (март) — 5

м³/с, не редки наводнения в летний период. Замерзает в начале ноября, вскрывается в конце апреля—начале мая, толщина льда от 121 до 164 см. Средняя температура воды составляет 18 °С (июль, в низовьях). Во время бурных паводков часты наводнения.

Рассматриваемая территория относится к умеренно-континентальному климатическому району с неустойчивой зимой и жарким летом. Среднегодовое количество осадков составляет 636 мм, из них 59% выпадает в течение трех летних месяцев - июнь, июль, август. Снежный покров маломощен, средняя глубина его 25-36 см, по северу района 53-60 см, лежит с октября по апрель, тает постепенно. В конце июля и начале августа наиболее сильно развита циклоническая деятельность, из-за которой увеличивается выпадение осадков, часты ливни. В этот период наблюдается повышение уровня воды в реке Селемджа и ее притоках до 3,5 м. С октября происходит заметное убывание количества осадков.

Средняя мутность воды 80 г/м³. Минерализация воды реки небольшая. Вода относится к гидрокарбонатному классу и кальциевой группе.

Растительность области строительства Селемджинского гидроузла богата и разнообразна. Главные ее особенности - обилие видов растений и контрастность растительного покрова. Флора насчитывает около 2000 видов высших растений. Здесь сходятся, взаимно проникают и смешиваются представители нескольких флор: маньчжурской, охотскокамчатской, восточно-сибирской, тихоокеанской и монголо-даурской, то есть сосуществуют растения трех климатических поясов — субарктического, умеренного и субтропического.

В районе площадки строительства Селемджинского ГУ обитает 64 вида млекопитающих, более 320 видов птиц, 9 видов пресмыкающихся, 6 видов земноводных; в реках и озерах — свыше 70 видов рыб.

Основными видами являются:

- копытные - лось, олень северный, дальневосточная косуля (дикая коза), снежный баран, кабан, изюбр;
- пушные - волк, лисица, соболь, медведь, белка, длиннохвостый суслик, ондатра, енотовидная собака, рысь, амурский тигр;
- птицы – ушастая и болотная сова, коршун, ястреб-тетеревятник, пустельга, седоголовая овсянка и дубровник, .

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: рысь, медведь, косуля, коршун, амурский тигр и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Селемджинского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Селемджа: ленок, сиг, амурский хариус, сазан, щука, серебристый карась, змееголов, налим, чебак и т.д.

Воздействие Селемджинской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Селемджинского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Селемджи в нижнем бьефе Селемджинского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;

- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаяющие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Для строительства гидротехнических сооружений общий объем выемки грунта составит 163800 м³, также при наполнении водохранилища будет затоплена площадь 27,113 км² при объеме водохранилища 7,78 км³.

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

2 Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с

регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .

7.3.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

6.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 82220101215 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{224186 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 10088,4 \text{ т} \quad (7.1)$$

N - объем бетонных работ, м³

q - удельный норматив образования, %

6.4.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{101 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,02 \text{ т} \quad (7.2)$$

N - количество арматуры, т

q - удельный норматив образования, %

ρ - удельный вес арматуры, т/м³

Таким образом в результате строительства будет образовано 10088,4 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,02 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.3.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Селемджинского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 45 км от ГЭС находится г.Экимчан, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических и физических факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Селемджа от сбросов Селемджинской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Экимчан, в пределах промплощадок объектов Селемджинской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

8 Техничко–экономические показатели

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Объёмы продаж электроэнергии в годы начала эксплуатации представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	170	170	170	170	170
Число часов использования установленной мощности	Часы	3524	3524	3524	3524	3524
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	599080	599080	599080	599080	599080
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды за год	МВт·ч	5990,8	5990,8	5990,8	5990,8	5990,8
Объём реализации электроэнергии за год	МВт·ч	593089,2	593089,2	593089,2	593089,2	593089,2
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1077,0	1100,0	1143,0	1175,0	1206,0
Выручка от реализации электроэнергии за год	млн.руб.	638,8	652,4	677,9	696,9	715,3
НДС к выручке	млн.руб	10,5	10,7	11,1	11,4	11,7

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Эксплуатационные расходы по ГЭС определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	43,39
Прочие	274,0	46,59
Итого по ГЭС	529,2	89,96

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
0,06	0,09	0,14	0,2

Стоимость услуг регулирующих организаций в соответствии едиными сценарными условиями РусГидро представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	23,02
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт·ч	1,61
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,47
Итого		25,1

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Селемджа составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	31,15	49,67	68,4	74,5	82,8
Расходы на страхование, млн.руб.	15,95	23,84	33,83	35,76	35,77
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	89,99	89,99	89,99	89,99	89,99
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,99	1,49	2,11	3,35	3,35
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
Налог на воду, млн.руб.	10,1	10,58	10,58	10,58	10,58
Итого, млн.руб.	173,32	200,66	230,0	239,27	247,6

Особенностью производства электроэнергии на ГЭС является большая доля амортизационных отчислений в структуре текущих затрат.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

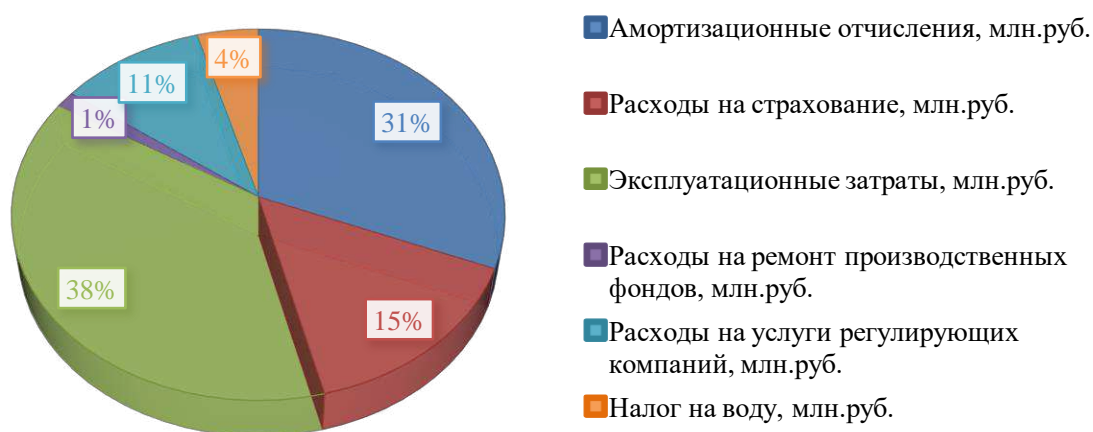


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу в %, на 2025 г

Вывод: В структуре затрат наибольшая доля средств приходится на эксплуатационные затраты генерирующего объекта, что в среднем составляет 30-40% от суммарных издержек для ГЭС средней мощности. Основными составляющими эксплуатационных расходов являются:

- Заработная плата эксплуатационного персонала с начислениями;
- Расходы по текущему ремонту сооружений и оборудования;

- Общестанционные и прочие расходы — на отопление помещений, содержание транспорта, на охрану, командировки и т. д.;
- Дополнительные расходы на борьбу с шугой, наносами и т. п.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- 1) налог на прибыль – 20%;
- 2) НДС – 20%;
- 3) взносы в социальные фонды – 34%;
- 4) налог на имущество – 2,2%;
- 5) налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	258,35	262,8	267,31	277,6	288,47
НДС, млн.руб.	28,3	133,7	53,14	313,58	324,1
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	247,49	261,8	267,1	276,6	287,4
Налог на имущество, млн.руб.	29,15	53,2	68,1	77,78	76,16
Итого, млн.руб.	563,3	711,6	655,6	945,52	976,2

Со стороны государства оказывается серьезное налоговое давление, возросшее после повышения налога на добавленную стоимость в 2019 году с 18% на 20%. Около 41% всей выручки уплачивается в виде отчислений в социальные фонды и такой же процент относится к налогам на прибыль.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	1391,8	1449,8	1512,6	1572,9	1634,1
Текущие расходы, млн.руб.	173,3	200,66	230,0	239,3	247,6
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1381,3	1439,3	1502,1	1562,4	1623,5
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	1291,7	1314,1	1336,5	1388,0	1442,4
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	258,3	262,8	267,3	277,6	288,5
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	258,3	262,8	267,3	277,6	288,5
Ставка налога на прибыль,%	20	20	20	20	20

Чистая прибыль по проекту составляет около 17% от выручки (нетто). Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.2.

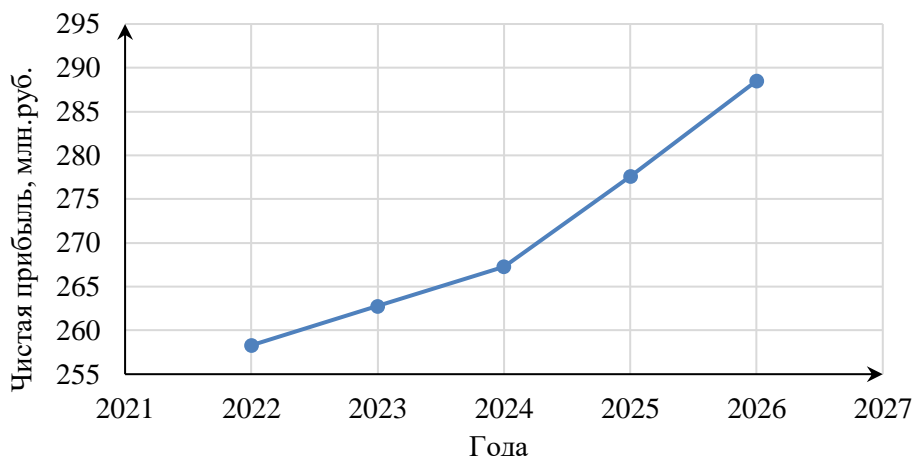


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб

Вывод: Как видно из диаграммы рост прибыли с 2022 по 2024 гг идет плавно, поскольку в это время идут самые большие затраты на строительство ГЭС и ввод агрегатов в работу: ГА1 - 2021, ГА2 - 2022, ГА3 – 2024. После активного этапа строительства, объем прибыли увеличивается, так как инвестиционные затраты уменьшились и кривая принимает более резкий уклон.

8.5 Анализ денежных потоков

На рисунке 8.3 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.

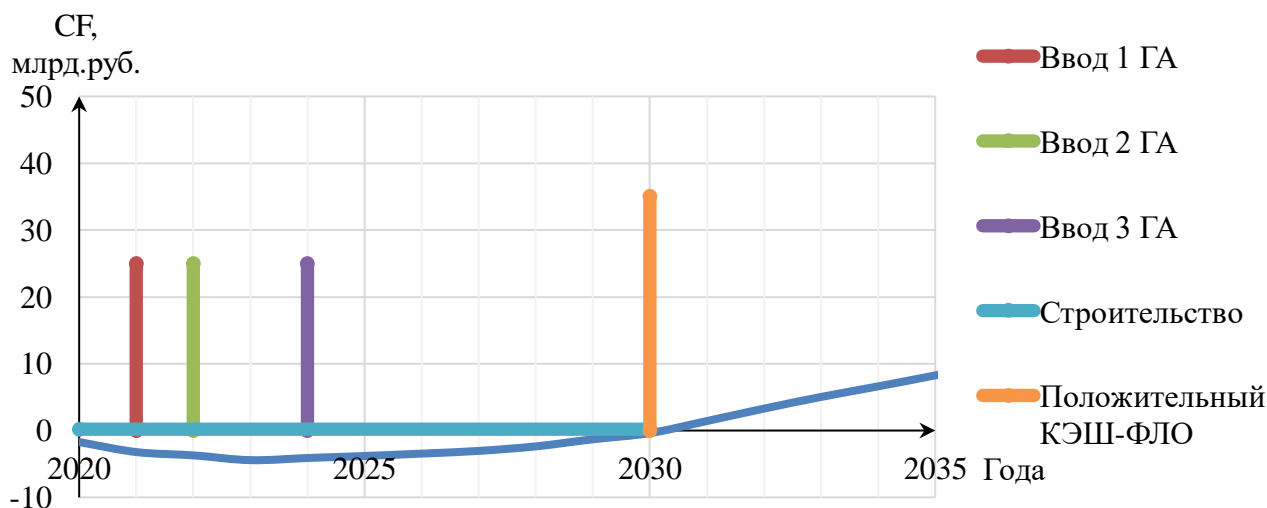


Рисунок 8.3 – График Cash-Flow

Строительный период составляет около 10 лет. Характерность графика (его ориентированность в отрицательную сторону) связана с особенностью в виде высоких удельных капиталовложений, например ввод агрегатов в работу

(турбина и генератор) как показано на графике 2.2. Так же к крупным финансовым вложениям можно отнести покупку трансформаторного оборудования в период с 2020 по 2022 гг, что отчетливо видно по максимально уклону в отрицательную сторону кривой и дальнейшее выравнивание в положительную после 2022. Хотя ввод 3 агрегата в 2024 замедляет процесс пересечений кривой горизонтальной оси и выхода на положительный Cash-Flow. Сравнительно небольшое число часов использования установленной мощности – 3524 ч, высокие налоги приводят к снижению прибыли, что также оказывает негативное влияние.

8.6 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 -Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Показатели
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	133
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	2539,78
Индекс прибыльности – PI.	1,65
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	15,99
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,28
Удельные капиталовложения, руб/Квт	77529,4
Удельные капиталовложения, долл/Квт	1192,8

ГЭС являются самыми капиталоемкими источниками электрической энергии, их срок окупаемости составляет 5-8 лет, однако этот показатель можно отнести к мощным электростанциям, установленная мощность которых варьируется в пределах от 1000 МВт. Если рассматривать ГЭС средней мощности, то срок их окупаемости довольно велик, иногда он достигает до 15 лет. Расчеты для данного проекта показали, что он сможет окупиться, учитывая ставку дисконтирования через 11 лет, что, не много учитывая его мощность в 170 МВт.

8.7 Бюджетная эффективность

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства. Учтены следующие налоги:

- НДС – 20% (от добавленной стоимости);
- Взносы в социальные фонды – 34% (от фонда оплаты труда);
- Взносы на страхование от несчастного случая – 0,2%;
- Налог на имущество – 2,2 % (от остаточной стоимости проекта);
- Налог на прибыль – 20% (от налогооблагаемой прибыли);
- Водный налог 100%.

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых представлена в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн.рублей	286,0	406,1	330,8	600,7	622,1
В региональный бюджет, млн. рублей	34,8	58,9	73,8	83,5	81,9
Итого налоговых поступлений, млн. рублей	320,8	465,0	404,6	684,2	704,0

В федеральный бюджет поступают налоги: НДС, налоги на прибыль, водный налог, взносы во внебюджетные фонды, что составляет почти 90% от всех налоговых поступлений. В региональный – налог на имущество.

8.8 Анализ чувствительности

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Параметры финансовой модели приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметр финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- Ставки налогов;
- Объема инвестиций;
- Объём сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. На рисунке 8.4 представлен график зависимости суммы PI от изменения ставки налогов.

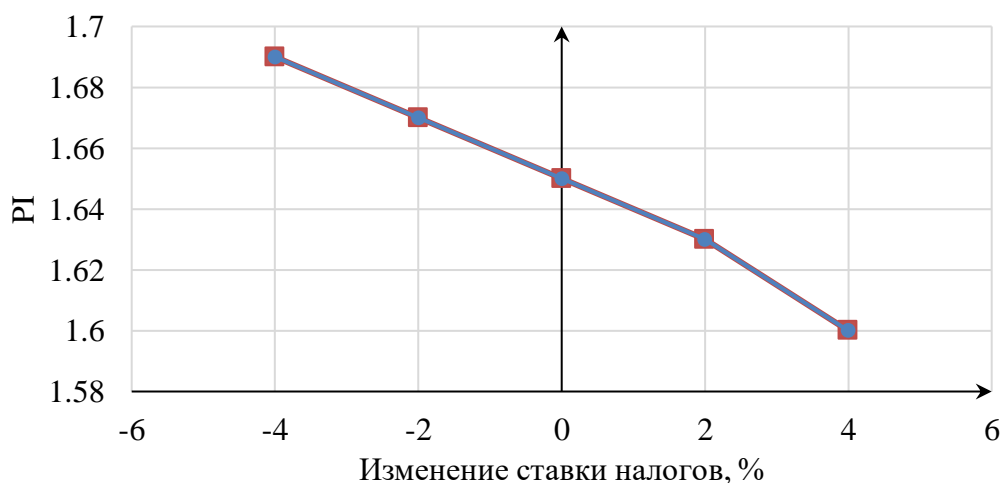


Рисунок 8.4 -Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

При увеличении ставки налога на прибыль снижается доходность инвестиционных проектов. Подобный уклон кривой на графике характеризуется сильной чувствительностью индекса прибыльности от изменения ставки налогов.

На рисунке 8.5 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта.

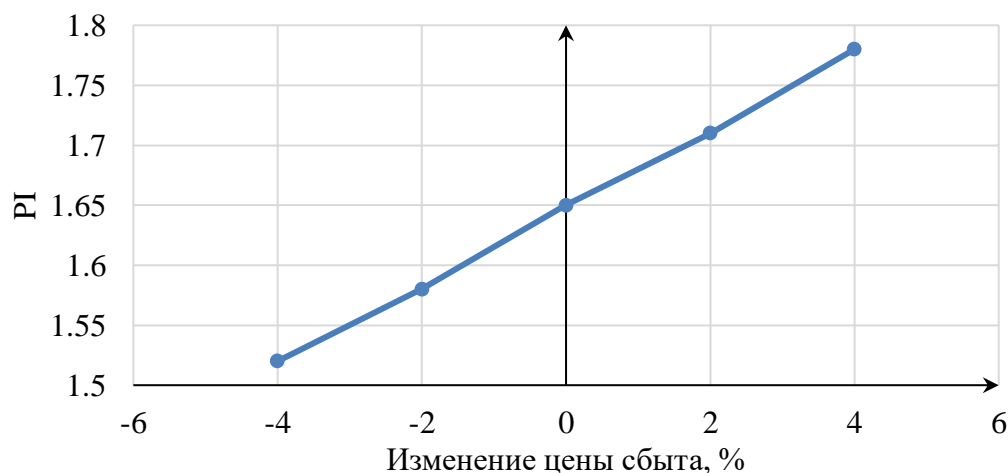


Рисунок 8.5 - Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Увеличение цены сбыта приводит к увеличению доходности проекта. Зависимость цены сбыта продукции и доходности проекта – прямая.

На рисунке 8.6 представлен график изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования.

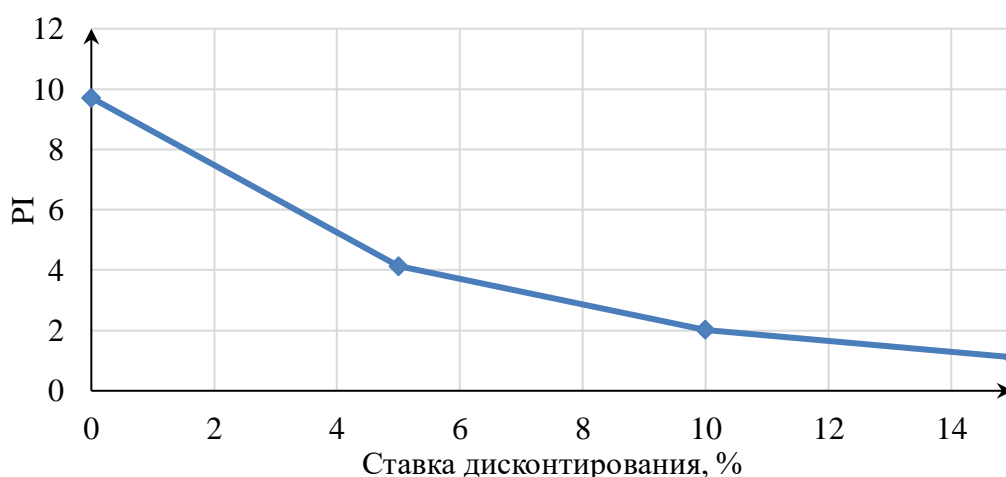


Рисунок 8.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению доходности проекта. В ставке дисконтирования можно учесть минимальный уровень безрисковой доходности, инфляцию и риски конкретных вложений.

9 Системы технического водоснабжения

9.1 Назначение системы технического водоснабжения

Назначение технического водоснабжение - подача и распределение воды между узлами гидроагрегата (турбинный подшипник, генераторный, подпятник, охлаждение дистиллята, воздухоохладители), масла трансформаторов, компрессоров, водяной смазки турбинных (резиновых) подшипников, с целью их охлаждения, вдобавок служит источником для системы пожаротушения генераторов. Потребный расход воды в системе определяется с учетом температуры воды, забираемой в систему. Техническое водоснабжение должно работать беспрестанно и безотказно, обеспечивая всех потребителей по условиям режима работы (в работе, в резерве, в ремонте).

Вода отбирает тепло только у резиновых подшипников турбин, (там, где они применяются) и в одно и тоже время гарантирует смазку трущихся пар - металл - резина. В других случаях тепловыделяющий узел оборудования передает тепло промежуточному носителю: маслу в подшипниках и подпятниках агрегата, вдобавок в баках трансформаторов; дистиллированной воде, циркулирующей в обмотках генераторов и их системах тиристорного возбуждения; воздуху, охлаждающему обмотки и железо генераторов.

С помощью маслоохладителей, воздухоохладителей и теплообменников вода ТВС отнимает тепло у данных межумочных носителей. Сквозь эти устройства вода идет на проток и сбрасывается в нижний бьеф. Водозаборы системы ТВС должны резервироваться (основной и резервный).

9.2 Потребители технической водоснабжения

Потребителями технической воды считаются:

- воздухоохладители гидрогенераторов с воздушным охлаждением;
- теплообменники гидрогенераторов с водяным охлаждением;
- маслоохладители подпятника и подшипников гидрогенераторов;
- маслоохладители подшипников гидротурбин с масляной смазкой;
- подшипники гидротурбин с водяной смазкой;
- уплотнение валов гидротурбин;
- теплообменники систем тиристорного возбуждения с водяным охлаждением;
- лабиринтные уплотнения рабочих колес РО гидротурбин при работе в режиме синхронного компенсатора.
- маслоохладители трансформаторов;
- маслоохладители маслонапорных установок;
- теплообменники и узлы вспомогательного оборудования и другие технологические водопотребители (компрессоры, насосы, воздухоудвки и т.п.).

Воздухоохладители рассчитаны для охлаждения воздуха, циркулирующего в закрытых системах охлаждения генератора, образованное на

принципе теплопередачи от охлаждающей воды, проходящей по трубам и обдувающим их горячим воздухом.

Теплообменники гидрогенератора располагаются за пределами генератора и сообщаются с охлаждающими частями посредством трубопроводов из нержавеющей стали и шлангами, по коим циркулирует обессоленная вода.

Маслоохладители подпятника и подшипников гидрогенератора располагаются, непосредственно в их маслованнах, в области циркуляции масла. Численность маслоохладителей и подача охлаждающей воды находятся в зависимости от отводимых потерь на трение в подпятнике и подшипниках.

Подшипники гидротурбин с обрешиненными вкладышами или с покрытием из металлопластмассовых материалов требуют для смазки и охлаждения непрерывной подачи воды и воспрещено даже кратковременное прекращение подачи воды, которое может привести к их неполадкам.

Маслоохладители трансформаторов с водяной системой охлаждения - выносные, объединенные с баком трансформатора трубопроводами для циркуляции трансформаторного масла. Давление технической воды в корпусе маслоохладителя обязано быть всегда меньше давления масла, даже при отключенных циркуляционных масляных насосах. Это исключает попадания воды в масло и подвергается контролю с помощью бака перелива, который сохраняет необходимое давление в ТВС. Количество маслоохладителей и подача охлаждающей воды зависят от мощности трансформатора, температуры охлаждающей воды, температуры воздуха. Изменение подачи воды при сезонных колебаниях происходит включением в работу маслоохладителей.

9.3 Схемы технического водоснабжения

В зависимости от напора ГЭС используются следующие системы ТВС:

- самотечно-сифонная – при напорах, близких к 10 м, для охладительных устройств, расположенных выше уровня верхнего бьефа;
- самотечная – при напорах 10-60 м, с забором воды из верхнего бьефа;
- самотечная с ограничением давления воды у потребителя (с редуцированием давления) - при напорах выше 60 м с забором воды из верхнего бьефа;
- насосная – при напорах ниже 15 - 200 м, с забором воды из нижнего бьефа;
- эжекторная – при напорах 50 - 250 м, с забором воды из верхнего (проточная часть ГА) и нижнего бьефов;

Схема ТВС различаются на:

- поагрегатная, когда питание потребителей агрегата выполняется независимое, от индивидуальных водозаборов;
- групповая (блочная), когда независимые централизованные системы выполняются для групп, состоящих из нескольких агрегатов;

- общестанционная, когда питание потребителей агрегата выполняется от магистрального трубопровода и общих водозаборных устройств.

Выбор системы и схемы ТВС для каждого объекта осуществляется на основании технико-экономического расчета и зависит от конкретных условий:

- общего расхода технической воды;
- создаваемая системой ТВС гидродинамическое сопротивление
- давление в системе ТВС (учитывая колебания ВБ в течение года)
- температура теплоносителя в течении года
- количества гидроагрегатов;
- располагаемого напора;
- компоновки гидроагрегатов и здания ГЭС;
- режима работы гидроагрегатов и ГЭС;

9.4 Требования к техническому водоснабжению

Система ТВС обязана гарантировать надежную подачу отфильтрованной воды к потребителю для поддержания указанного температурного режима и смазки оборудования ГЭС во всех стационарных и переходных процессах ГА, в том числе режим насоса и режим СК.

Система технического водоснабжения обязана отвечать требованиям высокой надежности, при максимуме эффективности при наименьших затратах на эксплуатацию. Схема ТВС обязана гарантировать конфигурации режимов работы при минимальном количества оперативных переключений, быть максимально автоматической и требовать минимальное кол-во обслуживания.

В системе ТВС используется вода из ВБ или НБ.

Для непрерывной подачи воды к потребителям предусматривается стопроцентное резервирование по водозаборам, фильтрам, насосам, обеспечивающим подачу.

Водоприемники выходящие в ВБ или же НБ должны устраиваться ниже минимальных уровней воды, в местах не подвергающихся закупорки шугой и льдом. Снабжаются сороудерживающими решетками не допускающие попадание мусора.

Водозаборы в СК, туннелях или подводящих трубопроводах необходимо располагать для удобного обслуживания на высоте 1-1,5 м от пола.

При заборе воды из НБ, когда вода впоследствии выхода из СК аэрируется, обязана учитываться возможность удаления воздуха из системы, к примеру методом установки деаэраторов. Оснащение ТВС надлежит владеть достаточные резервы, обеспечивающие расчетную подачу воды для всех потребителей при выходе из работы или же при отключении для ремонта ведущих составляющих системы.

Максимальный эффект охлаждения получается при более низкой температуре воды, при этом поверхности теплообмена обязаны быть свободны от обрастаний и отложений.

Питание воздухоохлаждателей и маслоохлаждателей рекомендуется выполнять от различных коллекторов для устранения взаимовлияния. При самотечной системе питание коллекторов необходимо выполнять от независимых водозаборов.

Питание подшипников гидротурбины с резиновыми вкладышами исполняются водой с содержанием взвешенных частиц не превышающее 0,1 г/л. Поступление нефтепродуктов в воду не допускается. Питание подшипника происходит от 2 независимых источников.

Подача воды к воздухоохлаждателям вертикального гидрогенератора или двигатель генератора осуществляется по замкнутому трубопроводу кольцевой или граненой формы. Этот трубопровод устанавливается либо в бетонном фундаменте гидрогенератора ниже патрубков воздухоохлаждателя, либо открыто, с наружной стороны вентиляционного кожуха. От трубопровода делаются отводы, снабженные задвижками для отключения при ремонте одного воздухоохлаждателя без нарушения работы остальных. Слив нагретой в воздухоохлаждателях воды производится по аналогичному трубопроводу в нижний бьеф.

К остальным охладительным устройствам охлаждающая вода подается по отдельным параллельным трубопроводам, снабженным устройствами для отключения и регулирования расхода. Расположение сливных трубопроводов в целях уменьшения коррозии должно быть таким, чтобы охладительные устройства оставались заполненными водой даже при остановленном агрегате и отключенной подаче воды. Для этого рекомендуется располагать сливные трубопроводы выше теплообменных аппаратов или устраивать специальные петли («утки»). В верхней точке каждой петли или на высоко расположенном сливном трубопроводе в этом случае предусматривается клапан для срыва вакуума в системе.

Сливные трубопроводы выводятся ниже минимального уровня нижнего бьефа, с учетом возможной глубины промерзания воды. Вывод этих трубопроводов в отводящий тракт гидротурбины не допускается, так как пульсирующее здесь давление может вызвать самопроизвольное изменение расхода охлаждающей воды. По этой же причине также не рекомендуется отводить в отсасывающую трубу воду в системе водоснабжения турбинного подшипника.

Для самотечно-сифонной системы технического водоснабжения, где вакуум в сливной ветви используется для повышения располагаемого напора, вместо устройства петель с клапанами предусматривается отключение циркуляции охлаждающей воды задвижками на сливных ветвях, без отключения при остановке агрегата самих водозаборов.

На водозаборах системы ТВС в верхнем бьефе, на водозаборах всасывающих трубопроводах насосов и на сливных трубопроводах в нижнем бьефе необходимо предусматривать фланцы для установки заглушек и скобы на бетонной стене около выхода этих трубопроводов для проведения водолазных работ.

На всех трубопроводах, соединенных непосредственно с верхним и нижним бьефами, независимо от рабочего давления первые задвижки в помещении должны быть стальными.

9.5 Оборудование системы ТВС

Водозаборы следует располагать в местах доступных для обслуживания в зависимости от типа системы ТВС:

- при самотечной системе: в напорных водоводах, в спиральной камере, в напорной стенке верхнего бьефа;
- при насосной системе: с нижнего бьефа в бычках за затворами отсасывающих труб, в напорной стенке верхнего или нижнего бьефов;
- при эжекторной системе: водозабор рабочей воды из верхнего бьефа, а эжектируемой воды из нижнего бьефа.

Водозаборы рекомендуется устанавливать в зонах, не подверженных закупорке шугой, льдом или мусором. В районах с суровым климатом необходимо предусматривать меры для обеспечения работоспособности водозаборов:

- располагать на глубине не промерзания;
- располагать с разных сторон станции;
- возможность промыва теплой водой.

Скорости на водозаборе рекомендуется применять от 0,2 до 1,2 м/с.

Эжекторы выполняются по индивидуальным проектам, как правило, на заводе-изготовителе гидротурбин. Эжекторы могут быть нерегулируемые и регулируемые.

Регулируемые эжекторы применяют на объектах, где требуется значительное изменение подачи при больших колебаниях напора ГЭС и значительных сезонных изменениях температуры охлаждающей воды. При этом среднеэксплуатационный КПД регулируемого эжектора выше, чем у нерегулируемого.

Фильтры устанавливают в системе ТВС с целью очистки воды от механических примесей. Тонкость фильтрации определяется требованиями водопотребителя.

В зависимости от качества воды устанавливают фильтры с подвижным и неподвижным фильтрующим элементом, что позволяет соответственно вести промыв фильтра либо с отключением от системы, либо без отключения.

При одном рабочем фильтре требуется установка резервного фильтра. При количестве рабочих фильтров от двух и более рекомендуется резервные фильтры не устанавливать.

Компоновка систем питания теплообменных аппаратов должна обеспечивать полное и постоянное заполнение водой теплообменников во всех режимах работы, включая длительную остановку системы.

При питании маслоохладителей трансформаторов рекомендуется выполнять условие: давление масла больше давления воды на 0,5 - 1,0 кгс/см².

Ограничение давления технической воды, при необходимости, выполняется установкой регуляторов давления.

Материал трубок теплообменных аппаратов выбирается в соответствии с химическим составом воды.

Рекомендуется предусматривать возможность обратного промыва теплообменных аппаратов и распределительных коллекторов.

9.6 Требования к эксплуатации

При эксплуатации систем технического водоснабжения должны быть обеспечена бесперебойная подача охлаждающей воды нормативной температуры в необходимом количестве и требуемого качества (ПТЭ п.3.4.1). Так же система технического водоснабжения должна обеспечивать охлаждение опорных узлов, статора и ротора генератора, смазку обрешиненного турбинного подшипника и других потребителей во всех режимах работы гидрогенератора.

Допустимое время работы подшипника турбины без подачи охлаждающей воды - не более 15 минут (для подшипников с масляной ванной), для подшипника генератора и подпятника допускают работу в течении 15 минут при отсутствии подачи воды в маслоохладители при нормальной температуре сегментов.

Основной задачей технического обследования является своевременное выявление аварийноопасных дефектов и повреждений, а также принятие технических решений по восстановлению надежной и безопасной работы.

Периодические осмотры оборудования производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем ГЭС. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальный журнал. Объем и порядок контроля устанавливается в соответствии с положениями действующих стандартов, документации завода изготовителя оборудования и местных инструкций по эксплуатации оборудования.

На работающем и остановленном оборудовании периодическому осмотру и оценке состояния подлежат следующие элементы и механизмы системы технического водоснабжения (ТВС) агрегата:

- водозаборы;
- водозаборные и агрегатные трубопроводы;
- эксплуатационная и ремонтная арматура;
- контрольно-измерительная и регулирующая аппаратура;
- фильтры, регуляторы давления;
- воздухоохладители гидрогенератора;
- маслоохладители направляющих подшипников генератора и подпятника;
- маслоохладители турбинного подшипника (масляная смазка);
- уплотнения турбинного подшипника (водяная смазка);
- уплотнения вала турбины;

- охлаждение лабиринтного уплотнения рабочего колеса РО турбины при работе в режиме синхронного компенсатора;
- эжекторы и насосы для откачки воды с крышки турбины и для обеспечения водой системы ТВС эжекторного типа;
- схема рециркуляции и промывки фильтров;
- схема питания теплообменников гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением;
- система подвода воды на охлаждение трансформаторов;
- схема промыва порогов и пазов затворов водоводов и отсасывающих труб;
- схема залива насосов системы дренажа и осушения проточной части;
- схема защиты от обмерзания пазов затворов.

Состояние трубопроводов оценивается путем осмотров на наличие механических и коррозионных повреждений, а также по изменению пропускной способности и результатам опрессовки. Трубопроводы подверженные вибрации, а также фундаменты под опорами и эстакадами для этих трубопроводов в период эксплуатации должны тщательно осматриваться с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации. Максимально допустимая амплитуда вибрации технологических трубопроводов составляет 0,2 мм при частоте вибрации 40 Гц. Выявленные при этом дефекты подлежат устранению.

Сроки проведения осмотров в зависимости от конкретных условий и состояния трубопроводов устанавливаются в технической документации по обслуживанию, эксплуатации и ремонту, но не реже одного раза в 3 месяца.

При эксплуатации трубопроводов и арматуры должны контролироваться:

- расход и давление воды на уплотнение вала;
- состояние сальниковых уплотнений на вентилях и задвижках основного оборудования, отсутствие протечек;
- расход воды на охлаждение подпятника, генераторного подшипника, турбинного подшипника, статора генератора, трансформатора.
- размеры тепловых перемещений трубопроводов и их соответствие расчетным знаменаниям по показаниям индикаторов.
- отсутствие заземлений и повышенной вибрации трубопроводов.
- плотность предохранительных устройств, арматуры и фланцевых соединений
- степень затяжки пружины подвесок и опор в рабочем состоянии – не реже 1 раза в 2 года.
- герметичность сальниковых уплотнений арматуры.
- соответствие показаний указателей положения регулирующей арматуры на щитах ее фактическому положению

На работающем гидроагрегате подлежит оценке способность системы ТВС автоматически поддерживать давление в заданных пределах и необходимую подачу воды к потребителям. В системах ТВС используется давление воды 1,6 -5,0 кг/см², которое назначают заводы-изготовители

оборудования из конструктивных соображений, а также исходя из условий прочности теплообменных аппаратов. При работе значения давлений не должны выходить за пределы, указанные заводом-изготовителем.

При техническом контроле необходимо проверять способность регуляторов давления или дроссельных устройств в схемах охлаждения трансформаторов и теплообменных аппаратах других систем, заполненных маслом обеспечивать давление масла больше давления воды не менее чем на $0,5-0,1 \text{ кг/см}^2$.

Для контроля давления и расхода воды в трубопроводах системы ТВС применяются аналоговые датчики и электроконтактные манометры.

Испытания необходимо проводить также в случае любых изменений, внесенных в процессе эксплуатации в конструктивное исполнение оборудования системы технического водоснабжения.

Для оптимизации режима эксплуатации системы технического водоснабжения рекомендуется проводить специальные испытания, включающие измерения расходы, давления, температуры воды и определение эксплуатационных параметров системы.

В случае изменения состояния или условий эксплуатации оборудования соответствующие дополнения должны быть внесены в инструкции.

9.7 Система ТВС проектируемой ГЭС

Техническое водоснабжение представляет собой достаточно сложную систему. Проектирование ее требует технико-экономического обоснования, в котором, в первую очередь, должны рассматриваться вопросы надежности системы и минимальность затрат на обслуживание. Проводится сравнение при использовании воды из водохранилища, если ее принять, как потери на электроэнергию и затратах на подачу воды из нижнего бьефа.

Для проектируемой ГЭС рассмотрена самотечная схема с забором воды из верхнего бьефа. Система ТВС, где подача воды осуществляется эжекторами или самотечная имеет преимущества над насосными, как по эксплуатационным затратам, так и по надежности, так как не имеют вращающихся элементов и трущихся поверхностей.

Расходы охлаждающей воды, необходимые для гидроагрегата, задают заводы-изготовители генератора и турбины на основании теплового расчета.

На предварительных стадиях проектирования ориентировочные расходы можно определить по аналогам или следующим формулам.

Расход воды на охлаждение воздухоохладителей генератора:

$$Q_B = \frac{0,86 \cdot P_H \cdot (1 - \eta_G)}{\Delta t} = \frac{0,86 \cdot 75 \cdot (1 - 0,9755)}{5} = 0,31 \text{ м}^3/\text{час} \quad (9.1)$$

где P_H - номинальная мощность генератора, кВт;

η_G - КПД генератора

Δt - температурный перепад охлаждающей воды на входе и выходе воздухоохладителя.

Расход воды на охлаждение подпятника генератора:

$$Q_M = \frac{8,6 \cdot 10^{-7} A \cdot G_{oc}^{\frac{3}{2}} \cdot n^{\frac{3}{2}}}{\Delta t} = \frac{8,6 \cdot 10^{-7} \cdot 5 \cdot 700^{\frac{3}{2}} \cdot 125^{\frac{3}{2}}}{2} = 55,6 \text{ м}^3/\text{час} \quad (9.2)$$

где A - коэффициент типа генератора.

G_{oc} - расчетная нагрузка на подпятник, т

n - номинальная частота вращения генератора, об/мин;

Δt - температурный перепад охлаждающей воды на входе и выходе маслоохладителей.

Расход воды на подшипник турбины с водяной смазкой:

$$Q_{тп} = (0,7 - 1,0) \cdot D_B = 0,85 \cdot 0,9 = 0,765 \text{ л/с} \quad (9.3)$$

где D_B – диаметр турбинного вала, м

Необходимый расход воды температурой 25 °С подаваемой к маслоохладителям трансформаторов, ориентировочно определяется по формуле:

$$Q_{тр} = 0,8 \cdot S = 0,8 \cdot 85,5 = 68,4 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (9.4)$$

где S - полная мощность трансформатора, МВ·А.

Сведем все расчеты в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Результаты расчета необходимого расхода на охлаждение

Параметр	Значение
Расход воды на охлаждение подпятника генератора	55,6 м ³ /час
Расход воды на охлаждение воздухоохладителей генератора	0,31 м ³ /час
Расход воды на подшипник турбины с водяной смазкой	0,765 л/с
Расход воды подаваемой к маслоохладителям трансформаторов	68,4 м ³ /час

На рисунке 9.1 показана самотечная схема, выбранная для проектируемой ГЭС.

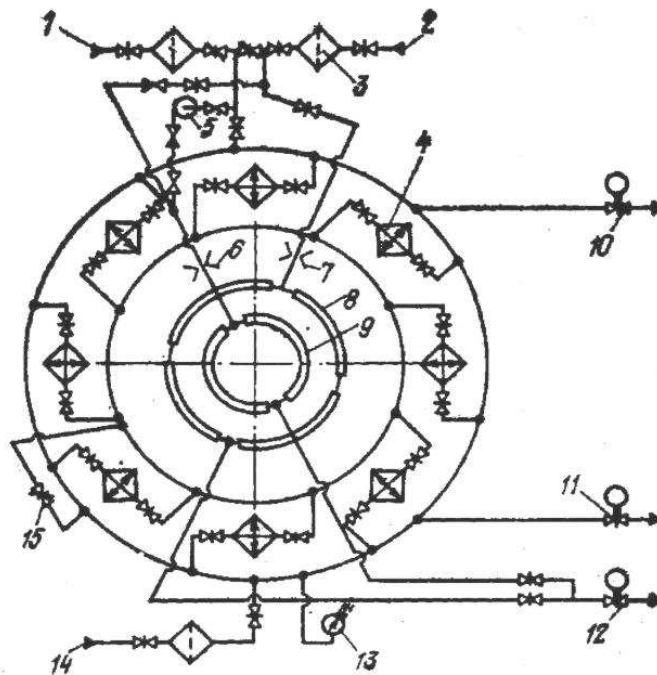


Рисунок 9.1 - Схема самотечного технического водоснабжения

- 1 – водозабор из спиральной камеры;
- 2 – резервный водозабор из спиральной камеры;
- 3 – фильтр сетчатый;
- 3 – воздухоохладитель генератора;
- 5 – насос;
- 6 – водоизмерительная шайба;
- 7 – водоизмерительная шайба;
- 8 – маслоохладитель подпятника генератора;
- 9 – маслоохладитель подшипника генератора;
- 10 – задвижка с моторным приводом на сливном трубопроводе;
- 11 – задвижка с моторным приводом;
- 12 – задвижка с моторным приводом на сливном трубопроводе;
- 13 – электроконтактный манометр;
- 14 – водозабор из спиральной камеры.

Водозаборы осуществляются из СК самостоятельно для питания воздухоохладителей и маслоохладителей подпятника, подшипника генератора. Третий водозабор является резервным для обеих систем. Каждый водозабор является резервным для обеих систем и защищен сетчатым фильтром и задвижками для его отключения в ремонт при работающем агрегате. На трубопроводе водоснабжения подшипника, расположенного выше минимального уровня верхнего бьефа, установлен насос для зарядки сифона при пуске агрегата. На сливных ветвях от каждого потребителя технической воды установлены задвижки с электроприводами. Контроль расхода воды на охлаждение осуществляется дифманометрами, подключенными к измерительным шайбам на трубопроводах питания подпятника и подшипника.

Задвижка открывается только при промывке трубопроводов. Система автоматизирована: при пуске агрегата открывается задвижка на сливном трубопроводе маслоохладителей подпятника и подшипника и включается насос. После появления воды дифманометры разрешают пуск агрегата и отключают насос. Перед включением агрегата под нагрузку открывается одна из задвижек, при нагревании воздуха до 40°С открывается вторая задвижка. После остановки агрегата задвижки закрываются. При понижении давления в напорном трубопроводе питания воздухоохладителей электро-контактный манометр включает предупредительную сигнализацию.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс]// ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-eps.ru/>.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. Ч. 1. Водно–энергетические расчеты режимов ГЭС /сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2014
4. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2002. – 541с.
5. ГОСТ 21.501–2011 СПДС Правила выполнения рабочей документации архитектурных и конструкторских решений. – Введен 01.05.2013. Стандартиформ. 2013. – 45с.
6. ОСТ 108.023.105–84 Турбины гидравлические вертикальные поворотно–лопастные осевые. – Введен 08.05.1984. Ленинград. 1986.–12с.
7. СТО 17330282.27.140.022–2008 Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования. – Введен 30.07.2008. «ЕЭС России». Москва. 2008. – 82 с.
8. СТО РусГидро 01.01.78–2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введен 30.07.2012. ОАО «РусГидро». Москва. 2012. – 290с.
9. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.1 Основное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
10. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции: Справочное пособие: В 2 т./ Под редакцией Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т.2 Вспомогательное оборудование гидроэлектростанции. – Москва: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
11. ГОСТ Р 56302–2014 Оперативно–диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартиформ, 2015. – 28с.
12. ГОСТ Р 56303–2014 Оперативно–диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Введен 01.09.2015 – Москва: Стандартиформ, 2015. – 21с.
13. ГОСТ Р 57114–2016 Электроэнергетические системы. Оперативно–диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно–технологическое

управление. Термины и определения. Введен 04.10.2016 – Москва: Стандартиформ, 2016. – 20с.

14. СТО 17330282.27.140.008–2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Введен 15.05.2008 – Москва: Стандартиформ, 2008. – 166с.

15. СТО 17330282.27.140.020–2008 Система питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. Введен 30.07.2008 – Москва: Стандартиформ, 2008. – 38с.

16. СТО 56947007–29.240.10.249–2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. Введен 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19с.

17. СТО 56947007–29.240.30.047–2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Введен 16.06.2010 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128с.

18. СТО 59012820–29.240.30.003–2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. Введен 31.12.2009 – Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132с.

19. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий /Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский Федеральный Университет; Саяно–Шушенский Филиал, 2010. – 180с.

20. Файбесович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д.Л. Файбесовича. – 4–е издание, переработанное и дополненное. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376с: ил.

21. Неклепаев, Б.И. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. – 4–е издание, переработанное и дополненное. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.; ил.

22. Толстихина, Л.В. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования / сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденёв; под ред. Л.В. Толстихиной. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный Университет; Саяно–Шушенский Филиал СФУ, 2012. – 40с.

23. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706с.

24. СНиП 2.06.06–85. Плотины бетонные и железобетонные. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.

25. СНиП 2.06.04–82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М.: ФГУП ЦПП, 2004.

26. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.

27. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.

28. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М. : АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.

29. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М. : АСВ, 2011. – Ч.2. – 536 с.

30. СНиП 2.02.02–85. Основания гидротехнических сооружений. – М.: Госстрой, 1989.

31. СНиП 2.06.05–84. Плотины из грунтовых материалов. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.

32. Гидрология и гидротехнические сооружения: Учеб. для вузов по спец. «Водоснабжение и канализация»/ Г.Н. Смирнов, Е.В. Курлович, И.А. Витрешко, И.А. Малыгина; Под редакцией Г.Н. Смирнова. М.: Высш. шк., 1988 – 472 с.: ил.

33. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016–2042 гг.»

34. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117–ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153–154.

35. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24–16–1/20–113;

36. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24–16–1/20–113.

37. Dimitrios Mentisa, Manuel Welscha, Francesco Fusco Nerinia, Oliver Broada, Mark Howellsa, Morgan Baziliana, Holger Rognerab A GIS-based approach for electrification planning - A case study on Nigeria, Energy for Sustainable Development 29, December 2015, pp. 255–265.

38. Harald Kling, Philipp Stanzel, Martin Fuchs Regional assessment of the hydropower potential of rivers in West Africa, European Geosciences Union General Assembly, Archives of biochemistry and biophysics vol. 602, 2016, pp. 21-31.

39. Jiuping Xu, Ting Ni, Bobo Zheng Hydropower development trends from a technological paradigm perspective, Energy Conversion and Management, IEEE transactions on cybernetics vol. 46, no.3, 15 January 2015, pp. 694–705.

40. Mikhail Fedorov, Vladimir Badenko, Vladimir Maslikov, Alexander Chusov Site selection for flood detention basins with minimum environmental impact, Peter the Great St. Peterburg Polytechnic University, MATEC Web of Conferences vol. 73, 2016, pp. 30–43.

41. Иванов Т.С., Батенко Н.В., Олешко В.А. Геоинформационные методы поиска перспективных створов для строительства ГЭС, ОАО «ВНИИГ им.

Б.Е.Веденеева», ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет», Инженерно-строительный журнал №4, 2013, с. 70–123.

42. Пенджиев А.М., Гурбанов Э.Х. Основы геоинформационной системы в развитии малой гидроэнергетики Туркменистана, Туркменский государственный архитектурно-строительный институт, корпорация «Куват», Наука. Мысль: электронный периодический журнал №9, 2015, с. 54–73.

43. Рукоусева А.А., Толстихина Л.В. Предпроектное обоснование выбора агрегатов гидроэлектростанции, Саяно-Шушенский филиал СФУ, Материалы Юбилейной X международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодежи 2019" (Иркутск, 16-20 сентября 2019 г.); в 3 т. – Иркутск : Изд-во ИРНТУ, 2019. – Т. II, с. 208–212.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Таблица А.1 – Гидрологический ряд для реки Селемджа

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
1960	16,4	12,2	10,9	14	406	370	203	815	201	64	18,4	13,1	179
1961	9,3	8,6	8,4	33	611	629	748	562	383	143	53,6	21,6	268
1962	13,6	13,4	11,9	91	524	612	306	1007	671	171	46,3	21,4	291
1963	12,5	10	9,4	124	523	631	402	248	230	173	37,9	20,9	202
1964	13,4	11	10,1	43	363	891	929	648	482	157	61,7	29,2	303
1965	15,6	13,3	12	168	885	831	355	448	994	308	62,8	33	344
1966	11	9,8	9,5	67	672	338	885	776	378	126	44,8	22,8	278
1967	9	8,4	7,5	89	268	359	1136	441	306	147	32,2	16,5	235
1968	10,8	9,6	9,3	27	814	483	721	727	286	113	28,9	15,6	270
1969	13,4	11,9	10,7	50	519	727	315	510	404	216	56	27	238
1970	20,1	12,5	12	128	388	491	556	1033	649	238	74,8	42,1	304
1971	12	10,5	8,9	54	573	722	869	358	373	151	59,6	22,1	268
1972	18,6	14	11,1	46	622	476	1213	525	802	221	58,6	36,4	337
1973	19,9	14,9	12,3	153	633	493	451	482	797	278	66,9	35,8	286
1974	29,6	20,4	16,4	43	584	382	301	841	977	236	56,5	43,8	294
1975	15,9	11,2	9,7	84	838	1076	378	263	274	122	36,3	26,6	261
1976	18,4	18,7	16,1	64	416	399	655	456	403	217	59,6	34,6	230
1977	34	19,9	16,8	114	473	510	677	1695	1059	331	87,3	62,8	423
1978	26,3	21,8	16,2	166	945	519	562	825	835	281	64,3	41,9	359
1979	12,3	8,9	8,8	133	345	384	567	1695	379	190	48,3	31,7	317
1980	6,7	6	5,6	255	825	935	578	830	488	219	61,2	19,9	353
1981	11,1	8,4	6,6	172	528	661	2265	875	655	288	57,5	26,3	463
1982	6,1	4,9	4,6	23	794	479	716	742	277	108	24,2	10,9	266
1983	8,7	7,2	6	45	515	722	310	505	400	211	51,3	22,3	234
1984	15,4	7,8	7,3	123	383	486	552	1028	644	233	70,1	37,4	299
1985	7,3	5,8	4,2	50	569	717	864	354	369	146	54,9	17,4	263
1986	13,9	9,3	6,4	41	618	471	1209	520	797	217	53,9	31,7	332
1987	15,2	10,2	7,6	148	629	488	446	478	792	273	62,2	31,1	282
1988	24,9	15,7	11,7	38	496	544	301	831	972	231	51,8	39,1	296
1989	14,9	10,6	9,3	12	405	368	202	823	190	63	16,8	11,5	177
1990	7,7	7	6,9	31	610	627	746	561	381	142	52	20	266
1991	12	11,9	10,4	89	522	611	648	662	669	169	44,7	19,8	289
1992	10,9	8,4	7,8	123	362	369	401	372	354	172	36,3	19,3	186
1993	11,8	9,4	8,5	42	362	471	927	730	481	155	60,1	27,6	274
1994	14	11,7	10,4	167	883	829	354	446	992	306	61,2	31,4	342
1995	9,4	8,2	7,9	65	670	337	883	774	377	124	43,3	21,2	277
1996	14,3	11,6	9,7	175	531	664	2268	878	658	291	60,7	29,4	466
1997	9,3	8,1	7,7	26	797	482	719	745	280	111	27,4	14	269
1998	11,9	10,3	9,1	48	518	725	313	508	403	214	54,4	25,4	237
1999	18,5	10,9	10,5	126	386	489	555	1031	647	236	73,2	40,5	302
2000	10,4	8,9	7,4	53	572	720	867	357	372	150	58,1	20,5	266
2001	17,1	12,4	9,5	44	621	474	1212	523	800	220	57	34,8	335
2002	10,7	13,3	18,4	151	339	601	755	712	451	266	65,4	34,2	285
2003	28	18,9	14,8	41	457	464	423	839	975	234	54,9	42,2	299
2004	14,3	9,7	8,1	82	564	1075	377	545	282	120	34,8	25,1	261
2005	16,8	17,2	14,5	103	287	484	654	554	342	175	58,1	33,1	228
2006	32,2	18,3	15,3	112	681	471	675	1275	1058	329	85,8	61,2	401
2007	24,7	20,2	14,6	165	944	517	561	823	833	280	62,8	40,4	357
2008	14,4	6,6	6,5	106	275	316	453	1355	292	152	37,7	24,6	253
2009	4,2	4,4	4	254	823	934	577	828	487	218	59,6	18,4	351
Ср.многолет.	15	11	10	92	567	577	681	717	552	199	53	29	292

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Таблица Б.1 – Перераспределение стока

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее	
$Q_{90\%}^t$	17	17	15	103	287	484	654	554	342	175	58	33	228	
$Q_{и}^t$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
$Q_{ф}^t$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
$Q_{л}^t$	1	1	1	-2	-4	0	0	0	0	1	1	1		
$Q_{рыб}^t$	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0		
Требования ВХК														
$Q_{ВХК}^t$	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152		
$Q_{сан.попуск}^t$	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76		
Режим работы по водотоку														
$\Sigma Q_{потерь}^t$	3	3	3	0	-2	2	2	4	4	3	3	3		
$Q_{п.быт}^t$	14	14	12	103	289	482	652	550	338	172	55	30		
$Z_{ВБ}$	603													
$Z_{НБ}$	564,22	564,22	564,18	568,19	568,19	568,19	568,19	568,19	568,19	566,14	564,82	564,46		
H^t	38	39	39	35	35	35	35	35	35	37	38	39		
$N_{пол}^t$	5	5	4	31	87	144	195	165	101	55	18	10		
Режим работы по требованиям ВХК														
$Q_{ВХК}^t$	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152		
$Z_{ВБ}$	603													
$Z_{НБ}$	565,95	565,95	565,95	568,19	568,19	568,19	568,19	568,19	568,19	565,95	565,95	565,95		
H^t	37	37	37	34	34	34	34	34	34	37	37	37		
$N_{ВХК}^t$	48	48	48	45	45	45	45	45	45	48	48	48		
Сравнение режимов работы													Сумма	
$N_{пол}^t - N_{ВХК}^t$	-43	-43	-44	-14	42	99	150	120	56	7	-30	-38	261	

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Расчет сработки–наполнения в маловодном году в первом приближении

Месяцы	Расходы, м ³ /с					Объёмы водохранилища, км ³			Уровни, м				Напор, м		Мощность, МВт	
	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВВ (нач)}	Z _{ВВ (кон)}	Z _{ВВ (ср)}	Z _{НБ}	H _{гэс}	N _{гэс}	N _{гар}	
Ноябрь	55	210	152	265	266	7,78	0,54	7,24	603,00	601,89	602,44	566,92	35,52	81	81	
Декабрь	30	476	152	506	507	7,24	1,28	5,96	601,89	599,54	600,71	568,31	32,40	141	141	
Январь	14	546	152	560	561	5,96	1,46	4,50	599,54	596,20	597,87	568,56	29,30	141	141	
Февраль	14	320	152	334	335	4,50	0,77	3,72	596,20	594,11	595,15	566,94	28,22	81	81	
Март	12	140	152	151	152	3,72	0,37	3,35	594,11	593,06	593,58	565,63	27,95	36	ВХК	
Апрель	103	48	152	151	152	3,35	0,12	3,23	593,06	592,70	592,88	565,63	27,25	35	ВХК	
Май	289	-138	152	151	152	3,23	-0,37	3,60	592,70	593,75	593,22	565,63	27,59	36	ВХК	
Июнь	482	-331	152	151	152	3,60	-0,86	4,45	593,75	596,08	594,91	565,63	29,28	38	ВХК	
Июль	645	-494	152	151	152	4,45	-1,32	5,78	596,08	599,17	597,63	565,63	32,00	42	ВХК	
Август	546	-397	152	149	152	5,78	-1,06	6,84	599,17	601,16	600,17	565,95	34,22	44	ВХК	
Сентябрь	339	-190	152	149	152	6,84	-0,49	7,33	601,16	602,07	601,62	565,95	35,67	46	ВХК	
Октябрь	173	-22	152	151	152	7,33	-0,06	7,39	602,07	602,19	602,13	565,95	36,18	47	ВХК	

Таблица Б.3 – Расчет сработки–наполнения в маловодном году в последнем приближении

Месяцы	Расходы, м ³ /с					Объёмы водохранилища, км ³			Уровни, м				Напор, м		Мощность, МВт	
	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВВ (нач)}	Z _{ВВ (кон)}	Z _{ВВ (ср)}	Z _{НБ}	H _{гэс}	N _{гэс}	N _{гар}	
Ноябрь	55	187	152	242	243	7,78	0,48	7,30	603,00	602,00	602,50	566,74	35,76	76	76	
Декабрь	30	442	152	472	473	7,30	1,18	6,11	602,00	599,83	600,92	568,15	32,77	136	136	
Январь	14	503	152	517	518	6,11	1,35	4,77	599,83	596,88	598,36	568,37	29,99	136	136	
Февраль	14	283	152	297	298	4,77	0,69	4,08	596,88	595,08	595,98	566,72	29,26	76	76	
Март	12	140	152	151	152	4,08	0,37	3,71	595,08	594,06	594,57	565,63	28,94	38	ВХК	
Апрель	103	48	152	151	152	3,71	0,12	3,58	594,06	593,70	593,88	565,63	28,25	37	ВХК	
Май	289	-138	152	151	152	3,58	-0,37	3,95	593,70	594,73	594,22	565,63	28,58	38	ВХК	
Июнь	482	-331	152	151	152	3,95	-0,86	4,81	594,73	596,99	595,86	565,63	30,23	40	ВХК	
Июль	645	-494	152	151	152	4,81	-1,32	6,13	596,99	599,87	598,43	565,63	32,80	43	ВХК	
Август	546	-397	152	149	152	6,13	-1,06	7,20	599,87	601,81	600,84	565,95	34,89	45	ВХК	
Сентябрь	339	-190	152	149	152	7,20	-0,49	7,69	601,81	602,80	602,30	565,95	36,36	47	ВХК	
Октябрь	173	-22	152	151	152	7,69	-0,06	7,78	602,80	603,00	602,90	565,95	36,95	49	ВХК	

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Расчет сработки–наполнения в средневодном году по отметкам верхнего бьефа

Месяцы	Расходы, м ³ /с					Объёмы водохранилища, км ³			Уровни, м				Напор, м	Мощность, МВт		Выработка, млн. кВт · ч
	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВБ (нач)}	Z _{ВБ (кон)}	Z _{ВБ (ср)}	Z _{НБ}	H _{гэс}	N _{гэс}	N _{гар}	Э _{гэс}
Ноябрь	62	179	152	241	242	7,78	0,46	7,32	603,00	602,04	602,52	566,74	35,78	76	76	54,72
Декабрь	31	440	152	471	472	7,32	1,18	6,14	602,04	599,88	600,96	568,14	32,82	136	136	97,92
Январь	14	502	152	516	517	6,14	1,35	4,79	599,88	596,95	598,41	568,36	30,05	136	136	97,92
Февраль	14	282	152	297	298	4,79	0,68	4,11	596,95	595,16	596,05	566,71	29,34	76	76	54,72
Март	15	149	152	164	165	4,11	0,40	3,71	595,16	594,07	594,62	565,74	28,87	41	ВХК	29,73
Апрель	147	52	152	199	200	3,71	0,13	3,58	594,07	593,70	593,88	566,03	27,85	48	ВХК	34,80
Май	341	-162	152	179	180	3,58	-0,43	4,01	593,70	594,90	594,30	565,87	28,43	44	ВХК	31,95
Июнь	599	-420	152	179	180	4,01	-1,09	5,10	594,90	597,69	596,29	565,87	30,42	47	ВХК	34,19
Июль	645	-466	152	179	180	5,10	-1,25	6,35	597,69	600,27	598,98	565,87	33,11	52	ВХК	37,21
Август	546	-369	152	177	180	6,35	-0,99	7,34	600,27	602,08	601,17	566,22	34,96	54	ВХК	38,85
Сентябрь	339	-172	152	167	170	7,34	-0,45	7,78	602,08	603,00	602,54	566,12	36,42	53	ВХК	38,18
Октябрь	173	-0,3	152	173	174	7,78	0,00	7,78	603,00	603,00	603,00	566,16	36,84	55	ВХК	39,95

Таблица Б.5 – Расчет сработки–наполнения в средневодном году по гарантированной мощности

Месяцы	Расходы, м ³ /с					Объёмы водохранилища, км ³			Уровни, м				Напор, м	Мощность, МВт		Выработка, млн. кВт · ч
	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{нб}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{ВБ (нач)}	Z _{ВБ (кон)}	Z _{ВБ (ср)}	Z _{НБ}	H _{гэс}	N _{гэс}	N _{гар}	Э _{гэс}
Ноябрь	62	187	152	249	250	7,78	0,48	7,30	603,00	602,00	602,50	566,80	35,70	78	76	56,30
Декабрь	31	442	152	473	474	7,30	1,18	6,11	602,00	599,83	600,92	568,15	32,77	136	136	98,15
Январь	14	503	152	517	518	6,11	1,35	4,77	599,83	596,88	598,36	568,37	29,99	136	136	97,92
Февраль	14	283	152	298	299	4,77	0,69	4,08	596,88	595,08	595,98	566,72	29,26	76	76	54,75
Март	15	140	152	155	156	4,08	0,37	3,71	595,08	594,06	594,57	565,67	28,90	39	ВХК	28,11
Апрель	147	49	152	196	197	3,71	0,13	3,58	594,06	593,70	593,88	566,01	27,87	48	ВХК	34,35
Май	341	-139	152	202	203	3,58	-0,37	3,95	593,70	594,73	594,22	566,05	28,16	50	ВХК	35,69
Июнь	599	-331	152	268	269	3,95	-0,86	4,81	594,73	596,99	595,86	566,53	29,33	69	ВХК	49,35
Июль	645	-494	152	151	152	4,81	-1,32	6,13	596,99	599,87	598,43	565,63	32,79	43	ВХК	31,12
Август	546	-397	152	149	152	6,13	-1,06	7,20	599,87	601,81	600,84	565,94	34,89	45	ВХК	32,57
Сентябрь	339	-190	152	149	152	7,20	-0,49	7,69	601,81	602,80	602,30	565,95	36,36	47	ВХК	34,02
Октябрь	173	-34	152	139	140	7,69	-0,09	7,78	602,80	603,00	602,90	565,82	37,07	45	ВХК	32,31

Окончание приложения Б

Таблица Б.6 – Баланс мощности энергосистемы

Месяц	Энергосистема			Существующие ГЭС				Проектируемая ГЭС				Существующие ТЭС			
	P_{max} , МВт	$P_{нагр}$, МВт	$P_{авар}$, МВт	$P_{раб}$, МВт	$P_{нагр}$, МВт	$P_{рем}$, МВт	$P_{авар}$, МВт	$P_{раб}$, МВт	$P_{нагр}$, МВт	$P_{рем}$, МВт	$P_{авар}$, МВт	$P_{раб}$, МВт	$P_{нагр}$, МВт	$P_{рем}$, МВт	$P_{авар}$, МВт
I	1652	17	132	300	11	0	0	164	6	0	0	1189	0	0	132
II	1571	16	126	230	9	0	0	154	6	0	0	1187	0	0	126
III	1431	14	114	235	10	0	0	87	4	0	0	1109	0	0	114
IV	1269	13	102	225	9	0	0	81	3	0	0	963	0	0	102
V	1129	11	90	205	8	0	0	79	3	0	0	845	0	9	90
VI	1048	10	84	217	8	0	0	70	3	0	0	761	0	90	84
VII	1048	10	84	217	8	0	0	72	3	0	0	759	0	90	84
VIII	1129	11	90	205	8	0	0	83	3	0	0	841	0	9	90
IX	1269	13	102	225	9	0	0	87	4	0	0	957	0	0	102
X	1431	14	114	235	10	50	0	92	4	27	0	1104	0	0	114
XI	1571	16	126	230	9	0	0	154	6	0	0	1187	0	0	126
XII	1652	17	132	300	11	0	0	164	6	0	0	1188	0	0	132

ПРИЛОЖЕНИЕ В

ГИДРОТУРБИННОЕ, ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Таблица В.1 – Выбор гидротурбины

ПЛ40а-В						
D_1 , м	5	5,6	6	6,3	7,1	7,5
η_{HT}	0,924	0,925	0,926	0,926	0,927	0,928
$N'_{арр}$, кВт	62,1	77,9	89,5	98,7	125,6	140,2
$Z'_{арр}$	2,74	2,18	1,90	1,72	1,35	1,21
$Z_{арр}$	3	3	2	2	2	2
$N_{арр}$, кВт	56,7	56,7	85,0	85,0	85,0	85,0
Δ_p	1,050	1,051	1,052	1,053	1,054	1,054
n'_{c1} , об/мин	139,95	125,03	116,73	111,20	98,72	93,48
n_{c1} , об/мин	142,8	136,4	125	115,4	100	93,8
n'_{1min} , об/мин	113,6	121,5	119,2	115,6	112,8	111,7
n'_{1p} , об/мин	128,1	136,9	134,4	130,2	127,1	125,9
n'_{1max} , об/мин	139,3	149,0	146,2	141,7	138,3	137,0
ПЛ40б-В						
D_1 , м	5,6	6	6,3	7,1	7,5	8
η_{HT}	0,931	0,932	0,932	0,933	0,934	0,934
$N'_{арр}$, кВт	74,7	85,9	94,7	120,4	134,4	153,0
$Z'_{арр}$	2,27	1,98	1,80	1,41	1,26	1,11
$Z_{арр}$	3	2	2	2	2	2
$N_{арр}$, кВт	56,7	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0
Δ_p	1,043	1,044	1,044	1,045	1,046	1,046
n'_{c1} , об/мин	122,04	113,94	108,53	96,35	91,24	85,56
n_{c1} , об/мин	125	115,4	115,4	100	93,8	85,7
n'_{1min} , об/мин	111,8	110,5	116,0	113,3	112,2	109,3
n'_{1p} , об/мин	126,0	124,6	130,8	127,7	126,5	123,2
n'_{1max} , об/мин	137,1	135,6	142,3	138,9	137,6	134,1

Таблица В.2 – Расчетные и максимальные точки

Наименование	$Q'_1 \cdot \eta_{HT}$	Q'_1 , м ³ /с	η_{HT}	$Q'_{1max} \cdot \eta_{HT}$	Q'_{1max}	η_{HT}
ПЛ40а-В-500	1,479	1,661	0,89	1,033	1,14	0,91
ПЛ40а-В-710	1,100	1,21	0,911	0,769	0,84	0,91
ПЛ40а-В-750	0,986	1,08	0,912	0,689	0,76	0,907
ПЛ40б-В-560	1,179	1,31	0,902	0,824	0,914	0,902
ПЛ40б-В-750	0,986	1,09	0,902	0,689	0,767	0,898
ПЛ40б-В-800	0,867	0,96	0,902	0,605	0,68	0,89

Таблица В.3 – Приведенный минимальный расход при максимальном и минимальном напорах

Наименование	$Q'_{max.сан}$	$Q'_{min.сан}$
ПЛ40а-В-500	0,97	1,19
ПЛ40а-В-710	0,48	0,59
ПЛ40а-В-750	0,43	0,53
ПЛ40б-В-560	0,77	0,95
ПЛ40б-В-600	0,43	0,53
ПЛ40б-В-750	0,38	0,46

Окончание приложения В

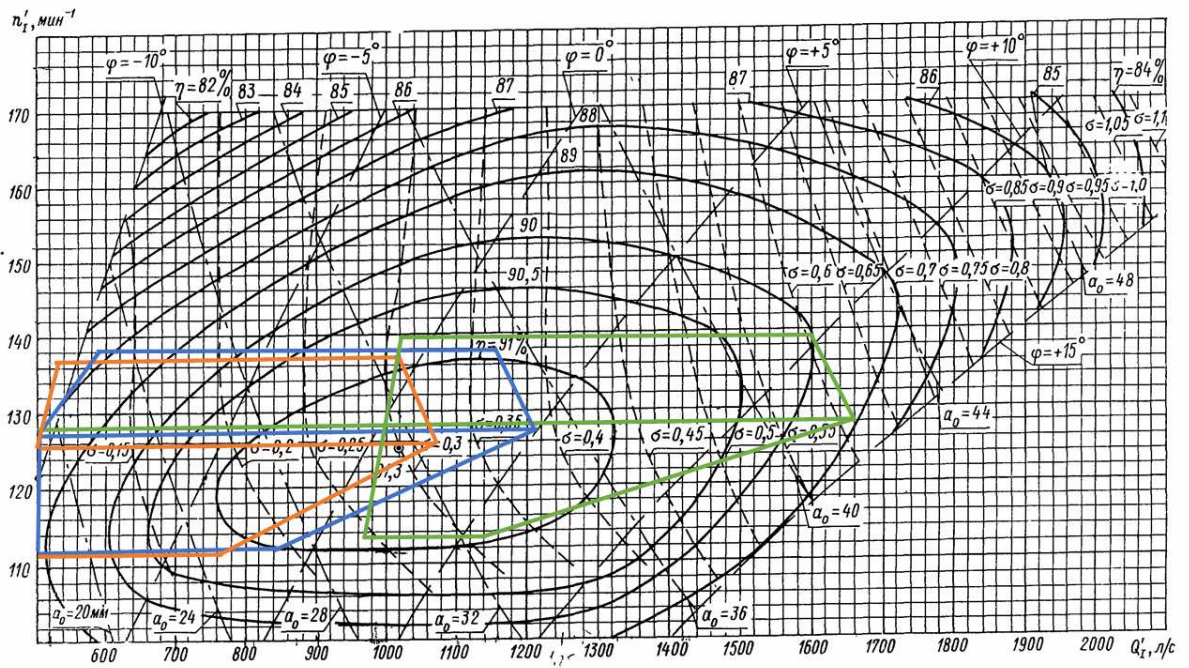


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛ40а-В-500 (зеленый), ПЛ40а-В-710 (синий) и ПЛ40а-В-750 (оранжевый)

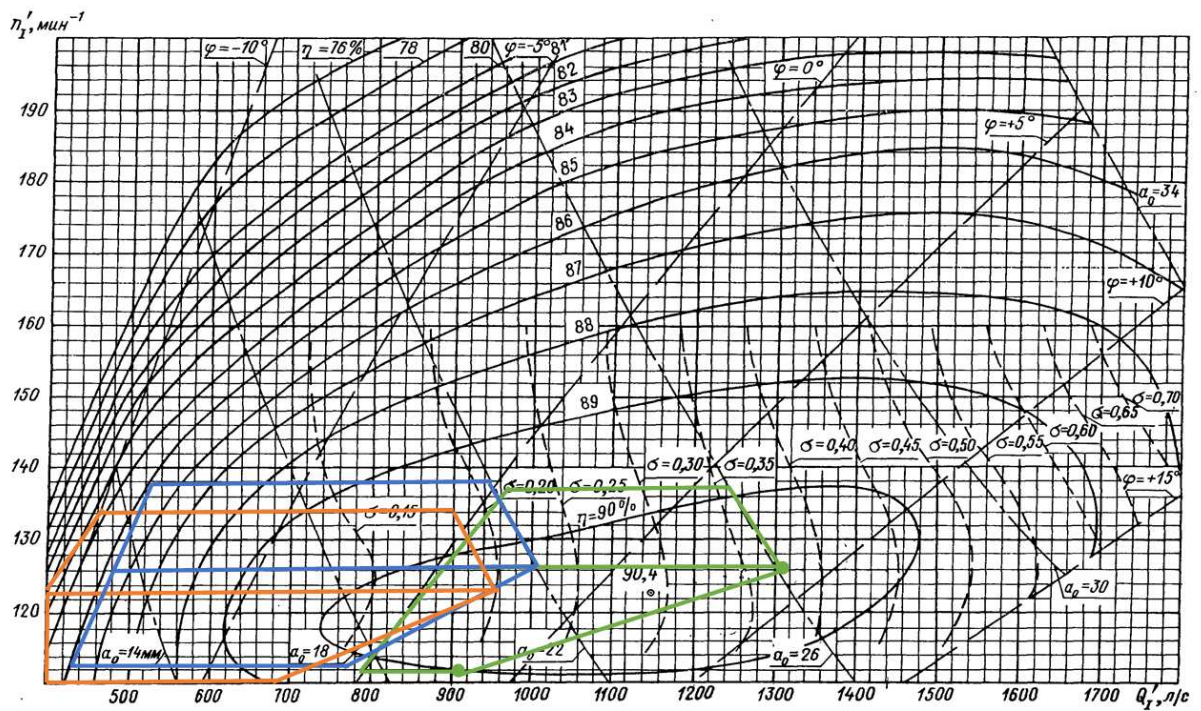


Рисунок В.2 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛ40б-В-560 (зеленый), ПЛ40б-В-750 (синий) и ПЛ40б-В-800 (оранжевый)

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Таблица Г.1 – Матрица отключения защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,23 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,7 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,32А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,675 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,22 \cdot I_H$	0,99 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,82 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,95 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	6,9 А
		ПУСК	U_{CP}	$0,66 \cdot U_{НОМ}$	66 В
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,081	0,4 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	1,7 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_P СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	5,35 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,5 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	12,25 А

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Уставки защит

Защиты		Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ПГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ-220	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1					+		
		t_2	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1						+
			t_2					+	
		t_3	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1						+
			t_2					+	
		t_3	+	+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1					+	
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1						+
			t_2					+	
			t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

НАГРУЗКИ НА ВОДОСЛИВНУЮ ПЛОТИНУ

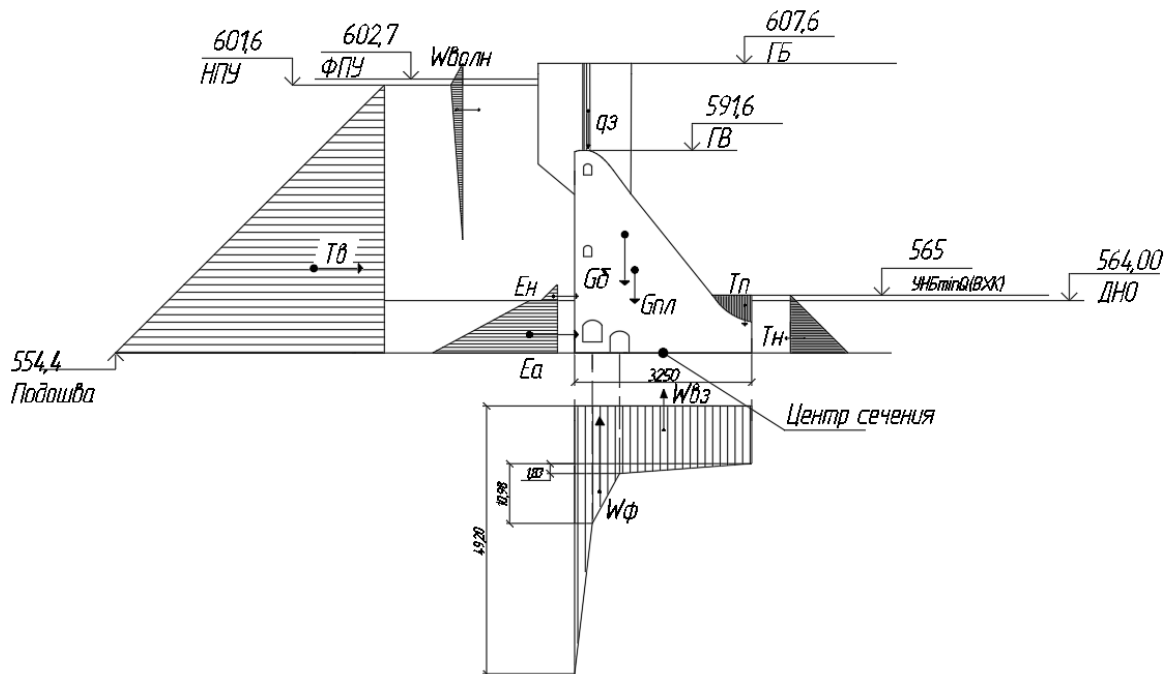


Рисунок Д.1 – Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

НАПРЯЖЕНИЕ В КОНТАКТНОМ СЕЧЕНИИ "ОСНОВАНИЕ-БЕТОН"

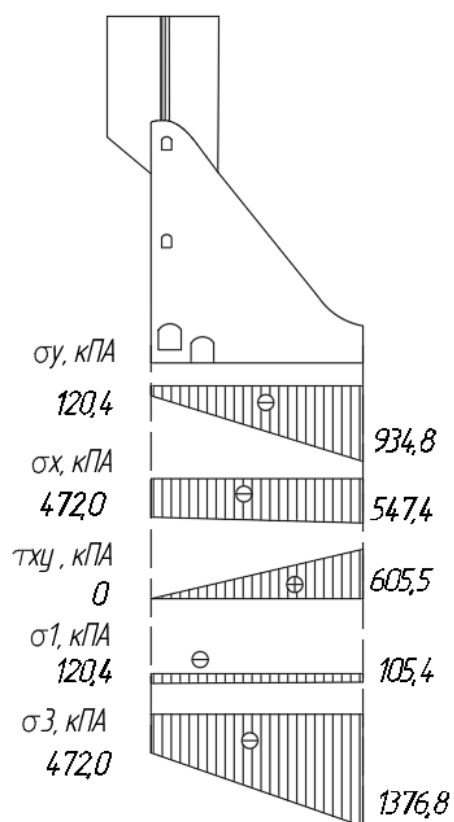


Рисунок Е.1 – Напряжение в контактном сечении "основание-бетон"

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия



«03» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕЛЕМДЖИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
СЕЛЕМДЖА. СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО
ВОДОСНАБЖЕНИЯ. НАЗНАЧЕНИЕ, ТРЕБОВАНИЯ,
ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ. НА ПРИМЕРЕ
ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС

тема

Руководитель	 подпись, дата	Доцент кафедры ГТЭС <u>Саяно-Шушенского филиала</u> <u>Сибирского Федерального</u> <u>Университета</u> должность, ученая степень	<u>В.И. Татарников</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>Н.С. Щербакова</u> инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Селемджинской ГЭС на реке Селемджа. Система технического водоснабжения. Назначение, требования, преимущества и недостатки на примере проектируемой ГЭС.»

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР


подпись, дата


инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты


подпись, дата


инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование


подпись, дата


инициалы, фамилия

Электрическая часть


подпись, дата


инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика


подпись, дата


инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла


подпись, дата


инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда


подпись, дата


инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды


подпись, дата


инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование


подпись, дата


инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата


инициалы, фамилия