

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

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

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись

«____» 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

код-наименование направления

Проектирование Томмотской ГЭС на реке Амга.

Локальные системы оповещения ГЭС.

тема

Руководитель _____ старший преподаватель А.В. Волошин
подпись, дата _____ должность инициалы, фамилия

Выпускник _____ В.В. Пархоменко
подпись, дата _____ инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Томмотской ГЭС на реке Амга. Локальные системы оповещения ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Устройства РЗиА

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ТОММОТСКОЙ ГЭС	6
1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Природные условия.....	9
1.1.1 Климат.....	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия.....	11
1.1.4 Сейсмические условия	11
2 Водно-энергетические расчёты	11
2.1 Регулирование стока воды	11
2.1.1 Исходные данные	11
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов.....	12
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов	13
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года.....	14
2.1.5 Определение типа регулирования	15
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов	16
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	16
2.2.2 Водно-энергетические расчёты по условию маловодного года	17
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС	19
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года.....	19
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	20
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	20
3.1.1 Построение режимного поля	20
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	22
3.2 Гидротурбины и их проточная часть.....	26
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы	26
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	27
3.4. Выбор вспомогательного оборудования	28
4 Электрическая часть.....	29
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	29
4.2 Выбор блочных трансформаторов	30
4.3 Выбор синхронного генератора.....	30
4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд	31
4.5 Расчёт параметров отходящих воздушных линий.....	31
4.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета	32
4.6.1 Расчёт затрат на схему с одиночным блоком	32
4.6.2 Расчёт затрат на схему с укрупнённым блоком.....	33
4.7 Расчёт токов короткого замыкания	34
4.8 Выбор электрических аппаратов	36
4.8.1 Расчёт токов по условиям рабочего и утяжелённого режимов.....	36

4.8.2 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения	37
4.8.3 Выбор электрооборудования для высокого напряжения	38
5 Релейная защита и автоматика	41
5.1 Перечень защит основного оборудования	41
5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	42
5.2.1 Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора ($I\Delta G$)	43
5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_n) (U_o)....	45
5.2.3 Защита от повышения напряжения ($U_1 >$),($U_2 >$)	46
5.2.4 Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора (I_2).....	47
5.2.5 Дистанционная защита от внешних коротких замыканий ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)....	51
5.2.6 Защита от симметричных перегрузок статора (I_1).....	53
5.2.7 Защита ротора от перегрузки (I_p).....	55
6 Компоновка и сооружения гидроузла	57
6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения	57
6.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины	57
6.1.3 Определение ширины водосливного фронта	59
6.1.4 Определение отметки гребня водослива	60
6.1.5 Проверка пропуска проверочного расхода	61
6.1.6 Построение профиля водослива	62
6.2 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	64
6.3 Конструирование бетонной плотины	65
6.3.1 Определение ширины подошвы	65
6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами	67
6.3.3 Быки	67
6.3.4 Устои	68
6.3.5 Галереи.....	68
6.3.6 Элементы подземного контура плотины.....	68
6.4 Определение основных нагрузок на плотину	69
6.4.1 Статические расчёты плотины.....	69
6.4.2 Вес сооружения и затворов	69
6.4.3 Сила гидростатического давления воды	70
6.4.4 Равнодействующая взвешивающего давления	71
6.4.5 Сила фильтрационного давления	71
6.4.6 Давление грунта	71
6.4.7 Волновое давление	73
6.5. Расчёт прочности плотины	73
6.5.1 Критерии прочности плотины	76
6.6. Расчёт устойчивости плотины	77
7. Мероприятие по охране окружающей среды в зоне влияния Томмотского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность	79
7.1 Охрана окружающей среды	79
7.2 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища.....	80
7.3 Водоохранная зона	81

7.4 Водоохраные мероприятия на гидроэлектростанции в период эксплуатации ГЭС.....	82
7.5 Безопасность гидротехнических сооружений	84
7.6 Требования по охране труда и техники безопасности	85
7.7 Пожарная безопасность	86
8 Технико-экономические показания.....	89
8.1Оценка объёмов реализации электроэнергии	89
8.2 Текущие расходы по гидроузлу	89
8.3 Налоговые расходы.....	92
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	93
8.5 Оценка инвестиционного проекта	95
8.7 Коммерческая эффективность	95
8.8 Бюджетная эффективность	96
8.9 Анализ чувствительности	96
9 Локальные системы оповещения ГЭС	99
9.1 Цели, назначения и области применения ЛСО	99
9.2 Нормативная документация по организации ЛСО в районах.....	100
размещения потенциально опасных объектов.....	100
9.3 Организация и порядок задействования локальных систем оповещения ...	102
9.3.1 Организация локальных систем оповещения гидроэлектростанции.....	102
9.3.2 Порядок задействования локальной системы оповещения	103
9.4 Создание ЛСО Томмотской ГЭС.....	104
9.4.1 Описание близлежащей зоны проектирования Томмотской ГЭС	104
9.4.2 Организационно-техническое построение локальной системы	104
оповещения в районе размещения Томмотской ГЭС.....	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	111
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	113
ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных	116
ПРИЛОЖЕНИЕ Б водно-энергетические расчеты	118
ПРИЛОЖЕНИЕ В основное и вспомогательное оборудование	122
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Релейная защита и автоматика	124

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ТОММОТСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Амга;
2. Местонахождение ГЭС Республика Якутия (Саха);
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 353 м³/с;
 - б) всех турбин 306,9 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5% 273 м³/с;
 - 0,1% 1420 м³/с;
 - 0,01% 1531 м³/с;
- г) минимальный 300 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 329 м;
ФПУ 330 м;
УМО 323,92 м
- в) объемы:
 - полный 5,00 км³;
 - полезный 1,99 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 50,1 м;
 - б) расчетный 42,0 м;
 - в) минимальный 39,3 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 133 МВт;
 - рабочая 128 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 487 млн. кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая бетонная 152 м / 62,2 м;
 - б) водосливная бетонная 33 м / 62,2 м;
 - в) бетонная центральная глухая 13,7 м / 62,2 м;
 - г) бетонная станционная 75 м / 62,2 м;
 - д) левобережная глухая бетонная 126 м / 62,2 м;
 - е) левобережная глухая грунтовая 264 м / 62,2 м;
9. Водосбросные сооружения:
 - 9.1. Поверхностный водослив и глубинный водослив
 - а) число и размер пролетов (поверхностный) 4 отверстия по 6 м;
 - б) число и размер пролетов (глубинный) 2 отверстия по 3 м;
 - в) общая длина (поверхностный) 33 м;
 - г) общая длина (глубинный) 15 м;
 - в) максимальная высота 62,2 м;
10. Здание ГЭС:

- а) тип здания приплотинное;
б) число агрегатов 3;
б) грунты в основании..... гранит;
в) тип спиральной камеры бетонная трапецидального сечения;
г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
д) расстояние между осями агрегатов 25 м;
11. Основное оборудование:
- а) тип турбины..... ПЛ60–В–400;
б) тип генератора..... СВ-655/110-32;
в) мощность генератора 51 МВт;
г) частота вращения 187,5 об/мин;
д) тип трансформаторов..... ТДН(С)-50000/220-У1;
12. Технико-экономические показатели:
- а) срок окупаемости 11 лет 4 месяца;
б) себестоимость энергии 0,016 руб/кВт·ч;
в) удельные показатели..... 65338,3 руб/Квт.;
- .

ВВЕДЕНИЕ

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

Российская Федерация обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения значительно ниже, чем в других развитых странах, причём существует значительная неравномерность его освоения. В то время, как для центра характерна высокая степень освоения гидроресурсов (50%), в таких регионах как Сибирь и Дальний Восток гидроэнергетический потенциал рек освоен на 20% и на 3% соответственно.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения.

1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС

Амга - левый приток Алдана. Берет начало с Алданского нагорья на высоте около 800 м над уровнем моря, течет по Приленскому плато. Длина реки – 1462 км, площадь бассейна – 69300 км², расход воды – 178 м²/с.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла – резко континентальный. Характерны зимние температуры до -60°C , летние до $+40^{\circ}$. Годовая сумма осадков – 240 мм. Средняя скорость ветра – 1,6 м/с.

1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Амга за период 1961-2010 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 145 \cdot 31536000 = 4,57 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

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

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{\text{ВБ}}$, м	V , км ³	$z_{\text{НБ}}$, м	Q , м ³ /с	$z_{\text{НБ}}$, м	Q , м ³ /с
275,00	0	274	0	274	0
297,00	0,5	274,5	11	274,5	15
308,02	1	275	21	275	30
313,97	1,5	275,5	38	275,5	55
317,94	2	276	63	276	90
321,18	2,5	276,5	108	276,5	154
323,89	3	277	162	277	231
325,91	3,5	277,5	225	277,5	322
327,16	4	278	294	278	420
327,92	4,5	278,5	392	278,5	560
329,02	5	279	490	279	700

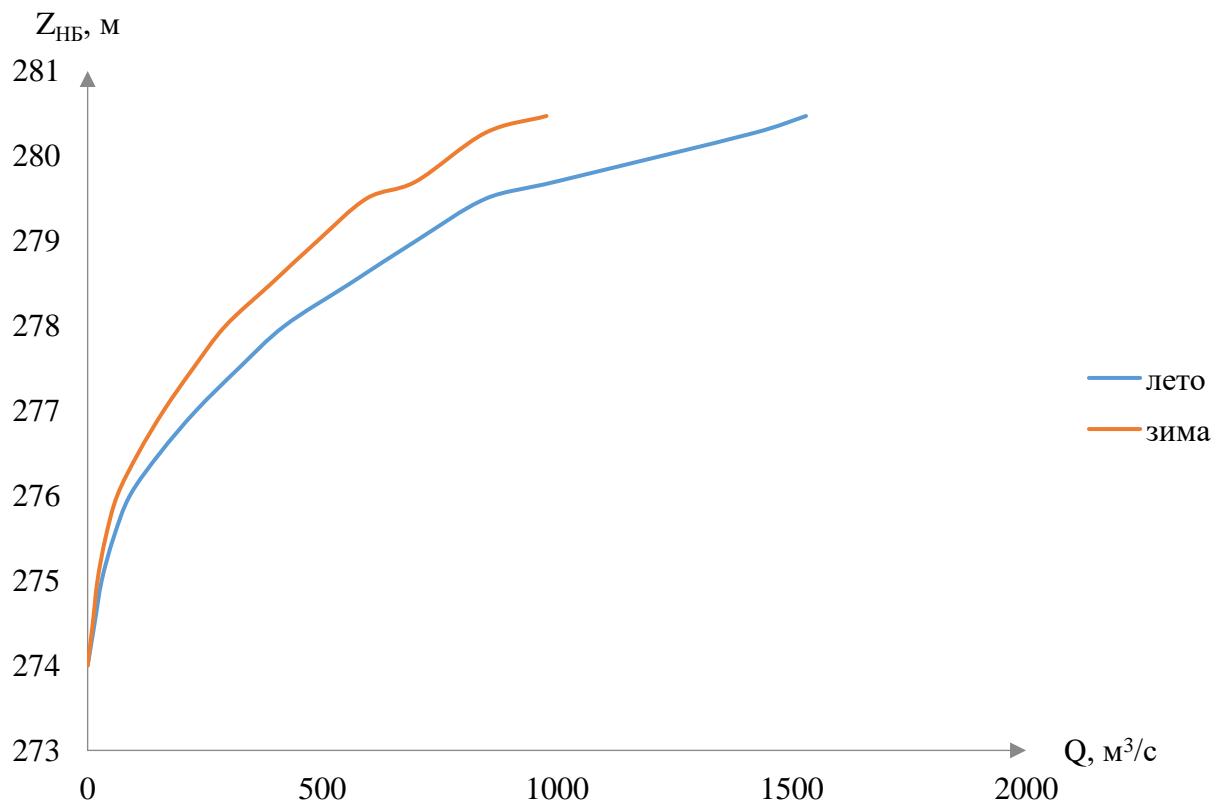


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

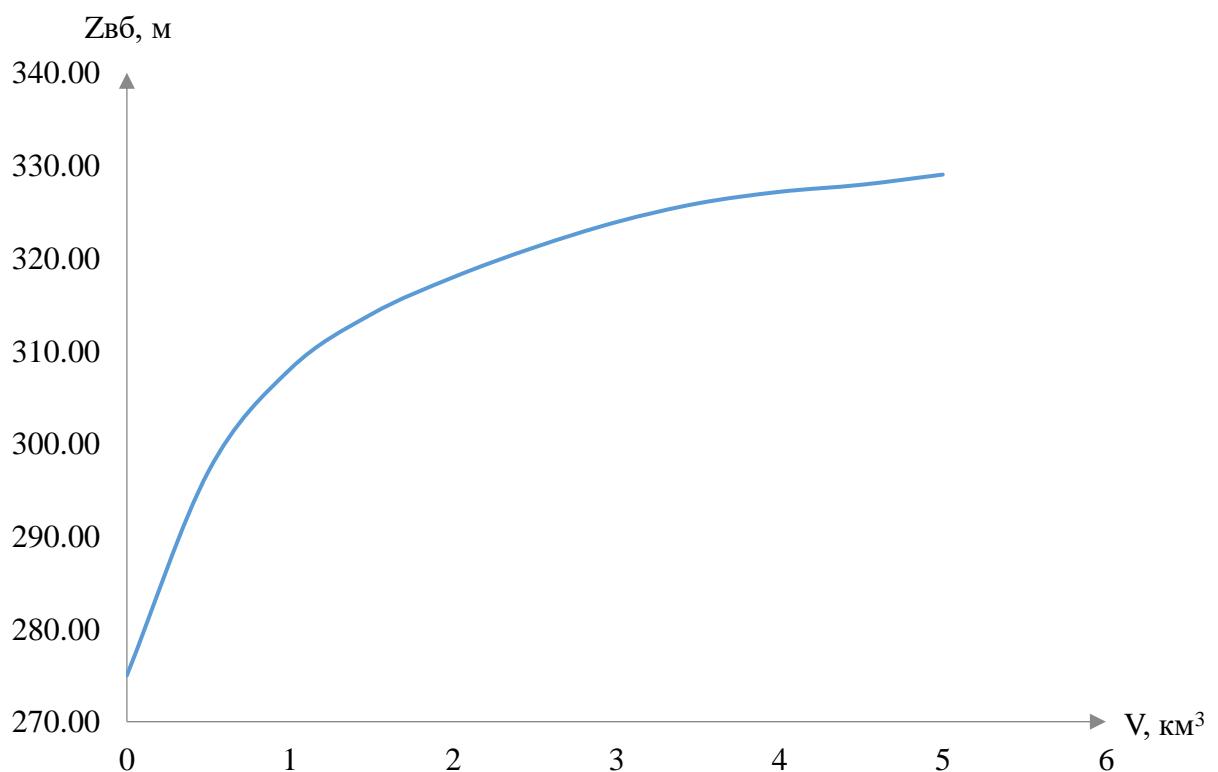


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёма водохранилища и уровня верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

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

В основании реки Амга – скальные породы: гранит.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиП II-7-81* и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчётная сейсмическая интенсивность района расположения Томмотской ГЭС с начала характеризуется как умеренная 6 баллов. Фоновая сейсмичность для данной местности равна 6 баллам шкалы MSK – 6

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

–кривые связи расходов и уровней нижнебьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.1, рисунок 1.1 и 1.2);

–энергосистема – изолированная;

– коэффициент мощности:

$$k_N = 8,8;$$

– потери напора в водоподводящих сооружениях:

$$\Delta h = 0,55;$$

–НПУ ТоммотскойГЭС:

$$\text{НПУ} = 329 \text{ м};$$

– ряд гидрологических наблюдений за рекой Амга за период 1961-2010 гг. (приложение А, таблица А.1);

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

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Фильтрация	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испарение	0	0	0	0	4	4	1	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 2.1

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Льдообразование	2	2	0	-3	-5	0	0	0	0	0	2	2
ВХК	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Рыбопропуск	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	0	0
Сан.попуск	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23

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

2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

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

$$k = \frac{Q_n}{Q_{cp}}; \quad (2.1)$$

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

Q_{cp} – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{4,055}{50}} = 0,285; \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n - 1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,285^2}{2 \cdot (50 - 1)}} = 11,27\%; \quad (2.3)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\sum(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{-0,03}{0,285^3 \cdot 50} = -0,03; \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_s} = 100 \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,285^2 + 5 \cdot 0,285^4)}{50}} = 1422\%. \quad (2.5)$$

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

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

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

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100 (\%). \quad (2.6)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

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

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

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

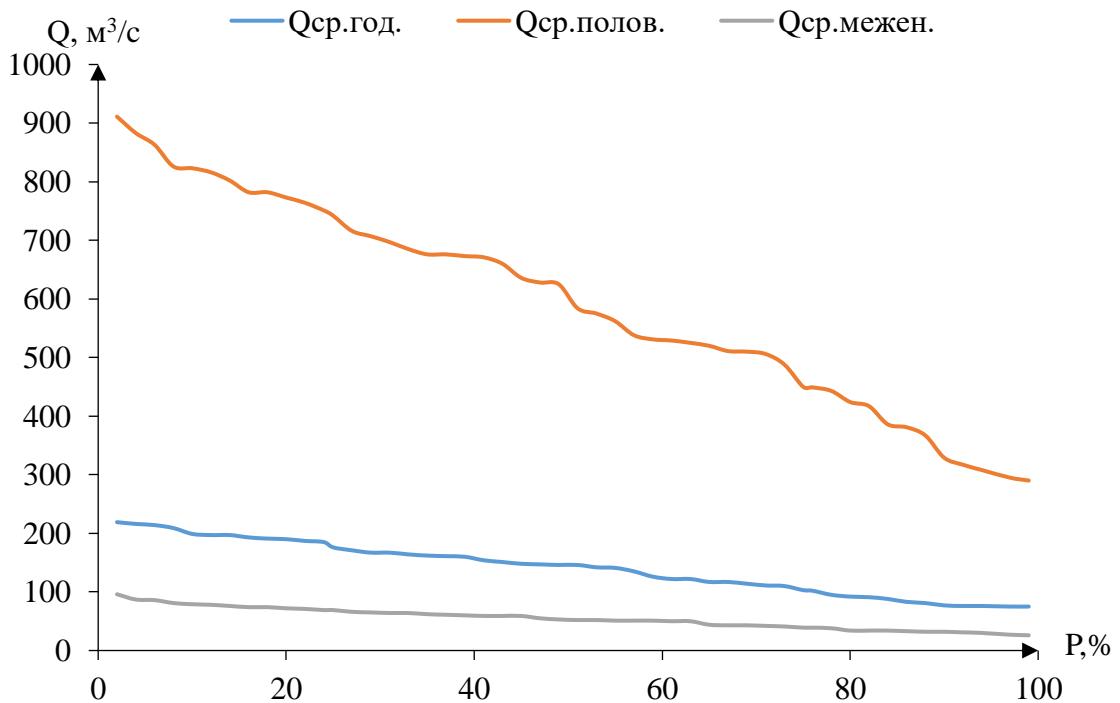


Рисунок 2.1 –Кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного маловодного года:

$$K_M = \frac{Q_M}{Q_M^{2001}} = \frac{33}{26} = 1,27; \quad (2.7)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi}}{Q_{\Pi}^{2001}} = \frac{381}{417} = 0,91; \quad (2.8)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 2001 г.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года:

$$K_M = \frac{Q_M}{Q_M^{1999}} = \frac{53}{43} = 1,23; \quad (2.9)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi}}{Q_{\Pi}^{1999}} = \frac{625}{676} = 0,93. \quad (2.10)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1999 г.

Гидрографы для средневодного и маловодного года в таблице 2.2. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	25	11	17	37	406	352	64	44	37	43	33	19
$Q_{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	43	28	47	116	470	759	61	76	76	41	29	25

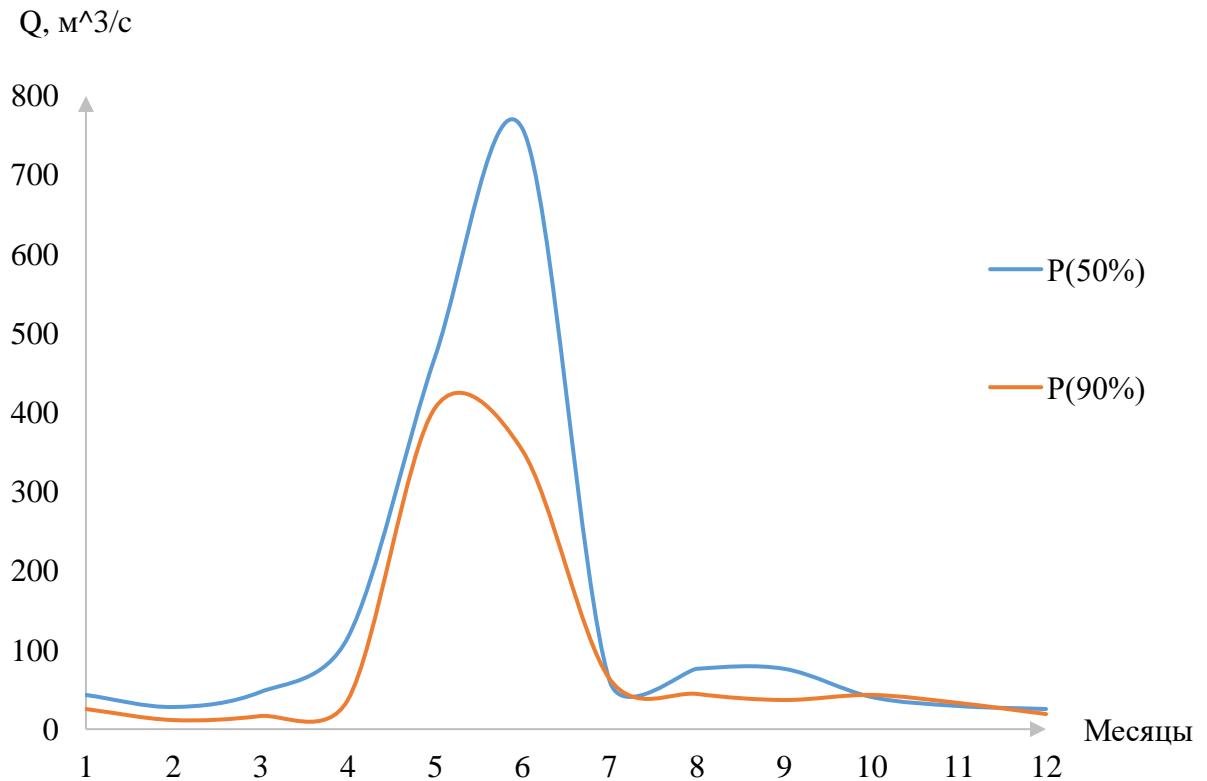


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.1.5 Определение типа регулирования

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

$$V_{\text{НПУ}} = 5 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{УМО}} = 3,01 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 5 - 3,01 = 1,99 \text{ км}^3; \quad (2.11)$$

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

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{1,99}{4,57} = 0,44. \quad (2.12)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища, формула (2.11);

$\bar{W}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний сток через створ, формула (1.1).

Принимаем годовой тип регулирования.

2.2 Определение установленной мощности на основе водоэнергетических расчётов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Обладая расчётным гидрографом маловодного года, требованиями водохозяйственного комплекса и потерями воды из водохранилища, определим среднемесячные мощности Томмотской ГЭС.

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

$$Q_{\text{п.б}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\phi}^t - Q_{\text{л}}^t; \quad (2.13)$$

где t – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$ – среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.2);

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

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

Мощность, вырабатываемая станцией:

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

где k_N – коэффициент мощности;

Q^t – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.13) или расход ВХК);

H^t – напор, соответствующий расчётному расходу.

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

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

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

Намеченные среднемесячные мощности работы станции представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Среднемесячные мощности станции

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P _t , МВт	8	2	5	14	213	182	21	13	11	13	11	5

2.2.2 Водно-энергетические расчёты по условию маловодного года

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

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla\text{НПУ} = 329 \text{ м}$ и $V_h = 5 \text{ км}^3$.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}}^t = Q_{\text{п.б}}^t - Q_{\text{вдх}}^t; \quad (2.15)$$

где $Q_{\text{п.б}}^t$ – по формуле (2.18);

$Q_{\text{вдх}}^t$ – расход воды из водохранилища.

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

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

$$Q_{\text{НБ}}^t = Q_{\text{ГЭС}}^t + Q_{\phi}^t; \quad (2.16)$$

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

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{\text{вдх}}^t \cdot t; \quad (2.17)$$

где t – число секунд в месяце равное 259200 с.

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

Принимаем допущение – расход и отметка НБ в течении месяца постоянны и при переходе от месяца к месяцу изменяются мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (таблица 2.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h; \quad (2.18)$$

где $z_{\text{ВБ.ср}}^t$ – среднее значение отметки ВБ;
 $z_{\text{НБ}}^t$ – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;
 Δh – потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t; \quad (2.19)$$

где Q^t – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.15);

Q^t – напор на турбине, найденный по формуле (2.18).

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

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$N_{\text{гар}} = 117 \text{ МВт};$

– уровень мёртвого объёма:

$\nabla \text{УМО} = 323,92 \text{ м};$

– полезный объём водохранилища:

$V_{\text{полезный}} = 1,99 \text{ км}^3;$

– график сработки-наполнения водохранилища (рисунок 2.3).

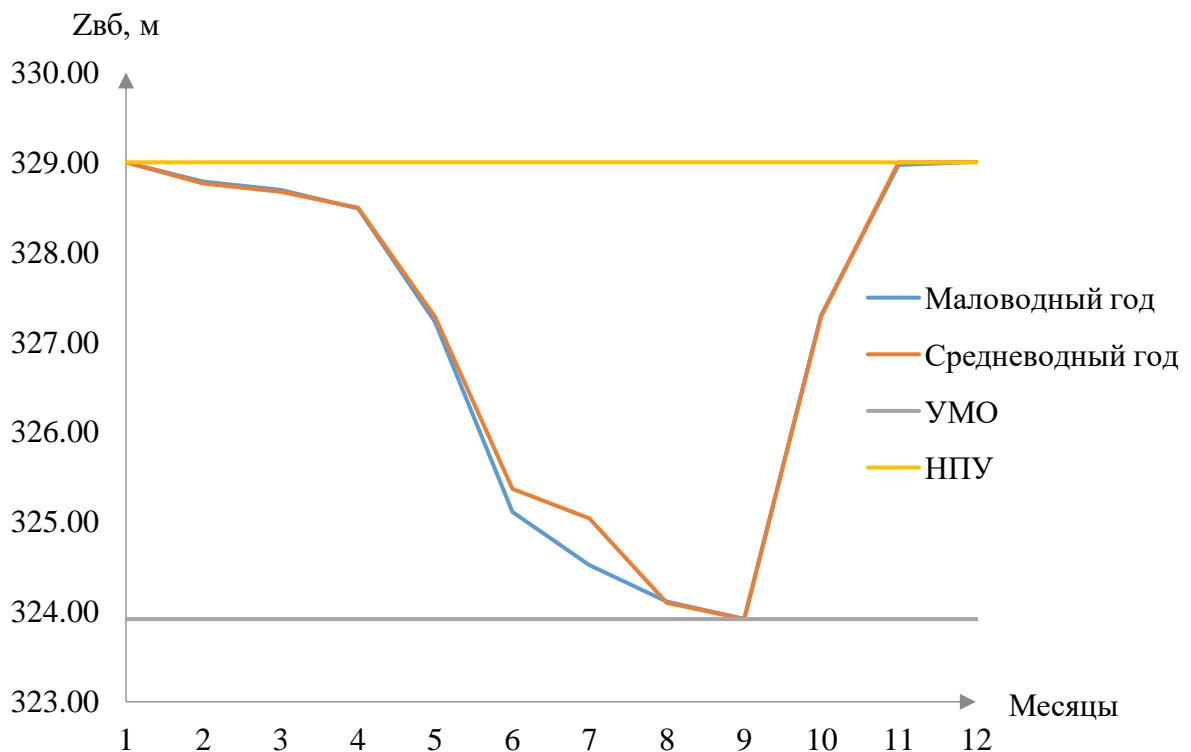


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища

2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2 %, аварийный резерв составляет 7%. Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность. Установленная мощность проектируемой станции составит:

$$N_{\text{уст}} = 133 \text{ МВт.}$$

2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Производится по тем формулам, что и ВЭР по условию маловодного года.

Сработку-наполнение средневодного года производим двумя способами:

1. Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.

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

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

$$\mathcal{E}_{\text{ср.многолетняя}} = 0,488 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.}$$

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Для выбора основного энергетического оборудования необходимо знать допустимые режимы работы, проектируемой ГЭС. Необходимо определить область допустимой работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему выражению:

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

где $\nabla ВБ(V_{раб})$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе, которая изменяется в зависимости от объема сработки от НПУ до УМО.

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

Δh – потери напора в подводящих сооружениях, $\Delta h = 0,02$.

Для верхней границы $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 329$ м, для линии расчетного напора $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 316$ м, для нижней границы $\nabla ВБ = \nabla УМО = 323,92$ м;

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{уст.расч} = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}; \quad (3.2)$$

где k_N – коэффициент мощности.

- ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре(Рисунок 3.1).

Результаты расчета сведены в таблицу 3.1

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленн ой мощности ГЭС		Линия ограничени я по пропускной способности ГЭС		Линия ограниче ния по расходу сан.попус ка	
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБЛ}}, \text{ м}$	$Z_{\text{НБЗ}}, \text{ м}$	Н нпу, м	Н умо, м	$H_{\text{zb61(p)}},$ м	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
0	275,3	275,3	53,2	48,1	50,4	55,0	289,3	42,2	376,3	55	23
50	277,6	278,3	50,1	45,0	47,3	53,6	297,1	41,9	376,7	55	23
100	279,1	280,0	48,4	43,3	45,6	52,1	305,4	41,7	375,5	55	23
150	280,2	281,0	47,4	42,3	44,6	50,7	314,1	41,4	374,2	55	23
200	280,9	281,7	46,7	41,7	43,9	49,2	323,4	41,1	373,0	55	23
250	281,4	282,3	46,2	41,1	43,4	47,8	333,2	40,9	371,8	55	23
300	281,8	282,8	45,6	40,5	42,8	46,4	343,5	40,6	370,6	55	23
350	282,2	283,4	45,0	39,9	42,2	45,0	354,4	40,3	369,3	55	23
400	282,6	284,1	44,4	39,3	41,6	43,6	366,1	40,0	368,1	55	23
450	283,0	284,7	43,8	38,7	41,0	42,2	378,5	39,8	366,9	55	23
500	283,4	285,2	43,2	38,1	40,4						
550	283,9	285,7	42,7	37,6	39,9						
600	284,3	286,1	42,3	37,2	39,5						

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности, которое изображено на рисунке 3.1

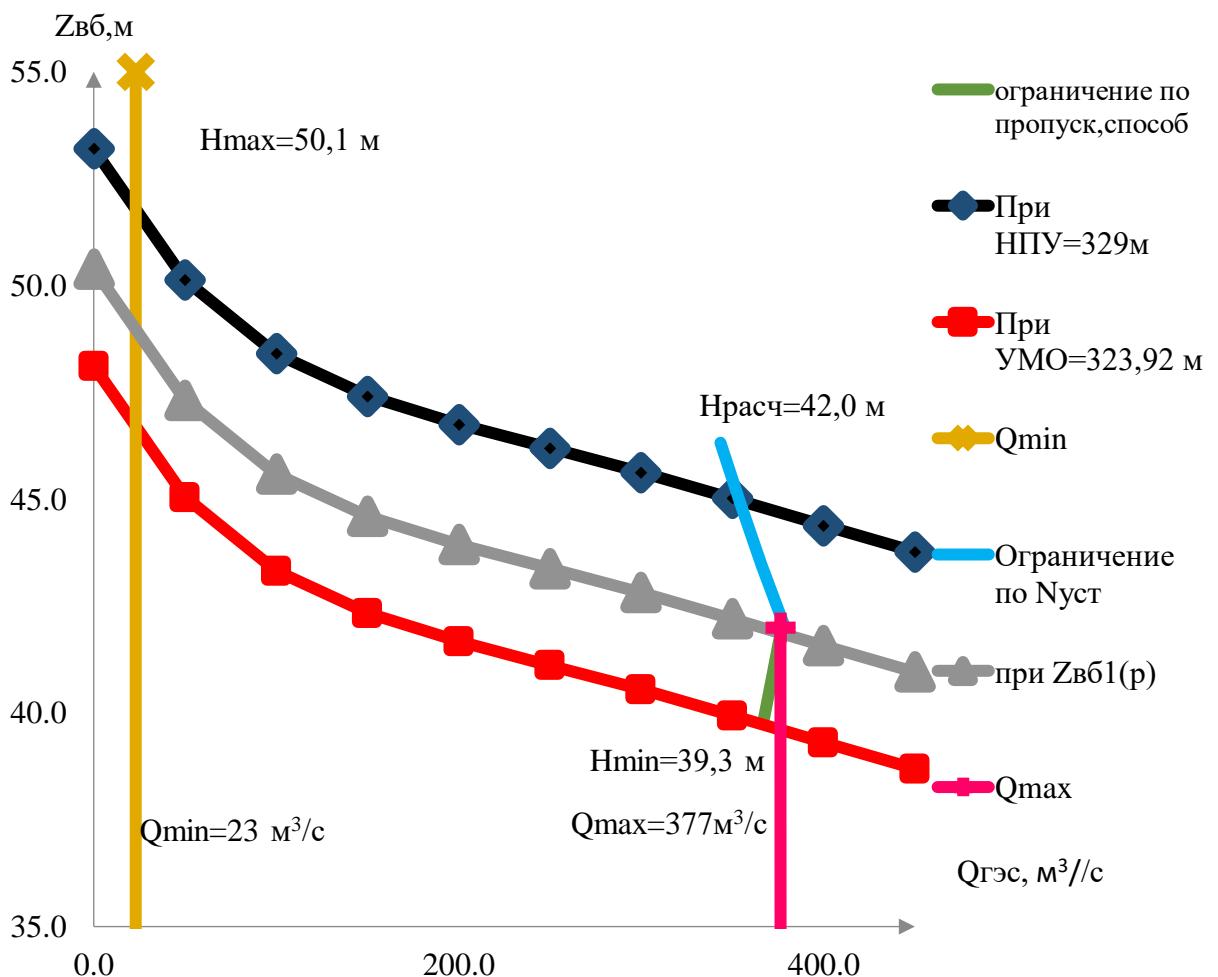


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой станции

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Основные параметры работы проектируемой ГЭС исходя из режимного поля представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры работы проектируемой ГЭС

$H_{max}, \text{м}$	$H_{расч}, \text{м}$	$H_{min}, \text{м}$	$Q_{min}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{max}, \text{м}^3/\text{с}$	H_{min}/H_{max}
50,10	42,00	39,30	23,00	377,00	0,78

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

1. Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;
2. Отношение $H_{min}/H_{max} = 39,3/50,1 = 0,78$. должно быть не меньше справочных данных.

3. Максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Заданным условиям соответствуют турбины ПЛ60-В и ПЛД60-В60, основные параметры которых представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ60-В	ПЛД60-В60
Наименование	Обозначение		
Максимальный напор гидротурбины	H_{\max} , м	60	60
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,78	0,78
Оптимальная прив. частота вращения	n'_{lo} , мин ⁻¹	116	111
Оптимальный приведенный расход	Q'_{lo} , л/с	1080	1130
Оптимальный КПД модели	η_m	0,913	0,906
Приведенный максимальный расход	Q'_{Imax} , л/с	1,56	1,58
Приведенный диаметр РК	D_{1m} , м	0,46	0,46
Напор модельной турбины	H_m , м	12	12
Температура воды при испытании	t_m , °C	20	120

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P_1 , предварительно проведя линию через оптимум КПД.

Для ПЛ60-В: $Q'_{(p1)} = 1,08 \frac{m^3}{s}$, $\eta'_{(p1)} = 0,913$;

Для ПЛД60-В60: $Q'_{(p1)} = 1,13 \frac{m^3}{s}$, $\eta'_{(p1)} = 0,906$;

КПД натурной турбины определим по формуле:

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_m) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_m}} \right); \quad (3.4)$$

где η_m – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в расчетной точке;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям;

D_{1m} – диаметр модельной гидротурбины;

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным;

H_m – напор на модельной гидротурбине;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

v_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

v_m – кинематический коэффициент вязкости воды модельной турбины.

Для выбранных типов гидротурбин $\varepsilon = 0,75$. Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным.

$t_H = 10,9^\circ\text{C}$ - средняя температура реки Амга;

$\nu_H = 1,3 \cdot 10^6 (\text{m}^2/\text{s})$ - коэффициенты кинематической вязкости воды.

Мощность одного агрегата:

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_1 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_R; \quad (3.5)$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчетной точке;

η_R – средний коэффициент полезного действия генератора

(предварительно принимаем $\eta_R = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле 3.6:

$$Z_a = \frac{N_{\text{уст}}}{N_a}; \quad (3.6)$$

где $N_{\text{уст}} = 133 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов округляется в большую сторону.

Уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a}; \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения:

$$n_c^* = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}; \quad (3.8)$$

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

$\Delta p = \frac{\eta_R}{\eta_m}$ поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

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

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{\max} , H_p и H_{\min} , находятся по следующим формулам:

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

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

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

На главной универсальной характеристики проводим линии n'_{max} , n'_{p} , n'_{min} . Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии n'_{p} подбираем такое сочетание, чтобы выполнялось равенство:

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

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

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

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формулам (3.13) и (3.14):

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{max}}}; \quad (3.13)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}}}; \quad (3.14)$$

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K} = Z_{H6}(Q_{H6}) + Hs; \quad (3.15)$$

где $Z_{H6}(Q_{H6})$ – отметка уровня воды в НБ при Q_{H6}

Hs – высота отсасывания для различных режимов работы.

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

- работа одного агрегата при установленной мощности при максимальном напоре;
 - работа одного агрегата с установленной мощностью при минимальном напоре;
 - работа одного агрегата с установленной мощностью при расчетном напоре.
- Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{H6}(Q_{H6})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{x.pl}; \quad (3.16)$$

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

$\nabla Z_{H6}(Q_{H6})$ -отметка НБ при данном расходе;

1,5 - коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной;

σ - коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

$\Delta Z_{x.pl}$ - разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ турбин $\Delta Z_{x.pl} = 0$.

Прежде чем найти высоту отсасывания необходимо определить расход одного агрегата при различных его режимах работы:

$$Q = Q \cdot D^2 \cdot Z_a \cdot \sqrt{\nabla p \cdot H}; \quad (3.17)$$

где Q - расход при различных частотах вращения в точке на ГУХ.

D^2 - диаметр натурной турбины.

Z_a - число одного агрегата;

$\Delta p = \frac{\eta_t}{\eta_m}$ - поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре.

H -напор (максимальный, минимальный, расчетный).

Полученные результаты представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	η	D ₁ , м	Z _a , шт	n _c , об/ми	N _a , МВт	H _{s1} , м	H _{s2} , м	H _{s3} , м
ПЛ60-В-315	0,917	3,15	4	250	33,25	-7,04	-16,71	-3,69
ПЛ60-В-355	0,918	3,55	3	230	44,33	-9,04	-18,81	-15,09
ПЛ60-В-400	0,919	4	3	187,5	44,33	-3,03	-7,56	-5,26
ПЛД60-В60-315	0,925	3,15	4	250	33,25	-7,54	-13,77	-9,19
ПЛД60-В60-355	0,926	3,55	3	214	44,33	-9,04	-17,13	-13,12

1) Турбины ПЛ60-В с диаметрами РК 3,15м и 3,55м имеют оптимальную зону работы и приемлемое количество ГА (4 и 3 шт), но высота отсасывания H_s при расчетах оказалась <-8, что не допустимо из-за угрозы образования кавитации.

2) Трубина ПЛ60-В с диаметром РК 4м – наиболее подходящая. Высота отсасывания турбины соответствует норме (-7,26 м), что даёт турбине большое преимущество. Количество ГА при установке данной турбины – 3шт, что является экономически выгодным. Диаметр РК позволяет сократить габариты блока турбины. Частота вращения n=200 об/мин достаточно высокая, она обеспечит меньшее число пар полюсов, ввиду чего также уменьшаются габариты турбины. КПД в рабочей точке и в точке оптимума достаточно высокий. Данная турбина подходит для дальнейших расчетов.

3) Турбины ПЛД60-В60 с диаметрами РК 3,15м и 3,55м имеют оптимальную зону работы, высокий КПД, высокую частоту вращения и позволяют установить выгодное количество ГА, но высота отсасывания для данных турбин меньше, чем -8, что не допустимо.

Окончательно принимаем к установке турбину ПЛ60-В с D₁=4 м. Её рабочая зона и проточная часть представлены в приложении на рисунке 3 и 5.

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{44,33}{0,87} = 50,95 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (3.18)$$

где cosφ - коэффициент мощности генератора, предварительно принимаемый cosφ = 0,8 ÷ 0,95

Число полюсов генератора:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{187,5} = 32; \quad (3.19)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-655/110-32, данные которого представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-655/110-32

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	S _{ном}	МВА	51
Номинальная активная мощность	P _{ном}	МВт	44,4
Коэффициент мощности	cosφ	о.е.	0,87
Номинальное напряжение	U _{ном}	кВ	10,5
Номинальный ток	I _{ном}	кА	2,42
Номинальная частота вращения	n _{ном}	об/мин	187,5
Сопротивление обмотки статора	X _d	о.е.	1,13
Переходное сопротивление	X _{d'}	о.е.	0,3
Сверхпереходное сопротивление	X _{d''}	о.е.	0,22
Система возбуждения	Тиристорная независимая		
Исполнение	Подвесное		

3.4 Выбор вспомогательного оборудования

По номограмме, представленной в справочном пособии «Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций», часть 1, стр. 144 [2] определяем тип МНУ:

МНУ 2,5/1-40-4-2 – это маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 2,5 м³, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслонасосным агрегатом ГА 2,5/1-40, имеющим сливной бак вместимостью 4 м³ с 2 насосами.

Так как турбина поворотно-лопастная, то выбирается, согласно справочным данным, электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-100-4.

В машинном зале для монтажа и демонтажа основного гидросилового оборудования принимаем к установке мостовой кран г/п 200 т. В качестве подъёмного механизма для плоских затворов отсасывающей трубы принимаем козловой кран г/п 100 т, а для подъема сороудерживающих решёток, затворов турбинных водоводов принимаем козловой кран г/п 200 т.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

При проектировании электрической станции, одним из самых ответственных этапов является выбор главной схемы электрических соединений, ведь от этого зависит надежность работы станции, экономичность, удобство и безопасность эксплуатации, а также возможность дальнейшего расширения.

Выдачу мощности Томмотской ГЭС в энергосистему востока будут обеспечивать ЛЭП, соединяющие ГЭС с подстанцией в г. Томмот.

При проектировании схемы, первым делом уточняется тип энергоблока. Структурные схемы представлены ниже на рисунках 4.1 и 4.2.

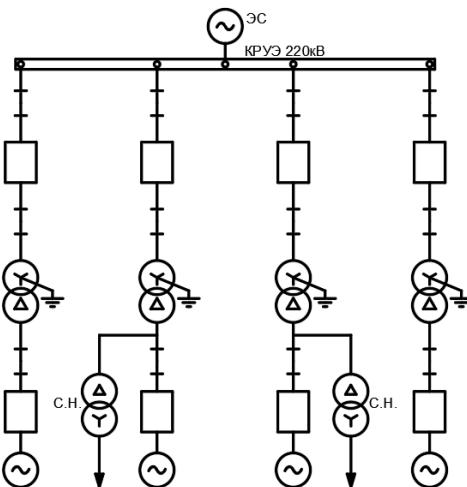


Рисунок 4.1 – Структурная схема одиночного блока

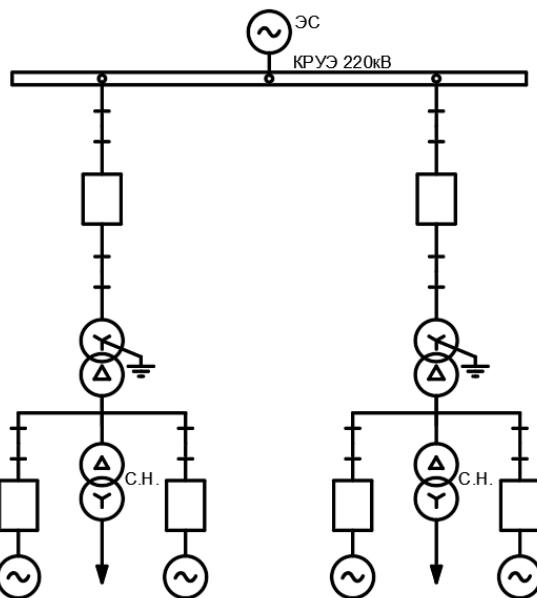


Рисунок 4.2 – Структурная схема укрупненного блока

4.2 Выбор блочных трансформаторов

Выбор блочных трансформаторов включает в себя определение их типа, номинальной мощности и количества.

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности блока в сеть без учета мощности, расходуемой на общестанционные и агрегатные нужды.

Рассчитаем мощность трансформатора для схемы с одиночным блоком. По полученному значению, учитывая работу трансформатора с недогрузом, в каталоге ООО «Тольяттинский трансформатор» выбираем подходящий вариант.

$$S_{\text{т.б.}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{37,5 - 0,01 \cdot 37,5}{0,87} = 42,67 \text{ МВА}; \quad (4.1)$$

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

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

По каталожным данным был подобран ТДНС-50000/220-У1. Его паспортные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры трансформатора ТДЦ-50000/220-У1

$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$U_{\text{к.}}$, %	$\Delta P_{\text{к.}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх.}}$, кВт	$I_x, \%$
125	242	10,5	11,5	170	50	0,6

Мощность трансформатора в схеме с укрупненным блоком:

$$S_{\text{т.б.}} = \frac{2 \cdot P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{37,5 - 0,01 \cdot 37,5}{0,8} = 86,34 \text{ МВА} ; \quad (4.2)$$

По каталожным данным был подобран трансформатор ТРДН-80000/220, паспортные данные которого занесены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Параметры трансформатора ТРДН-80000/220

$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$U_{\text{к.}}$, %	$\Delta P_{\text{к.}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх.}}$, кВт	$I_x, \%$
80	242	10,5	10,7	280	65	0,2

4.3 Выбор синхронного генератора

Выбор гидрогенератора осуществляется по расчетному значению номинальной мощности и синхронной частоте гидравлической турбины. Исходя из справочных данных, подходит тип СВ-655/110-32. Параметры этого генератора приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры гидрогенератора СВ-655/110-32

$S_{\text{ном}}$, МВА	$P_{\text{ном}}$, МВт	$\cos \varphi$	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, кА	xd''	xd'	xd	η
50,95	37,5	0,87	10,5	2,42	0,3	0,3	1,13	0,976

4.4 Выбор трансформаторов собственные нужды

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от мощности всех установленных генераторов:

$$S_{\text{тр.с.б.}} = P_{\text{уст}} \cdot 0,01 = 112,5 \cdot 0,01 = 1,12 \text{ МВт}; \quad (4.3)$$

По каталожным данным был подобран трансформатор ТС(3)-1600 с представленными паспортными данными в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры трансформатора ТС(3)-1600

$S_{\text{ном}}$, кВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_x , %
1600	10,5	6	6,3	18	3	0,3

4.5 Расчёт параметров отходящих воздушных линий

После выбора основного оборудования, следует решить вопрос связи электрической станции с энергосистемой. Для этого определяем количество отходящих от станции воздушных линий:

$$n = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.б.}}}{P_{\text{нат}} \cdot \frac{k}{\cos \delta}} + 1 = \frac{112,5 - 1,12}{138 \cdot \frac{1,2}{0,87}} + 1 = 2; \quad (4.4)$$

где $P_{\text{нат.}} = 138$ – предельная активная мощность линии 220 кВ, МВт;
 $k = 1,2$ – коэффициент приведения для ВЛ 220 кВ.

Далее рассчитаем рабочий ток, проходящий через одну линию:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{сум}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{л}} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{112,5}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220 \cdot 0,8 \cdot 10^{-3}} = 168,18 \text{ А} \quad (4.5)$$

Используя рабочий ток, вычислим ток расчетный:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 168 \cdot 1,05 \cdot 1 = 176,59 \text{ А}, \quad (4.6)$$

где $\alpha_t = 1,05$ – коэффициент, учитывающий число часов максимальной нагрузки;

$\alpha_i = 1$ – коэффициент, учитывающий этапность строительства.

По величине расчетного тока выбираем провод типа АС -240/32, паспортные данные которого представлены в таблице 4.5

Таблица 4.5 – Паспортные данные провода АС -240/32

Сеч. жилы, мм	Сеч. сердечника, мм	$r_{0,уд.}$, Ом/км	$X_{0,уд.}$, Ом/км	$I_{доп.}$, А
240	32	0,121	0,435	605

Проверим провод на нагрев при отключении одной линии:

$$I_{авар} = \frac{S_{сум}}{\sqrt{3} \cdot (n_l - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{181,4}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 346 \text{ А}; \quad (4.7)$$

Т.к. $I_{авар} < I_{доп.}$, окончательно принимаем выбранный тип провода.

4.6 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета

4.6.1 Расчет затрат на схему с одиночным блоком

Выполним расчет стоимости КРУЭ:

$$K_{куэ1} = k_{ст} \cdot n_{в} \cdot k_{яч} = 2,1 \cdot 8 \cdot 17800 = 299040 \text{ тыс. руб.}; \quad (4.8)$$

где $k_{ст} = 2,1$ – справочный коэффициент стоимости;

$n_{в} = 8$ – количество выключателей в схеме.

Далее рассчитаем полную стоимость схемы с одиночными блоками:

$$K = n_{тр} \cdot K_{тр} + n_{тch} \cdot K_{тch} + K_{куэ1}; \quad (4.9)$$

где $n_{тр} = 3$ – количество блочных трансформаторов в схеме;

$n_{тch} = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд.

$$K = 3 \cdot 20000 + 3 \cdot 1589 + 299040 = 363807 \text{ тыс. руб.};$$

Время наибольших потерь для графика с выраженным максимумом:

$$\tau = 8760 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right) = 8760 \cdot \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right) = 4590 \text{ ч}; \quad (4.10)$$

где $T_{max} = 4000$ – время использования максимальной нагрузки.

Потери электрической энергии в линиях и трансформаторах:

$$\Delta A = \left(\frac{\Delta P_k}{n_{tp}} \cdot \tau + n_{tp} \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 \right) + \frac{1}{n_w} \left(\frac{S_{kpyz}}{U_{hom}} \right)^2 \cdot r_{o.yd.} \cdot L_{vl} \cdot \tau; \quad (4.11)$$

где $r_{o.yd.} = 0,087$ – удельное сопротивление линии, Ом/км.

$$\begin{aligned} \Delta A &= (170 \cdot 4590 + 50 \cdot 8760) + \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{153}{220} \right)^2 \cdot 10,89 \cdot 4590 = \\ &= 1226358 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

Издержки посчитаем по формуле:

$$I = \Delta A \cdot Y_0 = 1226358 \cdot 2,61 = 3201 \text{ тыс. руб}; \quad (4.12)$$

где $Y_0 = 2,61$ – одноставочный тариф на электроэнергию в Амурской области.

В заключение рассчитаем приведенные затраты использования схемы:

$$Z = K \cdot E_h + I = 0,15 \cdot 363807 + 3201 = 57772 \text{ тыс. руб}; \quad (4.13)$$

где $E_h = 0,15$ – коэффициент сравнительной эффективности электроэнергетики, принятый согласно приказу Минстроя №209 15.09.92.

4.6.2 Расчёт затрат на схему с укрупнённым блоком

Вычислим стоимость распределительного устройства (формула 4.8):

$$K_{kpyz2} = k_{ct} \cdot n_v \cdot k_{yq} = 2,1 \cdot 7 \cdot 17800 = 261660 \text{ тыс. руб.};$$

Рассчитаем полную стоимость (формула 4.9):

$$K = 2 \cdot 160000 + 2 \cdot 2690 + 261660 = 587040 \text{ тыс. руб.};$$

Потери электроэнергии в линиях и трансформаторах (формула 4.11):

$$\begin{aligned} \Delta A &= (280 \cdot 4590 + 65 \cdot 8760) + \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{153}{220} \right)^2 \cdot 10,89 \cdot 4590 = \\ &= 1862658 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

Вычислим издержки (формула 4.12):

$$I = \Delta A \cdot Y_0 = 1862658 \cdot 2,61 = 4861 \text{ тыс. руб.};$$

Рассчитываем финансовые затраты (формула 4.13):

$$Z = K \cdot E_H + I = 0,15 \cdot 587040 + 4861 = 92917 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость КРУЭ при использовании схемы с одиночными блоками значительно выгоднее, чем стоимость КРУЭ при использовании схемы с укрупненными блоками. Поэтому выбираем первый вариант. Также, это решение позволяет рационально зарезервировать мощность станции. И в случае потери одного блока, большая часть мощности ГЭС все еще останется доступной, в связи с чем окончательно выбираем схему с одиночными блоками.

4.7 Расчёт токов короткого замыкания

Определим сопротивление синхронных генераторов:

$$X_g = x''_d \cdot \frac{U_{61}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,3 \cdot \frac{10,5^2}{100} = 0,64 \text{ Ом}; \quad (4.14)$$

$$R_g = \frac{X_g}{T_{a,g} \cdot \omega} = \frac{0,64}{0,045 \cdot 314} = 0,045 \text{ Ом}; \quad (4.15)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_g = E''_g \cdot U_{61} = 1,13 \cdot 10,5 = 12,865 \text{ кВ}; \quad (4.16)$$

где $E''_g = 1,13$ – среднее значение сверхпереходных ЭДС, о.е.

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_t = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{62}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{230^2}{42,67} = 136,37 \text{ Ом}; \quad (4.17)$$

$$R_t = \Delta P_k \cdot \frac{U_{62}^2}{S_{\text{ном}}^2} = 170 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{230^2}{40^2} = 5,62 \text{ Ом}; \quad (4.18)$$

Коэффициент трансформации силовых трансформаторов:

$$k_{tp} = \frac{U_{Hh}}{U_{Bh}} = \frac{10,5}{230} = 0,046; \quad (4.19)$$

Определим сопротивление воздушных линий:

$$X_{vl} = \frac{r_{o,уд.} \cdot L_{vl}}{n_w} = \frac{0,435 \cdot 90}{2} = 19,6 \text{ Ом}; \quad (4.20)$$

$$R_{\text{вл}} = \frac{r_{o,\text{уд}} \cdot L_{\text{вл}}}{n_w} = \frac{0,121 \cdot 90}{2} = 5,4 \text{ Ом}; \quad (4.21)$$

Сопротивление энергосистемы:

$$X_c = \frac{U_{62}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{230^2}{150} = 352,7 \text{ Ом}; \quad (4.22)$$

$$R_c = \frac{X_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{352,7}{0,035 \cdot 314} = 32,1 \text{ Ом}; \quad (4.23)$$

$$E_c = E''_c \cdot U_{62} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}; \quad (4.24)$$

где $E''_c = 1,13$ – среднее значение сверхпереходных ЭДС ЭЭС, о.е.

Используя вычисленные выше параметры, можно приступить к расчетам токов короткого замыкания в программно-вычислительном комплексе RastrWin. Схема замещения для короткозамкнутой цепи представлена на рисунке 4.4.

Ниже представлены таблицы с параметрами (таблицы 4.6 – 4.9).

Таблица 4.6 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер узла	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ
у	1	Генератор 1	11
у	2	Генератор 2	11
у	3	Генератор 3	11
у	4	Блок 1	11
у	5	Блок 2	11
у	6	Блок 3	11
у	7	КРУЭ	230
у	8	Энергосистема	230

Таблица 4.7 – Исходные данные по ветвям

Тип	$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	R	X	$k_{\text{тр}}$	$r_{o,\text{уд}}$	$x_{o,\text{уд}}$
Выключатель	1	4	-	-	-	-	-
Выключатель	2	5	-	-	-	-	-
Выключатель	3	6	-	-	-	-	-
Трансформатор	4	7	5,62	136,37	0,046	-	-
Трансформатор	5	7	5,62	136,37	0,046	-	-
Трансформатор	6	7	5,62	136,37	0,046	-	-
Воздушные линии	7	8	32,09	352,67	-	0,121	0,435

Таблица 4.9 – Исходные данные по источникам ЭДС

Название	№ узла	R_1	X_1	R_2	X_2	R_0	X_0	E
Генератор 1	1	0,045	0,64	0,045	0,64	0,045	0,64	12,9
Генератор 2	2	0,045	0,64	0,045	0,64	0,045	0,64	12,9
Генератор 3	3	0,045	0,64	0,045	0,64	0,045	0,64	12,9
Энергосистема	8	32,1	352,7	32,1	352,7	32,1	352,7	230

Далее в таблице 4.10 приведены обработанные результаты вычислений.

Таблица 4.10 – Рассчитанные токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{\text{по}}, \text{kA}$	$I_{\text{уд}}, \text{kA}$
K1 – КРУЭ (1ф)	5,56	8,64
K1 – КРУЭ (3ф)	3,73	6,49
K2 – Генератор (3ф)	11,65	29,65

4.8 Выбор электрических аппаратов

4.8.1 Расчёт токов по условиям рабочего и утяжелённого режимов

Под нормальными режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы установки без вынужденных отключений и перегрузок.

Под утяжеленным режимом понимают режим с вынужденным отключением части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При утяжеленном режиме значительно увеличиваются рабочие токи.

Наибольший расчетный ток для присоединений генераторов определяется при работе с номинальной мощностью при сниженном на 5% напряжении:

$$I_{\text{раб.}max} = 1,05 \cdot I_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 1,98 = 2,941 \text{ kA}; \quad (4.25)$$

Для присоединений трансформаторов, включенных в блок с одним генератором, расчетный ток будет равен номинальному току трансформатора, т.к. мощность последнего соответствует мощности генератора. Утяжеленный режим отсутствует.

$$I_{\text{раб.норм}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{S_{\text{г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}}} = \frac{42,67}{\sqrt{3} \cdot 230} \\ = 0,107 \text{ kA}; \quad (4.26)$$

Ток в нормальном режиме через ВЛ:

$$I_{\text{вл.раб}} = \frac{S_{\Gamma_{\text{ном}}}}{\sqrt{3} \cdot n_w \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{112,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,14 \text{ кA}; \quad (4.27)$$

Ток в утяжеленном режиме через ВЛ:

$$I_{\text{вл.раб.раб}} = \frac{S_{\Gamma_{\text{ном}}}}{\sqrt{3} \cdot (n_w - 1) \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{112,5}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,29 \text{ кA}; \quad (4.28)$$

Ток присоединения отпаечного трансформатора собственных нужд:

$$I_{\text{тсн.раб.раб}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = 1,05 \cdot \frac{1,6}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,09 \text{ кA}. \quad (4.29)$$

4.8.2 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения

В качестве генераторного выключателя выбираем ВГГ-15-90/8000. Произведем расчеты и сравним их с паспортными данными выключателя, чтобы окончательно его принять:

$$I_{\text{а.т.}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{0,03}{T_{\text{а.т.}}}} = \sqrt{2} \cdot 30,37 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,045}} = 22,05 \text{ кA}; \quad (4.30)$$

$$B_{k,\text{расч}} = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) = 30,37^2 \cdot 0,06 = 55,34 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}; \quad (4.31)$$

$$\beta_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{а.т.}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}} \cdot 100 \% = \frac{22,05}{\sqrt{2} \cdot 30,37} \cdot 100 \% = 51,3 \%; \quad (4.32)$$

Паспортные характеристики генераторного выключателя представлены в таблице 4.11:

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя

Расчетные параметры	Паспортные данные ВГГ-15-90/8000
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.раб}} = 6,79 \text{ кA}$	$I_{\text{ном}} = 8 \text{ кA}$
$I_{\text{по}} = 30,37 \text{ кA}$	$I_{\text{отк}} = 90 \text{ кA}$
$I_{\text{уд}} = 85,0 \text{ кA}$	$I_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кA}$
$B_{k,\text{расч}} = 55,34 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k,\text{ном}} = 24300 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$
$\beta_{\text{расч}} = 51,3 \%$	$\beta_{\text{ном}} = 90\%$

В цепь генераторного напряжения к выключателю ВГГ-15-90/8000 устанавливаем разъединитель РВРЗ-1-15/8000У3 производства ЗАО

«ЗЭТО». Паспортные характеристики разъединителя представлены в таблице 4.12:

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору разъединителя

Расчетные параметры	Паспортные данные РВРЗ-15/8000-МУ3
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.}max} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 8 \text{ кА}$
$I_{\text{по}} = 21,56 \text{ кА}$	$I_m = 100 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}} = 54,91 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 250 \text{ кА}$
$B_{k.\text{расч}} = 18,59 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.\text{ном}} = 30000 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Комплектуем цепь генераторного напряжения трансформаторами тока и напряжения. Выбираем трансформаторы тока типа ТШ-15ХЛЗ, произведенные предприятием ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока". Также выбираем трансформаторы напряжения типа ЗНОЛП-15. Паспортные данные этих трансформаторов представлены ниже (таблицы 4.13 – 4.14).

Таблица 4.13 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчетные параметры	Паспортные данные ТШ-15ХЛЗ
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.}max} = 6,79 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 8 \text{ кА}$
$B_{k.\text{расч}} = 55,34 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.\text{ном}} = 76800 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.14 – Данные трансформатора напряжения

$U_{\text{перв}}, \text{кВ}$	$U_{\text{вторич}}, \text{кВ}$	$U_{\text{макс.раб}}, \text{кВ}$	Класс точности
10,5	$0,1/\sqrt{3}$	24	0,5

Для защиты трансформатора от превышения напряжения применяем ОПН-15/17,5/10/900 (III) УХЛЗ, данные которого приведены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Паспортные данные ограничителя перенапряжения

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{наиб.}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Ток взрывобезопасности, кА
15	15,2	650	20

4.8.3 Выбор электрооборудования для высокого напряжения

Для КРУЭ 220 кВ будут использоваться ячейки ЯГГ-220 производства АО ВО «Электроаппарат». Данное КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Шкафы управления КРУЭ оснащены цифровыми терминалами, позволяющими реализовать систему «Цифровая

подстанция» согласно МЭК 61850. Измерительные трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые в КРУЭ, могут быть как электромагнитными с МОУ устройствами, так и полностью цифровыми.

Параметры выбранного оборудования для КРУЭ 220 кВ представлены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Сводная таблица по выбору аппаратов КРУЭ 220 кВ

Расчетные параметры	Паспортные данные ЯГГ-220
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.}max} = 0,442 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3,15 \text{ кА}$
$I_{\text{по}} = 16,99 \text{ кА}$	$I_m = 50 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}} = 48,04 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$

Для сети высокого напряжения необходимо выбрать трансформаторы тока и напряжения. Выбираем трансформаторы тока типа ТОГФ-220УХЛ1 и трансформаторы напряжения.

Паспортные данные представлены ниже (таблицы 4.17 – 4.18).

Таблица 4.17 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчетные параметры	Паспортные данные ТОГФ-220УХЛ1
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.}max} = 0,48 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$B_{k,\text{расч}} = 17,31 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k,\text{ном}} = 1875 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.18 – Данные трансформатора напряжения

$U_{\text{перв.}}$, кВ	$U_{\text{вторич.}}$, кВ	$U_{\text{макс.раб.}}$, кВ	Класс точности
220	$0,1/\sqrt{3}$	252	0,2

В качестве защиты трансформатора со стороны КРУЭ от превышения напряжения, защиты ВЛ и сборных шин, применяем ОПН-220/146-10/650(II)-У1, паспортные данные которого приведены в таблице 4.19.

Таблица 4.19 – Паспортные данные ограничителя перенапряжения

$U_{\text{ном.}}$, кВ	$U_{\text{наиб.}}$, кВ	$I_{\text{ном.}}$, А	Ток взрывобезопасности, кА
220	146	650	40

Комплектуем две отходящие линии высокочастотным заградителем типа ВЗ-630-0,25УД-У1, с номинальным током, превышающим ток утяжеленного рабочего режима. Также устанавливаем на линии фильтр присоединения вместе с конденсатором связи типа ФПМ-Рс-3200/120-1000, разработанным для работы под напряжением 220 кВ.

Абсолютно всё перечисленное выше оборудование изготавливается на территории Российской Федерации.

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и линий электропередач.

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

На главном генераторе ГГ СВ-655/110-32:

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

На силовом трансформаторе блока ТДНС-50000/220-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Резервная максимальная токовая защита;

- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
 - Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
 - Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- На трансформаторе СН ГЭС:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
 - Защита от перегрузки
 - Реле тока охлаждения
- На линиях электропередачи 220 кВ:
- Основные защиты:
 - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
 - Резервные защиты:
 - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты блока генератор-трансформатор проектируемой ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объёма защищаемого оборудования и различных режимов его работы.

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадёжных микросхем – повышенную надёжность аппаратной части защиты.

5.2.1 Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора (IΔG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 2801 \text{ А}$.

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2801 = 140,05 \text{ А}; \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{CP},0} \geq 0,15 \cdot I_{\text{H}} = 0,15 \cdot 2801 = 420,15 \text{ А}; \quad (5.2)$$

Принимаем уставку: $I_{\text{CP},0} = 425 \text{ А}$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}}; \quad (5.3)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_r}{x_d''} \cdot I_{\text{H}} = \frac{1,13}{0,3} \cdot 2801 = 10550,43 \text{ А}; \quad (5.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.3):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 10550,43 = 1055,043 \text{ A};$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T} = \frac{1055,043 \cdot 2}{10550,43} = 0,2; \quad (5.5)$$

$$K_T > 0,2;$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{\text{HT}} = \frac{I_{\text{CP.0}}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H; \quad (5.6)$$

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

$$B \geq \frac{I_{\text{CP.0}}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H; \quad (5.7)$$

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

Для обеспечения надёжной работы при больших токах К.З. в зоне действия предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{\text{HT}} = (2 \div 12) \cdot I_{\text{ном}} = 6 \cdot 2801 = 16806 \text{ A};$$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты представлена на рисунке 5.1.

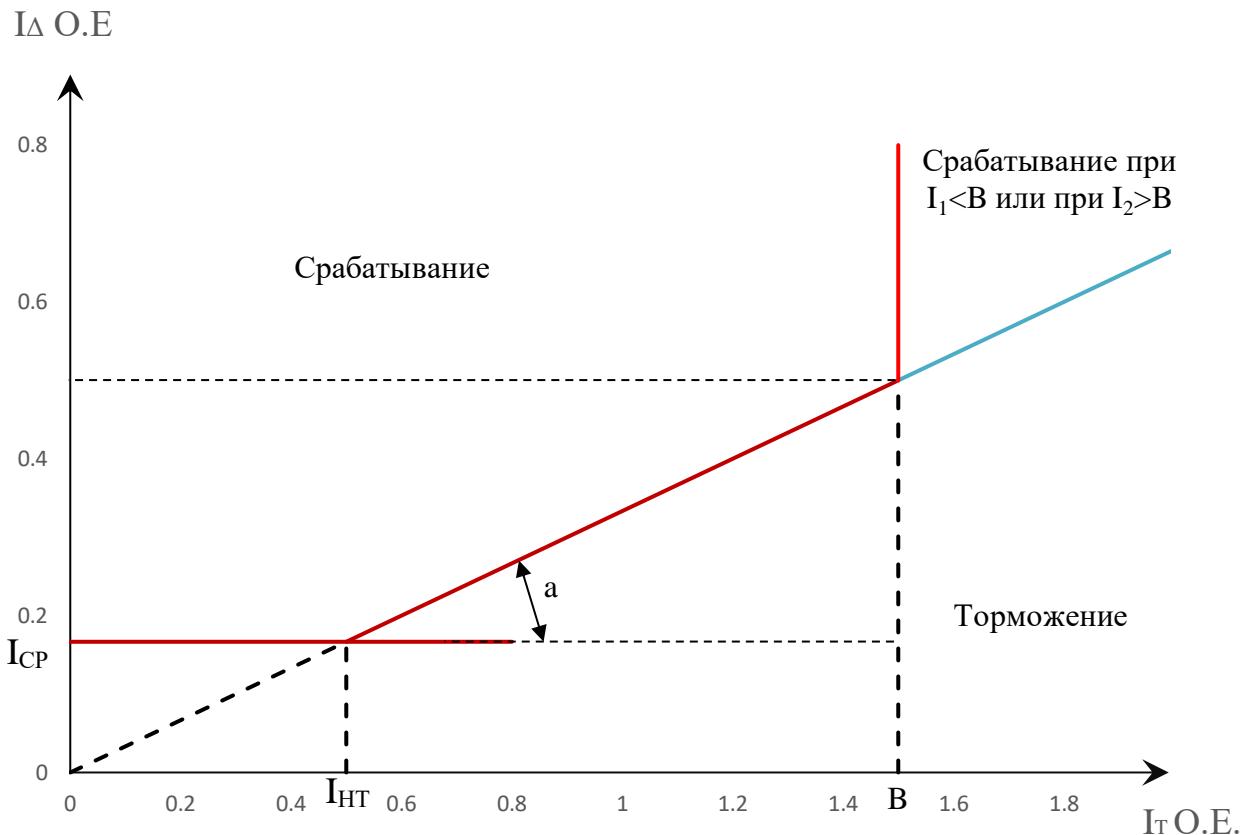


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Зашита действует на отключение генератора, гашение полей, остановку турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск системы пожаротушения генератора.

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_n) (U_0)

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

Зашита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической

индукцией силового трансформатора блока (U_0 эл.ст.) при КЗ на землю на стороне ВН.

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения (5.8):

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{TH}} \cdot U_0 \text{ эл.ст} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 265,95}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 2,31 \text{ В}; \quad (5.8)$$

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

n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с, которая действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

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

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}; \quad (5.9)$$

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

$U_1>$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U_1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}; \quad (5.10)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_{\text{H}}$.

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{\text{H}}}; \quad (5.11)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

I_{H} – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}; \quad (5.12)$$

где $A = 20$ – параметр, заданный заводомизготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

2) Пусковой орган ($I_{2\text{пуск}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 700$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21; \quad (5.13)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175; \quad (5.14)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,175 \cdot I_H = 0,175 \cdot 2,801 = 0,49 \text{ кА}; \quad (5.15)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{пуск}} = 0,175$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,175^2} \approx 980 \text{ с}; \quad (5.16)$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}; \quad (5.17)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}; \quad (5.18)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1–Длительность протекания токов обратной последовательности

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,74	0,61	0,49	0,37	0,24	0,21
Длительность (с)	30	55	80	125	220	500	700

Х-каИ.О. защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных К.З. (I_2) представлена на рисунке 5.2.

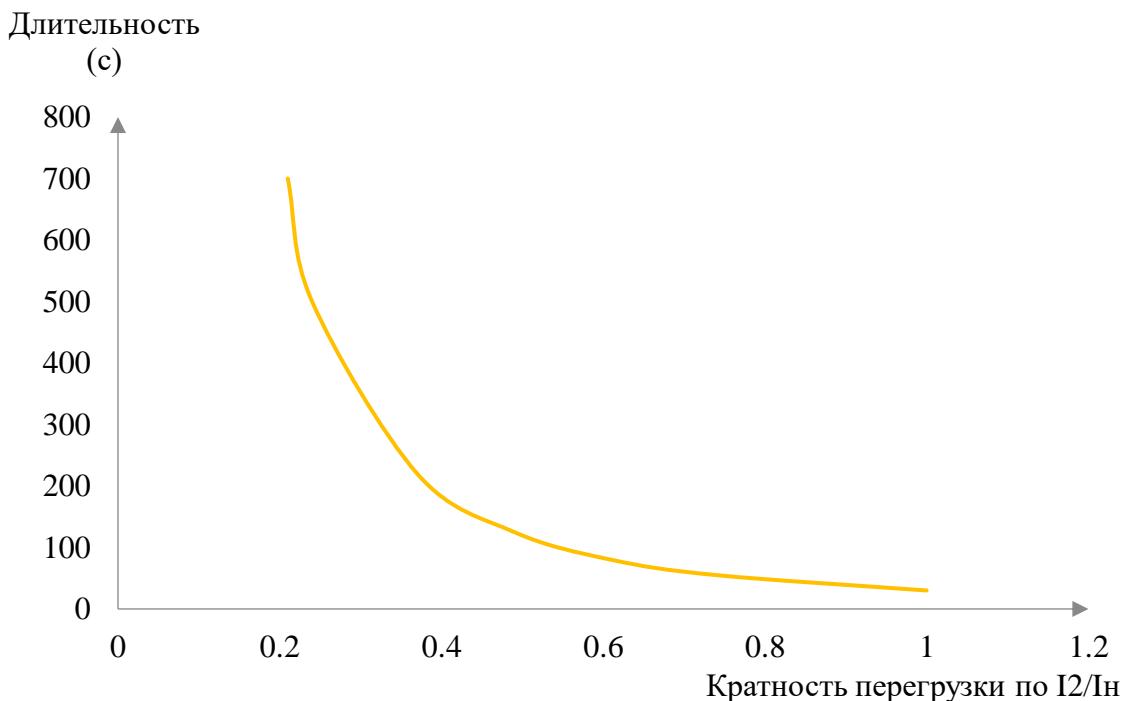


Рисунок 5.2 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 30 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 700 \text{ с}$.

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

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 КЗ на шинах ВН

$$I^*_{2C.3.} = \frac{1}{1,1 \cdot (X''_{d\text{ BH}} + X_{2d\text{ BH}} + 2 \cdot X_T)}; \quad (5.19)$$

Сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к стороне ВН:

$$X''_{d\text{ BH}} = X''_d \cdot \left(\frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}}\right)^2 = 0,3 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 159,36 \text{ Ом}; \quad (5.20)$$

Сопротивление обратной последовательности генератора по, приведенное к стороне ВН:

$$X_{2\text{BH}} = X''_d \cdot \left(\frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}}\right)^2 = 0,3 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 159,36; \quad (5.21)$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$X_T = \frac{U_{\text{k}\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{51}{50} = 0,107; \quad (5.22)$$

$$I^*_{2C.3.} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (159,36 + 0,107 + 0,034)} = 0,00241 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.} = I^*_{2C.3.} \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}} = 0,00241 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,111 \text{ о. е.} \quad (5.24)$$

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

$$\begin{aligned} I^*_{2C.3.} &= \frac{1}{2,2 \cdot (X''_{d\text{ BH}} + X_T + X_L)} = \\ &= \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (159,36 + 0,107 + 0,034)} = 0,00241 \text{ о. е.} \end{aligned} \quad (5.25)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.} = I^*_{2C.3.} \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,00241 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,111 \text{ о.е}; \quad (5.26)$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 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 Дистанционная защита от внешних коротких замыканий ($Z1<$), ($Z2<$)

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ:

$$\begin{aligned} Z_1 &\leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 121,67 + \frac{0,8}{2} \cdot 40,63 = \\ &= 113,590 \text{ Ом}; \end{aligned} \quad (5.27)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к ВН;

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,115 \cdot \frac{51}{50} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{51}{230^2} \cdot 40,63 = 0,11; \quad (5.28)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,11 \cdot 2,16 = 0,24 \text{ Ом}; \quad (5.29)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{51} = 2,16.$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,24 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,37 \text{ Ом}; \quad (5.30)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,4 \text{ Ом}$.

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 исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

2) Принимаем $\Delta Z = 40 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2801} = 2,16 \text{ Ом}; \quad (5.31)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,21 - 0,95}{1,13} = 3,07; \quad (5.32)$$

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

x_d – индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,87}{0,95 \cdot 2,5} = 0,366; \quad (5.34)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 68,53^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.} \quad (5.35)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{51} = 0,76 \text{ Ом}; \quad (5.36)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,76 \cdot 3000/5}{10500/100} = 4,34 \text{ Ом}; \quad (5.37)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,34 \text{ Ом}$.

Величина смещения х-ки срабатывания по оси максимальной чувствительности - 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,036 \text{ Ом}, Z_{CM2} = 0,11 \text{ Ом}$.

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

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

5.2.6 Защита от симметричных перегрузок статора (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{Сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot 2801 = 2997,07 \text{ А}; \quad (5.38)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9 \text{ с}$.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot 2801 = 3081,1 \text{ A}; \quad (5.39)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2:

Таблица 5.2–Уставка интегрального органа

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность (с)	длительно	250	1200	450	340	280	160	80	3

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.3.

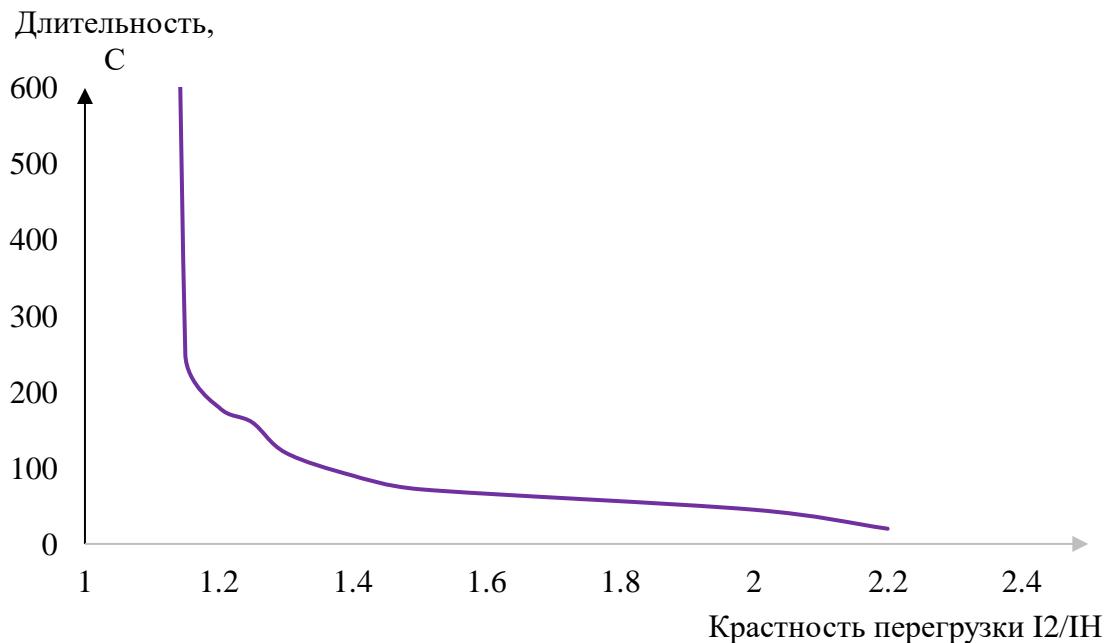


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{HOM}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{HOM} = 1,53 \cdot 2801 = 4285,53A; \quad (5.40)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{HOM}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 100,0} = 69,32 \text{ В.} \quad (5.41)$$

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

5.2.7 Защита ротора от перегрузки (I_p)

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

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

$$I_{P \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{HOM.P}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{HOM.P}}{0,98} = 1,07 \cdot 930 = 995, A; \quad (5.42)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,08 \cdot I_{HOM.P}}{0,98} = 1,1 \cdot 930 = 1023 A; \quad (5.43)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
--------------------------------------	-----	------	-----	------	-----	-----	-----	-----	-----

Длительность, С	∞	250	180	160	120	90	72	45	20
-----------------	----------	-----	-----	-----	-----	----	----	----	----

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.4.

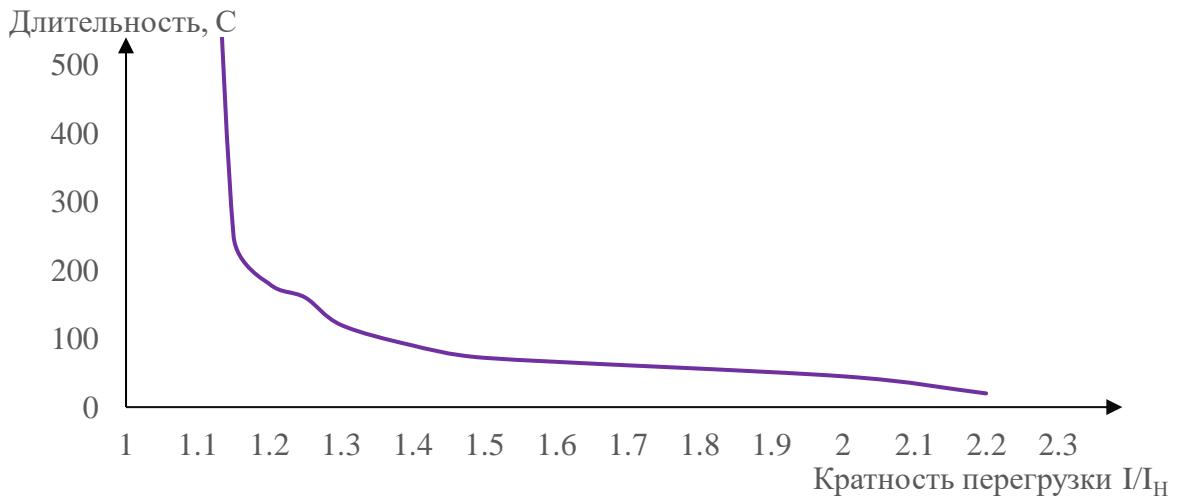


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P\text{ отс.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,24 \cdot 930 = 2083,2 \text{ А}; \quad (5.44)$$

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

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, $N_{уст}$, количества населения в НБ в соответствии с постановлением Правительства РФ №986 от 02.11.2013 №986.

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС равно 7000 человек. Присваивается I класс сооружения, так как численность людей более 3000.

$N_{уст} = 133$ МВт, что соответствует III классу сооружения.

Предварительная компоновка показала, что высота бетонной плотины будет находиться в пределах 55-60 м, Грунт основания - гранит и метаморфические сланцы. На основании этих показателей предусмотрен II класс.

В конечном итоге Томмотский гидроузел будет относиться к I классу сооружений. Следовательно, обеспеченность расхода принимаем равной 0,1%.

6.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня грунтовой плотины ∇ ГГП принимаем величину, вычисленную по формуле:

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

где h_s – превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

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

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,8$ м – конструктивный запас для I класса,

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta h_{set} &= k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos\alpha = 2,46 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{24^2 \cdot 1470}{9,81 \cdot 27,5} \cdot \cos 0^\circ \\ &= 0,00772 \text{ м}; \end{aligned} \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, рассчитываемый по формуле (6.4);

$V_w = 24 \text{ м/с}$ – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 1470\text{м}$ – длина разгона волны;

$\alpha = 0^\circ$ – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище, рассчитываемая по формуле (6.5)

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 24) \cdot 10^{-7} = \\ = 2,46 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}; \quad (6.4)$$

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}}{2} = \frac{329 - 274}{2} = 27,5 \text{ м}; \quad (6.5)$$

Определить высоту волны 1% обеспеченности для основного случая:

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

Из графика [3, Приложение А, рис. А.1] 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 $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$ 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).

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,76^2}{2 \cdot 3,14} = 11,89 \text{ м}; \quad (6.6)$$

Проверяем условие:

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

$$27,5 > 0,5 \cdot 11,89;$$

$$27,5 > 5,95;$$

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 2,09 \cdot 1,06 = 2,21 \text{ м}; \quad (6.8)$$

где $K_i = 2,09$ – коэффициент, определяемый по графику, в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$.

Высота наката волн на откос 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0.9 \cdot 1.5 \cdot 1.2 \cdot 2.21 = \\ = 3,58 \text{ м}; \quad (6.9)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса;
 $k_{sp} = 1,5$ – коэффициент, при коэффициенте откоса $c t g \varphi = 2$;
 $k_{run} = 1,2$ – коэффициент, принимаемый по графикам зависимости от пологости волны $\frac{\lambda_d}{h_{1\%}} = 5,38$ на глубокой воде.

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 0,00772 + 2,21 + 0,94 = 3,15 \text{ м}; \quad (6.10)$$

$$\nabla \Gamma \Gamma \Pi = \nabla \text{НПУ} + h_s = 330 + 3,58 = 333,58 \text{ м}. \quad (6.11)$$

6.1.3 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 – $Q_{\text{гэс}}$.

$$Q_{\text{ав}} = \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{пр}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{5 \cdot 10^9}{4 \cdot 2592000} = 482,25 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \quad (6.8)$$

$$Q_{\text{га}} = \frac{N_{\text{га}}}{9,81 \cdot H_{\text{поб}} \cdot \eta} = \frac{44333}{9,81 \cdot 50,1 \cdot 0,882} = 102,3 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \quad (6.9)$$

$$Q_p = Q_{\text{max}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{ГА}} - Q_{\text{ав}} = \\ = 1260 - (3 - 1) \cdot 102,3 - 482,25 = 733,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \quad (6.10)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружения;
 n – количество агрегатов.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{733,9}{31,35} = 23,41 \text{ м}; \quad (6.11)$$

где q_B – удельный расход на водослив, равный:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 25,08 = 31,35 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.12)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{HB} = 4 \cdot 6,27 = 25,08 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.13)$$

где h_{HB} – глубина воды в НБ, определяется по кривой $\nabla HB = f(Q_{HB})$ при $Q_{osn,max}$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимаемая в зависимости от грунтов, слагающих дно реки.

Ширина водосливного фронта В должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону:

$$B = b \cdot n = 6 \cdot 4 = 24 \text{ м}; \quad (6.14)$$

где $n = 4$ число пролетов;

$b = 6$ м стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом.

6.1.4 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{osn,расч}}{\sigma_H \cdot \sigma_n \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{733,9}{1 \cdot 0,9 \cdot 0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,83 \text{ м}; \quad (6.15)$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{osn,расч}}{m \cdot \sigma_H \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{733,9}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,25 \text{ м}; \quad (6.16)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

σ_h -коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяется по формуле:

$$\begin{aligned}\sigma_h &= 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = \\ &= 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{5,83}{6} = 0,9;\end{aligned}\quad (6.17)$$

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

$\xi_0 = 0,45$ –коэффициент, зависящий от формы верховой грани быка.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 6,25 - \frac{1,1 \cdot 0,32^2}{2 \cdot 9,81} = 6,25 \text{ м}, \quad (6.18)$$

$$\begin{aligned}V_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА})(B + (n - 1)\delta_B)} = \\ &= \frac{733,9}{(329 - 274)(24 + (4 - 1) \cdot 3)} = 0,32 \text{ м/с};\end{aligned}\quad (6.19)$$

где $\delta_B = 3 \text{ м}$ – толщина быка.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \text{НПУ} - H_{ct} = 329 - 7 = 322 \text{ м}; \quad (6.20)$$

где $H_{ct} = 7 \text{ м}$ – стандартный напор, ближайший к Н в соответствии с техническим регламентом.

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \Gamma B + 1,6H_{ct} = 322 + 1,6 \cdot 7 = 333,2 \text{ м}. \quad (6.21)$$

Устанавливаем проектную отметку гребня плотин напорного фронта – наибольшую из: $\nabla \Gamma B P = 333,58 \text{ м}$, $\nabla \Gamma B = 333,2 \text{ м}$.

За отметку плотины принимаем: $\nabla \Gamma B = 333,58 \text{ м}$.

6.1.5 Проверка пропуска проверочного расхода

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода проверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{\sigma_h \cdot \sigma_n \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \\ = \left(\frac{844,15}{1 \cdot 0,9 \cdot 0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,87 \text{ м}; \quad (6.22)$$

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{max.пов}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{ра}} - Q_{\text{ав}} = 1531 - (3 - 1) \cdot \\ \cdot 102,3 - \frac{5 \cdot 10^9}{4 \cdot 2592000} = 844,15 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.23)$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_h \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{844,15}{0,49 \cdot 0,88 \cdot 1 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,97 \text{ м}; \quad (6.24)$$

$$\sigma_h = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \\ \cdot \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{6,87}{6} = 0,88; \quad (6.25)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g} = 6,97 - \frac{1,1 \cdot 0,46^2}{2 \cdot 9,81} = 6,96 \text{ м}; \quad (6.26)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Delta \text{НО})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)} = \\ = \frac{844,15}{(330 - 274)(24 + (4 - 1) \cdot 3)} = 0,46 \frac{\text{м}}{\text{с}}; \quad (6.27)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \Phi \text{ПУ}_p = \nabla \Gamma \text{В} + H_{\text{пов}} = 322 + 6,96 = 328,96 \text{ м}. \quad (6.28)$$

Так как расчетная отметка $\nabla \Phi \text{ПУ}_p = 328,96 \text{ м}$, ниже исходной отметки $\nabla \Phi \text{ПУ} = 330 \text{ м}$, то принимаем отметку форсированного уровня $\nabla \Phi \text{ПУ} = 330 \text{ м}$.

6.1.6 Построение профиля водослива

Построение профиля плотины производят по схеме практического профиля плотины. По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$ определяем координаты

оголовка безвакуумного водослива. Табличные координаты x и y умножаем на H_{ct} и строим кривую А-В на рисунке 6.1.

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

Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя и нижняя кривые в точке сопряжения имели общую касательную. Для высоких плотин эта касательная образует прямолинейный участок водосливной грани.

Вычисленные координаты для построения оголовка водосливной грани представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Таблица Кригера-Офицерова при $H_{ct}=6$ м

№ точки	x	y	x^*	y^*
1	0	0,126	0,000	0,882
2	0,1	0,036	0,700	0,252
3	0,2	0,007	1,400	0,049
4	0,3	0,000	2,100	0,000
5	0,4	0,006	2,800	0,042
6	0,5	0,027	3,500	0,189
7	0,6	0,060	4,200	0,420
8	0,7	0,100	4,900	0,700
9	0,8	0,146	5,600	1,022
10	0,9	0,198	6,300	1,386
11	1	0,256	7,000	1,792
12	1,1	0,321	7,700	2,247
13	1,2	0,394	8,400	2,758
14	1,3	0,475	9,100	3,325
15	1,4	0,564	9,800	3,948
16	1,5	0,661	0,000	0,882

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

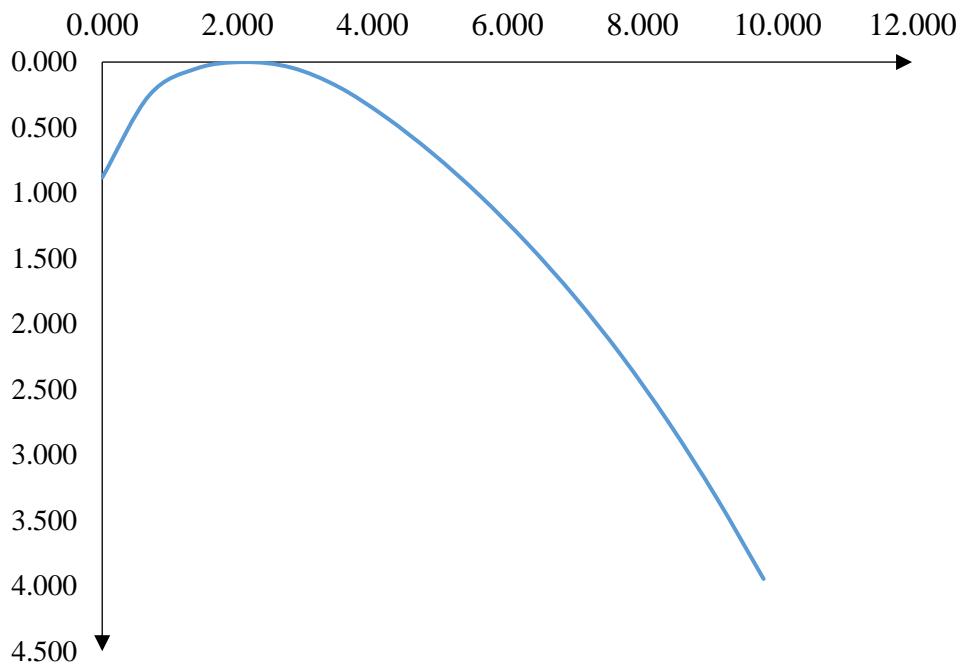


Рисунок 6.1—Оголовок водосливной плотины

6.2 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом. Вычисляют критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают):

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_b)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 733,9^2}{33^2 \cdot 9,81}} = 3,81 \text{ м}, \quad (6.29)$$

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

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} - h'_{c1})}} = \frac{22,2}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (329 - 274 - 0)}} = 0,75; \quad (6.30)$$

$$q_c = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{B_B} = \frac{733,9}{33} = 22,2 \frac{\text{м}^2}{\text{с}},$$

Уточним величину первой сопряженной глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} - h'_{c1})}} = \\ = \frac{22,2}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (329 - 274 - 0,75)}} = 0,76; \quad (6.31)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_{c1}}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{kp}}{h'_{c1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,76}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,81}{0,76} \right)^3} - 1 \right) = \\ = 11,73 \text{ м}; \quad (6.32)$$

Определим тип прыжка:

Так как $h''_c = 11,73 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 6,27 \text{ м}$, то имеем отогнанный прыжок.
где $h_{\text{НБ}}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{max, \text{осн}}$
Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому необходимо проектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

Применим гашение избыточной энергии с помощью носка трамплина.

6.3 Конструирование бетонной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы

Гравитационную плотину на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты. Теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Высота плотины:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 329 - 271 = 58 \text{ м}; \quad (6.33)$$

Отметка подошвы не зависит от конструкции устройств нижнего бьефа:

$$\nabla \text{ПОД} = \nabla \text{ДНА} - 3 = 274 - 3 = 271 \text{ м}; \quad (6.34)$$

Произведем расчеты для $n=0,1$:

Ширина подошвы плотины из условия недопущения растягивающих напряжений:

$$B'_n = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w} \cdot (1-n) + n \cdot (2-n) - \alpha_1}}; \quad (6.35)$$

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

ρ_w – плотность воды;

ρ_6 – плотность бетона

Ширина подошвы плотины из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию:

$$B''_n = \frac{\gamma_n \cdot h}{tg\varphi \cdot \left(\frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}; \quad (6.36)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины, $\gamma_n = 1,25$ для I класса;

$tg\varphi = 0,75$ – коэффициент трения бетона по грунту, принимается для гранита.

В таблице 6.2 представлены величины, необходимые для определения ширины подошвы. График для определения представлен на рисунке 6.2.

Таблица 6.2 – Определение ширины подошвы

n	$B_{\pi}^I, \text{м}$	$B_{\pi}^{II}, \text{м}$
0	42,1	50,9
0,1	42,6	48,3
0,2	43,5	46,0
0,3	44,6	43,9
0,4	46,1	42,0
0,5	48,2	40,3
0,6	50,9	38,7

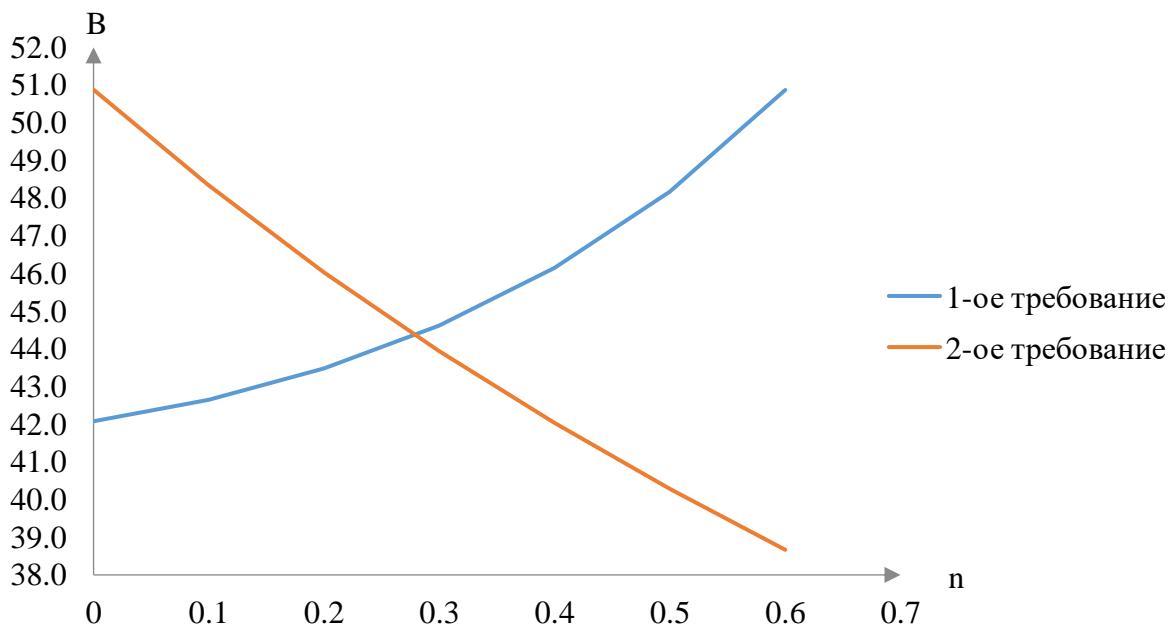


Рисунок 6.2 – Определение ширины подошвы

Графики пересекаются в точке $n = 0,28$, следовательно ширина подошвы плотины равна $B_n = 44$ м, исходя из предварительных расчетов, принимаю ширину подошвы плотины $B_n = 44$ м.

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах со скальным основанием устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно – усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Принимаем в водосливной плотине шов, проходящий через бык. Тогда размер секции определим по формуле:

$$l_c = b + \delta_b = 6 + 3 = 9 \text{ м.} \quad (6.37)$$

6.3.3 Быки

Быки служат опорами для затворов, мостов и стационарных подъемных механизмов, а также для создания водосливных секций,

Форма быков в плане со стороны верхнего бьефа плавная.

Толщина быка равна 3м.

Ширина паза рабочего затвора составляет 1 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5 м.

Расстояние между затворами принимаем 1,5 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.3.4 Устои

Между станционной и водосливной частью плотины устраиваем разделительный устой для уменьшения попадания брызг отбрасываемой струи на здание ГЭС.

6.3.5 Галереи

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 14м. Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, из размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3x3,5м. Габариты для смотровых галерей принимаем 2x2,5м.

Так же в плотине имеются галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций.

6.3.6 Элементы подземного контура плотины

Цементационная завеса необходима для ограничения фильтрационного давления на плотину. Их применяют на скальном основании.

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.}m}} = \frac{29,55 \cdot 1,25}{15} = 2,46 \text{ м}; \quad (6.38)$$

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

$\Delta H_3 = 29,55$ м – потери напора на завесе;

$J_{\text{кр.}m} = 15$ – критический градиент напора на завесе для скальных грунтов.

δ_3 принимается равной 3 м.

$$H_{as} = 0,3 \cdot H_{max} = 0,3 \cdot 50,1 = 15,03 \text{ м}; \quad (6.39)$$

где H_{max} – максимальный напор:

$$H_{max} = \nabla HPU - \nabla UHB_{min} = 329 - 279,65 = 49,35 \text{ м}; \quad (6.40)$$

Потери напора на завесе:

$$\Delta H_3 = H_{max} - H_{as} = 49,35 - 15,03 = 34,32 \text{ м}; \quad (6.41)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_n = (0,10 \div 0,25) \cdot 44 = 4,4 \div 11 \text{ м}; \quad (6.42)$$

где B_n – ширина подошвы плотины.

Принимаем $l_3 = 4,5 \text{ м}$

Глубина цементационной завесы принимаем равной:

$$h_3 = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot (329 - 277,45) = 30,93 \text{ м}; \quad (6.43)$$

Дренаж в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м. Расстояние между дренажными и цементационными скважинами принимаем 6 м. Глубина скважин принимается в пределах:

$$h_{dp} = 0,6 \cdot h_{zav} = 0,6 \cdot 30,93 = 18,56 \text{ м}, \quad (6.44)$$

6.4 Определение основных нагрузок на плотину

6.4.1 Статические расчёты плотины

Определение основных нагрузок на плотину ведется по основному расчетному случаю – нормальный расчетный случай при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при пропуске минимального расхода по ВХК).

При сборе нагрузок водосливной плотины, нагрузки собирают на 1 погонный метр длины плотины.

6.4.2 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad: $S_{пл} = 1280 \text{ м}^2$, $S_6 = 1474 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{1280 \cdot 6 \cdot 24}{6 + 3} = 20480 \frac{\text{kH}}{\text{м}}; \quad (6.45)$$

где $S_{пл} = 1280 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения плотины;

$b = 6$ м – ширина пролета;

$\delta_6 = 3$ м – толщина быка;

γ_6 – удельный вес бетона

Точка приложения равнодействующей силы $G_{\text{пл}}$ также была определена с помощью программы AutoCad:

Вес быка и точка его приложения определена аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{1474 \cdot 3 \cdot 24}{6 + 3} = 11792 \frac{\text{kH}}{\text{м}}; \quad (6.46)$$

где $S_6 = 1474 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения быка.

$\delta_6 = 3$ м – толщина быка;

$\rho_6 = 2400 \text{ кг/м}^3$ – плотность бетона.

Вес плоского затвора можно определить по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 51^{1,5} \cdot 9,81 = 197 \text{ кН}; \quad (6.47)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = (330 - 322 + 0,5) \cdot 6 = 51 \text{ м}^2; \quad (6.48)$$

где b – ширина пролета

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{197}{6 + 3} = 22 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.49)$$

6.4.3 Сила гидростатического давления воды

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

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

-со стороны верхнего быефа:

$$T_B = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2} = \frac{10 \cdot 58^2}{2} = 16820 \text{ кН}; \quad (6.50)$$

где $H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 329 - 271 = 58 \text{ м}$;

-со стороны нижнего быефа:

$$T_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 6,45^2}{2} = 208 \frac{\text{kH}}{\text{м}}; \quad (6.51)$$

где $H_{\text{H}} = \nabla \text{НБ}_{min} - \nabla \text{под} = 277,45 - 271 = 6,45 \text{ м}$.

6.4.4 Равнодействующая взвешивающего давления

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

Силу взвешенного давления определяют по формуле:

$$W_{\text{вз}} = H_{\text{H}} \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 6,45 \cdot 44 \cdot 10 = 2838 \text{ кН}. \quad (6.52)$$

6.4.5 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления для скальных оснований может быть построена в соответствии с указаниями СП [2].

Для основного случая:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min} = 329 - 277,45 = 51,55 \text{ м}; \quad (6.53)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 51,55 = 20,62 \text{ м}; \quad (6.54)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 51,55 = 10,31 \text{ м}; \quad (6.55)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется с помощью программы AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на плотину:

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_{\text{В}} = 432 \cdot 10 = 4320 \text{ кН}. \quad (6.56)$$

6.4.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{H}} = \gamma_{\text{H}} \cdot h_{\text{H}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{H}}}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}; \quad (6.57)$$

где $\gamma_{\text{H}} = 10 \text{ кН/m}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии

$h_{\text{H}} = 3 \text{ м}$ – толщина слоя наносов

$\varphi_{\text{H}} = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов

Равнодействующая сила давления наносов:

$$E_h = \frac{p_h \cdot h_h}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,05 \text{ кН}; \quad (6.58)$$

Активное давление грунта со стороны верхнего бьефа:

$$\begin{aligned} p'_{A.gr} &= \gamma_h \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{gr}}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) = \\ &= 7,46 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.59)$$

где $\varphi_{gr} = 37^\circ$ – угол внутреннего трения грунта, пригруженного наносами;

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

$$\begin{aligned} p''_{A.gr} &= (\gamma_h \cdot h_h + \gamma_{gr} \cdot h_{gr}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{gr}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 3 + 18,05 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) = 16,43 = 13,9 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.60)$$

Удельный вес взвешенного грунта γ_{gr}^{B3B} равняется:

$$\begin{aligned} \gamma_{gr}^{B3B} &= \gamma_{gr}^{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_w = 28 - (1 - 0,005) \cdot 10 = \\ &= 18,05 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}; \end{aligned} \quad (6.61)$$

где $\gamma_{gr} = 28 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ – удельный вес сухого грунта;

$n_0 = 0,005$ – пористость сухого грунта;

$\gamma_w = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ – удельный вес воды;

Равнодействующая активного давления грунта с учетом наносов равна площади эпюры:

$$E_{av} = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{7,46 + 16,43}{2} = 11,95 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}; \quad (6.62)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа:

$$\begin{aligned} p''_{P.gr} &= \gamma_{gr} \cdot h_{gr} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{gr}}{2} \right) = 18,05 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{37}{2} \right) = \\ &= 145,22 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (6.63)$$

Равнодействующая пассивного давления грунта равна площади эпюры:

$$E_{\text{пас}} = S_{\text{ЭП}} = \frac{p_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}}{2} = \frac{145,22 \cdot 2}{2} = 145,22 \text{ кН/м}^3. \quad (6.64)$$

6.4.7 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_{\text{d}}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 2,21 \cdot \left(\frac{11,89}{\pi} + \frac{1,29}{2} \right) = \\ = 49 \text{ кН}; \quad (6.65)$$

где $h_{1\%} = 2,21 \text{ м}$ – высота волны 1%-ой обеспеченности;
 $\bar{\lambda}_{\text{d}} = 11,89 \text{ м}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_{\text{d}}} = \frac{\pi \cdot 2,21^2}{11,89} = 1,29 \text{ м}; \quad (6.66)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{11,89}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 2,21 = 17,85 \text{ м}. \quad (6.67)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1h_{1\%}$ над НПУ, а другая не ниже $8h_{1\%}$ НПУ.

6.5 Расчёт прочности плотины

Оценка прочности плотины произведена по методу предельных состояний первой группы (по непригодности эксплуатации).

Расчёт плотины будем вести с учётом противодавления только по контакту бетона с основанием без учёта температурных воздействий. В результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. Оценка общей прочности плотины производится в сечении на уровне её подошвы.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «–», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составлена таблица 6.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил определены с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Обознач.силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН		
$T_{ВБ}$	1	\rightarrow	16820	19,39	326139,8
$T_{НБ}$	1	\leftarrow	208,0125	-3	-624,0
$G_{пл}$	0,95	\downarrow	20480	-7,1	-138137,6
G_b	0,95	\downarrow	11792	-10	-112024,0
$W_{вз}$	1	\uparrow	2838	0	0,0
W_Φ	1	\uparrow	4320	10,38	44841,6
E_h	1,2	\rightarrow	22,05	3,37	89,2
$E_{пас}$	0,8	\leftarrow	145,22	0,6	69,7
$W_{волн}$	1	\rightarrow	49	56,937	2789,9
q_3	0,9	\downarrow	22	-23,86	-468,9
E_a	1,2	\rightarrow	11,95	1,15	16,5

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6\sum M}{B_n^2} = -\frac{23520}{44} + \frac{6 \cdot 122692}{44^2} = -154,3 \text{ кН/м}^2; \quad (6.68)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B_n – ширина подошвы плотины

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -154,3 \cdot 0^2 - 10 \cdot 58 \cdot (1 - 0^2) = -580 \text{ кН/м}^2; \quad (6.69)$$

где $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД}$ – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \operatorname{tg} \alpha_1;$$

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью.

Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\operatorname{tg} \alpha_1 = 0$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 58 - 154,3) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}; \quad (6.70)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -154,3 \cdot (1 + 0^2) +$$

$$+10 \cdot 58 \cdot 0^2 = -154,3 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 58 = -580 \text{ кН/м}^2; \quad (6.72)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2} = -\frac{23520}{44} - \frac{6 \cdot 122692}{44^2} = -914,8 \text{ кН/м}^2, \quad (6.73)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2) = -914,8 \cdot 0,81^2 - 10 \cdot 6,45 \cdot \\ &\cdot (1 - 0,81^2) = -663,0 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.74)$$

где $H_d^t = 6,45$ м – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;
 $m_t = \operatorname{tg} \alpha_2 = \operatorname{tg} 39^\circ = 0,81$

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t - (10 \cdot 6,45 + (-914,8)) \cdot 0,81 = \\ &= 713,4 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.75)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -914,8 \cdot (1 + 0,81^2) + \\ &+ 10 \cdot 6,45 \cdot 0,81^2 = -1513 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.76)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 6,45 = -64,5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.77)$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верховой и низовой граней, кН/м^2 ;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верховой и низовой граней, кН/м^2 ;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно, у верховой и низовой граней плотины, кН/м^2 ;

σ_c^u – нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верхней грани, кН/м^2 ;

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

ΣM – 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 верхнего и нижнего бьефа;

δ – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

α – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью;

Полученные напряжения сведем в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения в горизонтальном сечении плотины

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	kH/m^2	Напряжение	kH/m^2
σ_y^u	-154,3	σ_y^t	-914,8
σ_x^u	-580	σ_x^t	-663,0
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	713,4
σ_1^u	-154,3	σ_1^t	-64,5
σ_3^u	-580	σ_3^t	-1513

6.5.1 Критерии прочности плотины

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

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b; \quad (6.78)$$

где $R_b = 2800 \text{ kH/m}^2$ – расчетное сопротивление бетона сжатию(марка В5)

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений II класса;

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условия работы;

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|^{max}}{\gamma_c} = \frac{1,25 \cdot 0,9 \cdot 1513}{1} = 1702,5 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2};$$

$$1705,2 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \leq 2800 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2};$$

Таким образом, величина главного напряжения и прочность бетона класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ kH/m}^2$, который

необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями, удовлетворяют приведенному выше условию.

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.79)$$

$$-154,3 < 0;$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.80)$$

$$|-154,3| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 58;$$

$$154,3 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2} \geq 145 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2};$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.6 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

Для определения условия устойчивости при поступательной форме сдвига необходимо определить расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$\begin{aligned} R &= (G_6 + G_{\text{пл}} - W_{\text{взв}} - W_{\phi} + q_3) \cdot \operatorname{tg}\varphi + E_h \cdot \gamma'_c + c \cdot B_n = \\ &= (19456 + 20480 - 4060 + 22) \cdot 0,75 + 22,05 \cdot 0,7 + \\ &+ 110 \cdot 44 = 22495 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}; \end{aligned} \quad (6.81)$$

где $\operatorname{tg}\varphi = 0,75$ – тангенс угла внутреннего трения для гранита;

$\gamma_c = 0,7$ – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта;

$c = 110 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_n \cdot 1 = 44 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

Сдвигающая сила:

$$F = T_{\text{вб}} - T_{\text{нб}} + W_{\text{волн}} + E_h + E_a =$$

$$= 16820 - 208 + 49 + 22,05 = 16702 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \quad (6.82)$$

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

$$\frac{\gamma_c \cdot R}{\gamma_{lc} \cdot F} \geq \gamma_n; \quad (6.83)$$

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

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_c = 0,95$ – коэффициент условий работы.

$$\frac{22495 \cdot 0,95}{16702 \cdot 1} \geq 1,28;$$

$$1,28 > 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Мероприятие по охране окружающей среды в зоне влияния Томмотского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность.

7.1 Охрана окружающей среды

Республика Саха (Якутия) занимает пятую часть Российской Федерации. В этих бескрайних пространствах, покрытых девственными лесами и тундрой, обитают 64 вида млекопитающих и 280 видов птиц, многие из них - редкие или исчезающие.

В районе Арктического побережья гнездятся и проводят лето до 2000 стерхов.

Сегодня в мире существует 15 видов журавлей. Семь из них обитают в России, шесть из семи - в Якутии. Эти прекрасные птицы преодолевают тысячи километров, чтобы на земле вечной мерзлоты произвести свое потомство. Так что наша республика с полным правом может называться журавлиной державой.

На территории Якутии находятся 2 заповедника, 4 национальных природных парка и более 100 ресурсных резерватов. Общая площадь особо охраняемых природных территорий равна 646108,9 кв. км, или 21 % территории Якутии.

Первые ресурсные резерваты были созданы в Горном и Хангаласском улусах.

Крупнейшим заповедником является "Усть-Ленский" в Булунском улусе, его площадь равна 14330 кв.км. Заповедник был создан в 1986 году в целях сохранения и восстановления численности малого лебедя и гусей, а также дикого северного оленя и моржа. Олекминский заповедник находится на юге Республики Саха (Якутия).

Национальный природный парк - "Ленские столбы" (1995 г) расположен на территории Хангаласского улуса и состоит из двух изолированных участков, примыкающих к левому и правому берегам реки Лены, на которых распространены многочисленные останцы разрешения коренных пород, образующие "арки", "башни", "колоннады", "соборы" и другие причудливые формы.

Другим уникальным памятником природы являются дюны - тукаланы. Очень странно видеть среди якутской тайги природные образования, напоминающие самую настоящую пустыню. Они по праву считаются "экзотикой якутской природы". Наиболее крупная из них - Самыс Кумага.

В разные годы на территории парка проводились археологические и геологические исследования. На участках Курунгнах и Кюэх - Хайя найдены останки мамонтов, бизонов. На правом берегу Лены в 1983-1984 годах открыта уникальная древнепалеологическая стоянка Диинг - Юрях.

Национальный парк хранит и другие раритеты. На скалах в большом количестве обнаружены писаницы, выполненные краской древних жителей этих мест. Встречаются надписи древнетюркского рунического письма и

наскальные рисунки.

Из залетных птиц особый интерес представляет белый журавль стерх и белый гусь.

На территории Аллаиховского улуса создан ресурсный резерват "Кытальк" (май 1997 г.).

Основная его задача состоит в защите восточной популяции сибирского белого журавля - стерха, исчезающей птицы мира.

Воздействие Томмотской ГЭС на окружающую среду будет оказываться как в период строительства, так и в период дальнейшей эксплуатации станции.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с проведением различных видов строительных работ, передвижением автотранспорта, организацией инженерных коммуникаций, отвалов, ЛЭП, жилых посёлков и прочее. Также воздействие будет вызвано выполнением работ по основным сооружениям гидроузла, с подготовкой ложа водохранилища и выполнением защитных сооружений, включая берегоукрепление, с возведением дамб, с поэтапным заполнением водохранилища.

Поэтому к наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Томмотской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, сводка леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с этим изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение населения из зоны затопления.

Природоохранные мероприятия можно разбить на три группы:

- 1) Мероприятия по подготовке зоны водохранилища;
- 2) Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища;
- 3) Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции в период эксплуатации.

7.2 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища

Проектируемая Томмотская ГЭС расположена на территории Республики Якутия (Саха). В прилежащих к месту строительства гидроэлектростанции районах находится город Томмот и село Амга.

Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 128,7 км². На территории затопления отсутствуют важные экономические производственные социально–культурные объекты.

Следует отметить, что государственные природные заповедники не попадают в зону затопления.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

Согласно СП 1.07.1985 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.3 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 – ФЗ от 3.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.) вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны.

В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопрыскивания лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий планируются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.4 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции в период эксплуатации

В период эксплуатации Томмотского 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.

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

В связи с тем, что на расстоянии 5 км от ГЭС находится проектируемый населенный пункт, пос. Гидростроителей, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется проведение дополнительных мероприятий по сохранению качества воды реки Амга от сбросов Томмотской ГЭС ниже по течению реки.

Стоит учесть, что перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения флоры и фауны, различных памятников и достопримечательностей, имеющихся на территории строительства Томмотской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей среде необходимо проведение комплексного мониторинга зоны строительства ГЭС для тщательной разработки природоохранных мероприятий.

7.5 Безопасность гидротехнических сооружений

Томмотская ГЭС согласно проекту относится к первому классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Вся ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Томмотской ГЭС они должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений» собственник ГТС разрабатывает Декларацию. Декларация безопасности, в которой обосновывается безопасность ГТС, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидации явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.6 Требования по охране труда и технике безопасности

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных неподходящих ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет ее технический руководитель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Томмотской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет следующие задачи:

- организовывает работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организовывает и координирует природоохранную деятельность.

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться должностными инструкциями.

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

Основная цель улучшения условий труда – обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно-технической

документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, выдается удостоверение о проверке знаний.

Электроустановки Томмотской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены.

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

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

На Томмотской 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.

7.7 Пожарная безопасность

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

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- 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.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности, 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.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Томмотской ГЭС должны быть предусмотрены специальные меры:

- специальные места для курения расположены в наиболее выгодных позициях;
- во всех помещениях, складах, зданиях должны быть установлены датчики, реагирующие на задымление и повышение температуры;
- во всех необходимых местах установлены огнетушители.

На генераторах ГЭС в качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей гидроагрегата размещают дренчерные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения –

автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла.

Таким образом, для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Томмотской ГЭС будет предусмотрена система автоматического пожаротушения.

8 Технико-экономические показания

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- величина чистого дисконтированного дохода;
- внутренняя норма доходности.

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	132,96	132,96	132,96	132,96	132,96
Число часов использования установленной мощности	Часы	4666	4666	4666	4666	4666
Выработка электроэнергии	МВт·ч	620391	620391	620391	620391	620391
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	6203,9	6203,9	6203,9	6203,9	6203,9
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1149120	1149120	1149120	1149120	1149120
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1190,3	1222,8	1255,3	1287,8	1320,2
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	1367,80	1405,15	1442,49	1479,84	1517,07
НДС к выручке	млн.руб	227,97	234,19	240,42	246,64	252,85

Вывод: Согласно таблице 8.1 рост выручки за исследуемый период произошёл за счет изменения тарифа на электроэнергию, при этом объемы реализации не изменились.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии. Единые

сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255	114,84
Прочие	274	123,30

Итого по ГЭС	529,2	238,14
--------------	-------	--------

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные знания расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15	0,09
От 16 до 25	0,14

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	21,74
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт·ч	1,93
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт·ч	0,54
Итого		10,69

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки 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				
	2023	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн.руб.	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5
Расходы на страхование, млн.руб.	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Налог на воду, млн.руб.	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Итого, млн.руб.	158,5	158,5	159,5	159,5	159,5

Вывод: Рост затрат по гидроузлу в исследуемый период происходит из-за увеличения расходов на амортизационные отчисления. Также происходит рост расходов на ремонт производственных фондов и страхование.

Текущие затраты с детализацией за весь период представлены в приложении 3.

Наибольшими затратами из вышепредставленных являются эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления. Структура текущих затраты по гидроузлу представлены на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затраты по гидроузлу, %

Вывод: Анализируя диаграмму делаем вывод, что большую часть затрат составляют эксплуатационные расходы отчисления.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030

Продолжение таблицы 8.6

Налог на прибыль, млн.руб.	187,7	194,4	201,3	207,5	213,3
НДС, млн.руб.	123,3	226,0	232,7	238,8	244,5
Взносы в социальные фонды,	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6
Налог на имущество, млн.руб.	40,3	39,3	38,4	37,5	36,5
Итого, млн.руб.	369,9	478,3	491,0	502,4	513,0

Вывод: при возрастании года реализации проекта происходит повышение налогов, что в свою очередь негативно сказывается как на развитие проекта, так и на потребителях электроэнергии

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	997,4	1033,9	1068,1	1100,5	1132,8
Текущие расходы, млн.руб.	158,5	158,9	159,6	159,6	159,6
ЕБИТДА (Валовая	991,8	1028,4	1062,6	1094,9	1127,3
ЕБИТ(прибыль от	713,6	870,1	905,3	938,5	971,8
Скорректированный налог	142,7	174,0	181,1	187,7	194,4
NOPAT (чистая прибыль),	689,9	696,1	724,2	750,8	777,4
Ставка налога на	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Из таблицы 8.7 видно, что в рассматриваемый период часть прибыли идёт на уплату налога на прибыль, также снижение прибыли связано с увеличением расходов. Изменение суммы прибыли/убытков по проекту представлено на рисунке 8.2.

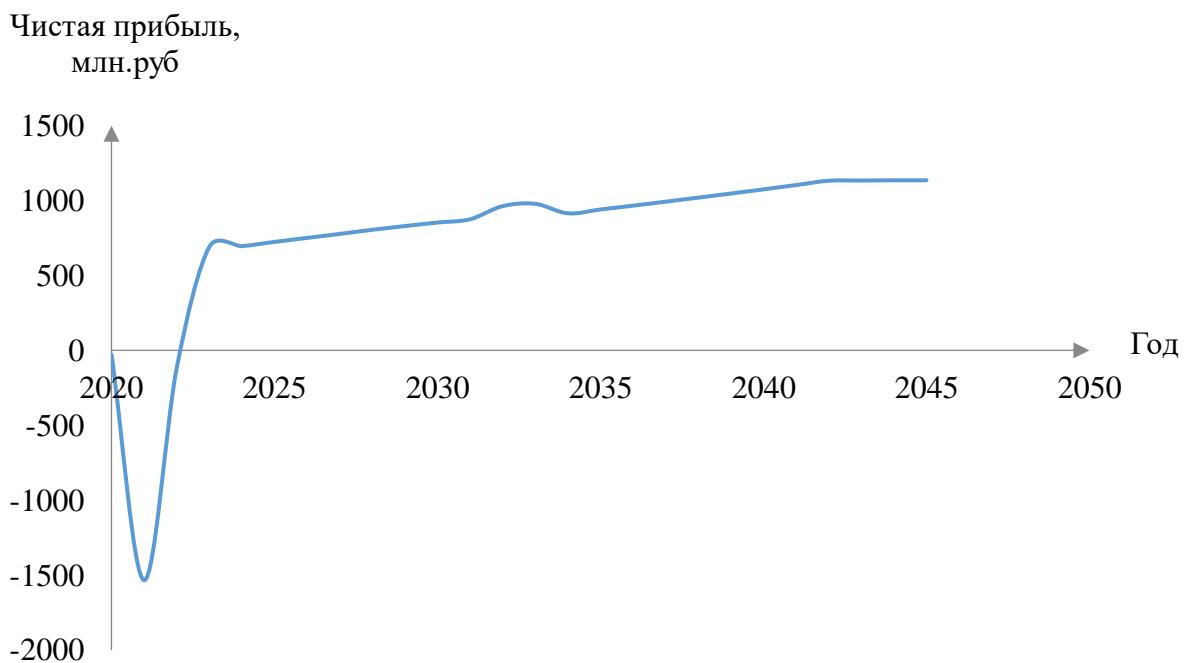


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

Вывод: по результатам расчета чистой прибыли сделан вывод, что проект в 1 квартале 2023 года выходит на положительную прибыль и увеличивает свою экономическую эффективность.

График с указанием этапов строительства и установки энергетического оборудования представлен на рисунке 8.3.

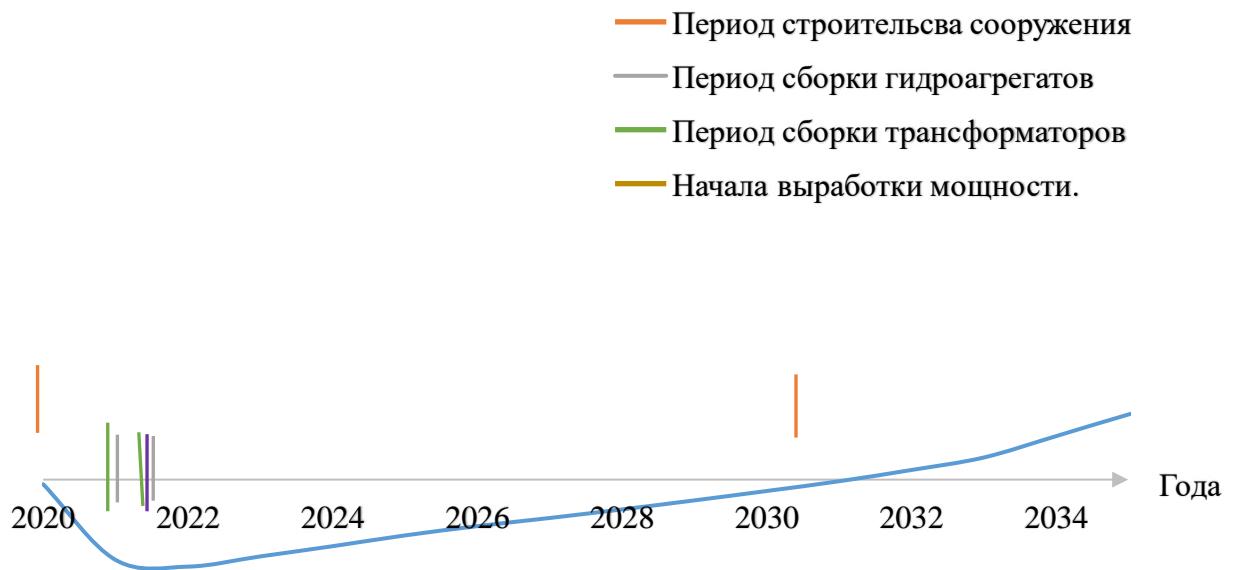


Рисунок-8.3 График Cash-Flow с указанием этапов строительства и установки энергетического оборудования

Вывод: В период с 2021 года выполняется покупка и установка энергетического оборудования первого агрегата. Из рисунка видно, что после запуска первого агрегата начинается выработка электроэнергии и как следствие станция получает прибыль. С пусками последующих агрегатов повышается выработка, растут тарифы на электроэнергию и мощность, в 2031 году станция начинает окупаться.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

8.6 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Томмотской ГЭС составляет 50 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.7 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Индигирской ГЭС на реке Индигирка»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	135

Продолжение таблицы 8.8

Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	7,1
Индекс прибыльности – PI, руб.	1
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,62
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,16
Удельные капиталовложения, руб/Квт	65338,3

Вывод: проект Томмотской ГЭС на реке Амга является прибыльным, так как индекс прибыльности равен 1,1.

8.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.Рублей	8,2	8,2	152,5	197,6	204,6
В региональный бюджет, млн.Рублей	22,2	45,1	43,4	42,5	41,6
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	30,5	53,3	195,9	240,0	246,2

Вывод: В состав федерального бюджета поступают налоги НДС, налог на прибыль, водный налог, взносы во внебюджетные фонды. В региональный налог на имущество и налог на страхования от несчастных случаев.

8.9 Анализ чувствительности

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- 1) Ставки налогов
- 2) Цена сбыта
- 3) Ставки дисконтирования

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертизой.

График изменения PI в зависимости от изменения ставки налогов представлен на рисунке 8.4. График изменения PI в зависимости от изменения цены сбыта представлен на рисунке 8.5. График изменения PI в зависимости от

изменения ставки дисконтирования представлен на рисунке 8.6.

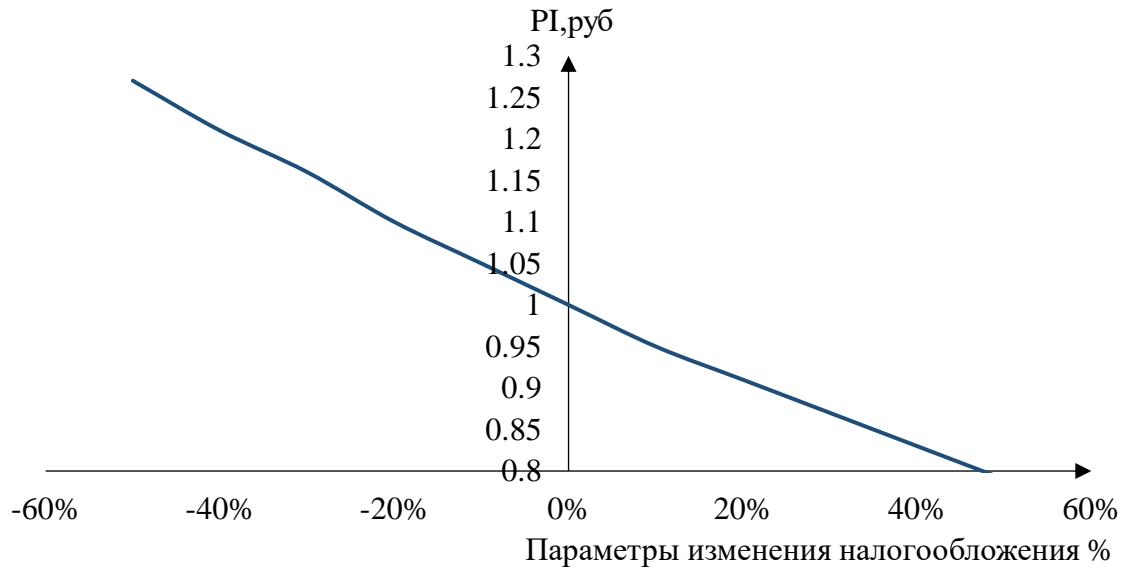


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины PI.

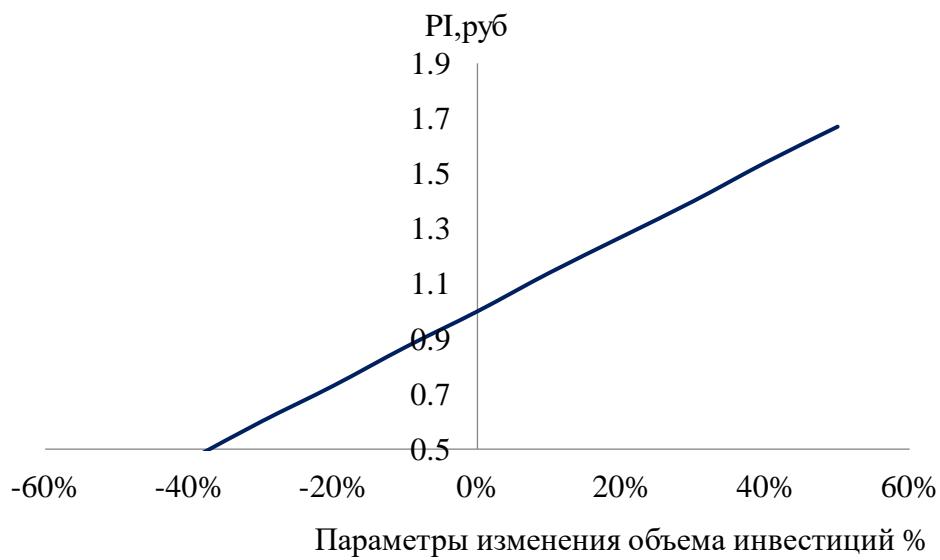


Рисунок 8.5 – Индекс PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: увеличение цены сбыта приводит к увеличению PI.

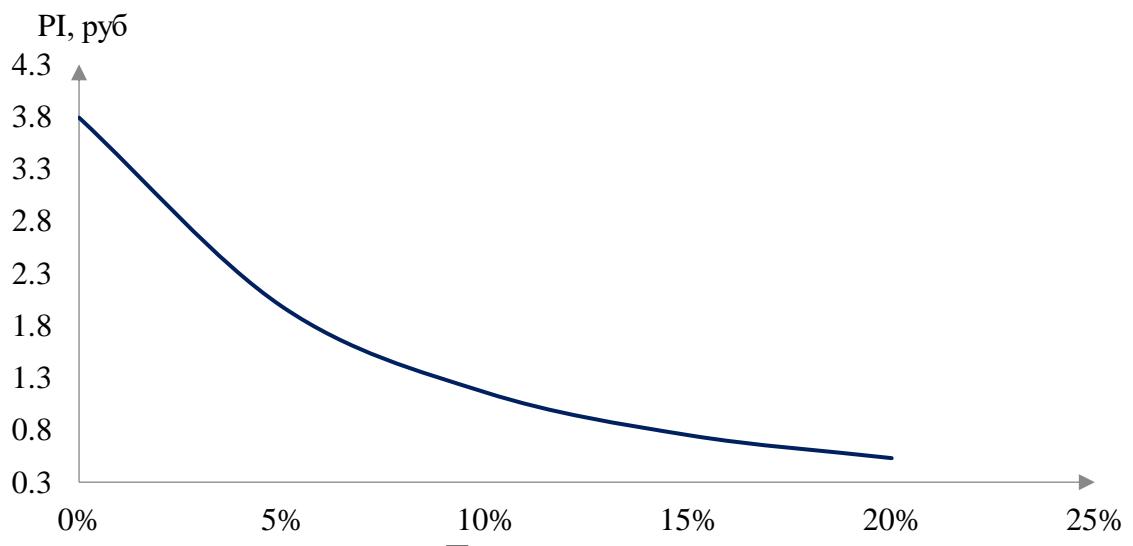


Рисунок 8.6 – Индекс PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: При увеличении ставки дисконтирования происходит уменьшение величины PI

Таким образом проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- 1) Увеличение ставки дисконтирования
- 2) Уменьшение цены сбыта продукции

9 Локальные системы оповещения ГЭС

9.1 Цели, назначения и области применения ЛСО

Наиболее острой проблемой последних лет в области общественной безопасности, стоящей перед органами государственной власти и местного самоуправления является предупреждение и ликвидация последствий

чрезвычайных ситуаций (ЧС), снижение рисков в районах размещения потенциально опасных предприятий, противодействие терроризму, экстремизму, организованной преступности и нелегальной миграции.

Одним из условий своевременного принятия мер по защите населения при угрозе и возникновении стихийных бедствий, крупных производственных аварий, катастроф является его своевременное оповещение. Создание автоматизированных систем оповещения — одно из важнейших мероприятий по защите населения и координации действий по ликвидации последствий ЧС.

Локальная система оповещения| — это совокупность технических средств объектовой и части территориальной (городской, областной) систем оповещения. Система оповещения объекта экономики строится на базе городской, а также производственной сети связи и сети проводного вещания объекта с применением специальной аппаратуры. В качестве средств оповещения используются электрические и электронные сирены, уличные и абонентские громкоговорители.

Целью создания ЛСО является практическая реализация важнейших превентивных мероприятий в области защиты населения от ЧС природного и техногенного характера на основе использования современных технических средств и информационно-телекоммуникационных технологий.

Автоматизированные локальные системы оповещения предназначены для оперативного и надежного доведения сигналов и информации оповещения до:

- руководителей и персонала объектов;
- объектовых сил и служб гражданской обороны;
- руководителей (дежурных служб) объектов (организаций), расположенных в зоне действия соответствующей локальной системы оповещения;
- оперативных дежурных служб органов управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям субъекта Российской Федерации, города, городского района;
- населения, проживающего в зоне действия локальной системы оповещения.

При авариях (катастрофах), прогнозируемые последствия которых не выходят за границы потенциально опасного объекта, оповещаются:

— руководители и персонал объекта;
— объектовые силы и службы гражданской обороны;
— оперативные дежурные службы органов управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям (ГОЧС) субъекта Российской Федерации, города, городского района.

При авариях, прогнозируемые последствия которых выходят за границы потенциально опасного объекта, дополнительно оповещаются:

— персонал (руководители, дежурные службы) объектов (организаций), расположенных в зоне действия локальной системы оповещения;
— население, проживающее в зоне действия локальной системы оповещения.

Отдельные сегменты ЛСО в мирное время могут быть использованы для решения других задач: доведения информационных сигналов до персонала через подсистему речевого оповещения, использование занятых под оповещение телефонных абонентских линий для обычных телефонных переговоров и др.

9.2 Нормативная документация по организации ЛСО в районах размещения потенциально опасных объектов

Одним из основных документов регламентирующих создание ЛСО является постановление СМ - Правительства РФ от 1 марта 1993 г. №178 «О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов».

Постановление гласит:

В целях совершенствования мероприятий гражданской обороны по защите населения, проживающего в районах размещения потенциально опасных объектов, последствия аварий на которых могут выходить за пределы этих объектов и создавать угрозу жизни и здоровью людей, Совет Министров - Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Органам исполнительной власти республик в составе Российской Федерации, краев, областей, автономных образований, городов Москвы и Санкт-Петербурга, министерствам, ведомствам и организациям Российской Федерации, в ведении которых находятся потенциально опасные объекты (ядерно, радиационно, химически опасные предприятия и гидрооружия), обеспечивать начиная с 1993 года:

—включение в проекты на строительство потенциально опасных объектов разделов, предусматривающих создание локальных систем оповещения;
—проектирование и строительство локальных систем оповещения на

действующих потенциально опасных объектах;

—создание объединенных локальных систем оповещения для групп потенциально опасных объектов, размещенных компактно в пределах крупных промышленных центров (зон), с централизованным управлением от местных штабов гражданской обороны, включив их проектирование и строительство в генеральные планы развития промышленных центров (зон).

2. Установить зоны действия локальных систем оповещения:

—в районах размещения ядерно и радиационно опасных объектов - в радиусе 5 км вокруг объектов (включая поселок объекта);

—в районах размещения химически опасных объектов - в радиусе до 2,5 км вокруг объектов;

—в районах размещения гидротехнических объектов (в нижнем бьефе, в зонах затопления) - на расстоянии до 6 км от объектов.

3. Финансирование работ по созданию локальных систем оповещения осуществлять:

а) при строительстве новых потенциально опасных объектов - за счет средств, выделяемых на строительство данных объектов;

б) на действующих потенциально опасных объектах:

—осуществляющих хозяйственную деятельность - за счет собственных средств этих объектов;

—находящихся на бюджетном финансировании - за счет средств соответствующих бюджетов;

в) при создании объединенных локальных систем оповещения - за счет долевого участия потенциально опасных объектов.

4. Возложить ответственность за организацию оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов:

—на министерства, ведомства и организации, в ведении которых находятся потенциально опасные объекты, - рабочих и служащих этих объектов, рабочих и служащих других предприятий, учреждений и населения в пределах зон действия локальных систем оповещения, штабов гражданской обороны республик в составе Российской Федерации, краев, областей, автономных образований, городов, на территории которых действуют потенциально опасные объекты;

—на органы исполнительной власти республик в составе Российской Федерации, краев областей, автономных образований, городов, на территории которых действуют потенциально опасные объекты, - остального населения, проживающего в зонах возможного радиоактивного и химического заражения (загрязнения) и катастрофического затопления, в том числе в части дублирования оповещения указанного выше населения.

Помимо вышеописанного положения существует ряд других документов, которые регламентируют создание локальных систем оповещения:

- Федеральный закон «О гражданской обороне» от 12 февраля 1998 г. №28-ФЗ с изменениями от 01.12.07г, 28-ФЗ;
- Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21 декабря 1994 г, № 68-ФЗ;
- Приказ МЧС России «О распоряжении Правительства Российской Федерации от 25 октября 2003 г, №1544-р» от 1.12.2003 №708;
- Постановление Правительства Российской Федерации «О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов» от 1 марта 1993 г. №178;
- «Положение о системах оповещения населения» утвержденное совместным приказом МЧС России, Минсвязи и Минкультуры России от 25 июля 2006 г, №42/90/3761;
- «Положение о системах оповещения гражданской обороны» утвержденное совместным приказом МЧС России, Госкомсвязи России и ВГТРК от 7 декабря 1998 г, №9 701.5212/803;
- Постановление Правительства Российской Федерации №794 от 30 Декабря 2003 года (в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 27 мая 2005 г. №335) «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»;
- Федеральная целевая программа «Снижение рисков и смягчение последствий ЧС природного и техногенного характера в Российской Федерации до 2005г.». п.15.

9.3 Организация и порядок задействования локальных систем оповещения

9.3.1 Организация локальных систем оповещения гидроэлектростанции

Типовая схема организации локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасного объекта,, т.е гидроэлектростанции приведена на рисунке 9.1.

Дежурный диспетчер (начальник смены станции) потенциально опасного объекта отвечает за своевременное задействование локальной системы оповещения, а также информирование оперативных дежурных служб органов управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям субъекта РФ, города или городского района о факте аварии и складывающейся обстановке.

Оперативные дежурные службы органов управления по делам ГОЧС субъекта Российской Федерации, города или городского района отвечают за

воевременное задействование территориальных и местных систем оповещения населения, проживающего в зонах возможного радиоактивного и химического заражения (загрязнения) и катастрофического затопления, в том числе в части дублирования оповещения населения, проживающего в зоне действия локальной системы оповещения.

Управление локальной системой оповещения на потенциально опасном объекте осуществляется с пультов, расположенных на основном и запасном пунктах управления (ЗПУ) потенциально опасного объекта.

Рабочее место дежурного диспетчера (начальника смены) потенциально опасного объекта оборудуется техническими средствами, обеспечивающими:

- управление локальной системой оповещения;
- прямую телефонную и, при необходимости, радиосвязь с оперативными дежурными службами органов управления по делам ГОЧС субъекта Российской Федерации, города или городского района;
- прямую проводную и радиосвязь дежурного диспетчера с оперативным персоналом систем аварийной сигнализации и контроля, а также с дежурными сменами аварийно-спасательных служб потенциально опасного объекта;
- прием сообщений, передаваемых по территориальной системе Централизованного оповещения;
- контроль прохождения сигналов и информации, передаваемых по локальной системе оповещения;
- телефонную связь общего пользования.

Технические средства ЛСО должны находиться в режиме постоянной готовности к передаче сигналов и информации оповещения и обеспечивать автоматизированное включение оконечных средств оповещения по сигналам территориальной автоматизированной системы централизованного оповещения и от дежурного диспетчера (начальника смены) потенциально опасного объекта.

При создании ЛСО необходимо предусматривать их организационное, техническое и программное сопряжение с территориальной автоматизированной системой централизованного оповещения субъекта Российской Федерации, системами аварийной сигнализации и контроля потенциально опасного объекта.

9.3.2 Порядок задействования локальной системы оповещения

Решение на задействование локальной системы оповещения принимает руководитель потенциально опасного объекта или лицо его замещающее.

В исключительных случаях, не терпящих отлагательства, решение о задействовании ЛСО может быть принято дежурным диспетчером (начальником смены станции) потенциально опасного объекта.

При действовании локальных систем оповещения должен соблюдаться следующий порядок:

- подается сигнал "Внимание всем!" путем дистанционного включения электронных сирен;
- передается команда дистанционного включения электропитания усилителей проводного вещания и переключения их на передачу информации оповещения;
- с микрофона или ПЭВМ (персональная электронно-вычислительная машина) осуществляется многократная (2-3 раза) передача речевой информации оповещения;
- система возвращается в дежурный режим.

Длительность передачи речевой информации оповещения не должна превышать 5 минут.

Обо всех случаях (санкционированных и несанкционированных) действия ЛСО сообщается в орган управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям субъекта РФ (города, городского района).

9.4 Создание ЛСО Томмотской ГЭС

9.4.1 Описание близлежащей зоны проектирования Томмотской ГЭС

Проектируемая Томмотская ГЭС расположена в Республике Саха на реке Амга. Ближайшим населенным пунктом данной гидроэлектростанции является город Томмот, который расположен на расстоянии около 70 км со стороны нижнего бьефа от нее. Численность населения города на 1 января 2018 года составила 6935 человек. ЛСО будет проектироваться для предполагаемого поселка Гидростроителей, расположенного на расстоянии 2 км со стороны нижнего бьефа Томмотской ГЭС. Численность населения поселка Гидростроителей составляет 8000 человек. Карта поселка Гидростроителей представлена на рисунке 9.2.

9.4.2 Организационно-техническое построение локальной системы оповещения в районе размещения Томмотской ГЭС

Автоматизированная локальная система оповещения состоит из различного уровня подсистем (сегментов) в составе потенциально опасного объекта, объединенных в единую сеть цифровыми каналами связи.

Проектируемая система обеспечивает автоматизацию управления и выполнение задач оповещения о ЧС.

Запуск системы или подсистем осуществляется, как циркулярно, так и выборочно в зависимости от обстановки и развития ЧС на территории объекта.

Передача команд, подтверждение их принятия и формирование протоколов их выполнения осуществляется в автоматическом режиме в реальном масштабе времени с обязательной их регистрацией и распечаткой результатов. Корректировка баз данных, создание вариантов оповещения, диагностика и тестирование аппаратных и программных средств и т.п. осуществляется по паролям доступа.

Для решения поставленных задач и обеспечения заданной совокупности функциональных возможностей, в состав ЛСО должны быть интегрированы следующие структурные элементы и подсистемы:

- автоматизированная система оповещения руководящего состава, органов управления звеньев территориальной подсистемы РСЧС;
- автоматизированная система оповещения и информирования персонала предприятия об угрозе и возникновении ЧС, правилах поведения на территории, подвергшейся ее воздействию и других мероприятиях в рамках технологического процесса;
- АСО населения об угрозе и возникновении ЧС, правилах поведения на территории, подвергшейся ее воздействию.

Реализация функций оповещения руководящего состава, персонала и населения должна осуществляться обеспечивающими подсистемами АС, которые создаются из готовых программно-технических средств.

Основной подсистемой, обеспечивающей функционирование АС, является сеть связи и передачи данных (ССПД), представляющая собой единую информационно-коммуникационную сеть связи и передачи данных в системе оповещения.

Система поддерживает многоуровневую модель управления, которая реализуется путем передачи команд управления с пунктов управления предприятия на центры оповещения подчиненных объектов, проведение ими оповещения в автоматическом режиме и сбора информации о результатах оповещения. Центр оповещения объекта в автоматическом режиме производит оповещение должностных лиц, запуск сиренного и речевого озвучивания в зоне своей ответственности.

Степень развитости конфигурации всех подсистем, потенциал программно-технических средств, функциональные возможности, количество управляемых терминальных комплексов определяется ресурсами сети связи и передачи объектов и предприятия в целом, а уровень полномочий в иерархии ЛСО возрастает снизу вверх.

Предлагается в качестве основной технологической платформы, позволяющей реализовывать для оповещения и информирования населения все сервисы современных городских, территориальных и глобальных мультисервисных сетей, использовать технологию Ethernets.

Проектируемая сеть связи и передачи данных должна быть единой для всех функциональных подсистем АС и обеспечивать информационный обмен между центрами оповещения и информирования персонала и населения, пунктами управления и пунктами оповещения системы, а также взаимодействующими средствами, комплексами.

Пункты оповещения размещаются в поселке Гидростроителей в следующих учреждениях:

- здание ГЭС;
- школа;
- детский сад;
- отделение Сбербанка;
- автовокзал;
- администрация.

К каждому из вышеперечисленных пунктов подключаются внешние громкоговорители, в пункте 9.4.2 приведен расчет их характеристик.

Система оповещения приводится в действие согласно пункту 9.3.2.

9.4.2 Акустический расчет громкоговорителей

Смысл электроакустического расчета сводится к определению уровня звукового давления в расчетных точках – в местах постоянного или временного пребывания людей и сравнению данного уровня с нормативными значениями.

В озвучиваемом помещении существует различного рода шум. В зависимости от назначения и особенностей помещения, а также времени суток, уровень шума варьируется. Наиболее важным параметром при расчете, является величина среднестатистического шума. По данным шум-таблиц определяем значение среднестатистического шума:

$$N = 55 \text{ дБ};$$

Для того чтобы услышать звуковую или речевую информацию, она должна быть громче шума на 3дБ, т.е. в 2 раза. Величину 2 называют запасом звукового давления (ЗЗД). В реальных условиях шум меняется, поэтому для отчетливого восприятия полезной информации на фоне шума, запас давления должен быть не менее чем 15дБ.

Расчет ведется для выбранного громкоговорителя 150ГР-38Н.

$SPL = 111 \text{ дБ}$ – чувствительность громкоговорителя;

$P_{\text{гр}} = 150 \text{ Вт}$ - мощность громкоговорителя.

Зная представленные выше параметры можно определить звуковое давление громкоговорителя:

$$P_{\text{дб}} = SPL + 10 \lg(P_{\text{гр}}) = 111 + 10 \lg(150) = 133 \text{ дБ}; \quad (9.1)$$

Для расчета звукового давления в критической (расчетной) точке, необходимо:

1. Выбрать расчетную точку;
2. Оценить расстояние от громкоговорителя до расчетной точки;
3. Рассчитать уровень звукового давления в расчетной точке.

В качестве расчетной точки выберем место возможного нахождения людей, наиболее критичное с точки зрения положения или удаления. Расстояние от громкоговорителя до расчетной точки (r) можно определить в программном комплексе GoogleEarth.

$$r = 650 \text{ м};$$

Зависимость звукового давления от расстояния:

$$P = 20 \lg(r - 1) = 20 \lg(650 - 1) = 56 \text{ дБ}; \quad (9.2)$$

Уровень звукового давления в расчетной точке:

$$P_{\text{расч}} = P_{\text{дб}} - P = 133 - 56 = 77 \text{ дБ}; \quad (9.3)$$

Расчет считается верным если выполняется неравенство:

$$P_{\text{расч}} > N + 33\Delta; \quad (9.4)$$

$$77 > 55 + 15;$$

$$77 > 70;$$

Расчет верен.

Эффективная дальность звучания (L) – расстояние от источника звука (громкоговорителя) до геометрического места расположения расчетных точек, находящихся в пределах ШДН, звуковое давление в которых остается в пределах ($N+15$ дБ).

$$L = 10^{p/20} + 1; \quad (9.5)$$

где p – разность звукового давления громкоговорителя, уровня шума и запаса давления, дБ;

1 – коэффициент учитывающий, что чувствительность громкоговорителя измеряется на 1м.

$$p = P_{dB} - (N + 33D) = 133 - (55 + 15) = 63 \text{ дБ}; \quad (9.6)$$

$$L = 10^{63/20} + 1 = 1414 \text{ м};$$

Диаграмма направленности рупорного громкоговорителя представлена на рисунке 9.3.

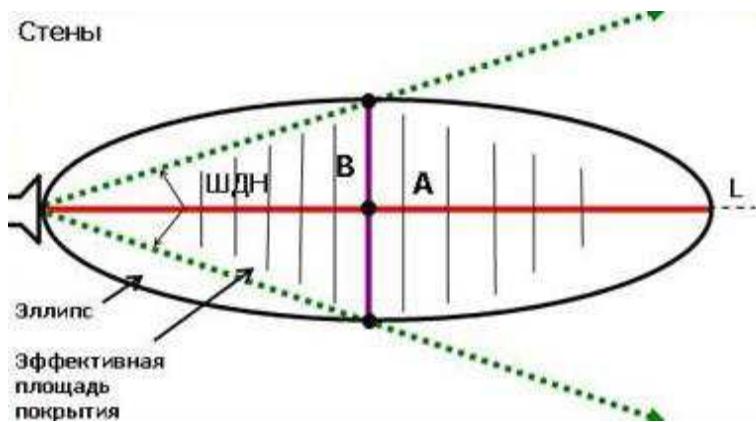


Рисунок 9.3- Геометрическое представление диаграммы направленности рупорного громкоговорителя

Площадь, озвучиваемая рупорным громкоговорителем – площадь эллипса:

$$S = 3,14 \cdot A \cdot B; \quad (9.7)$$

$$A = \frac{L}{2} = \frac{1414}{2} = 707 \text{ м}; \quad (9.8)$$

$$B = \frac{L}{2} \cdot \operatorname{tg}\left(\frac{\text{ШДН}}{2}\right) = \frac{1414}{2} \cdot \operatorname{tg}\left(\frac{40}{2}\right) = 257 \text{ м}; \quad (9.9)$$

Тогда площадь эллипса равна:

$$S = 3,14 \cdot 707 \cdot 257 = 0,57 \text{ км}^2; \quad (9.10)$$

Количество громкоговорителей, устанавливаемых на объекты оповещения:

- здание ГЭС: 2 150ГР;
- школа: 1 150ГР;
- детский сад: 1 150ГР;
- отделение Сбербанка: 1 150ГР;
- автовокзал: 1 150ГР;
- администрация: 2 150ГР.

Организация локальной системы оповещения ГЭС Томмотского гидроузла представлена на рисунке 9.4.

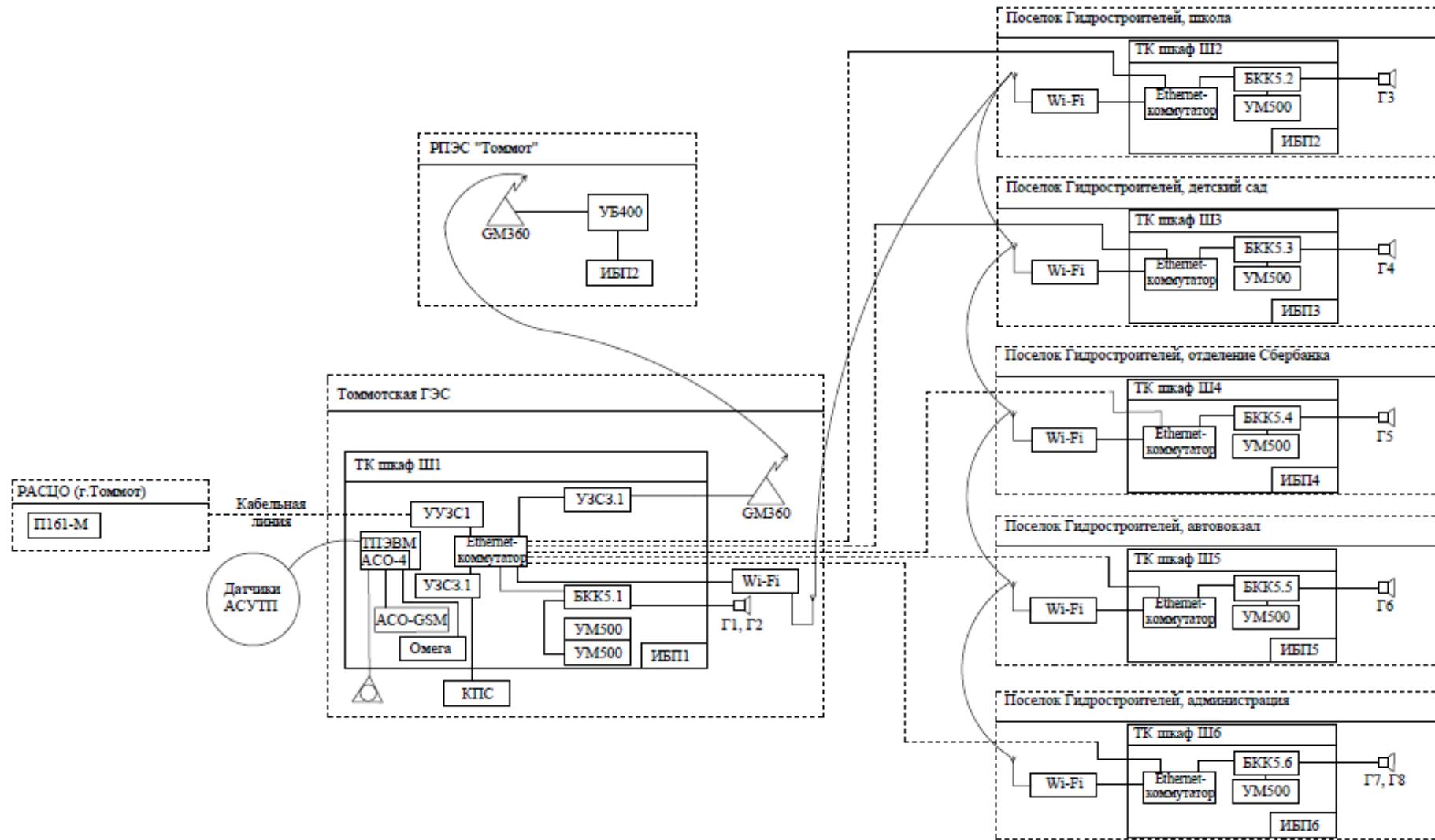


Рисунок 9.4 - Организация локальной системы оповещения ГЭС Томмотского гидроузла

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Томмотского гидроузла на реке Амга, являющегося сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% равных $1420 \text{ м}^3/\text{s}$ и $1531 \text{ м}^3/\text{s}$ соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 133 МВт и среднемноголетняя выработка 487 млн. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры.

- максимальный: 50,1 м;
- расчетный: 42,0 м;
- минимальный 39,3 м.

Максимальный расходы через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет $306,9 \text{ м}^3$.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ60-Ви ПЛД60-В60. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидроагрегатами ПЛ60-В-400.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 187,5 об/мин был подобран гидрогенератор СВ-655/110-32 с номинальной активной мощностью 37,5 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 6 присоединений (3 подходящих блока на генераторном напряжении, 3 отходящих ВЛ) КРУЭ 220 кВ- "две рабочие шины". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДН(С)-50000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТС(З)-1600, для ВЛЭП-сталеалюминевые провода марки АС-240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Так же были рассчитаны значения уставок срабатывания для релейных защит.

Компоновка гидроузла была принята русловая.

В состав сооружений входит:

- правобережная глухая бетонная - 152 м;
- водосливная бетонная - 33 м;
- бетонная центральная глухая - 13,7 м;
- бетонная станционная - 75 м;
- левобережная глухая бетонная - 126 м;

- левобережная глухая грунтовая - 264 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 271 м;
- число водосливных отверстий – 4;
- ширина водосливного фронта – 24 м;
- отметка гребня – 333,58 м;
- ширина гребня – 15,6 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,28 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом плотина Томмотского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие значения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения гидроузла.

По технико – экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 11 лет и 4 мес;
- себестоимость – 16 коп/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 65338,3 руб/кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Томмотской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] :введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
5. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва :Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва :Стандартинформ, 2008. – 8 с.
8. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
9. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва :ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
10. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва :Стандартинформ, 2008. – 15 с.
11. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва :Стандартинформ, 2008. – 6 с.
12. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва :Стандартинформ, 2010. – 12 с.

13. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ»[Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
14. Каталог «Сухие трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // Компания «ЭТК Русский Трансформатор». – Режим доступа: <http://www.rus-trans.com>.
15. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
16. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
18. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
19. О безопасности гидротехнических сооружений[Электронный ресурс] :федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
20. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
21. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.
22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
23. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
24. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
25. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
26. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
27. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва :«РусГидро», 2008 – 14 с.

28. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологические данные реки Амга

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
196	27	29	27	122	602	654	99	102	144	49	56	32
196	36	19	20	150	614	536	63	134	115	52	36	31
196	33	31	15	79	640	680	77	116	70	46	32	25
196	26	21	23	57	412	608	42	41	70	44	36	26
196	18	13	21	95	288	611	94	74	102	41	31	18
196	9	12	10	66	433	300	65	69	34	19	27	8
196	24	19	21	72	526	450	110	85	103	26	40	31
196	32	36	36	125	345	927	128	106	68	45	53	19
196	16	19	16	50	452	205	68	34	67	27	14	9
197	28	60	52	187	1010	621	93	184	161	82	57	52
197	14	21	25	57	548	491	58	85	104	26	22	15
197	22	30	40	99	598	748	59	77	128	53	52	28
197	16	15	21	62	466	296	48	72	49	47	21	25
197	14	13	13	52	484	527	41	43	67	19	23	20
197	35	28	31	71	575	767	94	65	81	46	33	25
197	49	50	28	76	765	763	78	165	121	102	39	48
197	25	24	24	93	828	541	111	120	92	39	48	16
197	17	19	9	63	526	496	32	64	71	29	19	19
197	27	20	16	124	917	476	142	106	97	34	34	19
198	22	53	42	131	794	638	154	136	165	53	74	37
198	41	38	20	124	1006	760	180	151	157	61	48	40
198	38	20	22	66	639	924	78	107	106	48	35	30
198	26	22	28	39	661	691	104	88	89	53	35	14
198	32	28	42	161	671	974	144	63	137	46	64	23
198	43	32	34	114	435	623	145	90	118	34	36	43
198	19	39	24	115	357	704	131	93	124	41	23	32
198	27	27	42	86	416	660	76	133	125	39	31	26
198	25	16	31	49	534	364	85	41	98	29	39	26
198	23	17	23	78	410	639	70	75	53	30	29	16
199	21	20	14	50	369	478	57	92	38	45	31	17
199	16	34	27	67	384	783	97	125	128	26	49	20
199	23	17	24	124	649	834	55	116	65	40	43	17

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
199	31	32	31	108	765	484	54	106	48	28	45	28
199	37	37	27	133	659	843	106	132	125	41	51	28
199	17	13	18	100	618	506	88	95	57	42	41	27
199	50	37	27	139	450	1154	73	97	173	37	50	24
199	21	25	20	141	823	591	92	98	108	61	33	37
199	31	52	27	122	1130	434	183	96	82	92	60	49
199	34	22	37	91	517	834	48	60	60	32	23	20
200	51	42	35	113	741	805	132	119	135	70	75	41
200	50	9	13	29	446	387	50	35	29	34	26	15
200	26	37	34	103	838	814	92	88	124	31	46	16
200	22	16	23	61	500	272	33	53	59	32	23	9
200	39	24	20	118	561	1260	139	167	88	78	39	32
200	8	10	10	41	323	311	53	46	39	33	19	15
200	15	24	15	46	253	363	35	53	41	34	24	15
200	16	24	15	82	266	313	65	42	91	29	37	15
200	32	41	61	163	794	932	83	81	151	70	36	62
200	21	20	17	63	269	321	39	35	57	37	31	15
201	16	15	27	44	585	300	55	55	62	31	17	19
ср	26	26	26	92	578	614	86	90	94	44	38	25

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Величины для расчета расходов заданной обеспеченности

Год	Q,ср.	Год	Qср.	Год	Qср.	P, %
1981	219	2004	911	1970	96	2
1970	216	1981	883	1980	87	4
2004	214	2008	863	1981	86	6
2008	209	2002	826	2000	81	8
1984	199	1984	823	1998	79	10
1998	197	1970	816	2008	78	12
2000	197	1996	802	1976	76	14
1996	193	1998	782	2004	74	16
1980	191	1982	782	1984	74	18
1976	190	2000	773	1994	72	20
2002	187	1976	764	1996	71	22
1994	185	1994	751	1985	69	24
1982	176	1992	742	1961	69	27
1997	171	1980	716	1962	66	29
1979	167	1997	707	1968	65	31
1992	167	1979	697	1986	64	33
1977	164	1977	685	1997	64	35
1961	162	1983	676	1979	62	37
1972	161	1999	676	1987	61	39
1968	160	1972	673	2002	60	41
1963	154	1975	671	1977	59	43
1975	154	1963	660	1991	59	45
1983	154	1968	636	1972	59	47
1962	151	1961	628	1982	55	49
1999	148	1993	625	1967	53	51
1993	147	1991	584	1963	52	53
1985	146	1962	575	1992	52	55
1991	146	1995	562	1993	51	57
1986	142	1987	538	1975	51	59
1987	141	1986	531	1965	51	61
1995	135	1985	529	1983	50	63
1967	126	1989	525	1995	50	65
1971	122	1971	520	1988	44	67
1989	122	1978	511	1971	43	69
1964	117	1964	510	1999	43	71
1965	117	1974	506	2007	42	73
1978	114	1967	488	1989	41	76
1988	111	1965	450	1964	39	78
1974	110	1988	449	1990	39	80
1990	103	2010	443	1973	38	82
2010	102	1990	424	1978	34	84
1973	95	2001	417	2010	34	86
2003	92	2003	386	2009	34	88
2001	91	1973	381	2003	33	90

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Год	Q,ср.	Год	Qср.	Год	Qср.	P,%
1966	88	1966	367	1969	32	92
2007	83	1969	329	1966	32	94
1969	81	2005	317	1974	31	96
2009	77	2006	308	2006	30	98
2005	76	2009	295	2005	27	100
2006	76	2007	290	2001	26	102

Таблица Б.2 - Результаты расчета режимов работы станции

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
Qбыт, м ³ /с	20	9	13	29	446	387	50	35	29	34	26	15	91
Qсуммарные, м ³ /с	4	4	2	0	7	11	8	7	7	7	4	4	
Qполезный, м ³ /с	16	5	11	29	439	376	43	28	22	27	22	11	
Zвб,м	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	
Zнб,м	276	276	277	277	283	282	277	277	276	277	277	276	
Hгэс,м	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	
Nбыт,МВт	8	2	5	14	213	182	21	13	11	13	11	5	

Таблица Б.3-Мощность в первом приближении

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qвхк, м ³ /с	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Zвб,м	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329
Zнб,м	278	278	277	277	277	277	277	277	277	277	279	279
Hгэс,м	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Nвхк,МВт	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22

Таблица Б.4 -Сравнение двух режимов

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Nбыт,МВт	8	2	5	14	213	182	21	13	11	13	11	5
NBXK,МВт	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
ΔN	-14	-20	-17	-8	190	160	-2	-9	-12	-9	-12	-17

Таблица Б.5 -Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году

мес яц	Q_{90} %, m^3/s	Q_u m^3/s	$Q_{\phi M^3}$ /с	Q_u M^3/s	Q_{Σ} M^3/s	$Q_{\text{пол.}}$ M^3/s	$Q_{\text{нб.}}$ M^3/s	$Q_{\text{ВХХ.}}$ M^3/s	$Q_{\text{вдхр.}}$ M^3/s	Q_{xc} M^3/s	$Q_{\text{ГЭС.}}$ M^3/s	$V_{\text{на ч}}$ Km^3	dV Km^3	$V_{\text{ко н}}$ Km^3	$z_{\text{нач}}$ $v\bar{b}, m$	$z_{\text{кон}}$ $v\bar{b}, m$	$z_{\text{ср}}$ $v\bar{b}, m$	$z_{\text{нб,м}}$	$H_{\text{ГЭС,м}}$	$N_{\text{ГЭС,МВт}}$	$\mathcal{E}_{\text{ГЭС,МЛНКВт*ч}}$	$N_{\text{гар,МВт}}$	
VIII	35	0,35	2	0	5	7	28	46	46	11	0	39	5,00	0,029	4,97	329,00	329,00	277,41	51,04	17	36	BXK	
IX	29	0,29	2	0	5	7	22	46	46	17	0	39	4,97	0,046	4,93	329,00	328,78	328,89	278,13	50,22	17	37	BXK
X	34	0,34	2	0	5	7	27	46	46	12	0	39	4,93	0,032	4,89	328,78	328,69	328,74	278,12	50,06	17	37	BXK
XI	26	0,26	2	2	0	4	22	55	46	31	0	53	4,89	0,083	4,81	328,69	328,48	328,59	278,54	49,50	23	37	23
XII	15	0,15	2	2	0	4	11	300	46	287	0	298	4,81	0,769	4,04	328,48	327,23	327,86	282,82	44,48	117	32	117
I	30	0,30	2	2	0	4	26	313	46	285	0	311	4,04	0,763	3,28	327,23	325,11	326,17	282,98	42,65	117	32	117
II	9	0,09	2	2	0	4	5	60	46	53	0	58	3,28	0,142	3,14	325,11	324,52	324,82	278,75	45,51	23	31	23
III	13	0,13	2	0	0	2	11	46	46	33	0	44	3,14	0,088	3,05	324,52	324,12	324,32	277,42	46,35	18	34	BXK
IV	29	0,29	2	-2	0	0	29	46	46	15	0	44	3,05	0,041	3,01	324,12	323,92	324,02	277,43	46,04	18	34	BXK
V	44	4,46	2	-6	5	5	441	46	46	-402	0	39	3,01	-1,076	4,08	323,92	327,30	325,61	277,42	47,64	16	35	BXK
VI	38	3,87	2	0	5	11	376	46	46	-338	1	38	4,08	-0,905	4,99	327,30	328,97	328,14	277,43	50,15	17	37	BXK
VII	50	0,50	2	0	5	8	43	46	46	-4	0	39	4,99	-0,009	5,00	328,97	329,00	328,99	277,43	51,01	18	37	BXK

Таблица Б.6 -Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году

месяц	$Q_{50\%}$, $\text{м}^3/\text{с}$	Q_u , $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\Phi M^3}/\text{с}$	Q_{π} , $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{ш.}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\Sigma.}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{пол.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{BXK}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВДХР}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ХС.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС.}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{нач}}$ Км^3	dV Км^3	$V_{\text{ко}} \text{н}$ Км^3	$z_{\text{нач}}$ вб.м	$z_{\text{кон}}$ вб.м	$z_{\text{ср}}$ вб.м	$z_{\text{нб.м}}$	$H_{\text{ГЭС,М}}$	$N_{\text{ГЭС,МВт}}$	$\mathcal{E}_{\text{ГЭС,млнКвт*ч}}$	$N_{\text{гар}}$, МВт
VIII	76	0,76	2	0	5	7,76	68	86	46	11	0	79	5,00	0,029	4,97	329,00	329,00	329,00	278,77	49,68	35	25	BXK
IX	76	0,76	2	0	5	7,76	68	92	46	17	0	85	4,97	0,046	4,93	329,00	328,78	328,89	279,84	48,50	36	26	BXK
X	41	0,41	2	0	5	7,41	34	53	46	12	0	46	4,93	0,032	4,89	328,78	328,69	328,74	278,44	49,75	20	14	BXK
XI	29	0,29	2	2	0	4,29	25	58	46	31	0	56	4,89	0,083	4,81	328,69	328,48	328,59	278,66	49,38	24	17	23
XII	25	0,25	2	2	0	4,25	21	310	46	287	0	308	4,81	0,769	4,04	328,48	327,23	327,86	282,94	44,37	120	87	117
I	43	0,43	2	2	0	4,43	39	326	46	285	0	324	4,04	0,763	3,28	327,23	325,11	326,17	283,13	42,49	121	87	117
II	28	0,28	2	2	0	4,28	24	79	46	53	0	77	3,28	0,142	3,14	325,11	324,52	324,82	279,43	44,83	30	22	23
III	47	0,47	2	0	0	2,47	45	80	46	33	0	78	3,14	0,088	3,05	324,52	324,12	324,32	278,58	45,19	31	22	BXK
IV	116	1,16	2	-2	0	1,16	115	132	46	15	0	130	3,05	0,041	3,01	324,12	323,92	324,02	279,85	43,62	50	36	BXK
V	470	4,70	2	-6	5	5,70	464	70	46	-402	0	63	3,01	-1,076	4,08	323,92	327,30	325,61	278,27	46,79	26	19	BXK
VI	759	7,59	2	0	5	14,59	744	414	46	-338	1	406	4,08	-0,905	4,99	327,30	328,97	328,14	282,71	44,88	160	116	BXK
VII	61	0,61	2	0	5	7,61	53	57	46	-4	0	50	4,99	-0,009	5,00	328,97	329,00	328,99	277,83	50,60	22	16	BXK

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1-Сводная таблица для ПЛ60-В

Параметр	Значение					
	1	2	3	4	5	6
D_1 , м	3,15	3,55	4,00	4,50	5,00	5,60
η_T	0,9168	0,9181	0,9193	0,9205	0,9216	0,9227
N_a' , МВт	36,76	46,75	59,43	75,32	93,09	116,92
z_a' шт	3,62	2,84	2,24	1,77	1,43	1,14
z_a шт	4,00	3,00	3,00	2,00	2,00	2,00
N_a , МВт	33,250	44,330	44,333	66,500	66,500	66,500
Δp	1,036	1,037	1,039	1,040	1,041	1,043
n'_{c1} , об/мин	242,903	215,685	191,551	170,379	153,430	137,073
n_{c1} , об/мин	250,000	230,800	187,500	187,500	166,700	142,800
n'_{1Hmax} , об/мин	109,313	113,653	103,96	116,882	115,396	110,647
n'_{1H0} , об/мин	119,389	124,129	113,550	127,656	126,033	120,846
n'_{1Hmin} , об/мин	123,422	128,322	117,380	131,969	130,291	124,928
$Q'_L \cdot \eta_T$ расч	1,307	1,372	1,081	1,281	1,038	0,827
$Q'_L \cdot \eta_T$ max	1,003	1,053	0,830	0,983	0,796	0,635

Таблица В.2- Сводная таблица для ПЛ60-В-60

Параметр	Значение					
	1	2	3	4	5	6
D_1 , м	3,15	3,55	4	4,5	5	5,6
η_T	0,9246	0,9258	0,9269	0,9280	0,9290	0,9300
N_a' , МВт	37,5454	47,7463	60,6926	76,9049	95,0424	119,3507
z_a' шт	3,54	2,79	2,19	1,73	1,40	1,11
z_a шт	4,00	3,00	3,00	2,00	2,00	2,00
N_a , МВт	33,25	44,33	44,33	66,50	66,50	66,50
Δp	1,0319	1,0332	1,0345	1,0357	1,0368	1,0379
n'_{c1} , об/мин	231,99	205,98	182,92	162,69	146,50	130,87
n_{c1} , об/мин	250,00	214,30	187,50	166,70	150,00	136,40
n'_{1Hmax} , об/мин	109,52	105,74	104,18	104,14	104,06	105,93
n'_{1H0} , об/мин	119,618	115,485	113,781	113,736	113,655	115,689
n'_{1Hmin} , об/мин	123,660	119,390	117,620	117,58	117,49	119,60
$Q'_L \cdot \eta_T$ расч	1,3072	1,3723	1,0809	1,2811	1,0377	0,8272
$Q'_L \cdot \eta_T$ max	1,003	1,053	0,830	0,983	0,796	0,635

Продолжение приложения В

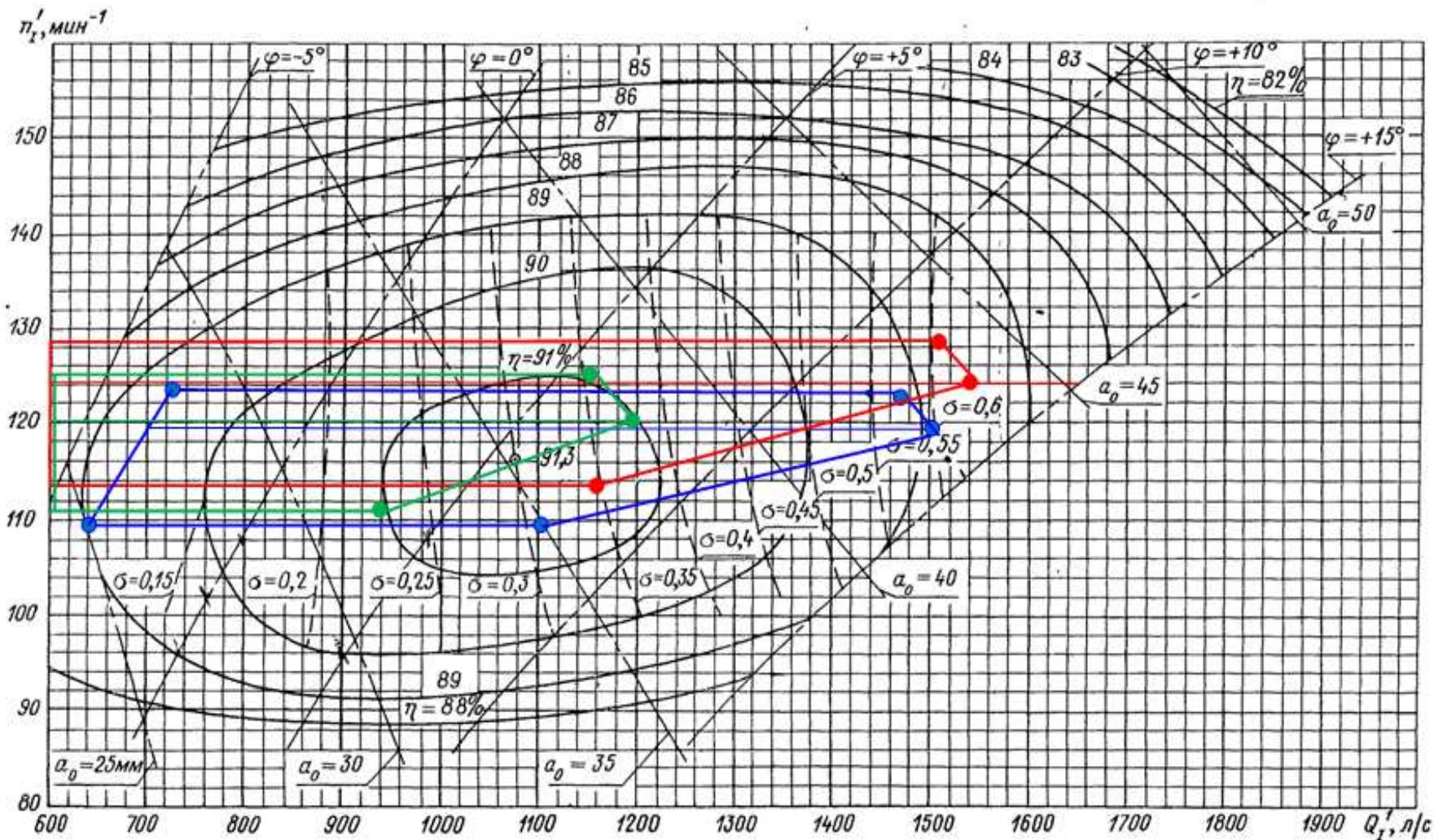


Рисунок В.1 - Рабочая зона гидротурбины ПЛ60-В

(Синий цвет – ПЛ60-В-315; красный цвет – ПЛ60-В-355; зеленый цвет – ПЛ60-В-400)

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1-Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение	Наименование
Дифф. Защита продольная	$I\Delta G$	Дифф. Защита продольная	$I\Delta G$	Дифф. Защита продольная
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
		Уставка начального	$0,5 \cdot I_H$	1,47 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	5,11A
ЗЗГ	U_0	ЗЗГ	U_0	ЗЗГ
		t_2	U_{02G}	-
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	U_{03}	-
ЗПН	$U >$	ЗПН	$U >$	ЗПН
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и	I_2	Защита обратной	I_2	Защита обратной
		ПО	$I_{2\text{пуск}}$	$0,17 \cdot I_H$
		OTC I	$I_{2\text{с.з.}}$	$0,17 \cdot I_H$
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	Защита от	I_1	Защита от симметричных
		ПО	$I_{1\text{пуск}}$	$1,10 \cdot I_H$
		OTC	$I_{1\text{OTC}}$	$1,53 \cdot I_{\text{ном}}$
ДЗ	$Z <$	ДЗ	$Z <$	ДЗ
		2 ступень	Z_{II}	0,35
Защита ротора от перегрузки	I_p	Защита ротора от	I_p	Защита ротора от
		ПО	$I_p \text{ пуск.}$	$1,1 \cdot I_{\text{ном.р}}$
		Отсечка	$I_p \text{ пуск.}$	$2,24 \cdot I_{\text{ном.р}}$
				2,61 A

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 - Матрица отключений защит

Защиты				Отключение В/Г		Гашение полей		Останов турбины и сброс АРЗ		Пуск ПЖТ ГГ		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		+	+	+											
ЗПН	$U >$	t		+	+	+											
		1 ступень t_1		+	+												
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	2 ступень t_2		+	+												
		СО														+	
		ИО		+	+												
		OTC I	t_1														+
			t_2														
			t_3	+	+												
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО														+	
		ИО		+	+												
		OTC	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		+	+												

Продолжение приложения Г

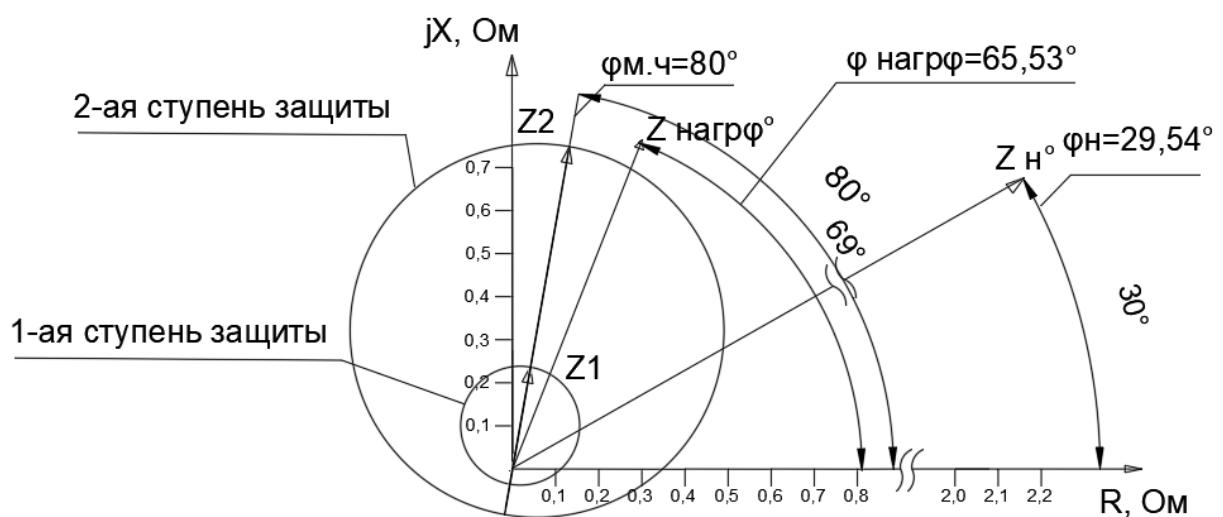


Рисунок Г.1 -Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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

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

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.А. Ачитаев
подпись

«03» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

код-наименование направления

Проектирование Томмотской ГЭС на реке Амга.

Локальные системы оповещения ГЭС.

тема

Руководитель

03.07.2020
подпись, дата

старший преподаватель
должность

А.В. Волошин
инициалы, фамилия

Выпускник

03.07.2020
подпись, дата

В.В. Пархоменко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Томмотской ГЭС на реке Амга. Локальные системы оповещения ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водноэнергетические расчёты

Зайчев 06.06.20

подпись, дата

Е. В. Зайчев

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Алферов 01.07.20

подпись, дата

А. В. Алферов

инициалы, фамилия

Электрическая часть

Диус

подпись, дата

А. Г. Диус

инициалы, фамилия

Устройства РЗиА

ОВ

подпись, дата

Я. В. Шархов

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Чуб 02.07.20

подпись, дата

Н. П. Чуб

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

Ухов 02.07.20

подпись, дата

Карасев А. А.

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Юрьев 02.07.20

подпись, дата

Ю. В. Юрьев

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Юлий 02.07.20.

подпись, дата

А. Н. Габанова

инициалы, фамилия