

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«**СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**»
САЯНО–ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А. А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
«___» _____ 2022 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОРАБЕЛЬНОЙ ГЭС НА РЕКЕ ПОНОЙ.
ВИДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ. УЧАСТИЕ ГЭС В РЕГУЛИРОВАНИИ
ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ**

Руководитель	_____	Начальник оперативной службы Филиала ПАО «РусГидро» – – «Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожнего»	<u>И. Ю. Погоняйченко</u>
	подпись, дата	должность	
Выпускник	_____		<u>К. М. Ложеницин</u>
	подпись, дата		

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Корабельной ГЭС на реке Поной. Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружение гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КОРАБЕЛЬНОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общая часть	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Геология	12
1.1.4 Сейсмология	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	12
1.3 Аналог проектируемого гидроузла	13
2 Водно–энергетические расчеты.....	14
2.1 Определение класса ГТС.....	14
2.2 Регулирование стока воды	14
2.2.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности.....	14
2.2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет	15
2.2.3 Тип регулирования водохранилища	15
2.3 Определение установленной мощности станции	16
2.3.1 Выбор рабочей мощности. Первая итерация	16
2.3.2 Выбор рабочей мощности. Вторая итерация	18
2.3.3 Выбор дублирующей мощности	19
2.3.4 Расчет мощности резервов. Баланс мощности	20
3 Основное и вспомогательное оборудование	23
3.1 Выбор числа и типов гидроагрегатов	23
3.1.1 Построение режимного поля	23
3.1.2 Выбор числа и типа гидротурбин	24
3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса	29
3.2 Расчет и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата	30
3.3 Выбор типа серийного генератора	34
3.4 Расчет деталей и узлов гидротурбины.....	35
3.4.1 Расчет вала.....	35
3.4.2 Расчет турбинного подшипника.....	36
3.5 Выбор типа маслонапорной установки	38
3.6 Выбор электрогидравлического регулятора	38
4 Электрическая часть	39
4.1 Исходные данные для проектирования электрической части.....	39
4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	39
4.3 Выбор основного оборудования главной схемы	40
4.3.1 Выбор синхронных генераторов	40
4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	40

4.3.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы укрупненным и одиночным блоками.....	42
4.3.4	Выбор трансформатора собственных нужд.....	44
4.4	Выбор количества отходящих линий распределительного устройства высшего напряжения и марки их проводов.....	44
4.5	Выбор главной схемы.....	46
4.6	Выбор главной схемы.....	47
4.7	Расчет токов коротких замыканий.....	48
4.8	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов.....	48
4.9	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	49
4.9.1	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	53
4.10	Выбор электротехнического оборудования на КРУЭ 110 кВ.....	56
4.10.1	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	60
5	Микропроцессорные электрические защиты генератора.....	62
5.1	Релейная защита и автоматика.....	62
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	62
5.3	Расчёт номинальных токов.....	63
5.4	Выбор типа и параметров системы возбуждения и параметров выпрямительного трансформатора возбуждения.....	66
5.5	Защиты выпрямительного трансформатора.....	68
5.5.1	Максимальная токовая защита (МТЗ) в цепи выпрямительного трансформатора.....	68
5.5.2	Токовая отсечка (ТО) в цепи выпрямительного трансформатора.....	71
5.6	Описание защит и расчет их уставок.....	71
5.6.1	Продольная дифференциальная защита генератора $I\Delta G$	71
5.6.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ($U_N(U_0)$).....	75
5.6.3	Защита от повышения напряжения ($U_1 >$), ($U_2 >$).....	78
5.6.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2).....	79
5.6.5	Защита от симметричных перегрузок (I_1).....	84
5.6.6	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$, $Z_2 <$	87
5.6.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	91
5.7	Выбор комплекса защит блока генератор–трансформатор.....	94
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	95
6.1	Определение отметки гребня плотины.....	95
6.2	Гидравлические расчеты.....	99
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта.....	99
6.2.2	Определение отметки гребня водослива.....	102
6.2.3	Определение отметки ФПУ.....	103
6.2.4	Построение профиля водосливной грани.....	104
6.2.5	Расчет сопряжения в нижнем бьефе.....	106
6.2.6	Расчет отброса струи.....	108

6.3	Конструирование плотины.....	112
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	112
6.3.2	Разрезка бетонной водосливной плотины швами	113
6.3.3	Быки.....	113
6.3.4	Устои	114
6.3.5	Дренаж в теле бетонной плотины	114
6.3.6	Галереи в теле плотины.....	115
6.4	Конструирование элементов подземного контура плотины	115
6.4.1	Цементационная завеса	115
6.4.2	Дренажные устройства в основании.....	116
6.5	Обоснование надежности и безопасности плотины.....	116
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину.....	116
6.6	Оценка прочности плотины	121
6.7	Критерии прочности плотины и её основания.....	122
6.8	Обоснование устойчивости плотины.....	123
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Корабельного гидроузла.....	125
7.1	Общие сведения о районе строительства	125
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	125
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	127
7.4	Основные мероприятия по охране окружающей среды	127
7.5	Отходы, образующиеся при строительстве.....	128
7.6	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	129
7.7	Водоохранная зона.....	130
8	Пожарная безопасность. Охрана труда. Безопасность ГТС	132
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	132
8.2	Опасные производственные факторы, действующие на предприятии ...	132
8.3	Охрана труда Корабельной ГЭС. Общие положения.....	133
8.4	Требования охраны и безопасности труда по оказанию первой помощи	136
8.5	Содержание территории.....	136
8.6	Пожарная безопасность.....	137
8.6.1	Противопожарная безопасность. Общие требования	137
8.6.2	Объекты водяного пожаротушения	139
8.6.3	Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования	140
8.6.4	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках.....	141
9	Технико-экономические показатели	143
9.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	143
9.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	143
9.3	Налоговые расходы.....	146
9.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	146
9.5	Анализ денежных потоков	147

9.6	Оценка инвестиционного проекта.....	147
9.6.1	Методология. Исходные данные.....	148
9.7	Коммерческая эффективность.....	148
9.8	Бюджетная эффективность.....	148
9.9	Анализ чувствительности.....	149
10	Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме.....	151
10.1	Общие сведения.....	151
10.2	Виды регулирования.....	151
10.3	Первичное регулирование.....	152
10.3.1	Общее первичное регулирование частоты.....	152
10.3.2	Технические условия обеспечения мониторинга участия в ОПРЧ.....	154
10.3.3	Нормированное первичное регулирование частоты.....	155
10.4	Вторичное регулирование.....	156
10.4.1	Оперативное вторичное регулирование.....	157
10.4.2	Автоматическое вторичное регулирование.....	158
10.5	Третичное регулирование.....	159
10.6	Процесс регулирования частоты в энергосистеме.....	160
10.7	Участие Корабельной ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме.....	161
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	163
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно–энергетические расчеты.....	166
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....	172
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Микропроцессорные электрические защиты генератора... ..	177
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Компоновка и сооружения гидроузла.....	179

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КОРАБЕЛЬНОЙ ГЭС

1. Наименование реки _____ Поной _____ ;
2. Местонахождение ГЭС _____ Мурманская область _____ ;
3. Тип проектируемой установки _____ гидроэлектростанция _____ ;
4. Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний _____	167	м ³ /с;
б) всех турбин _____	256	м ³ /с;
в) максимальный с обеспеченностью: 3,0% _____	1127	м ³ /с;
0,5% _____	1346	м ³ /с;
д) минимальный _____	34	м ³ /с;
5. Параметры водохранилища:

а) Характер регулирования стока _____	суточное	
б) отметки: НПУ _____	59,00	м;
ФПУ _____	60,50	м;
УМО _____	54,50	м;
в) объёмы: полный _____	0,0038	км ³ ;
полезный _____	0,012	км ³ ;
6. Напоры ГЭС:

а) максимальный _____	43,80	м;
б) расчетный _____	40,78	м;
в) минимальный _____	36,40	м;
7. Энергетические характеристики:

а) мощность: установленная _____	88	МВт;
гарантированная _____	64	МВт;
б) среднемноголетняя выработка энергии _____	0,449	млрд. кВт·ч;
8. Плотины (общая длина/максимальная высота):

а) стационарная бетонная плотина _____	30м / 51,8м	
б) глухая левобережная бетонная плотина _____	33м / 51,8м	;
в) глухая правобережная бетонная плотина _____	33м / 51,8м	;
г) гравитационная бетонная водосбросная плотина _____	33м / 51,8м	;
д) глухая грунтовая правобережная плотина _____	236м / 49,6м	;
е) глухая грунтовая левобережная плотина _____	165м / 48,4м	;
9. Водосбросные сооружения:

а) тип _____	поверхностный водослив	
б) число и размер пролетов _____	3x8м	;
в) общая длина _____	33	м;
г) максимальная высота _____	51,8	м;
10. Здание ГЭС:

а) тип здания _____	приплотинное	
б) число агрегатов _____	3	;
в) грунт в основании _____	гранит	;
г) тип спиральной камеры _____	бетонная трапецеидальная	;
д) тип отсасывающей трубы _____	изогнутая	;

- f) расстояние между осями агрегатов _____ 10 _____ м;
11. Основное оборудование:
- a) тип турбины _____ ПЛ50–В–315 _____ ;
- b) тип генератор _____ ВГС 527/110–24 _____ ;
- c) мощность генератора _____ 29000 _____ кВт;
- d) частота вращения _____ 250 _____ об/мин;
- e) тип трансформаторов _____ ТДЦ 40000/110 У _____ ;
12. Технико–экономические показатели:
- a) себестоимость электроэнергии _____ 0,35 _____ руб./кВт·ч;
- b) удельные капиталовложения _____ 75102 _____ руб./кВт;
- c) показатели эффективности: НПВ _____ 305,35 _____ млн.руб.;
- ИП _____ 1,08 _____ руб.;
- d) Срок окупаемости _____ 104 _____ мес.;

ВВЕДЕНИЕ

Проект Корабельной ГЭС на реке Поной направлен на введение новых генерирующих мощностей в северном регионе страны, где электроэнергия необходима не только в зимний период, но и на протяжении круглого года.

Мурманская область богата полезными ископаемыми, множество месторождений еще не разработаны ввиду суровых климатических условий и малого развития региона. Разработка месторождений и переработка полезных ископаемых является энергозатратным мероприятием, помимо обеспечения энергией производство, необходимо дать тепло и энергию рабочим. Корабельная ГЭС направлена на выполнение данных задач.

Для более эффективного использования водной энергии необходимо подобрать основное оборудование с приемлемым коэффициентом полезного действия и широким диапазоном работы по напорам и расходам.

Электрическая схема станции должна обеспечивать надежную и бесперебойную работу Корабельной ГЭС, а гидротехническое сооружение должно отвечать требованиям безопасности во всех режимах эксплуатации Корабельной ГЭС.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат в преимущественно умеренно–холодный со сравнительно мягкой зимой и прохладным летом. Средние температуры в январе – феврале – 14 °С, в июле до + 14 °С.

Снег лежит в среднем с середины–конца октября до середины мая, в горных районах с конца сентября-начала октября до середины июня. Заморозки и выпадение снега возможны в летний период.

На побережье частые ветра, зимой возможны затяжные метели. В связи с географическим расположением высокая влажность воздуха, достигает 80–85%.

Среднегодовое количество осадков в бассейне реки превышает 550мм, в горных районах до 1000мм. Наименьшее количество их выпадает в марте, а наибольшее – в июне и августе, причем 40-49% осадков в виде снега, 40-46% – дождя и 12-14% – мокрого снега с дождем.

Устойчивый снежный покров образуется, в основном, в конце октября или начале ноября и разрушается в первой или второй декаде мая. Наибольшей высоты снежный покров достигает в конце марта или начале апреля. В защищенных местах он обычно бывает до 50-70 см, в горах – до 100-200 см.

1.1.2 Гидрологические данные

Поной образуется при слиянии рек Пессарьёк и Койнийок на западе возвышенности Кейвы. Впадает в губу Попова Лахта Белого моря. Длина реки от слияния рек Пессарьёк и Койнийок составляет 391км. Площадь бассейна составляет 15,5 тыс. км². Общее падение реки 292 м; на нижних 100 км – 116 м. Ширина реки изменяется от 50 до 200 м.

Поной имеет более 10 крупных притоков, основные из них: Коевейка (протяженностью 57,5 км), Кукша (протяженностью 80,1 км), Пурнач (протяженностью 136,7 км), Ельрека (Ельёк) (протяженностью 70,0 км), Пятчема (протяженностью 68,1 км), Лосинга (протяженностью 90,4 км), Ача (Ачерёк) (протяженностью 79,5 км).

Ряд гидрологических наблюдений в период 1940–1974гг. приведен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток определяется по формуле (1.1).

$$W_{\text{среднемноголетний}} = \frac{Q_{\text{среднемноголетний}} \cdot t}{10^9}, \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где $Q_{\text{среднемноголетний}}$ – среднемноголетний расход за весь период наблюдений;
 t – количество секунд в году.

$$W_{\text{среднегодовой}} = \frac{167 \cdot 31536000}{10^9} = 5,266 \text{ км}^3.$$

Кривые связи $Z_{\text{ВВ}} = f(V_{\text{водхр}})$ и $Z_{\text{НВ}} = f(Q)$ представлены на рисунках 1.1 и 1.2 соответственно.

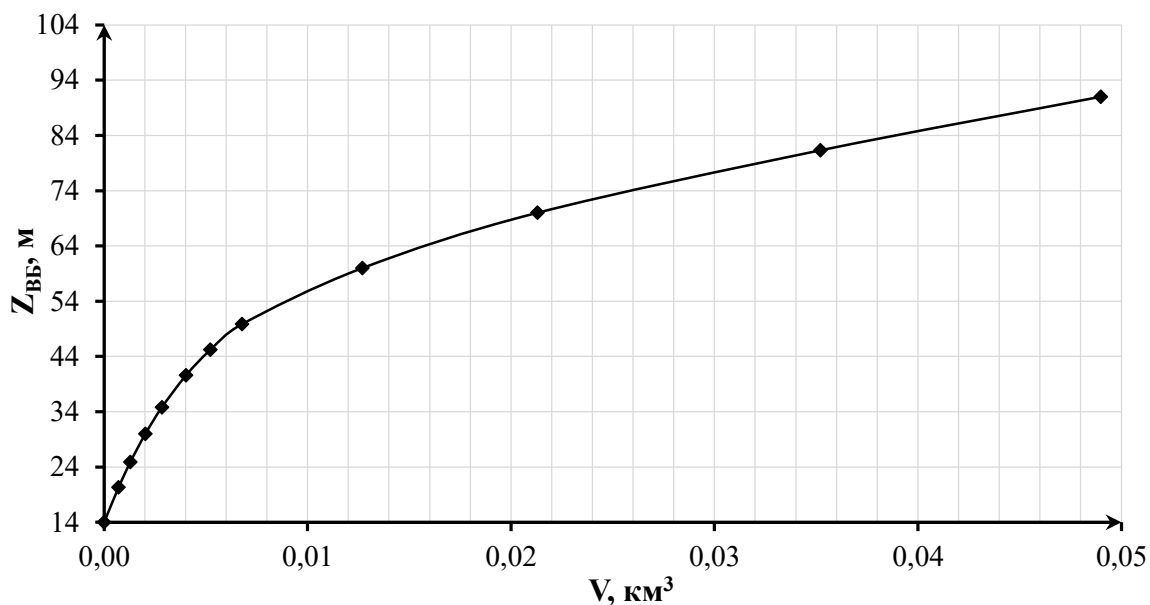


Рисунок 1.1 – Кривая зависимости уровня воды в верхнем бьефе от объема водохранилища

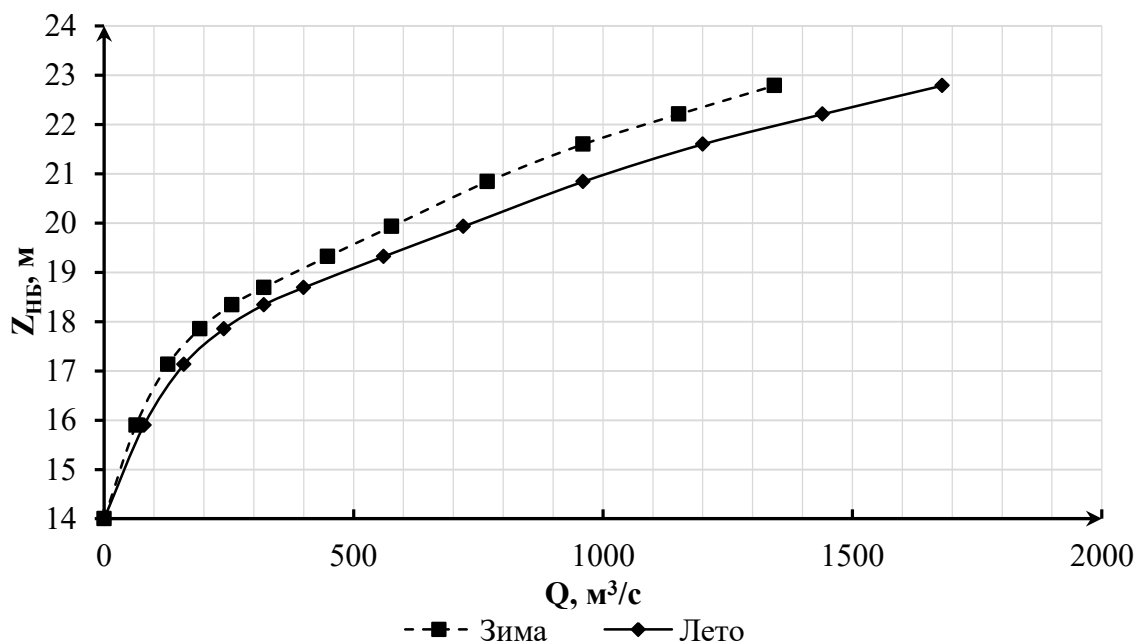


Рисунок 1.2 – Кривая зависимости уровня воды в нижнем бьефе от расхода

1.1.3 Геология

В нижнем течении берега каньонообразные со скальным основанием. Ниже места впадения притока Колмак Поной пересекает кристаллическое плато. В местах впадения притоков дно преимущественно каменистое, на перекатах и плёсах – песчаное, песчано-галечное.

Месторасположение створа проектируемого гидроузла представлено на рисунке 1.3.

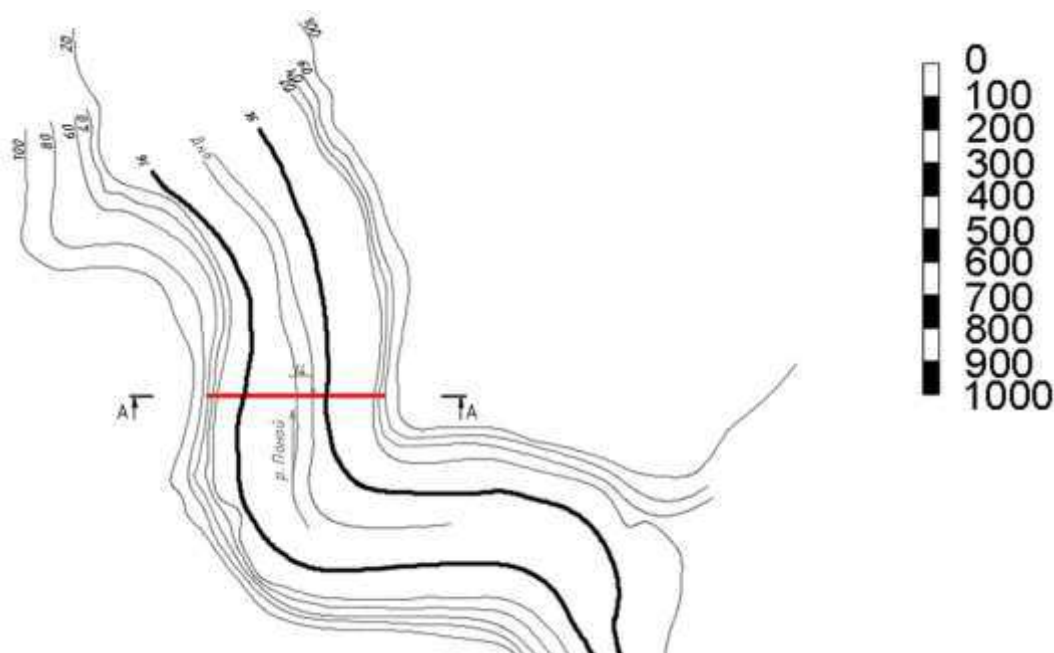


Рисунок 1.3 – Месторасположение створа проектируемого гидроузла

1.1.4 Сейсмология

Субъекты Российской Федерации, расположенных в сейсмоактивных районах и характеризующихся сейсмической интенсивностью 6 и более баллов макросейсмической шкалы MSK-64 для средних грунтовых условий и трех уровней сейсмической опасности – 10% (А), 5% (В) и 1% (С)

Интенсивность сейсмической активности в месте расположения створа проектируемого гидроузла соответствует уровню (С)-6.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Мурманская область входит в ОЭС Северо-запада России. Около 88 % суммарной выработки ОЭС Северо-Запада приходится на атомные (24,58%) и тепловые станции (63,23%). На ГЭС приходится 12,16% от общей выработки, на ВЭС и СЭС приходится 0,026%.

Неблагоприятные климатические условия региона обуславливают необходимость большую часть года работать по теплофикационному графику.

Предполагается работа ГЭС на некоторую нагрузку с максимальной мощностью в 500 МВт, так как проектирование генерации на РДУ (Карельское РДУ – 3604 МВт) нецелесообразно из соображений масштабов потенциальной генерируемой мощности по отношению к мощности, располагаемой Карельским РДУ.

Суточный и годовой график нагрузки представлены на рисунках 1.4 и 1.5 соответственно.

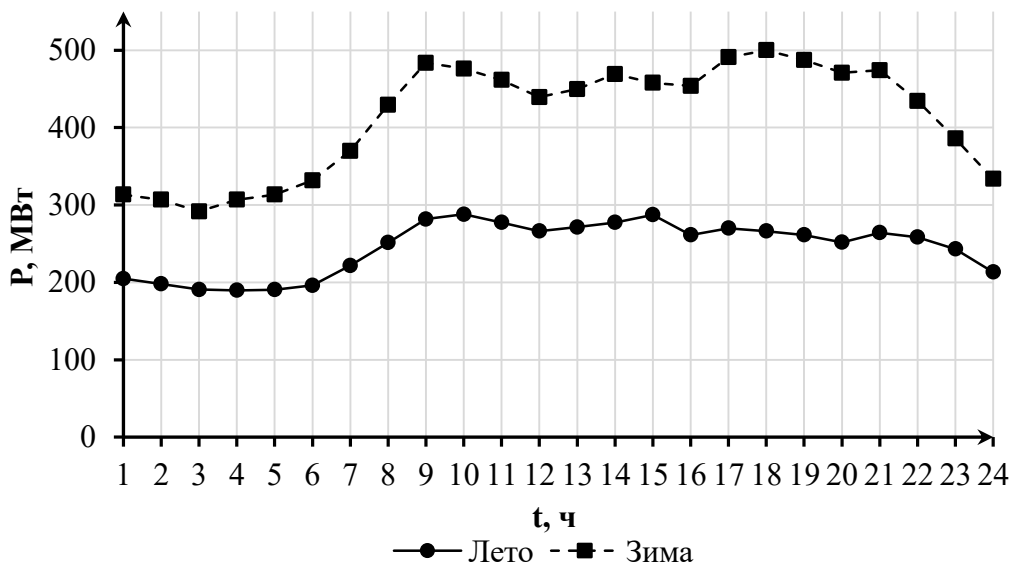


Рисунок 1.4 – Суточный график нагрузки в летний и зимний периоды

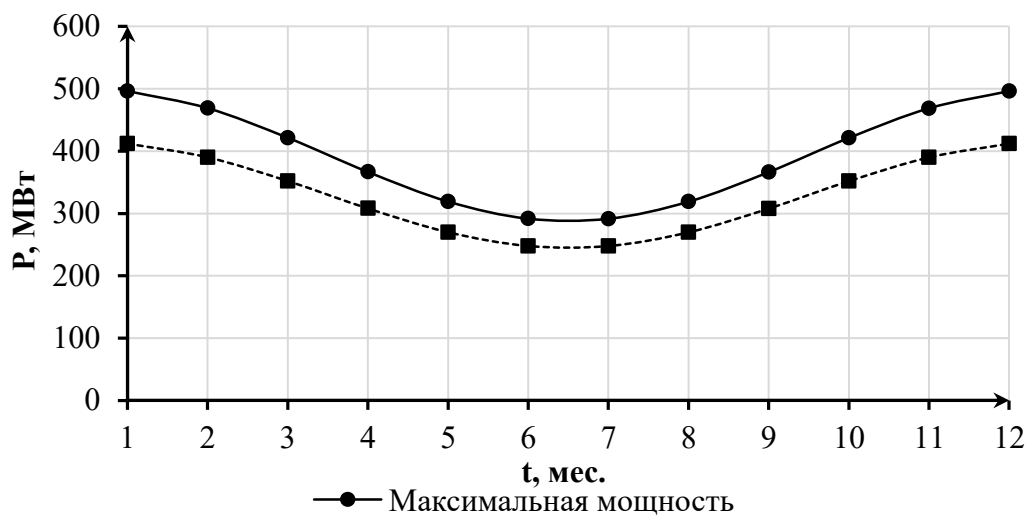


Рисунок 1.5 – Годовой график нагрузки

1.3 Аналог проектируемого гидроузла

По конструкции сооружения в качестве ГЭС–Аналогов выступают Мамаканская ГЭС, Богучанская ГЭС.

2 Водно–энергетические расчеты

2.1 Определение класса ГТС

Класс гидротехнического сооружения (ГТС) назначают в соответствии с [28]. Критерии, определяемые класс ГТС, представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Критерии выбора класса ГТС

Критерий	Класс ГТС
Грунтовая плотина (на скальном основании) Н = 45 м	III
Бетонная плотина (на скальном основании) Н = 45 м	III
ГЭС мощностью от 10 до 300МВт; $N_{уст} = 88$ МВт	III
Число проживающих людей, которые могут пострадать от аварии (менее 500)	IV

Класс сооружения назначается по наиболее ответственному, следовательно – III класс ГТС.

2.2 Регулирование стока воды

2.2.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности

Для построения эмпирических кривых обеспеченности стока были вычислены среднегодовой $Q_{ср.год}$, среднемеженный $Q_{ср.меженный}$ и среднеполоводный $Q_{ср.половодный}$ расходы для каждого года из гидрологического ряда, приведенного в приложении А, табл. А.1.

Полученные расходы ранжируют и располагают по убыванию. Для каждого ряда данные рассчитывается обеспеченность по формуле (2.1).

$$P = m / (n + 1) \cdot 100\%, \quad (2.1)$$

где P – расчетная обеспеченность, %;

m – порядковый номер члена ряда;

n – число членов ряда.

Результаты расчета приведены в приложении А, таблица А.2. По данным таблицы построены эмпирические кривые обеспеченности, представленные на рисунке 2.1.

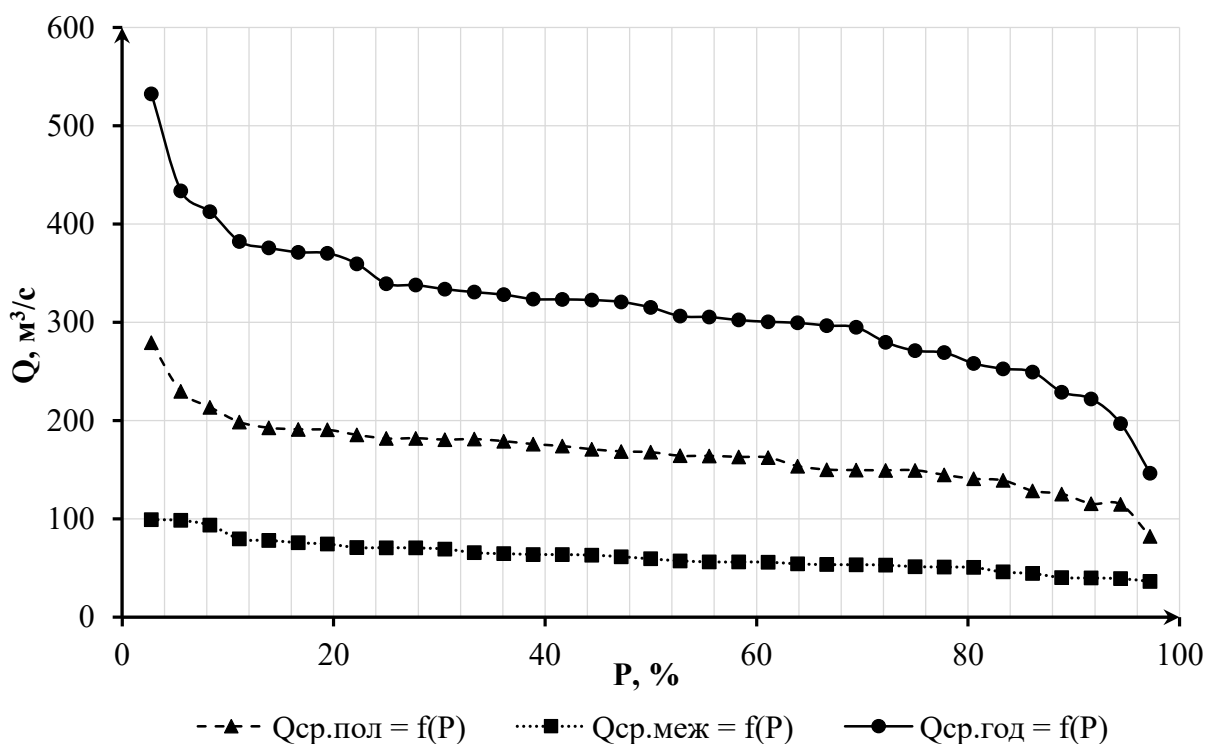


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности стока

2.2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет

В ходе анализа эмпирических кривых, представленных на рисунке 2.1, и данных, представленных в таблице 2.2, были выбраны расчетный маловодный ($P = 90\%$) и средневодный ($P = 50\%$) года. Гидрографы маловодного и средневодного лет представлены в таблицах 2.2 и 2.3 соответственно.

Таблица 2.2 – Гидрограф маловодного года ($P = 90\%$)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$, $\text{м}^3/\text{с}$
$Q_{90\%}$, $\text{м}^3/\text{с}$	34	27	30	30	299	323	235	136	117	67	48	37	115

Таблица 2.3 – Гидрограф средневодного года ($P = 50\%$)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$, $\text{м}^3/\text{с}$
$Q_{50\%}$, $\text{м}^3/\text{с}$	48	38	42	42	401	571	270	201	165	114	72	48	167

2.2.3 Тип регулирования водохранилища

Для определения типа регулирования необходимо определить полезный объем водохранилища. Получен объем $0,0038 \text{ км}^3$. Определим коэффициент зарегулированности стока по формуле (2.2):

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W_{\text{среднемноголетний}}} = \frac{0,0038}{5,266} = 0,0007 < 0,02, \quad (2.2)$$

где β – коэффициент зарегулированности стока, о.е;

$V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища;

$W_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний сток реки.

Исходя из коэффициента зарегулированности стока следует вывод, что водохранилище Корабельной ГЭС суточного регулирования.

2.3 Определение установленной мощности станции

2.3.1 Выбор рабочей мощности. Первая итерация

Для определения рабочих мощностей с целью дальнейшего использования их для расчета сработки-наполнения водохранилища необходимо выполнить построение интегральных кривых нагрузок, которые отображают энергетические показатели, то есть мощность и выработку для существующих и проектируемой ГЭС, а также построение ИКН позволит определить зону работы проектируемой ГЭС.

Зная средние значения отметок в ВБ и НБ по кривым связи для месяцев летнего и зимнего периодов вычисляется средний напор в каждом месяце по формуле (2.3).

$$H_i = \nabla_{\text{ВБ}} - \nabla_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.3)$$

где H_i – средний напор в течение месяца, м;

$\nabla_{\text{ВБ}}$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе;

$\nabla_{\text{НБ}}$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе;

Δh – потери напора в водопроводящем тракте.

Далее для каждого месяца вычисляется гарантированная мощность по формуле (2.4).

$$N_i^{\text{ГАР}} = Q_i^{\text{ПВ}} \cdot H_i \cdot k_N \cdot 10^{-3}, \quad (2.4)$$

где $N_i^{\text{ГАР}}$ – гарантированная мощность в каждый месяц, МВт;

$Q_i^{\text{ПВ}}$ – полезный бытовой расход в каждый месяц, м³/с;

H_i – средний напор в течение месяца, м;

k_N – коэффициент мощности, учитывающий КПД гидротурбины и гидрогенератора.

Для каждого месяца рассчитывается гарантированная суточная выработка.

$$\mathcal{E}_i^{\text{ГАР}} = N_i^{\text{ГАР}} \cdot 24 \cdot 10^{-3}, \quad (2.5)$$

где $\mathcal{E}_i^{\text{ГАР}}$ – гарантированная выработка в каждый месяц, МВт;

$N_i^{\text{ГАР}}$ – гарантированная мощность в каждый месяц, МВт.

Далее для каждого месяца рассчитывается гарантированная мощность и выработка в базовой части графика нагрузки, подставляя в формулу (2.4) расход ГЭС при работе в базовой части графика нагрузки, а в формулу (2.5) полученную ранее мощность ГЭС при работе в базовой части графика нагрузки. Результаты расчета представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результат первой итерации сработки-наполнения водохранилища

Месяц	Q с. п., м ³ /с	H, м	Q быт., м ³ /с	Q полезн., м ³ /с	N гар., МВт	Э гар., млн. кВт·ч
I	34,1	42,56	74	69,1	25,0	0,60
II		42,54	75	68,2	24,7	0,59
III		42,26	89	84,8	30,5	0,73
IV		42,07	99	104,5	37,4	0,90
V		40,31	329	336,0	115,1	2,76
VI		39,80	452	448,0	151,5	3,64
VII		40,81	245	242,0	83,9	2,01
VIII		41,13	205	203,0	71,0	1,70
IX		41,49	169	168,0	59,2	1,42
X		41,64	125	124,0	43,9	1,05
XI		42,50	77	75,8	27,4	0,66
XII		42,56	74	70,3	25,4	0,61

Окончание таблицы 2.4

Месяц	Q с. п., м ³ /с	H, м	N баз., МВт	Э баз., млн. кВт·ч	N пик., МВт	Э пик., млн. кВт·ч	N р., МВт
I	34,1	42,56	12	0,30	53	0,31	65
II		42,54	12	0,30	53	0,30	65
III		42,26	12	0,30	53	0,44	65
IV		42,07	12	0,29	53	0,61	65
V		40,31	12	0,28	53	2,50	65
VI		39,80	12	0,28	53	3,39	65
VII		40,81	12	0,29	53	1,74	65
VIII		41,13	12	0,29	53	1,43	65
IX		41,49	12	0,29	53	1,14	65
X		41,64	12	0,29	53	0,77	65
XI		42,50	12	0,30	53	0,36	65
XII		42,56	12	0,30	53	0,32	65

По результатам расчетов откладываются мощности проектируемой Корабельной ГЭС в базе и в пике графика нагрузки совместно с мощностями существующих ГЭС. Интегральная кривая нагрузки для зимнего (январь) и летнего (июнь) периодов приведены в приложении А, рисунки А.1-А.2 соответственно.

На первой итерации с предварительно выбранной рабочей мощностью сработка-наполнение водохранилища не приносит желаемого результата – в конце периода сработки-наполнения водохранилища отметка НПУ не достигается. Поэтому дальнейшим шагом становится изменение принятой на

первой итерации рабочей мощности в ту или иную сторону до того момента, пока в конце сработки-наполнения водохранилища не будет достигаться отметка НПУ.

Анализируя режим работы Корабельной ГЭС в летние месяцы и данные, представленные в таблице 2.4, следует вывод – в летние месяцы имеют место холостые сбросы, так как принятая рабочая мощность ниже гарантированной мощности. На дальнейшем этапе будет рассмотрена установка дублирующей мощности с целью более эффективного использования водохранилища.

2.3.2 Выбор рабочей мощности. Вторая итерация

На второй итерации сработки-наполнения скорректирована рабочая мощность. Первая и вторая итерации водно-энергетических расчетов для января – месяца, по которому принята рабочая мощность Корабельной ГЭС, приведены в приложении А, таблицы А.3-А.4 соответственно.

Результаты второй итерации сработки-наполнения водохранилища представлены в таблице 2.5

Таблица 2.5 – Результат второй итерации сработки-наполнения водохранилища

Месяц	Q с. п., м ³ /с	H, м	Q быт., м ³ /с	Q полезн., м ³ /с	N гар., МВт	Э гар., млн. кВт·ч
I	34,1	42,56	74	69,1	25,0	0,60
II		42,54	75	68,2	24,7	0,59
III		42,26	89	84,8	30,5	0,73
IV		42,07	99	104,5	37,4	0,90
V		40,31	329	336,0	115,1	2,76
VI		39,80	452	448,0	151,5	3,64
VII		40,81	245	242,0	83,9	2,01
VIII		41,13	205	203,0	71,0	1,70
IX		41,49	169	168,0	59,2	1,42
X		41,64	125	124,0	43,9	1,05
XI		42,50	77	75,8	27,4	0,66
XII		42,56	74	70,3	25,4	0,61

Окончание таблицы 2.5

Месяц	Q с. п., м ³ /с	H, м	N баз., МВт	Э баз., млн. кВт·ч	N пик., МВт	Э пик., млн. кВт·ч	N р., МВт
I	34,1	42,56	12	0,30	52	0,30	64
II		42,54	12	0,30	52	0,30	64
III		42,26	12	0,29	52	0,44	64
IV		42,07	12	0,29	52	0,60	64
V		40,31	85	1,53	0	0,00	85
VI		39,80	85	1,52	0	0,00	85
VII		40,81	84	1,53	0	0,00	84
VIII		41,13	64	0,29	0	1,42	64
IX		41,49	60	0,29	0	1,13	60
X		41,64	12	0,29	52	0,76	64
XI		42,50	12	0,30	52	0,36	64
XII		42,56	12	0,30	52	0,31	64

В месяцы с мая по июль предполагается наличие дублирующей мощности. В период с мая по сентябрь предполагается работа ГЭС в базовой части графика нагрузки, так как повышенный приток не позволяет эффективно работать в пике графика нагрузки, будут иметь место значительные холостые сбросы. Наибольшая эффективность работы будет достигаться в базе графика нагрузки с максимальным значением по выработке.

График сработки-наполнения водохранилища Корабельной ГЭС на последней итерации представлен на рисунке 2.2.

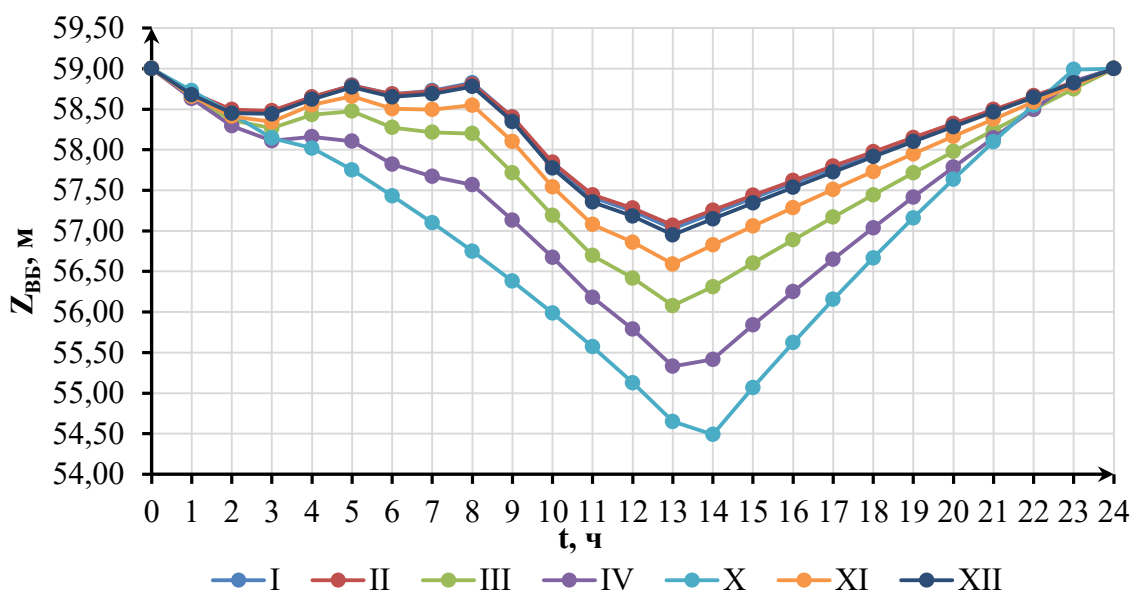


Рисунок 2.2 – График сработки-наполнения водохранилища

2.3.3 Выбор дублирующей мощности

Следует отметить, что в месяцы с мая по июль гарантированная выработка много больше той максимальной выработки, с которой будет работать ГЭС. Присутствуют значительные холостые сбросы. Следовательно, имеет смысл рассмотреть возможность установки дублирующей мощности.

Избыток гарантированной выработки над выработкой Корабельной ГЭС при принятой рабочей мощности найдем по формуле (2.6).

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{раб.}} \quad (2.6)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – избыток по выработке, млн. кВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{гар.}}$ – гарантированная выработка, млн. кВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{раб.}}$ – выработка ГЭС при рабочей мощности, млн. кВт·ч.

Расчеты приведены для периода с 24 часа, то есть за сутки.

Избыток по выработке рассчитан для месяцев с мая по июль включительно.

Избыток по мощности найдем по формуле (2.7).

$$N_{\text{изб.}} = \frac{\Delta \mathcal{E} \cdot 1000}{24}, \quad (2.7)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – то же, что и в формуле (2.6);

По полученным данным назначается дублирующая мощность в 21 МВт. Стоимость одного киловатта электроэнергии в Мурманской области по одноставочному тарифу составляет в среднем 3 рубля за год. То есть, за год работы дублирующей мощности прибыль будет равна:

$$\Pi = \frac{N_{\text{дубл.}} \cdot 24 \cdot 30}{1000} \cdot \mathcal{C}, \quad (2.8)$$

где Π – прибыль от работы дублирующей мощности за месяц, млн. руб;

$N_{\text{дубл.}}$ – дублирующая мощность, 21 МВт;

\mathcal{C} – цена 1 кВт·ч электроэнергии, 3 руб.

Результаты расчета дублирующей мощности представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчет дублирующей мощности

Месяц	$\Delta \mathcal{E}$, млн. кВт·ч	$N_{\text{изб.}}$, МВт	$N_{\text{дубл.}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{мес}}$, млн. кВт·ч	Π , млн. руб.
Май	1,23	51,44	21	15,12	45,36
Июнь	2,11	88,01		15,12	45,36
Июль	0,48	20,11		14,48	43,44
Итого					134,16

Стоимость установки такой мощности приблизительно будет оцениваться в 130 млн. руб. Прибыль же с работы дублирующей мощности за один год будет составлять около 134 млн. руб., то есть установка дублирующей мощности оправдана экономически.

2.3.4 Расчет мощности резервов. Баланс мощности

Для построения баланса мощностей, из которого в дальнейшем выясняют установленную мощность станции, необходимо рассчитать значение нагрузочных, аварийных и ремонтных резервов. При построении баланса мощностей используется значение максимальных годовых мощностей.

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{дуб.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.9)$$

В свою очередь резервная мощность состоит из аварийной, ремонтной и нагрузочной мощностей.

Произведен расчет мощностей для января.

Нагрузочный резерв для энергосистемы принимают как 3% от зимнего максимума нагрузки, а аварийный – 10%.

$$P_{\text{нагр}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,03, \text{ МВт}; \quad (2.10)$$

$$P_{\text{нагр}}^{\text{ЭС}} = 500 \cdot 0,03 = 15 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{авар}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,1, \text{ МВт}; \quad (2.11)$$

$$P_{\text{авар}}^{\text{ЭС}} = 500 \cdot 0,1 = 50 \text{ МВт}.$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующей ГЭС в соответствии с их мощностями. Таким образом, нагрузочный резерв для ГЭС будет равен:

$$P_{\text{нагр}}^{\text{проект.ГЭС}} = 2 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{нагр}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 6 \text{ МВт}.$$

Следует помнить, что аварийный резерв располагается на ТЭС и при расчете установленной мощности проектируемой станции, он не учитывается.

Далее рассчитывается мощность ремонтного резерва. Оборудование, установленное на электростанциях должно ремонтироваться раз в 6 лет. Итак, исходя из рабочей мощности Корабельной ГЭС, мощность, необходимую на период проведения ремонта оборудования, можно рассчитать по формуле (2.12).

$$N_{\text{проект.ГЭС}}^{\text{рем}} = \frac{N_{\text{раб}}}{6}; \quad (2.12)$$

$$N_{\text{проект.ГЭС}}^{\text{рем}} = \frac{64}{6} = 10,67 \approx 11 \text{ МВт}.$$

Результаты расчете представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Расчет мощностей резервов на Корабельной ГЭС

Месяцы	Энергосистема, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P_{max}	$P_{\text{авар}}$	$P_{\text{нагр}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{авар}}$
1	496	50	15	64	2	–	320	7	–	50
2	469	47	14	63	2	–	297	7	–	47
3	422	42	13	64	2	–	255	6	–	42
4	367	37	11	64	2	–	201	4	–	37
5	319	32	10	85	3	–	111	1	–	32
6	292	29	9	85	3	–	85	0	27	29
7	292	29	9	84	3	–	82	0	27	29
8	319	32	10	64	2	–	127	2	–	32
9	366	37	11	60	2	11	175	2	–	37
10	421	42	13	64	2	–	259	6	–	42
11	469	47	14	64	2	–	297	7	–	47
12	496	50	15	64	2	–	321	7	–	50

Установленную мощность ГЭС найдем по формуле (2.9).

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 64 + 3 + 21 = 88 \text{ МВт.}$$

По данным, представленным в таблице 2.7 строится баланс мощности, отображающий доли мощностей, приходящихся на мощность существующих ГЭС, ТЭС на графике максимальных мощностей системы, а также проектируемой Корабельной ГЭС, помимо этого изображены резервные мощности, приходящиеся на уже существующие электростанции и на проектируемую ГЭС. Ремонтный резерв ТЭС расположен в провале максимальных мощностей. Ремонт оборудования Корабельной ГЭС производится после пропуска половодья. Баланс мощности представлен на рисунке 2.3.

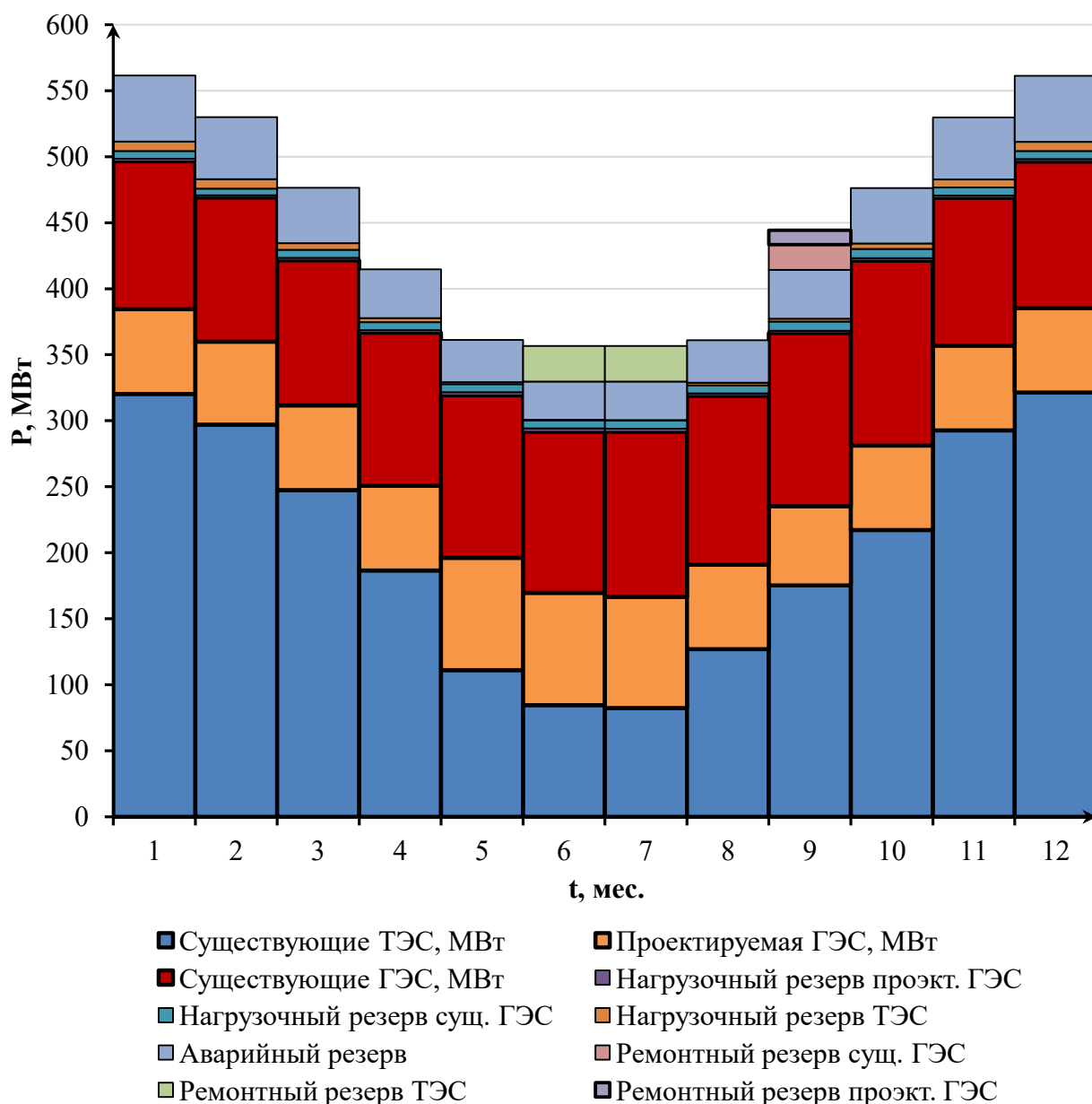


Рисунок 2.3 – Баланс мощности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типов гидроагрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Для предварительного выбора гидротурбины необходимо уточнить такие параметры, как максимальный и минимальный напор, то есть определить область допустимых режимов работы Корабельной ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

В таблице 3.1 представлены данные для построения режимного поля для января.

Таблица 3.1 – Данные для построения режимного поля

Кривые связи			Напорные характеристики			Линия ограничения по установленной мощности генератора		Линия ограничения по мощности турбины		Линия ограничения по СП	
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{гНБ, Зпм}}, \text{ м}$	$Z_{\text{гНБ, Лер}}, \text{ м}$	$H_{\text{нп}}, \text{ м}$	$H_{\text{умо}}, \text{ м}$	$H_{\text{р}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
0	14,00	14,00	44,70	40,20	43,89	45,0	171	40,00	192	38	34,1
25	14,85	14,69	43,85	39,35	43,04	44,5	172	39,00	190	42	34,1
50	15,56	15,29	43,14	38,64	42,33	44,0	174	38,00	187		
75	16,16	15,81	42,54	38,04	41,73	43,5	176	37,00	185		
100	16,65	16,26	42,05	37,55	41,24	43,0	178	36,00	182		
125	17,06	16,65	41,64	37,14	40,83	42,5	181	35,00	180		
150	17,40	16,99	41,30	36,80	40,49	42,0	183	34,00	177		
175	17,69	17,28	41,01	36,51	40,20	41,5	185	33,00	174		
200	17,93	17,52	40,77	36,27	39,96	41,0	187	32,00	172		
225	18,13	17,74	40,57	36,07	39,76	40,5	189	31,00	169		
250	18,31	17,93	40,39	35,89	39,58	40,0	192	30,00	166		
275	18,46	18,09	40,24	35,74	39,43	39,5	194	29,00	163		
300	18,60	18,24	40,10	35,60	39,29	39,0	197	28,00	161		
325	18,73	18,37	39,97	35,47	39,16	38,5	199	27,00	158		
350	18,85	18,49	39,85	35,35	39,04	38,0	202	26,00	155		
375	18,97	18,60	39,73	35,23	38,92	37,5	205	25,00	152		
400	19,08	18,70	39,62	35,12	38,81	37,0	207	24,00	149		
425	19,20	18,80	39,50	35,00	38,69	36,5	210	23,00	146		
450	19,31	18,90	39,39	34,89	38,58	36,0	213	22,00	142		

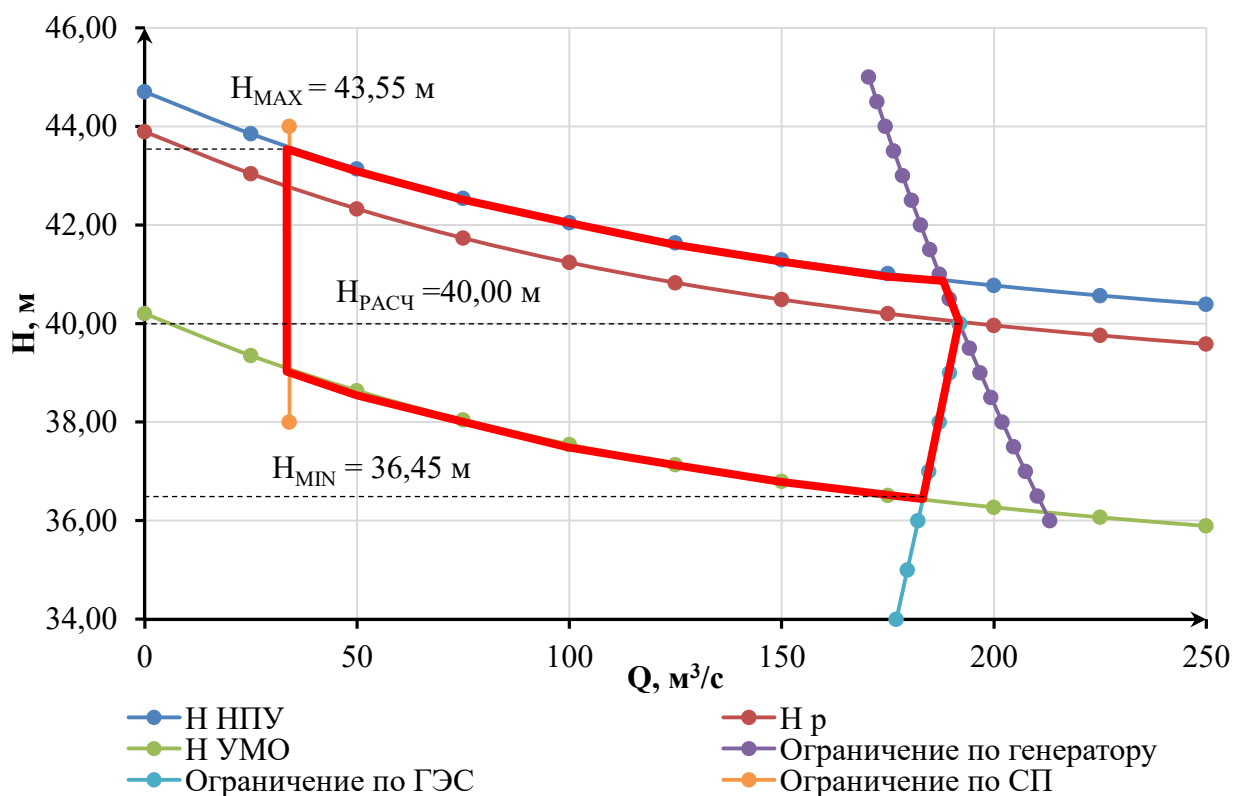


Рисунок 3.1 – Режимное поле Корабельной ГЭС

Выделим основные характерные точки режимного поля:

- $H_{\max}=43,55$ м;
- $H_{\text{расч}}=40,00$ м;
- $H_{\min}=36,45$ м.

3.1.2 Выбор числа и типа гидротурбин

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

Таким образом, был осуществлен подбор вариантов турбин основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров. Модельные параметры подходящих гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ50–В	ПЛД50–В60°
$H_{пред}, м$	50	50
H_{min}/H_{max}	0,50	0,50
$n'_{опт}, об/м$	116	113
$Q_{I опт}, л/с$	1000	1100
$\eta_{м опт}$	0,916	0,910
$Q'_{I max}, л/с$	1500	1650
$\sigma(Q'_{I max})$	0,6	0,6
$D_{I м}, м$	0,460	0,350
$H_{мод}, м$	12	5
$t_{мод}, °C$	21	16

Далее, задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 , представленными в таблице 3.3, произведем расчет основных параметров для выбранных гидротурбин.

Таблица 3.3 – Ряд стандартных значений диаметров рабочих колес (D_1 , мм)

Стандартные значения диаметров рабочих колёс D_1 , мм								
1000	1250	1400	1600	1800	1900	2000	2120	2240
2360	2500	2650	2800	3000	3150	3350	3550	3750
4000	4250	4500	4750	5000	5300	5600	6000	6300
6700	7100	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10600

КПД натурной турбины определим по формуле (3.1).

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left(0,25 + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1мод}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{мод}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{мод}}} \right), \quad (3.1)$$

где η_M – КПД модельной турбины, о.е.;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, о.е.. Принимается $\varepsilon = 0,75$;

$D_{1мод}$ – диаметр модельной турбины, м;

$H_{мод}$ – напор модельной турбины, м;

D_1 – диаметр натурной турбины, м;

H_p – расчётный напор натурной турбины, м;

v_H – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины, м²/с.

Был принят $v_H = 1,4 \cdot 10^6$;

$v_{мод}$ – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины, м²/с. Выбирается по данным, представленным в таблице 3.4, с учетом температуры для модели ($t_{мод}$).

Таблица 3.4 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

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

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{\text{Iр}} \cdot D_1^2 \cdot H^{3/2} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}}, \quad (3.2)$$

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

D_1 – диаметр рабочего колеса натурной турбины, м;

$Q'_{\text{Iр}}$ – приведенный расход в расчётной точке (предварительно), м³/с;

$\eta_{\text{т}}$ – КПД натурной турбины, о.е.;

$\eta_{\text{г}}$ – КПД генератора, о.е.. Был принят $\eta_{\text{г}} = 0,975$.

Количество агрегатов:

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

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

$N_{\text{агр}}$ – то же, что и в формуле (3.2);

$Z_{\text{агр}}$ – количество агрегатов, шт.

Необходимо округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ($Z'_{\text{агр}}$), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ($N'_{\text{агр}}$) с помощью формулы (3.3.1):

$$N'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z'_{\text{агр}}}. \quad (3.3.1)$$

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_{\text{т}}}{\eta_{\text{м}}}, \quad (3.4)$$

где $\eta_{\text{т}}$ – то же, что и в формуле (3.2);

$\eta_{\text{м}}$ – КПД модельной турбины, о.е..

Частота вращения турбины:

$$n' = \frac{n'_{\text{Iр}} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{р}}}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где $n'_{\text{Iр}}$ – приведенная частота вращения модельной гидротурбины расчётной точке, об/мин;

Δ_1 – поправка на КПД;

$H_{\text{р}}$ – расчётный напор натурной турбины;

D_1 – то же, что и в формуле (3.2).

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда.

Приведенные частоты вращения при минимальном, расчетном, и максимальном напорах соответственно:

$$n'_{I\max} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\min}}}; \quad (3.6)$$

$$n'_{I\text{расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\text{расч}}}}; \quad (3.7)$$

$$n'_{I\min} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{\max}}}. \quad (3.8)$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_{\Gamma} = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma}}, \quad (3.9)$$

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

D_1 – то же, что и в формуле (3.2);

H_p – то же, что и в формуле (3.5);

η_{Γ} – КПД генератора, о.е..

Произведение для построения линии ограничения по генератору:

$$Q'_{\max} \cdot \eta_{\Gamma} = \frac{N'_{\text{агр}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma}}, \quad (3.10)$$

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

D_1 – то же, что и в формуле (3.2);

H_{\max} – максимальный напор натурной турбины, м;

η_{Γ} – КПД генератора, о.е..

Левая часть уравнений (3.9) и (3.10) определена подбором положения точек на линиях $n'_{I\text{расч}}$ и $n'_{I\min}$ соответственно.

Подбор параметров производят до выполнения равенства между левой и правой частью уравнений.

Расчет произведен для каждого рассмотренного типа и серии гидротурбин. Результаты расчета представлены в таблицах 3.5–3.6.

Таблица 3.5 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбины ПЛ50–В

Параметры	ПЛ50–В							
	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25
D_1 , м	2,8	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25
η_T , о.е	0,919	0,920	0,920	0,921	0,921	0,922	0,922	0,923
N_{agr} , кВт	27272	31331	34562	39117	43955	49076	55877	63120
Z'_{agr} , ШТ	3,2	2,8	2,5	2,2	2,0	1,8	1,6	1,4
Z_{agr} , ШТ	4	3	3	3	2	2	2	2
N'_{agr} , кВт	22000	29333	29333	29333	44000	44000	44000	44000
Δ_1	1,037	1,038	1,038	1,039	1,040	1,040	1,041	1,042
n' , об/мин	269,41	251,55	239,64	225,41	212,77	201,49	188,96	177,90
$n'_{синх}$, об/мин	272,6	250	250	230,8	214,3	200	187,5	187,5
n'_{min} , об/мин	124,2	122,0	128,1	125,7	123,7	121,9	121,8	129,4
$n'_{расч}$, об/мин	117,4	115,3	121,0	118,8	116,8	115,1	115,1	122,3
n'_{max} , об/мин	113,3	111,2	116,8	114,6	112,7	111,1	111,1	118,0
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,067	1,238	1,122	0,991	1,322	1,184	1,039	0,920
$Q'_{max} \cdot \eta_T$	0,958	1,112	1,008	0,890	1,188	1,063	0,934	0,826

Таблица 3.6 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбины ПЛД50–В60°

Параметры	ПЛД50–В60°							
	2,36	2,5	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55
D_1 , м	2,36	2,5	2,65	2,8	3	3,15	3,35	3,55
η_T , о.е	0,906	0,906	0,907	0,908	0,908	0,909	0,910	0,910
N_{agr} , кВт	21420	24055	27049	30219	34721	38303	43354	48720
Z'_{agr} , ШТ	4,1	3,7	3,3	2,9	2,5	2,3	2,0	1,8
Z_{agr} , ШТ	4	4	4	3	3	3	2	2
N'_{agr} , кВт	22000	22000	22000	29333	29333	29333	44000	44000
Δ_1	1,051	1,051	1,052	1,053	1,054	1,054	1,055	1,056
n' , об/мин	313,40	295,97	279,32	264,45	246,93	235,24	221,28	208,89
$n'_{синх}$, об/мин	300	300	300	272,6	250	250	230,8	214,3
n'_{min} , об/мин	114,5	121,2	128,5	123,3	121,1	127,1	124,8	122,7
$n'_{расч}$, об/мин	108,2	114,5	121,4	116,5	114,4	120,1	117,9	115,9
n'_{max} , об/мин	104,4	110,5	117,1	112,4	110,4	115,9	113,7	111,9
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,473	1,311	1,165	1,390	1,210	1,096	1,452	1,292
$Q'_{max} \cdot \eta_T$	1,323	1,178	1,047	1,249	1,087	0,985	1,304	1,160

Далее было произведено сравнение рассчитанных ГТ по таким критериям, как их КПД, количество и единичная мощность, а также зона работы ГТ. Вследствие, к дальнейшему рассмотрению были приняты ГТ со следующими диаметрами РК (мм):

- ПЛ50–В: 2800, 3150, 3350;
- ПЛД50–В60°: 2500, 3000, 3550.

Выбор был сделан на основе ранее изложенных критериев. Зоны работы данных ГТ наиболее оптимальны из всего перечня рассматриваемых агрегатов. Главные универсальные характеристики выбранных к дальнейшему рассмотрению приведены в приложении Б, рисунках Б.1-Б.2.

Количество ГА при данных диаметрах РК так же приемлемо, сравнимо с существующими ГЭС–аналогами. КПД же их в рабочей точке максимален из всех рассматриваемых вариантов.

3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы, находится по формуле (3.11).

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

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

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

- Работа минимального числа агрегатов при максимальном напоре H_{max} и номинальной мощности;
- Работа минимального числа при расчетном напоре $H_{расч}$ и номинальной мощности;
- Работа минимального числа при минимальном напоре H_{min} и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания рассчитывается по формуле (3.12).

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

где ΔH_S – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

$Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка НБ при расходах в расчетных точках, м;

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных точек;

H – напор турбины, м;

$\Delta Z_{x.пл}$ – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для ПЛ турбин $\Delta Z_{x.пл} = 0$. Для РО турбин $\Delta Z_{x.пл} = \frac{B_0}{2}$, м.

Расход в характерных точках, получают с помощью формулы подобия, подставляя соответствующий расход в расчетной точке:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H}, \quad (3.13)$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчетной точке, м³/с;

H – соответствующий напор, м.

Отметку нижнего бьефа получают по полиному зависимости $Z_{нб} = f(Q)$.

Все рассчитанные параметры представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Результаты расчета высоты отсасывания

Параметры	ПЛ50–В			ПЛД50–В60°		
	2,8	3,15	3,35	2,5	3	3,55
D_1 , м	2,8	3,15	3,35	2,5	3	3,55
$Q'_{(H_{max})}$, м ³ /с	1,036	1,089	0,96	1,309	1,2	1,288
$Q'_{(H_{расч})}$, м ³ /с	1,155	1,215	1,07	1,486	1,345	1,456
$Q'_{(H_{min})}$, м ³ /с	1,12	1,17	1,02	1,44	1,31	1,41
$Q_{(H_{max})}$, м ³ /с	54,74	72,87	72,68	55,52	73,38	110,4
$Q_{(H_{расч})}$, м ³ /с	58,89	78,45	78,17	60,81	79,34	120,42
$Q_{(H_{min})}$, м ³ /с	53,71	71,5	70,4	55,68	73,02	110,17
Z_{max}	15,4	15,77	15,77	15,42	15,78	16,43
$Z_{расч}$	15,49	15,88	15,88	15,53	15,90	16,59
Z_{min}	15,66	16,08	16,06	15,71	16,11	16,83
$H_{s max}$, м	-2,74	-3,78	-1,32	-6,52	-4,76	-6,08
$H_{s расч}$, м	-4,22	-6,15	-2,48	-10,23	-6,32	-9,5
$H_{s min}$, м	-2,29	-3,74	-0,83	-6,91	-3,78	-6,04

Для каждой высоты отсасывания рассчитаны отметки установки рабочего колеса, данные представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Отметки установки рабочего колеса

Параметры	ПЛ50–В			ПЛД50–В60°		
	2,8	3,15	3,35	2,5	3	3,55
D_1	2,8	3,15	3,35	2,5	3	3,55
$\nabla Z_{PK}(H_{max})$	12,66	11,99	14,45	8,90	11,02	10,35
$\nabla Z_{PK}(H_p)$	11,27	9,73	13,39	5,30	9,58	7,09
$\nabla Z_{PK}(H_{min})$	13,37	12,33	15,22	8,80	12,33	10,79

По итогу, более оптимальна по кавитационным характеристикам является турбина ПЛ50–В–335, её минимальная высота отсасывания равна –2,5 м. То есть объем земляных работ, по сравнению с другими турбинами, минимален. Но синхронная частота турбины при данном диаметре является нежелательной, вследствие чего, вероятно, на такую частоту не существует генератора, что является большим минусом, ведь проектировка нового генератора займет время и требует больших затрат.

Таким образом, к установке принята турбина ПЛ50–В–315. Минимальная высота отсасывания данной турбины несколько хуже, но также приемлема как для грунтовых оснований, так и для скальных. Так же на синхронную частоту данной турбины существует генератор, по мощности сопоставимый с мощностью самой турбины, что является большим плюсом. КПД для турбины такого диаметра так же велик. Единичная мощность так же сопоставима с мощностью ГТ ГЭС-аналогов.

3.2 Расчет и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата

Для принятой к установке турбины на чертеже проточной части, прилагаемому к ГУХ, предлагается бетонная спиральная камера с плоским потолком с углом охвата $\varphi_{сп} = 225^\circ$. План спиральной камеры приведен в

приложении Б, рисунок Б.3. При расчете спиральной камеры задаются три главных условия:

- обеспечение равномерного распределения расхода по окружности направляющего аппарата;
- обеспечение одинаковой закрутки перед направляющим аппаратом (постоянство момента скорости);
- размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

Допустимая средняя скорость воды во входном сечении определена по графику, представленному на рисунке 3.2 и равна 5,4 м/с.

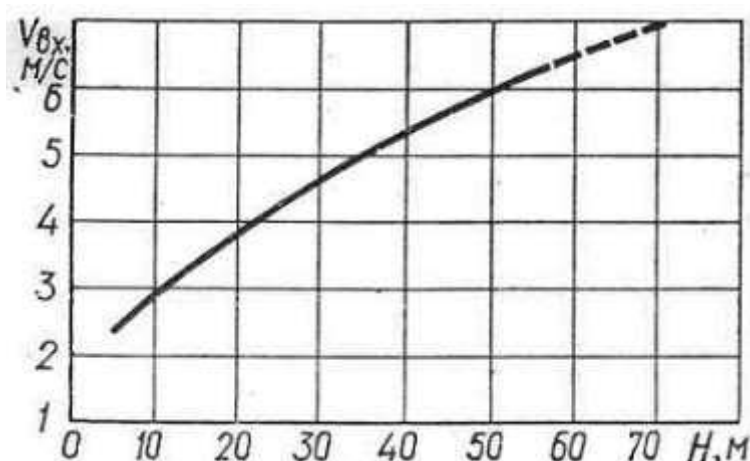


Рисунок 3.2 – Допустимые скорости во входном сечении для бетонных спиральных камер

Произведем расчет параметров спиральной камеры.

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,739 \cdot 3,15 = 8,26 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Диаметр расположения входных кромок статора: $D_{\text{нар}} = D_a = 5 \text{ м}$; и выходных кромок $D_b = 4,3 \text{ м}$, определены стандартным значениям, приведенным в приложении Б, таблица Б.1.

Радиусы входных и выходных кромок:

$$r_a = \frac{D_a}{2}; \quad (3.15)$$

$$r_a = \frac{5}{2} = 2,5.$$

$$r_b = \frac{D_b}{2}; \quad (3.16)$$

$$r_b = \frac{4,3}{2} = 2,15.$$

Высота статора:

$$B_{ст} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1, \quad (3.17)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата, м.

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 3,15 = 1,1025 \text{ м};$$

$$B_{ст} = 1,1025 + 0,0033 \cdot 3,15 = 1,1104 \text{ м}.$$

Определим полный расход через турбину при расчетных значения напора и мощности по формуле 3.17:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_T}; \quad (3.18)$$

$$Q_0 = \frac{29333}{9,81 \cdot 40,78 \cdot 0,938} = 78 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360}; \quad (3.19)$$

$$Q_i = \frac{78 \cdot 225}{360} = 49 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_i}{v_{вх}}; \quad (3.20)$$

$$F_{вх} = \frac{49}{5,4} = 9 \text{ м}^2.$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{вх} = b_0(r_a - r_b) + (r_{вх} - r_a)b_{вх} - \frac{(b_{вх} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ, \quad (3.21)$$

где $b_{вх1} = 3,067 \text{ м};$

$$b_{\text{BX}2} = 21,303.$$

Из двух полученных корней уравнения (3.21), подходящий: $b_{\text{BX}2} = 3,067$.

$$a_{\text{BX}} = r_{\text{BX}} - r_a; \quad (3.22)$$

$$a_{\text{BX}} = 5,48 - 2,5 = 2,98 \text{ м.}$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a; \quad (3.23)$$

$$a_i = 5,48 - 2,5 = 2,98.$$

$$k_2 = (b_{\text{BX}} - B_{\text{СТ}})/a_{\text{BX}}; \quad (3.24)$$

$$k_2 = (3,067 - 1,104)/2,98 = 0,65.$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i; \quad (3.25)$$

$$m_i = 0,65 \cdot 2,98 = 1,96.$$

$$b_i = m_i + b_o; \quad (3.26)$$

$$b_i = 1,96 + 1,1025 = 3,06 \text{ м.}$$

Интеграл для любого сечения вычисляется по формуле (3.27)

$$J_i = b_o \cdot \ln \frac{r_a}{r_b} + b_i \ln \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a} + m_i; \quad (3.27)$$

$$J_i = 1,1 \cdot \ln \frac{2,5}{2,15} + 3,06 \cdot \ln \frac{5,48}{2,5} - 3,02 \cdot \text{ctg} 15^\circ \cdot \ln \frac{3,02}{2,5} + 1,96 = 2,37.$$

Величина угла спирали и расхода для любого сечения соответственно равны:

$$\varphi_i = \frac{225}{J_{\text{BX}}} \cdot J_i; \quad (3.28)$$

$$\varphi_i = \frac{225}{2,37} \cdot 2,37 = 225.$$

Данные расчетов спиральной камеры приведены в приложении Б, таблица Б.2. Чертеж спиральной камеры приведен в приложении Б, рисунок Б.4.

Ширина подвода:

$$B' = 2,928 \cdot D_1; \quad (3.29)$$

$$B' = 2,928 \cdot 3,15 = 9,22 \text{ м.}$$

Так как ширина подвода $B' > 7$ м, нужно установить промежуточный бычок, толщину которого можно приближённо назначить из выражения:

$$Q_{max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{max}}; \quad (3.30)$$

$$Q_{max} = \frac{29333}{9,81 \cdot 40,78 \cdot 0,94} = 78 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400}; \quad (3.31)$$

$$b = 1 + \frac{78}{400} = 1,195 \text{ м.}$$

3.3 Выбор типа серийного генератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных серийных типов по расчетному значению его номинальной активной мощности и синхронной частоты вращения.

Номинальная мощность гидротурбины равна 29333 кВт. Был подобран генератор с номинальной активной мощностью в 29 МВт и синхронной частотой вращения в 250 об/мин. Параметры гидрогенератора представлены в таблице 3.9.

Мощность станции:

$$N_{уст} = z'_a \cdot P_{ном}, \quad (3.32)$$

где z'_a – количество гидроагрегатов станции, шт;

$P_{ном}$ – номинальная мощность гидрогенератора, МВт.

$$N_{уст} = 3 \cdot 29 = 87 \text{ МВт}$$

Таблица 3.9 – Параметры гидрогенератора ВГС 527/110 – 24

Тип	ВГС 527/110–24
$S_{\text{ном}}$, МВА	32,25
$P_{\text{ном}}$, МВт	29
$\cos \varphi$	0,9
$U_{\text{ном}}$, кВ	10,5
$n_{\text{ном}}$, об/мин	250
КПД, %	97,2
Сопротивление обмотки статора, Xd о.е.	1,12
Сверхпереходное сопротивление, X'd о.е.	0,2
Исполнение	Подвесной

3.4 Расчет деталей и узлов гидротурбины

3.4.1 Расчет вала

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

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33}, \quad (3.33)$$

где $[\tau_{\text{доп}}] = 30 \div 35$ МПа. Принято $\tau_{\text{доп}} = 35$ МПа;

$M_{\text{кр}}$ – крутящий момент, Н·м.

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N'_{\text{агр}}}{n_c}; \quad (3.34)$$

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot 29333}{250} = 1,14 \text{ Мпа.}$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{1,14}{35} \right)^{0,33};$$

$$D_B^* \geq 0,55 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм). Принимаем диаметр вала $D_B = 600$ мм.

3.4.2 Расчет турбинного подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N'_{\text{агр}}}{n_c \cdot D_1} \right), \quad (3.35)$$

где $N'_{\text{агр}}$ – мощность гидротурбины, кВт;

n_c – синхронная частота агрегата, об/мин;

D_1 – диаметр рабочего колеса, м.

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \frac{29333}{250 \cdot 3,15} = 29,8 \text{ кН.}$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки d_n принят 615 мм (на 15–20 мм больше D_B).

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \quad (3.36)$$

где $h_{\text{п}}$ – высота подшипника, принимается в зависимости от диаметра вала, 300 мм ($D_B = 500 \div 800$ мм).

Допустимое удельное давление

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U; \quad (3.37)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30}; \quad (3.38)$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{29,8}{0,615 \cdot 0,3} = 161,51 \text{ кПа;}$$

$$U = 3,14 \cdot 250 \cdot \frac{0,615}{30} = 16,1 \text{ м/сек;}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 16,1 = 466,92 \text{ кПа.}$$

Условие $p_{\text{уд}} (161,51) \leq [p_{\text{уд}}] (466,92)$ соблюдается, направляющий подшипник подходит.

Расчёт сегментного подшипника:

Предварительная высота подшипника $h_n = 300$ мм и число сегментов $Z_{\text{сегм}} = 8$

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)}, \quad (3.39)$$

где α – угол, занимаемый одним сегментом, °. Найдется по формуле (3.40):

$$\alpha = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}. \quad (3.40)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}} \cdot h_n} \leq [p_{\text{уд}}], \quad (3.41)$$

где $l_{\text{сегм}}$ – длина сегмента в окружном направлении, м.

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \cdot \pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}. \quad (3.42)$$

Допускаемое удельное давление

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U; \quad (3.43)$$

Расчет:

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

$$R_1 = \frac{29,8}{1 + 2 \cdot \cos 45^\circ + 2 \cdot \cos 90^\circ} = 12,4 \text{ кН};$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,9 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,615}{8} = 0,217 \text{ м};$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{12,4}{0,217 \cdot 0,3} = 456,98 \text{ кПа};$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 16,1 = 805,03 \text{ кПа}.$$

Условие $p_{уд}(194,81) \leq [p_{уд}](555,89)$ соблюдается, сегментный подшипник подходит. Стоит отметить, что сегментный подшипник, как показала практика, более надежен в эксплуатации.

3.5 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ) необходима для создания давления масла в системе регулирования. МНУ выбирается в зависимости от максимального напора и диаметра РК по номограмме, представленной на рисунке 3.3.

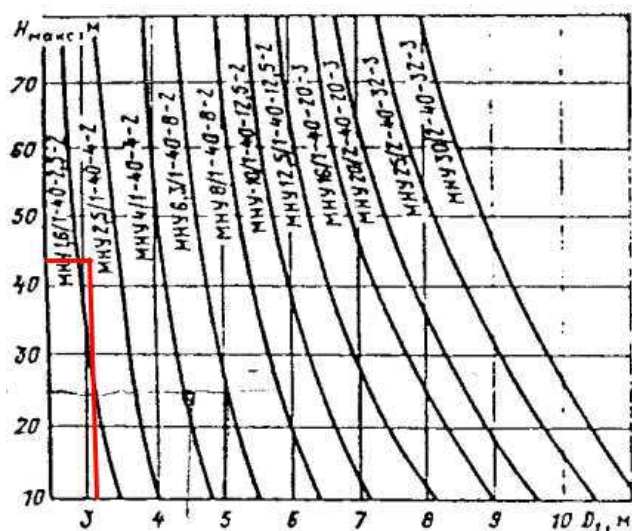


Рисунок 3.3 – Номограмма для предварительного выбора МНУ ПЛ-турбин

Технические характеристики МНУ 1,6/1-40-2,5-2

- МНУ – маслонапорная установка
- 1,6 – объём гидроаккумулятора;
- 1 – количество сосудов;
- 40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²;
- 2,5 – вместительность сливного бака в м³;
- 1 – количество насосов.

3.6 Выбор электрогидравлического регулятора

Электрогидравлический регулятор подбирается в зависимости от системы гидротурбины. Для проектируемой турбины ПЛ50-В-315 подобран ЭГРК-2И1-100-4.

Технические характеристики ЭГРК-2И1-100-4:

- ЭГРК – электрогидравлический регулятор с комбинатором;
- 2И1 – на интегральных микросхемах;
- 100 – диаметр главного золотника;
- 4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения

4 Электрическая часть

4.1 Исходные данные для проектирования электрической части

Исходные данные числа и мощности генераторов и системы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа и мощности генераторов и системы

Генераторы			Система		
Число и мощность	$U_{ном}$	$\cos \varphi_{ном}$	$U_{ном}$	$S_{к.з.}$	Протяжённость линий
шт · МВт	кВ	о. е.	кВ	МВ · А	км
3 · 29	10,5	0,9	110	100	100

- Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,9$;
- Время использования установленной мощности $T_{max} = 4000$ ч/год;
- Мощность собственных нужд ГЭС $P_{с.н.} = 0,005 \cdot P_{уст.ГЭС}$;
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos \varphi_{с.н.} = \cos \varphi_{ном}$;
- Расположение подстанции: Левоозерский район, Мурманская область.

4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений

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

В районе проектирования гидроузла предполагается проектирование подстанции с ВН 110 кВ по причине отсутствия вблизи проектируемой ГЭС подстанций, к которым представилось бы возможным подключиться. Ближайшая к створу существующая подстанция «Титан 330», расположенная в чуть более 300 км от створа. Подключение к подстанции такого класса напряжения ГЭС малой мощности, подобно проектируемой (87 МВт), является нецелесообразным.

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

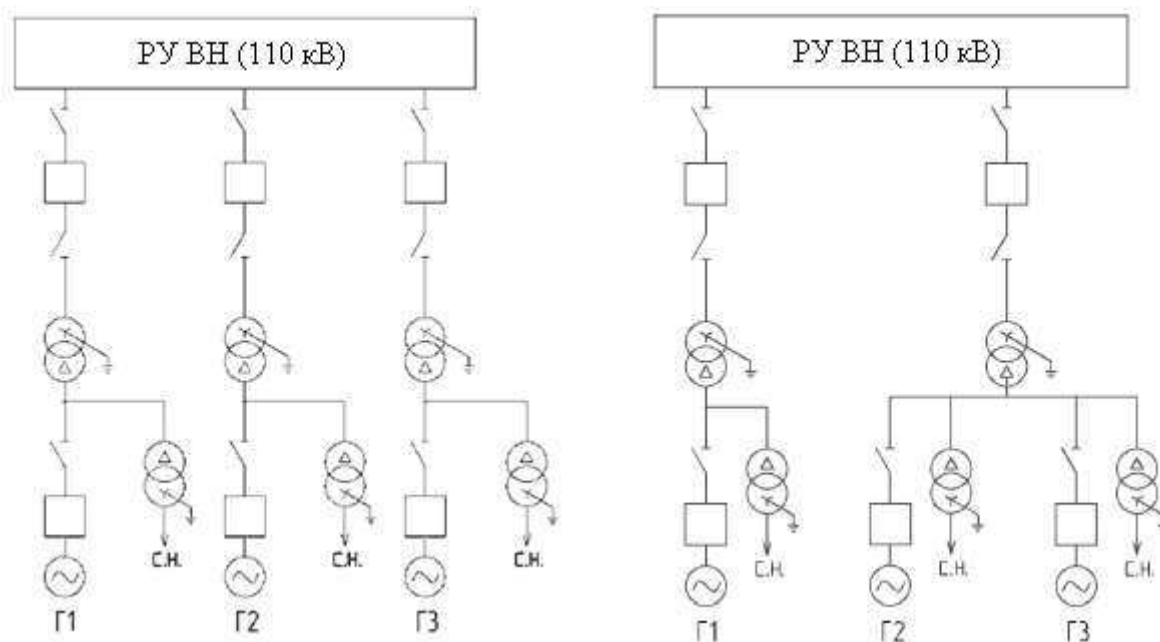


Рисунок 4.1 – Схема с одиночным и укрупненным блоками

4.3 Выбор основного оборудования главной схемы

4.3.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбран синхронный генератор ВГС–527/110–24. Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные генератора ВГС–527/110–24

Номинальная мощность		$U_{ном}, \text{кВ}$	$\cos \varphi$	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{ном}, \text{МВА}$	$P_{ном}, \text{МВт}$				x'_d	x'_d	x_d
32,25	29	10,5	0,9	97,2	0,2	0,32	1,12

4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд, которая составляет порядка 0,5% от установленной мощности:

$$S_{расч} = \frac{P_{ном} - P_{с.н.}}{\cos \varphi}, \quad (4.1)$$

где $P_{ном}$ – номинальная (установленная) мощность гидрогенератора, МВт;
 $P_{с.н.}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт;

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{29 - 29 \cdot 0,005}{0,9} = 32,06 \text{ МВА}$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТД–40000/110. Каталожные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТД–40000/110

$S_{\text{ном}}$, МВА	U , кВ		$U_{\text{кз}}$, %	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
40	121	10,5	10,5	160	50	0,65

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где μ – частота ремонтов, 1 раз в год;

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

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{Т}}$ – число трансформаторов в блоке, $n_{\text{Т}} = 1$;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$t_{\text{раб}}$ – время работы блока в течении года, ч.

$$\Delta W_{\text{хх}} = 1 \cdot 0,05 \cdot 8729 = 436,43 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

где $\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов;

$S_{\text{расч}}$ – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;

$S_{\text{T ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

τ – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{0,160}{1} \cdot \left(\frac{32,06}{40} \right)^2 \cdot 2405 = 246,24 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I_{\text{п}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{ХХ}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{H}}, \quad (4.6)$$

где $\Delta W_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода, МВт · ч;

ΔW_{H} – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;

β_1, β_2 – стоимость потерь электрической энергии ХХ и нагрузочных потерь соответственно:

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

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

Таким образом на 1 агрегатный блок:

$$I_{\text{п один.}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 436,43 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 247,24 = 4,84 \text{ тыс руб/год}.$$

Издержки для всей станции (3 одиночных блока):

$$I_{\text{п}} = 3 \cdot I_{\text{п одиноч}} = 3 \cdot 4,84 = 14,53 \text{ тыс. руб/год}. \quad (4.7)$$

4.3.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы укрупненным и одиночным блоками

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi}; \quad (4.8)$$

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{29 - 0,005 \cdot 29}{0,9} = 64,12 \text{ МВА.}$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор типа ТДРЦН–80000/110. Каталожные данные представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТДРЦН–80000/110

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
80	115	10,5/10,5	10,5	310	70	0,6

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

Потери электрической энергии методом времени максимальных потерь:

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

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8728 \text{ ч.}$$

Потери холостого года в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = 1 \cdot 0,07 \cdot 8727 = 611,00 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{0,310}{1} \cdot \left(\frac{64,12}{80}\right)^2 \cdot 2405 = 479,03 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

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

$$I_{\text{П укруп.}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 611,00 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 479,03 = 7,98 \text{ тыс. руб/год.}$$

Издержки для всей станции (1 одиночный и 1 укрупнённый):

$$I_{\text{П}} = I_{\text{П одиноч.}} + I_{\text{П укрупн.}} = 4,84 + 7,98 = 12,82 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.9)$$

Из расчетов следует отметить, что издержки при реализации одного одиночного блока и одного укрупненного блока несколько ниже, чем в случае с тремя одиночными блоками, однако, следует отметить, что одиночные блоки

обеспечивают более надежную выдачу мощности станцией, в отличие от укрупненного блока.

4.3.4 Выбор трансформатора собственных нужд

Доля мощности, приходящейся на собственные нужды станции, составляет 0,5%:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,005 \cdot \frac{P_{\text{ГЭС}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \quad (4.10)$$

Таким образом:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,005 \cdot \frac{29}{0,9} = 483,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Сухой трансформатор SC(B9) выбран по каталогу импортной компании Tianan Electric. Трансформатор оборудован РПН. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные данные трансформатора SC(B9)

$S_{\text{НОМ}}$, кВА	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{КЗ}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
630	10,5	6	6,3

4.4 Выбор количества отходящих линий распределительного устройства высшего напряжения и марки их проводов

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi}; \quad (4.11)$$

$$S_{\Sigma} = \frac{87 - 0,005 \cdot 87}{0,9} = 96,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 30 \text{ МВт}.$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП (110кВ):

$$K = 1,4.$$

Коэффициент мощности системы:

$$\cos \varphi_c = 0,9.$$

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n = \frac{P_{уст} - P_{СН}}{K \cdot \frac{P_{нат.}}{\cos \varphi_c}} + 1; \quad (4.12)$$

Число отходящих линий округляется в ближайшую сторону:

$$n = \frac{87 - 0,005 \cdot 87}{1,4 \cdot \frac{30}{0,9}} + 1 = 2,75 \approx 3.$$

Рабочий ток:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 110}; \quad (4.13)$$

$$I_{раб} = \frac{96,18}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,168 \text{ кА.}$$

Расчётный ток:

$$I_{расч} = I_{раб} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_{\tau}, \quad (4.14)$$

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

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

$$I_{расч} = 0,168 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,177 \text{ кА.}$$

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

$$F = \frac{I_{расч}}{j}; \quad (4.15)$$

$$F = \frac{177}{0,9} = 196,78 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее по сечению проводник – АС240/32. Произведена проверка провода по нагреву, сравнивая длительно допустимый ток $I_{\text{дд}} = 605 \text{ А}$, с послеаварийным:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110}; \quad (4.16)$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{96,18}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,252 \text{ кА}.$$

Существует условие нагрева:

$$I_{\text{дд}} > I_{\text{п.ав}};$$

$$605 \text{ А} > 252 \text{ А}.$$

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС240/32. Класс гололедообразования района проектирования ГЭС – 3. Сечение стальной жилы принимается 48 мм^2 . Параметры провода АС–240/48 представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры провода марки АС–240/48

п, шт	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
3	0,118	0,405	$2,81 \cdot 10^{-6}$

4.5 Выбор главной схемы

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

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{ТСН}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.17)$$

где K_{T} – стоимость силового трансформатора (105,3 млн. руб. – по схеме с одиночным блоком; 180,6 млн. руб. – по схеме с укрупнённым блоком.);

$K_{\text{ТСН}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (7,4 млн руб);

$K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость КРУЭ (103,2 млн руб);

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле (4.17):

$$K_1 = 3 \cdot 105,3 + 3 \cdot 7,4 + 6 \cdot 103,2 = 899,6 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле (4.17):

$$K_2 = 105,3 + 180,6 + 3 \cdot 7,4 + 5 \cdot 103,2 = 777,7 \text{ млн. руб.}$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.18)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 0,9 + 14,53 \cdot 10^{-6} \approx 0,135 \text{ млрд. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 0,78 + 12,82 \cdot 10^{-6} \approx 0,116 \text{ млрд. руб.}$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%; \quad (4.19)$$

$$P = \frac{0,135 - 0,116}{0,135} \cdot 100\% \approx 13,55\%.$$

Разница между затратами на установку одиночного и укрупненного блоков составляет 190 млн. руб. Но, несмотря на большую дороговизну применения схемы с одиночными блоками по сравнению с укрупненным, к эксплуатации будет принята схема с одиночными блоками, так как она обеспечивает более надежную работу станции, выдачу мощности, а разность в затратах относительно проектирования таких масштабов не так велика и оправдана надежностью.

4.6 Выбор главной схемы

Число присоединений КРУЭ–110 кВ равно 6 (3 ЛЭП 110 кВ и 3 блока). При данном классе напряжения и количестве присоединений был выбран вариант с двумя рабочими системами шин (9 схема). Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.2.

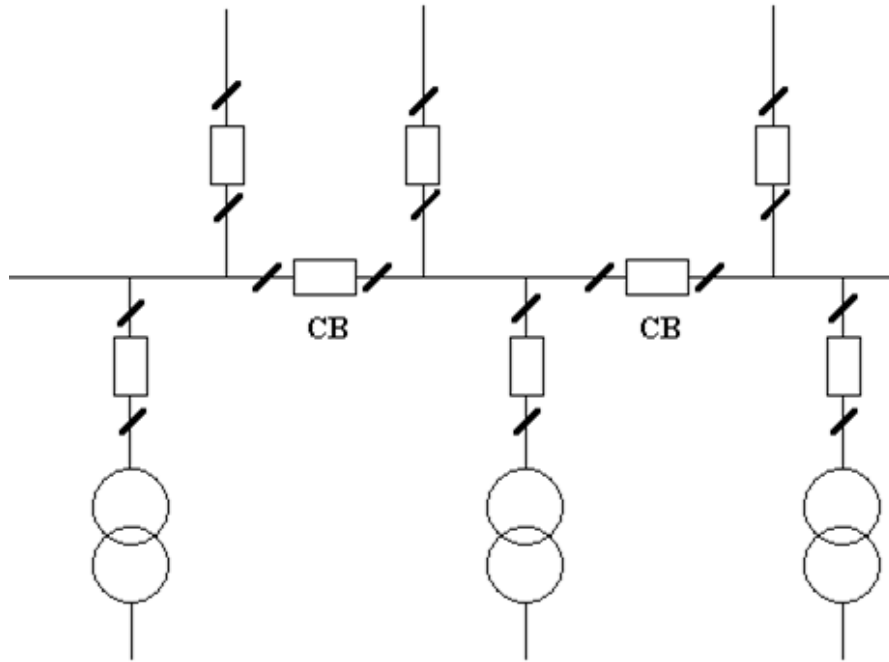


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 110 кВ

4.7 Расчет токов коротких замыканий

В качестве исходных данных для расчета токов короткого замыкания были рассчитаны параметры основных элементов главной схемы, а то есть активное и индуктивное сопротивление системы, генератора, трансформаторов и линий электропередач. Далее, для расчета токов КЗ в программно-вычислительном комплексе RastrWin составлена схема с рассчитанными параметрами. Результаты расчета представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Результаты расчета ТКЗ

Вид несимметрии	Точка КЗ	I_n , кА	$i_{уд}$, кА
Трёхфазное КЗ	Генератор Г1	10,1113	27,746
	КРУЭ – 110 кВ	6,5021	15,778
Однофазное КЗ	КРУЭ – 110 кВ	9,669	23,478

4.8 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном}; \quad (4.20)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 3,07 = 3,225 \text{ кА.}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = 1,05 \frac{S_{\text{Г,НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т,НОМ}}}; \quad (4.21)$$

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = 1,05 \frac{32,25}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0,140 \text{ кА.}$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (4.22)$$

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{32,25 \cdot 3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,168 \text{ кА.}$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (4.23)$$

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{32,25 \cdot 3}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,253 \text{ кА.}$$

4.9 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}; \quad (4.24)$$

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

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{НОМ}} (I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}); \quad (4.25)$$

$$3,07 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА} \quad (3,23 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. По симметричному току отключения:

$$I_{пт} \leq I_{отк.ном.}; \quad (4.26)$$

$$10,11 \text{ кА} \leq 63,00 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

4. По отключению апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{ат} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном.}; \quad (4.27)$$

$$27,75 \text{ кА} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 63,00 \text{ (кА)};$$

$$27,75 \text{ кА} \leq 22,27 \text{ кА}.$$

Условие не выполняется. Если не выполняется условие (4) – переходим к условию (5).

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

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном.}); \quad (4.28)$$

$$\sqrt{2} \cdot 10,11 + 27,75 \leq \sqrt{2} \cdot 63,00 \cdot (1 + 0,25);$$

$$42,05 \text{ кА} \leq 111,37 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

6. На электродинамическую стойкость:

$$I_{по} \leq I_{дин}, \quad i_y \leq i_{дин}; \quad (4.29)$$

$$10,11 \text{ кА} \leq 161,00 \text{ кА}, \quad 27,75 \text{ кА} \leq 161,00 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

7. На термическую стойкость:

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{а,Г}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.30)$$

$$B_k = 10,11^2 \cdot (0,1 + 0,040) \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 63,00 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$14,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

8. По скорости восстанавливающегося напряжения на контактах:

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения, был выбран элегазовый выключатель ВГГ – 10 – 63/УЗ. Параметры выключателя ВГГ – 10 – 63/УЗ представлены в таблице 4.9. Все расчётные и каталожные данные представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Расчётные и каталожные данные выключателя ВГГ–10–63/УЗ

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные Выключатель ВГГ – 10 – 63/УЗ	Условие выбора	Примечание
1	10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
2	3,23 кА	4,00 кА	$I_{ном} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном})$	Условие выполняется
3	10,11 кА	63,00 кА	$I_{пт} \leq I_{отк.ном.}$	Условие выполняется
4	27,75 кА	22,27 кА	$i_{ат} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном.}$	Условие не выполняется
5	42,05 кА	111,37 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном})$	Условие выполняется
6	10,11 кА; 27,75 кА	161,00 кА; 161,00 кА	$I_{п0} \leq I_{дин}, \quad i_y \leq i_{дин}$	Условие выполняется
7	14,32 кА ² · с	63,00 кА ² · с	$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{a,Г}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	Условие выполняется
8	+	+	По скорости восстанавливающегося напряжения на контактах	Условие выполняется

Таблица 4.9 – Параметры выключателя ВГГ–10–63/УЗ

Наименование параметра		Норма
1.	Номинальное напряжение, кВ	10,0
2.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12,0
3.	Номинальный ток, А	4000; 5000
4.	Номинальный ток отключения, кА	63,0
5.	Параметры сквозного тока короткого замыкания:	161,0
–	наибольший пик (ток электродинамической стойкости), кА	63,0
–	начальное действующее значение периодической составляющей, кА	63,0
–	среднеквадратичное значение тока (ток термической стойкости) за время 3 с, кА	63,0
6.	Собственное время отключения, с, не более	0,05
7.	Собственное время отключения, с, не более	0,08
8.	Полное время отключения выключателя с приводом, с, не более	0,1
9.	Номинальное напряжение постоянного тока катушкиконтактора и электромагнитов привода, В	110; 220
10.	Ток потребления электромагнитов, А:	
–	включающий электромагнит УА2, 220	200
–	отключающий электромагнит УА1, 110/220	4/2

Окончание таблицы 4.9

Наименование параметра	Норма
11. Масса выключателя, кг, не более:	
без подставки:	320,0
– номинальный ток 4000, А	350,0
– номинальный ток 5000, А	
с подставкой:	350,0
– номинальный ток 4000, А	380,0
– номинальный ток 5000, А	
12. Масса шкафа управления, кг, не более	40,0
Масса шкафа управления, кг, не более	74,0

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.31)$$

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

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном}); \quad (4.32)$$

$$3,07 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА} (3,23 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{по} \leq I_{дин}, \quad i_y \leq i_{дин}; \quad (4.33)$$

$$10,11 \text{ кА} \leq 125,00 \text{ кА}, \quad 27,75 \text{ кА} \leq 125,00 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.34)$$

$$B_k = 10,11^2 \cdot (0,1 + 0,040) (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \leq 50,00 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$14,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 50,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения, был выбран разъединитель РВРЗ – 10/4000 УЗ.

Параметры разъединителя РВРЗ – 10/4000 УЗ представлены в таблице 4.11. Все расчётные и каталожные данные представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Расчётные и каталожные данные разъединителя РВРЗ – 10/4000 УЗ

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные Разъединитель РВРЗ – 10/4000 УЗ	Условие выбора	Примечание
1	10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
2	3,23 кА	4,00 кА	$I_{ном} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном})$	Условие выполняется
3	10,11 кА; 27,75 кА	125,00 кА; 125,00 кА	$I_{по} \leq I_{дин}, \quad i_y \leq i_{дин}$	Условие выполняется
4	14,32 кА ² · с	50,00 кА ² · с	$B_k = I_{н,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{а,Г}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	Условие выполняется

Таблица 4.11 – Параметры разъединителя РВРЗ – 10/4000 УЗ

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

4.9.1 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Для выбора измерительных трансформаторов необходимо прежде выбрать измерительную аппаратуру, подключаемую ко вторичной обмотке измерительных трансформаторов тока и напряжения с целью сохранения класса точности измерений. Подключаемая ко вторичной обмотке ТТ и ТН аппаратура представлена в таблицах 4.12-4.13 соответственно.

Таблица 4.12 – Измерительная аппаратура, подключаемая ко вторичной цепи ТТ

Оборудование	Связь	Марка прибора	Мощность, ВА	Производитель
Счетчик электропотребления	RS-485	AMk-ITF/AM2k-ITF/ARMk-ITF	3	«CIRCUTOR»
Автоматический синхронизатор	RS-485	Synchro Max	10	«CIRCUTOR»
Анализатор качества электроэнергии	RS-485	CVM NRG96	2	«CIRCUTOR»

Таблица 4.13 – Измерительная аппаратура, подключаемая ко вторичной цепи ТН

Оборудование	Связь	Марка прибора	Мощность, ВА	Производитель
Счетчик электропотребления	RS-485	AMk-ITF/AM2k-ITF/ARMk-ITF	3	«CIRCUTOR»
Устройства РЗА	RS-485	CDR-8	50	«CIRCUTOR»

При выборе трансформаторов тока необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.35)$$

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

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном}); \quad (4.36)$$

$$3,07 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА} (3,23 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{по} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}; \quad (4.37)$$

$$10,11 \text{ кА} \leq 140 \text{ кА}, 27,75 \text{ кА} \leq 140 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.38)$$

$$B_k = 10,11^2 \cdot (0,1 + 0,040) (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \leq 140,0 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$14,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 140,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

5. По нагрузке:

$$Z \leq Z_{ном}, Z \approx R_{приборов} + R_{проводов} + R_{контактов}. \quad (4.39)$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Свердловский завод», был выбран трансформатор тока ТШЛ – 10 – 2 4000/5 У. Параметры трансформатора тока ТШЛ – 10 – 2 4000/5 представлены в таблице 4.15. Все расчётные и каталожные данные представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Расчётные и каталожные данные трансформатора тока ТШЛ – 10 – 2 4000/5 У

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные Трансформатор тока ТШЛ – 10 – 2 4000/5 У	Условие выбора	Примечание
1	10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
2	3,23 кА	4,00 кА	$I_{ном} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном})$	Условие выполняется
3	10,11 кА; 27,75 кА	140 кА; 140 кА	$I_{по} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}$	Условие выполняется
4	48,33 кА ² · с	140 кА ² · с	$B_k = I_{н,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{а,Г}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	Условие выполняется
5	15	20	$Z \leq Z_{ном}, Z \approx R_{приборов} + R_{проводов} + R_{контактов}$	Условие выполняется

Таблица 4.15 – Параметры трансформатора тока ТШЛ – 10 – 2 4000/5 У

Наименование параметра		Норма
1.	Номинальное напряжение, кВ	10,0
2.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12,0
3.	Номинальный первичный ток, А	4000,0
4.	Номинальный вторичный ток, А	1,0
5.	Номинальная частота, Гц	50
6.	Число вторичных обмоток, n	до 5
7.	Номинальные вторичные нагрузки с $\cos \varphi_2 = 0,8$: – обмотки для измерения, В · А – обмотки для защиты, В · А	5 или 10 15
8.	Класс точности: – обмотки для измерений – обмотки для защиты	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5 5P или 10P
9.	Номинальная предельная кратность $K_{ном}$ вторичной обмотки для защиты	не менее 10
10.	Номинальный коэффициент безопасности приборов $KB_{ном}$ обмотки для измерений	не более 10
11.	Трёхсекундный ток термической стойкости, кА на номинальный ток 3000,0 А	140

При выборе трансформаторов напряжения необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.40)$$

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

Условие выполняется.

2. По типам подключаемых приборов.

Условие выполняется.

3. По вторичной нагрузке (S).

Нагрузка во вторичной цепи находится в пределах максимальной для сохранения точности:

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ООО ВО «Энергооборудование», был выбран трансформатор напряжения НТМИ – 10. Параметры трансформатора напряжения НТМИ – 10 представлены в таблице 4.17. Все расчётные и каталожные данные представлены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Расчётные и каталожные данные трансформатора напряжения НТМИ – 10

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные Трансформатор напряжения НТМИ – 10	Условие выбора	Примечание
1	10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
2	–	–	–	Условие выполняется
3	53	480 ВА	$S \leq S_{ном}$	Условие выполняется

Таблица 4.17 – Параметры трансформатора напряжения НТМИ – 10

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

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

4.10 Выбор электротехнического оборудования на КРУЭ 110 кВ

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.41)$$

110 кВ ≤ 126 кВ.

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} (I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}); \quad (4.42)$$

0,133 кА ≤ 1,00 кА (0,14 кА ≤ 1,00 кА).

Условие выполняется.

3. По симметричному току отключения:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном.}}; \quad (4.43)$$

9,67 кА ≤ 40 кА.

Условие выполняется.

4. По отключению апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{отк.ном.}}; \quad (4.44)$$

23,48 кА ≤ $i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 40$ (кА);

23,48 кА ≤ 14,14 кА.

Условие не выполняется. Если не выполняется условие (4) – переходим к условию (5).

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

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном.}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}); \quad (4.45)$$

$\sqrt{2} \cdot 9,67 + 23,48 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,25);$

37,15 кА ≤ 70,71 кА.

Условие выполняется.

6. На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}, \quad i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}; \quad (4.46)$$

9,57 кА ≤ 100,0 кА, 23,48 кА ≤ 100,0 кА.

Условие выполняется.

7. На термическую стойкость:

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{a,c}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.47)$$

$$B_k = 9,67^2 \cdot (0,1 + 0,035) (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \leq 40,00 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$12,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

8. По скорости восстанавливающегося напряжения на контактах:

Условие выполняется.

Все расчётные и каталожные данные представлены в таблице 4.18.

Таблица 4.18 – Расчётные и каталожные данные выключателя

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные ЕХК-0	Условие выбора	Примечание
1	110 кВ	126 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
2	0,14 кА	1,0 кА	$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном})$	Условие выполняется
3	9,67 кА	40,0 кА	$I_{пт} \leq I_{отк.ном.}$	Условие выполняется
4	23,48 кА	14,14 кА	$i_{ат} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном.}$	Условие не выполняется
5	37,15 кА	70,71 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном})$	Условие выполняется
6	9,67 кА; 23,48 кА	100,0 кА; 100,0 кА	$I_{по} \leq I_{дин}, \quad i_y \leq i_{дин}$	Условие выполняется
7	12,62 кА ² · с	40,00 кА ² · с	$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{a,\Gamma}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	Условие выполняется
8	+	+	По скорости восстанавливающегося напряжения на контактах	Условие выполняется

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.48)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 126 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном}); \quad (4.49)$$

$$0,133 \text{ кА} \leq 1,0 \text{ кА} (0,14 \text{ кА} \leq 1,0 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{п0} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}; \quad (4.50)$$

$$9,67 \text{ кА} \leq 100,0 \text{ кА}, 23,48 \text{ кА} \leq 100,0 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.51)$$

$$B_k = 9,67^2 \cdot (0,1 + 0,045) (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \leq 40,0 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$12,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя АВВ для КРУЭ, была выбрано оборудование наименованием ЕХК–0 – ячейка КРУЭ 110 кВ. Все расчётные и каталожные данные представлены в таблице 4.19.

Таблица 4.19 – Расчётные и каталожные данные разъединителя

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные ЕХК–0	Условие выбора	Примечание
1	110 кВ	126 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
2	0,14 кА	1,0 кА	$I_{ном} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном})$	Условие выполняется
3	9,67 кА; 23,48 кА	100 кА; 100 кА	$I_{п0} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}$	Условие выполняется
4	$12,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$40,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{н,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{а,г}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	Условие выполняется

Для обеспечения нормального функционирования КРУЭ, измерений параметров режима работы генератора и пр. необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего нормальную работу.

Приборы, устанавливаемые в цепях КРУЭ, подключаемые ко вторичным цепям ТН и ТТ представлены соответственно в таблицах 4.20-4.21.

Таблица 4.20 – Приборы, устанавливаемые в цепях ТН

Оборудование	Связь	Марка прибора	Мощность, ВА	Производитель
Счётчик Электропотребления	RS-485	AMk-ITF / AM2k-ITF / ARMk-ITF	3	“CIRCUTOR”
Автоматический синхронизатор	RS-485	Synchro Max	10	“CIRCUTOR”
Анализатор качества качества электроэнергии	RS-485	CVM NRG96	2	«CIRCUTOR»

Таблица 4.21 – Приборы, устанавливаемые в цепях ТТ

Оборудование	Связь	Марка прибора	Мощность, ВА	Производитель
Счётчик Электропотребления	RS-485	AMk-ITF / AM2k-ITF / ARMk-ITF	3	“CIRCUTOR”
Устройства РЗА	RS-485	CDR-8	50	«CIRCUTOR»

4.10.1 Выбор трансформаторов тока и напряжения

При выборе трансформаторов тока необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.52)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном}); \quad (4.53)$$

$$0,133 \text{ кА} \leq 1,2 \text{ кА} (0,14 \text{ кА} \leq 1,2 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{по} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}; \quad (4.54)$$

$$9,67 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА}, 23,48 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.55)$$

$$B_k = 9,67^2 \cdot (0,1 + 0,035) (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \leq 40,0 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$12,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условие выполняется.

5. По нагрузке:

$$Z \leq Z_{ном}, Z \approx R_{приборов} + R_{проводов} + R_{контактов}. \quad (4.56)$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Свердловский завод», был выбран трансформатор тока ТОЛ – 110 Ш – 3 У.

Все расчётные и каталожные данные представлены в таблице 4.22.

Таблица 4.22 – Расчётные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ – 110 Ш – 3 У

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные Трансформатор тока ТОЛ – 110 Ш – 3 У	Условие выбора	Примечание
1	110 кВ	110 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
2	0,14 кА	1,2 кА	$I_{ном} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном})$	Условие выполняется
3	9,67 кА; 23,48 кА	125 кА; 125 кА	$I_{по} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}$	Условие выполняется
4	12,62 кА ² · с	40 кА ² · с	$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{отк.} + T_{a,\Gamma}) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	Условие выполняется
5	15 ВА	30 ВА	$Z \leq Z_{ном}, Z \approx R_{приборов} + R_{проводов} + R_{контактов}$	Условие выполняется

При выборе трансформаторов напряжения необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.57)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 126 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

2. По типам подключаемых приборов.

Условие выполняется.

3. По вторичной нагрузке (S).

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО "Раменский электротехнический завод Энергия", был выбран трансформатор напряжения НАМИ – 110 У.

Все расчётные и каталожные данные представлены в таблице 4.23.

Таблица 4.23 – Расчётные и каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ – 110 У

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные Трансформатор напряжения НАМИ – 110 У	Условие выбора	Примечание
1	110 кВ	126 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
2	–	–	–	Условие выполняется
3	53	1200 ВА	$S \leq S_{ном}$	Условие выполняется

5 Микропроцессорные электрические защиты генератора

5.1 Релейная защита и автоматика

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

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [22] согласно мощности генератора приняты к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе ВГС 527/110–24:

- 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 ротора от замыканий на землю;
- Защита от перегрузки обмотки ротора;
- Защита от длительной форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- Контроль исправности цепей напряжения КИН;
- Контроль наличия тока генератора.

На силовом трансформаторе блока ТД–40000/110 У:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ – 110);
- 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;
- Защита от перегрева трансформатора.

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 выпрямительном трансформаторе ТСЗП–1000/10–ГТ–УЗ

- Максимальная токовая защита;
- Токовая отсечка.

На линиях электропередачи 110 кВ:

Основные защиты:

- дифференциально–фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

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

5.3 Расчёт номинальных токов

Схема блока представлена на рисунке 5.1.

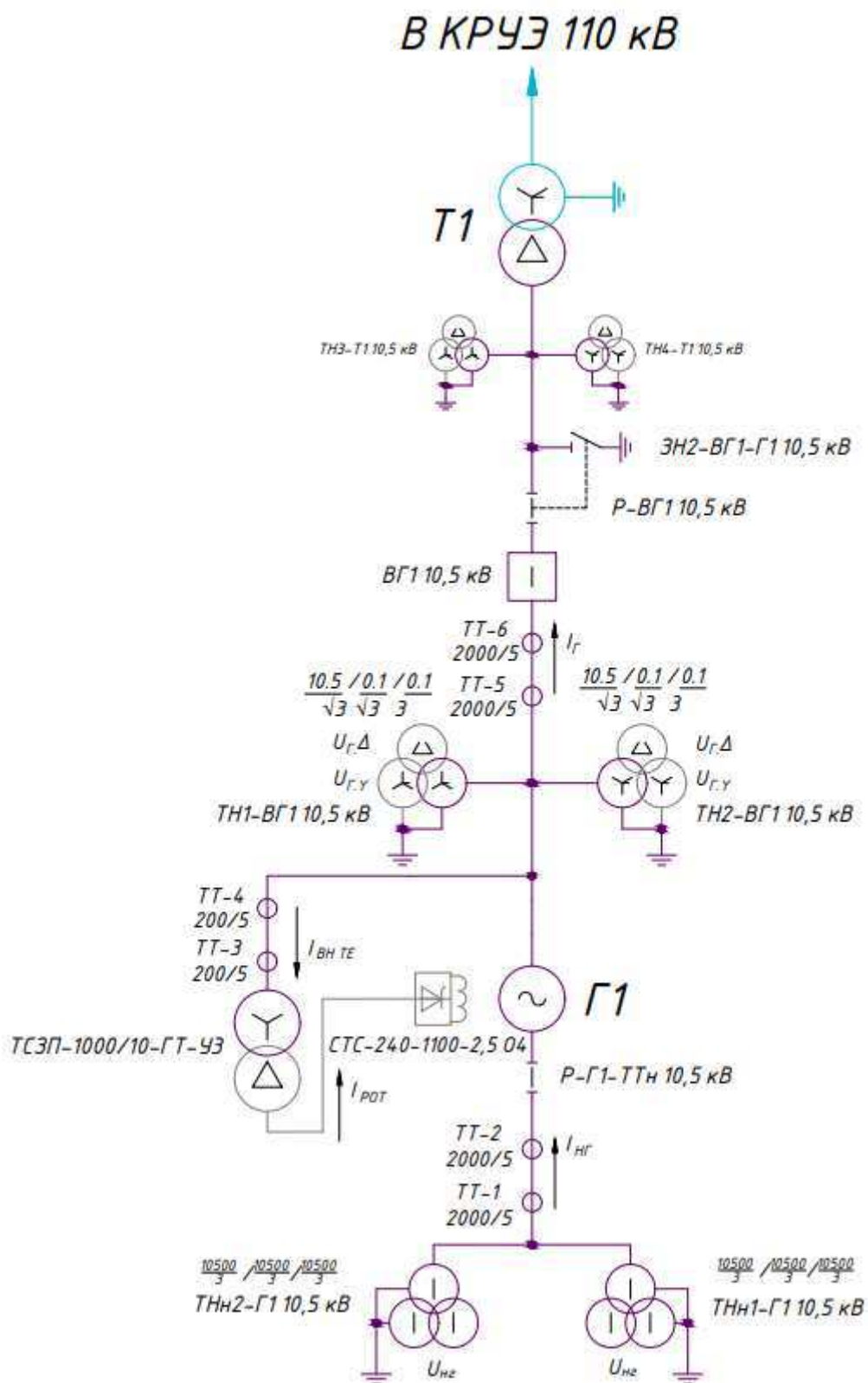


Рисунок 5.1 – Схема генератора с системой возбуждения и выбранными трансформаторами тока и напряжения

Для дальнейшего расчёта необходимо определить базовые номинальные токи защит генератора.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = I_{\Gamma}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (5.1)$$

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = I_{\Gamma}^{(1)} = \frac{32,25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,50} = 1773,29 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = I_{\Gamma}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (5.2)$$

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = I_{\Gamma}^{(2)} = \frac{1773,29 \cdot 1,00}{2000/5} = 4,43 \text{ А.}$$

Расчёт номинальных токов (основных):

$$I_{\text{ВН РОТ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{СХ пр.}} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot K_{\text{ТТ}}}, \quad (5.3)$$

где $I_{\text{НОМ РОТ}}$ – номинальный ток ротора, А;
 $U_{\text{ВН}}, U_{\text{НН}}$ – номинальное напряжение высокой и низкой стороны выпрямительного трансформатора, В;
 $K_{\text{СХ пр.}}$ – коэффициент схемы;
 $K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы преобразования выпрямленного тока в переменный;
 $K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{\text{ВН РОТ}}^{(2)} = \frac{1010,00 \cdot 0,475 \cdot 1,00}{1,2255 \cdot 10,50 \cdot 200/5} = 0,93 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{Т.НОМ}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (5.4)$$

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(2)} = \frac{46,13}{200/5} = 1,15 \text{ А.}$$

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{\text{баз. ВН ТЕ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ р}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}}, \quad (5.5)$$

где $k_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы преобразования выпрямленного тока в переменный;

$I_{\text{ном р}}$ – номинальный ток ротора, паспортное значение, 1010,00 А;
 $k_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;
 $k_{\text{тп}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,50/0,475.

$$I_{\text{баз. ВН ТЕ}}^{(2)} = \frac{1010,00 \cdot 0,816}{\frac{200 \cdot 10,50}{5 \cdot 0,475}} = 0,93 \text{ А}$$

5.4 Выбор типа и параметров системы возбуждения и параметров выпрямительного трансформатора возбуждения.

Основываясь на паспортных данных гидрогенератора, указанных выше, и дополнительных условиях произведём выбор типа системы возбуждения исходя из параметров:

- Номинальное напряжение ротора $U_{\text{ном,рот}}$, В.
- Номинальный ток ротора $I_{\text{ном,рот}}$, А.
- Учтем, что в данном случае необходима система самовозбуждения, так как мощность генератора меньше 100 МВА.
- Также для выбора необходимо выяснить длительно допустимый режим работы ротора (ток, который длительно может протекать по ротору):

$$I_{\text{длит.доп.}} = 1,1 \cdot I_{\text{ном.рот}}; \quad (5.6)$$

$$I_{\text{длит.доп.}} = 1,1 \cdot 1010,00 = 1111,00 \text{ А.}$$

В таблице 5.1 представлены тип и параметры выбранной системы возбуждения.

Таблица 5.1 – Параметры системы возбуждения СТС – 240 – 1100 – 2,5 04

Тип системы возбуждения	Ток (длительный) $I_{\text{длит.}} \text{ А}$	Ток, А (форсированный) $I_{\text{форс.}} \text{ А}$	Напряжение, В (длительное) $U_{\text{длит.}} \text{ В}$	Напряжение, В (форсированное) $U_{\text{форс.}} \text{ В}$
СТС – 240 – 1100 – 2,5 04	1100,00	1850,00	275,00	625,00

Тиристорная система самовозбуждения СТС – 275 – 1200 – 2,5 УХЛ4:

- СТ – система возбуждения тиристорная;
- С – по схеме самовозбуждения;
- 275 – номинальное напряжение, В;
- 1200 – номинальный длительно допустимый ток, А;
- Потолок по напряжению возбуждения (кратность форсировки) не менее – 2,5;
- Потолок по току возбуждения не менее – 2,0 о. е. ;
- Длительность протекания тока форсировки не менее 50 сек. ;

- УХЛ4 – климатическое исполнение.

Далее, по данным системы возбуждения необходимо выбрать выпрямительный трансформатор системы возбуждения.

Из каталога производится выбор выпрямительного трансформатора с номинальным напряжением вентильной обмотки большим или равным напряжению форсировки СТС, и с током преобразователя большим или равным току длительного режима СТС.

Принят трансформатор возбуждения мощностью $S_{\text{возб}} = 839,00$ кВА. Параметры выпрямительного трансформатора системы возбуждения представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Паспортные данные трансформатора системы возбуждения ТСЗП – 1000/10 – ГТ – УЗ

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальные напряжения обмоток, В, кВ			Ток преобразователя, А	Вид и диапазон регулирования напряжения	Схема и группа соединения обмоток
		сетевой, кВ	вентильной, В	преобразователя, В			
–	$S_{\text{возб}}$, кВА	$U_{\text{сет}}$, кВ	$U_{\text{вент}}$, В	$U_{\text{преобр}}$, В	$I_{\text{преобр}}$, А	–	–
ТСЗП – 1000 /10 – ГТ – УЗ	839,00	10,50	475,00	600,00	1250,00	ПБВ $\pm 2 \cdot 2,5\%$	У/Д – 11

Далее, производится проверка выпрямительного трансформатора ТЕ на перегрузочную способность в режиме форсировки.

Определяется кратность перегрузки выпрямительного трансформатора ТЕ при протекании через него тока форсировки (5.8), а также перед этим определяется дополнительно ток $I_{\text{нте}}$ (5.7):

$$I_{\text{нте}} = I_{\text{преобр}} \cdot K_{\text{сх}}; \quad (5.7)$$

$$I_{\text{нте}} = 1250,00 \cdot 0,816 = 1020,00 \text{ А.}$$

Тогда:

$$K_{\text{пер}} = \frac{I_{\text{ф}} \cdot K_{\text{сх}}}{I_{\text{нте}}}; \quad (5.8)$$

$$K_{\text{пер}} = \frac{1850,00 \cdot 0,816}{1020,00} = 1,48.$$

В ГОСТ на трансформатор ТСЗП необходимо найти допустимую перегрузочную способность.

Перегрузочная способность трансформаторов представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность трансформаторов

Масляные трансформаторы					
Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин.	120	80	45	20	10
Сухие трансформаторы					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин.	60	45	32	18	5

Исходя из данных, представленных в таблице 5.3, длительно допустимая перегрузка выпрямительного трансформатора системы возбуждения составит около 18 мин.

Далее необходимо сравнить допустимый режим работы генератора (гидрогенератора) и выпрямительного трансформатора.

Для последующего сравнения в ГОСТ необходимо найти допустимую перегрузочную способность на генераторы.

Ниже представлена таблица 5.4, по данным которой можно определить допустимую кратность перегрузки турбогенераторов по току ротора (перегрузочной способности), – вследствие отсутствия принципиальной разницы применяем данные значения и для гидрогенераторов.

Таблица 5.4 – Перегрузочная способность по току турбогенераторов

Продолжительность перегрузки, мин., не более	Турбогенераторы	
	ТВФ, кроме ТВФ–120–2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно, ТВФ–120–2)
60	1,06	1,06
4	1,2	1,2
1	1,7	1,5
0,5	2,0	
0,33		2,0

Исходя из приведённых данных, можно сделать следующий вывод: длительно допустимая кратность перегрузки выпрямительного трансформатора системы возбуждения (около 18 мин.) значительно превышает длительно допустимую кратность перегрузки гидрогенератора (меньше 1 минуты). Следовательно: подобранный выпрямительный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

5.5 Защиты выпрямительного трансформатора

5.5.1 Максимальная токовая защита (МТЗ) в цепи выпрямительного трансформатора

Рассчитаем токи КЗ в точке K_1 . Ток трёхфазного КЗ в точке K_1 :

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{E'' \cdot I_{\text{ном.стат}}}{x d''}, \quad (5.9)$$

где E'' – сверхпереходное ЭДС генератора, согласно рекомендациям «НПП ЭКРА» найдем по формуле (5.10).

$$E''_r = \sqrt{\cos^2 \varphi_r + (\sin \varphi_r + x''_d)^2}; \quad (5.10)$$

$$E''_r = \sqrt{0,90^2 + (0,44 + 0,20)^2} = 1,10.$$

Тогда:

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{1,10 \cdot 1773,29}{0,2} = 9770,64 \text{ A.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке K_1 :

$$I_{K_1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K_1}^{(3)}; \quad (5.11)$$

$$I_{K_1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9770,64 = 8461,62 \text{ A.}$$

Рассчитаем токи КЗ в точке K_2 :

Номинальный ток трансформатора системы возбуждения:

$$I_{T.\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{ВОЗБ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (5.12)$$

$$I_{T.\text{НОМ}} = \frac{839,00}{\sqrt{3} \cdot 10,50} = 46,13 \text{ A.}$$

Ток трёхфазного КЗ в точке K_2 :

$$I_{K_2}^{(3)} = \frac{100 \cdot I_{T.\text{НОМ}}}{U_{K_2}}; \quad (5.13)$$

$$I_{K_2}^{(3)} = \frac{100 \cdot 46,13}{5,50} = 838,78 \text{ A.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке K_2 :

$$I_{K_2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K_2}^{(3)}; \quad (5.14)$$

$$I_{K_2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 838,78 = 726,41 \text{ A.}$$

Выполним расчёт тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{ср.МТЗ}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{форс}} \cdot I_{\text{ном.рот}} \cdot K_{\text{сх}} \cdot K_{\text{сх ТТ}}}{K_{\text{возв}} \cdot n_{\text{т.т.}} \cdot n_{\text{т.е.}}}, \quad (5.15)$$

где $K_{\text{н}} = 1,20$ – коэффициент надёжности;
 $K_{\text{форс}} = 1,80$ – коэффициент форсировки;
 $I_{\text{ном.рот}} = 1010,00$ А – номинальный ток ротора, А;
 $K_{\text{сх}} = 0,816$ – коэффициент схемы преобразования выпрямленного тока в переменный;
 $K_{\text{сх ТТ}} = 1,00$ – коэффициент схемы соединения обмоток ТТ;
 $K_{\text{возв}} = 0,80$ – коэффициент возврата;
 $n_{\text{т.т.}} = 40,00$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;
 $n_{\text{т.е.}} = 22,10$ – коэффициент трансформации выпрямительного трансформатора системы возбуждения.

$$I_{\text{ср.МТЗ}} = \frac{1,20 \cdot 1,80 \cdot 1010,00 \cdot 0,816 \cdot 1,00}{0,80 \cdot 40,00 \cdot 22,10} = 2,52 \text{ А.}$$

Рассчитаем номинальный ток цепи ротора на стороне ВН выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{ном.ТЕ (2)}} = \frac{I_{\text{т.ном}}}{n_{\text{т.т.}}}; \quad (5.16)$$

$$I_{\text{ном.ТЕ (2)}} = \frac{46,13}{40,00} = 1,15 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ в относительных единицах:

$$I_{\text{ср.МТЗ (о.е.)}} = \frac{I_{\text{ср.МТЗ}}}{I_{\text{ном.ТЕ (2)}}}; \quad (5.17)$$

$$I_{\text{ср.МТЗ (о.е.)}} = \frac{2,52}{1,15} = 2,18 \text{ о. е.}$$

Произведём расчёт коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K_2}^{(2)}}{I_{\text{ср.МТЗ}} \cdot n_{\text{т.т.}}}; \quad (5.18)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{726,41}{2,18 \cdot 40,00} = 7,22.$$

Вывод: $K_{\text{ч}} = 7,22 \geq 1,5$ – коэффициент чувствительности МТЗ выпрямительного трансформатора удовлетворяет требованиям ПУЭ.

5.5.2 Токовая отсечка (ТО) в цепи выпрямительного трансформатора

Выполним расчет тока срабатывания ТО:

$$I_{\text{ср.ТО}} = \frac{K_H \cdot I_{K_2}^{(3)} \cdot K_{\text{сх ТТ}}}{n_{\text{Т.Т.}}}, \quad (5.19)$$

где $K_H = 1,40$ – коэффициент надёжности;
 $K_{\text{сх ТТ}} = 1,00$ – коэффициент схемы соединения обмоток ТТ;
 $n_{\text{Т.Т.}} = 40,00$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{\text{ср.ТО}} = \frac{1,40 \cdot 838,78 \cdot 1,00}{40,00} = 29,36 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания ТО больше броска тока намагничивания, взятого как пятикратное значение номинального тока на стороне ВН выпрямительного трансформатора во вторичной обмотке ТТ, равное 5,77 А.

Уставка срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{ср.ТО}} = \frac{I_{\text{ср.ТО}}}{I_{\text{ном.ТЕ (2)}}}; \quad (5.20)$$

$$I_{\text{ср.ТО}} = \frac{29,36}{1,15} = 25,45 \text{ о. е.}$$

Далее произведём расчёт коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K_1}^{(2)}}{I_{\text{ср.ТО}} \cdot n_{\text{Т.Т.}}}; \quad (5.21)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{8461,62}{29,36 \cdot 40,00} = 7,21.$$

Делаем вывод: $K_{\text{ч}} = 7,21 \geq 2,0$ – коэффициент чувствительности ТО выпрямительного трансформатора удовлетворяет требованиям ПУЭ.

5.6 Описание защит и расчет их уставок

5.6.1 Продольная дифференциальная защита генератора $I\Delta G$

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

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

Номинальный ток генератора (статора): $I_{НОМ} = 1773,29 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:

$$\eta_{ТТ} = 2000/5.$$

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{Н}, \quad (5.22)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока.

$$I_{НБ(Н)} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1773,29 = 88,66 \text{ А}.$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{СР.0} \geq K_{Н} \cdot I_{НБ(Н)}, \quad (5.23)$$

где $K_{Н} = 2$ – коэффициент надежности.

$$I_{СР.0} \geq 2 \cdot 88,66 = 177,32 \text{ А}.$$

Принята уставка:

$$I_{СР.0} = 0,15 \cdot I_{Н}. \quad (5.24)$$

$$I_{СР.0} = 0,15 \cdot 1773,29 = 265,99 \text{ А}.$$

Сравним полученную уставку тока срабатывания по второму условию с током трёхфазного короткого замыкания в точке K_2 :

$$I_{СР.0} \geq I_{K_2}^{(3)}; \quad (5.25)$$

$$265,99 \text{ А} \leq 838,78 \text{ А}.$$

Работа дифференциальной защиты с данной уставкой будет выполнять неселективное отключение. Выбираем уставку начального тока срабатывания

дифференциальной защиты по условию 2 с коэффициентом запаса, обусловленным полной погрешностью ТТ – 10%:

$$I_{K_2}^{(3)} \cdot 1,1; \quad (5.26)$$

$$838,78 \cdot 1,1 = 922,67 \text{ А.}$$

Определим уставку тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{*CP} = I_{K_2}^{(3) \text{ о.е.}} = \frac{I_{K_2}^{(3)}}{I_{НОМ}}; \quad (5.27)$$

$$I_{*CP} = I_{K_2}^{(3) \text{ о.е.}} = \frac{922,67}{1773,29} = 0,5 \text{ о. е.}$$

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:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.28)$$

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

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

$K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5 – для однотипных ТТ; 1,0 – для разных ТТ);

$I_{МАКС}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения.

$$I_{МАКС} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H; \quad (5.29)$$

$$I_{МАКС} = \frac{1,10}{0,20} \cdot 1773,29 = 9770,64 \text{ А.}$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 9770,64 = 977,00 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.30)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Выполним расчёт с учётом тока торможения.

Ток торможения в режиме протекания по генератору максимальных сквозных токов определяется по формуле (5.31).

$$I_T = \sqrt{I_{\text{СКВ(max)}} \cdot (I_{\text{СКВ(max)}} - I_{\text{НБ(КЗ)}}) \cdot \cos \alpha}, \quad (5.31)$$

где α – угол между векторами токов плеч защиты; в проектных расчётах может быть принят равным от 10° до 20° .

$$I_{\text{СКВ(max)}} = I_{K_1}^{(3)} = 9770,64 \text{ А};$$

$$I_T = \sqrt{9770,64 \cdot (9770,64 - 958,00) \cdot \cos 10^\circ} = 9208,53 \text{ А}.$$

Тогда K_T :

$$K_T > \frac{977,00 \cdot 2,0}{9208,53} = 0,21;$$

$$K_T > 0,21.$$

Принята уставка $K_T = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T}; \quad (5.32)$$

$$I_{\text{НТ}} = \frac{0,5}{0,5} = 1 \text{ о. е.}.$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T}; \quad (5.33)$$

$$B \geq \frac{0,5}{0,30} = 1.$$

Принято значение уставки $B = 2$.

На рисунке 5.2 представлена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

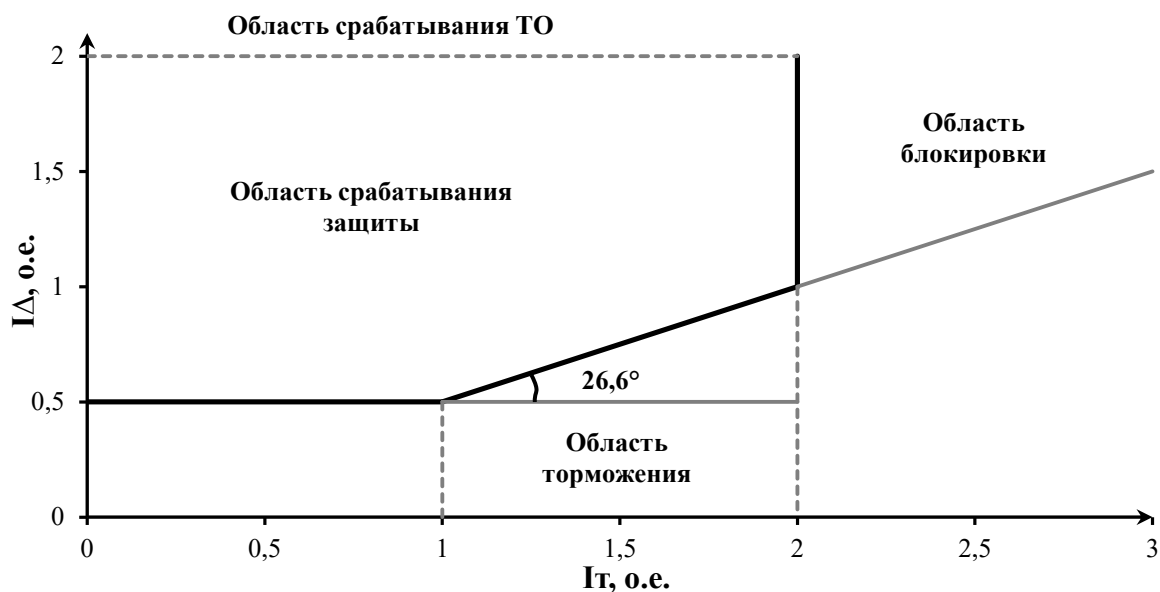


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

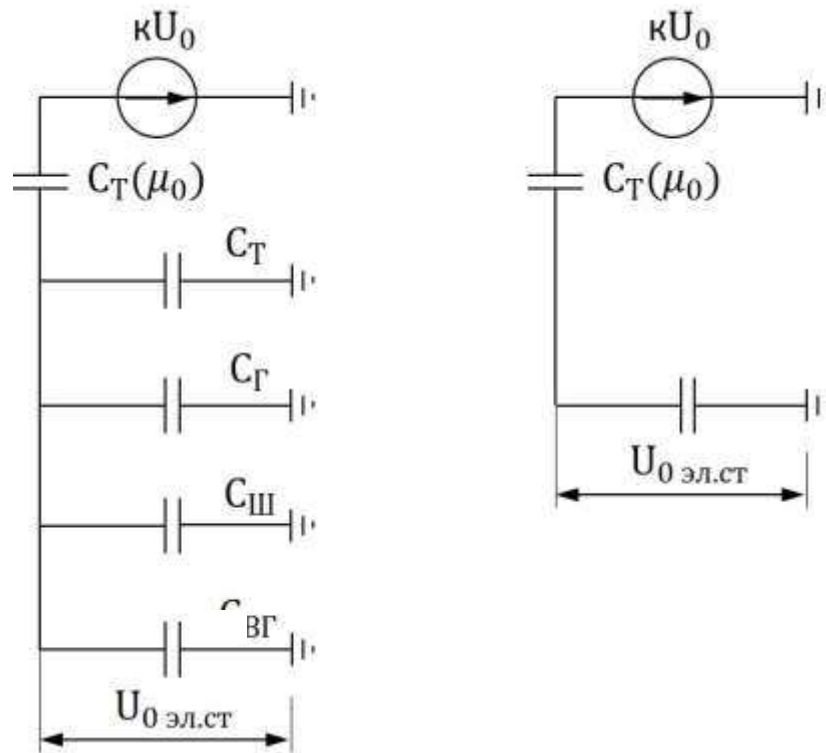
Защита обеспечивает 100 % охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($U_{0\text{эл.ст.}}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет $U_{0\text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения нулевой последовательности представлена на рисунке 5.3.



C_G – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю; C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю; C_{III} – ёмкость шинпровода по отношению к земле; $C_{ВГ}$ – ёмкость генераторного выключателя.

Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения нулевой последовательности

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{III} + C_{ВГ}; \quad (5.34)$$

$$C_{\Sigma} = 0,006 + 0,7 + 0,007 + 0,25 = 0,963 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.35)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, ($C_T(\mu_0) = 0,01$ для $U = 110\text{кВ}$);

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМВН}}}{\sqrt{3}}; \quad (5.36)$$

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,29 \text{ кВ.}$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}; \quad (5.37)$$

$$I_C = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1000 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,963 \cdot 10^{-6} = 5,50 \text{ А.}$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 23,29 \cdot 1000 \cdot \frac{0,01}{0,01+0,963} = 119,68 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.38)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,5$ – коэффициент надежности;

$$n_{\text{ТН}} = \frac{100}{3};$$

$K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 119,68}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}};$$

$$U_{\text{СР}} \geq 3,12.$$

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

Принимают следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно–ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжений третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 20% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}; \quad (5.39)$$

$$X = \frac{1}{3 + 2} = 0,20.$$

При $K_T = 3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 20 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.6.3 Защита от повышения напряжения ($U_1 >$), ($U_2 >$)

1) Уставка защиты $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}}; \quad (5.40)$$

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.}$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}}; \quad (5.41)$$

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.}$$

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

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

5.6.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (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} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.42)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.43)$$

где $A = 30$ – параметр (постоянная генератора, заданная заводом–изготовителем).

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принята уставка тока сигнального органа:

$$I_{*2\text{СИГН}} = 0,07 \text{ о. е.}$$

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Так как отсутствуют данные допустимого тока обратной последовательности в обмотках генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14%.

При условии, что $I_{*2} = 0,14$ о. е. – сделаем обратный пересчет по допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

$$t_{\text{Доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}; \quad (5.44)$$

$$t_{\text{Доп}} = \frac{30,00}{0,14^2} = 1530,61 \text{ с.}$$

Уставку пускового органа выбираем по условию надёжного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}}$:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}}, \quad (5.45)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,2$ – коэффициент надёжности.

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{0,14}{1,2} = 0,12;$$

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,12 \cdot I_{\text{Н}}; \quad (5.46)$$

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,12 \cdot 1773,29 = 212,79 \text{ А.}$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,12$.

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{I_{*2}^2}; \quad (5.47)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.48)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{Н}}$	1,00	0,60	0,50	0,40	0,30	0,20	0,12
Длительность (с), $t_{\text{СР}}$	30	83	120	188	333	750	1530

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

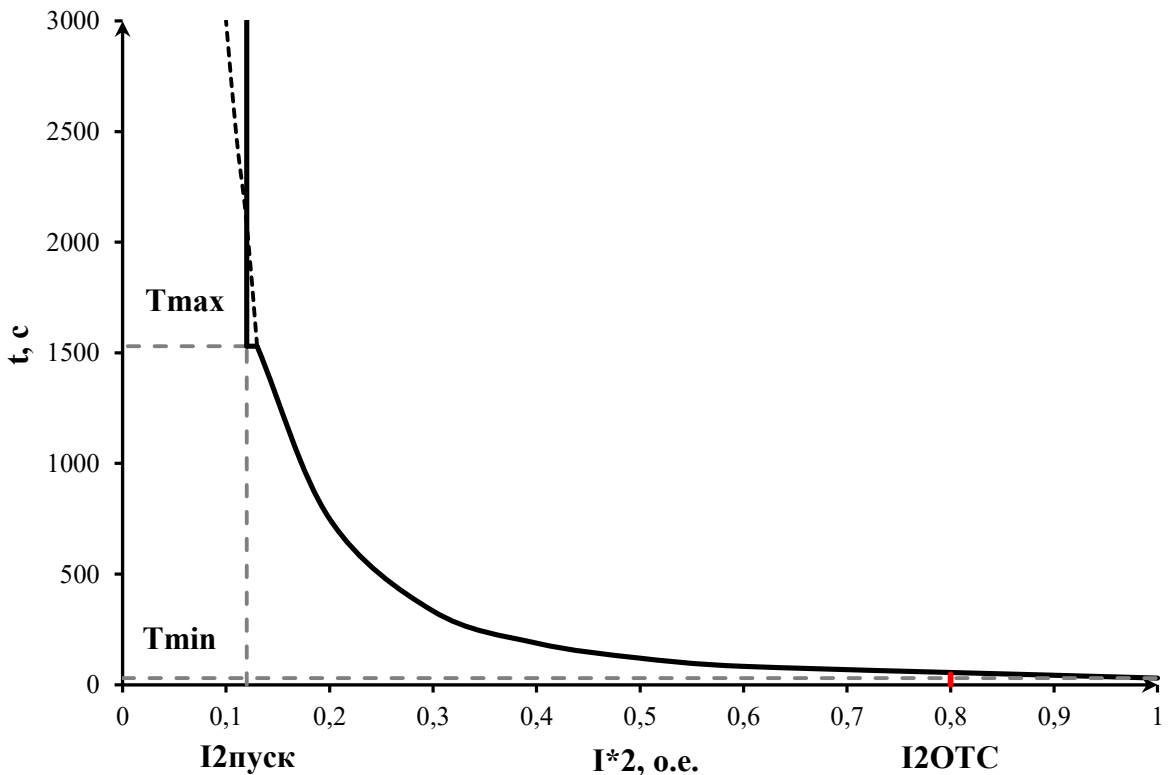


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Время срабатывания интегрального органа принято: $t_{\text{МИН}} = 0,5$ с, $t_{\text{МАКС}} = 1530$ с. Уставку $t_{\text{МИН}}$ завод–изготовитель рекомендует принимать минимально возможной из имеющегося диапазона уставок (0,5 сек.).

Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и 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» ($I_{\text{охл}}$).

Значение полного времени охлаждения задаётся заводом изготовителем генератора. При отсутствии данных уставка может быть ориентировочно определена по формуле (5.49):.

$$t_{\text{охл}} = \frac{A}{I_{2 \text{ дл. доп.}}^2}; \quad (5.49)$$

При этом полученное значение должно быть уточнено при наладке.

4) Орган токовой отсечки ($I_{2\text{ОТС}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

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

В связи с отсутствием необходимых данных уставка срабатывания принимается по второму условию.

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

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}; \quad (5.50)$$

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{баз1}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{баз2}} = 115 \text{ кВ}.$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}}}; \quad (5.51)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,50} = 5498,57 \text{ А}.$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз2}}}; \quad (5.52)$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115,00} = 502,04 \text{ А}.$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз2}}^2}; \quad (5.53)$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = 0,20 \cdot \frac{115,00^2}{32,25} \cdot \frac{100,00}{115,00^2} = 0,62 \text{ о. е.}.$$

$$X^*_{\text{тр-ра.баз.}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз2}}^2}; \quad (5.54)$$

$$X^*_{\text{тр-ра.баз.}} = \frac{10,50}{100,00} \cdot \frac{115,00^2}{40,00} \cdot \frac{100,00}{115,00^2} = 0,26 \text{ о. е.}$$

$$X^*_{\text{ЛЭП.баз.}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{баз.}}}{U_{\text{баз2}}^2}, \quad (5.55)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление линии, 0,405 Ом/км;
 l – длина линии, 100 км.

$$X^*_{\text{ЛЭП.баз.}} = 0,405 \cdot 100 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,31 \text{ о. е.}$$

$$I^{*(3)}_{\text{КЗ}} = \frac{E^*}{X^*_{\text{ген.баз.}} + X^*_{\text{тр-ра.баз.}} + X^*_{\text{ЛЭП.баз.}}}; \quad (5.56)$$

$$I^{*(3)}_{\text{КЗ}} = \frac{1}{0,62 + 0,26 + 0,31} = 0,84 \text{ о. е.}$$

$$I^{*(2)}_{2.\text{КЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{3}} \cdot I^{*(3)}_{\text{КЗ.}}; \quad (5.57)$$

$$I^{*(2)}_{2.\text{КЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{3}} \cdot 0,84 = 0,42 \text{ о. е.}$$

Переведем в именованные единицы:

$$I^{*(2)\text{нн}}_2 = I^{*(2)}_{2.\text{КЗ.}} \cdot I_{\text{баз1}}; \quad (5.58)$$

$$I^{*(2)\text{нн}}_2 = 0,42 \cdot 5498,57 = 2309,58 \text{ А.}$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{I^{*(2)\text{нн}}_2}{k_{\text{ТТ}}}; \quad (5.59)$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{2309,58}{2000/5} = 5,77 \text{ А.}$$

Тогда уставка срабатывания:

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.60)$$

где $K_q = 1,3$ – коэффициент чувствительности.

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{5,77}{1,3} = 4,44 \text{ А.}$$

В соответствии с указаниями завода–изготовителя принимаем уставку отсечки из диапазона $0,5 - 0,8 I_{\text{ном.ген.}}$. При этом коэффициент чувствительности $K_q > 1,3$. Принимаем уставку $0,8 \cdot I_{\text{ном.ген.}}$.

В относительный единицах:

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = 0,8 \cdot I_{\text{нг}}^{(2)}; \quad (5.61)$$

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = 0,8 \cdot 4,43 = 3,54 \text{ А.}$$

Тогда:

$$K_q = \frac{I_2^{(2)}}{I_{2 \text{ с.з.}}}; \quad (5.62)$$

$$K_q = \frac{4,44}{3,54} = 1,25.$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию $I_{2 \text{ с.з.}} = 0,80$.

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение ШСВ 110 кВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.6.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах:

$$I_{1 \text{ СИГН}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.стат}}}{K_{\text{возв}}}, \quad (5.63)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_{\text{ВОЗВ}} = 0,98$ – коэффициент возврата.

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{1,05 \cdot 1773,29}{0,98} = 1899,95 \text{ А.}$$

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{1\text{СИГН ТТ}} = \frac{I_{1\text{СИГН}}}{n_{\text{Т.Т.}}}; \quad (5.64)$$

$$I_{1\text{СИГН ТТ}} = \frac{1899,95}{400,00} = 4,75 \text{ А.}$$

Уставка тока сигнального органа в относительных единицах:

$$I_{1\text{СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1\text{СИГН ТТ}}}{I_{\text{НГ}}^{(1)}}; \quad (5.65)$$

$$I_{1\text{СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{4,75}{4,43} = 1,07 \text{ о. е.}$$

Выдержка времени $t = 6$ с.

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

Уставка тока пускового органа в именованных единицах:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.СТАТ}}}{K_{\text{ВОЗВ}}}, \quad (5.66)$$

где $K_H = 1,08$ – коэффициент надежности;
 $K_{\text{ВОЗВ}} = 0,98$ – коэффициент возврата.

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot 1773,29}{0,98} = 1954,24 \text{ А.}$$

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{1\text{ПУСК ТТ}} = \frac{I_{1\text{ПУСК}}}{n_{\text{Т.Т.}}}; \quad (5.67)$$

$$I_{1\text{ПУСК ТТ}} = \frac{1954,24}{400,00} = 4,89 \text{ А.}$$

Уставка тока пускового органа в относительных единицах:

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{1 \text{ ПУСК ТГ}}}{I_{\text{нг}}^{(1)}}; \quad (5.68)$$

$$I_{1 \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{4,89}{4,43} = 1,10 \text{ о. е.}$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка интегрального органа определяется по перегрузочной способности обмотки статора, представленной в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность статора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_{\text{н}}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	500	350	270	150	75	3	1

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

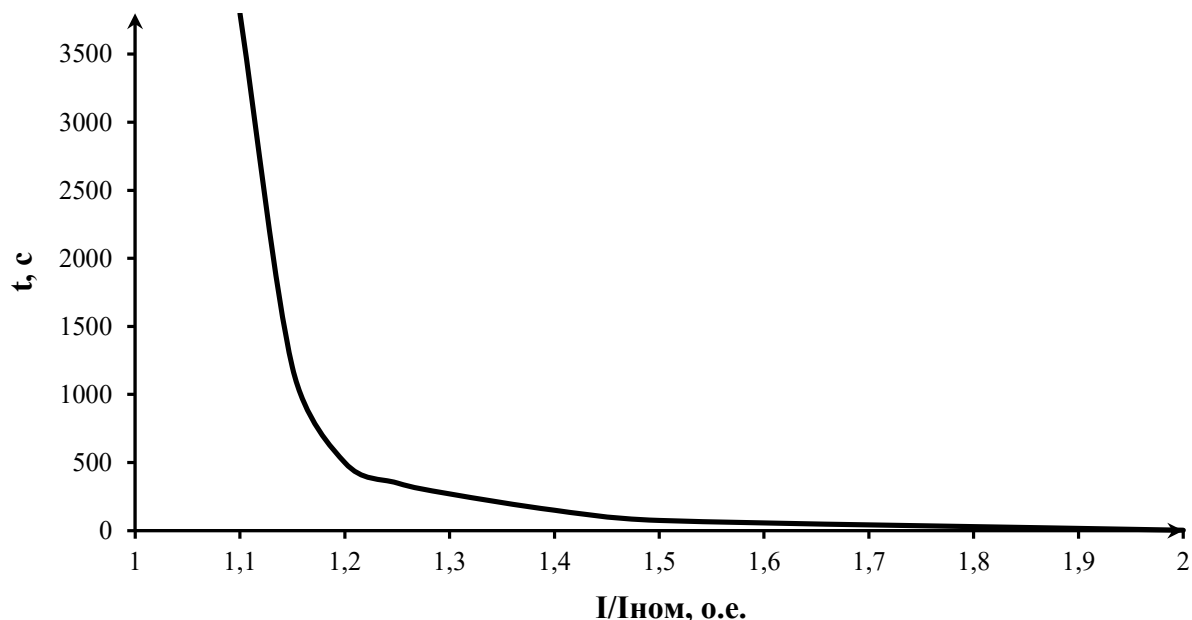


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка тока органа токовой отсечки в именованных единицах:

$$I_{10TC} = \frac{1,22 \cdot I_{\text{НОМ.СТАТ}}}{0,98}; \quad (5.69)$$

$$I_{10TC} = \frac{1,22 \cdot 1773,29}{0,98} = 2171,38 \text{ А.}$$

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{10TC \text{ ТТ}} = \frac{I_{10TC}}{n_{\text{Т.Т.}}}; \quad (5.70)$$

$$I_{10TC \text{ ТТ}} = \frac{2171,38}{400,00} = 5,43 \text{ А.}$$

Уставка тока органа токовой отсечки в относительных единицах:

$$I_{10TC}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{10TC \text{ ТТ}}}{I_{\text{НГ}}^{(1)}}; \quad (2.71)$$

$$I_{10TC}^{\text{о.е.}} = \frac{5,43}{4,43} = 1,22 \text{ о. е.}.$$

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

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot n_{\text{T}}}; \quad (5.72)$$

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot 10500,00}{1,03 \cdot 105,00} = 69,39 \text{ В.}$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.6.6 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

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

Характеристика срабатывания задаётся 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 1 с. Указанная

выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Корабельная ГЭС – ПС:

$$Z_1 \leq K_H \cdot \left(Z_T + \frac{Z'_{1Л}}{K_T} \right), \quad (5.73)$$

где $K_H = 0,8$ – коэффициент надёжности;

$K_T = 2$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z'_{1Л} = 42,18$ Ом – сопротивление линии;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ. Определяется по формуле (5.74).

$$Z_T = \frac{U_{КЗ} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМ}}; \quad (5.74)$$

$$Z_T = \frac{\frac{10,50}{100} \cdot 121,00^2}{40,00} = 38,43 \text{ Ом.}$$

Тогда:

$$Z_1 \leq 0,80 \cdot \left(38,43 + \frac{42,18}{2,00} \right);$$

$$Z_1 \leq 47,62 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq K_H \cdot \left(U_{КЗ} \cdot \frac{S_{НОМ(ГЕН)}}{S_{НОМ(ТН)}} + \frac{Z'_{1Л}}{K_T} \cdot \frac{S_{НОМ(ГЕН)}}{U_{ВН}^2} \right); \quad (5.75)$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,80 \cdot \left(\frac{10,50}{100} \cdot \frac{32,25}{40,00} + \frac{42,18}{2,00} \cdot \frac{32,25}{121,00^2} \right);$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,105 \text{ о. е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6, \quad (5.76)$$

где Z_6 – базовое сопротивление. Определяется по формуле (5.77).

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}}; \quad (5.77)$$

$$Z_6 = \frac{10,50^2}{32,25} = 3,42 \text{ Ом.}$$

$$Z_1 = 0,105 \cdot 3,42 = 0,36 \text{ Ом.}$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1 \text{ сЗ}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H}; \quad (5.78)$$

$$Z_{1 \text{ сЗ}} = 0,36 \cdot \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{10,5}{0,10}} = 1,37 \text{ Ом.}$$

2) 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, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}}, \quad (5.79)$$

где $I_{\text{НАГР}} = 1773,29 \text{ А}$ – номинальный ток статора.

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{10,50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1773,29} = 3,42 \text{ Ом.}$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d}, \quad (5.80)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot 1010,00}{587,2} - 0,95}{1,12} = 2,22 \text{ о. е.}$$

Кратность форсировки так же указана в паспортных данных гидрогенератора, далее форсированный ток будет приниматься согласно паспортным данным:

$$I_{\Phi} = 1,80 \text{ о. е.}$$

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $1,80 \cdot I_{НОМ}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}}; \quad (5.81)$$

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot 1,00}{1,80} = 0,53 \text{ о. е.}$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}}; \quad (5.82)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{0,90}{0,95 \cdot 1,80} = 0,526.$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{НАГР.Ф} = 58,09^\circ$.
Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{СЗ II \text{ о.е.}} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H}; \quad (5.83)$$

$$Z_{СЗ II \text{ о.е.}} = \frac{0,53}{1,10} = 0,48 \text{ о. е.}$$

В Омах:

$$Z_{СЗ II} = Z_{СЗ II \text{ о.е.}} \cdot Z_B; \quad (5.84)$$

$$Z_{СЗ II} = 0,48 \cdot \frac{10,50^2}{32,25} = 1,64 \text{ Ом.}$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II} = \frac{Z_{C3 II} \cdot n_T}{n_H}; \quad (5.85)$$

$$Z_{II} = \frac{1,64 \cdot 2000 / 5}{10500 / 100} = 6,25 \text{ Ом.}$$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,20 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,934 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

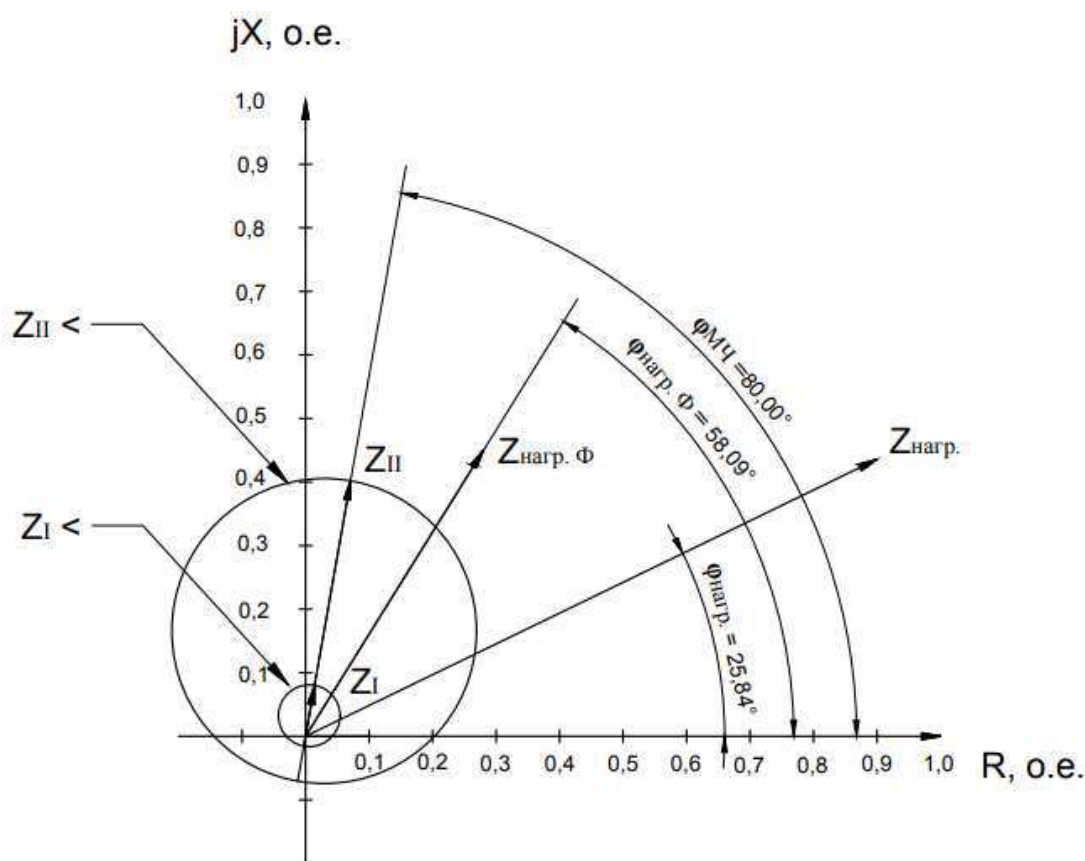


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.6.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах:

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.РОТ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot K_{\text{ТЕ}}}; \quad (5.86)$$

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{1,05 \cdot 1010,00 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,50}{0,475}} = 39,95 \text{ А.}$$

Уставка тока сигнального органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{P \text{ СИГН ТТ}} = \frac{I_{P \text{ СИГН}}}{n_{\text{Т.Т.}}}; \quad (5.87)$$

$$I_{P \text{ СИГН ТТ}} = \frac{39,95}{40,00} = 1,00 \text{ А.}$$

Номинальный ток ротора во вторичной цепи:

$$I_{\text{РОТ.НОМ.}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ.РОТ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{Т.Т.}} \cdot K_{\text{ТЕ}}}; \quad (5.88)$$

$$I_{\text{РОТ.НОМ.}}^{(2)} = \frac{1010,00 \cdot 0,816}{40,00 \cdot \frac{10,50}{0,475}} = 0,93 \text{ А.}$$

Уставка тока сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{P \text{ СИГН ТТ}}}{I_{\text{РОТ.НОМ.}}^{(2)}}; \quad (5.89)$$

$$I_{P \text{ СИГН}}^{\text{о.е.}} = \frac{1,00}{0,93} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка тока пускового органа в именованных единицах:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.РОТ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot K_{\text{ТЕ}}}; \quad (5.90)$$

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,09 \cdot 1010,00 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,50}{0,475}} = 41,47 \text{ А.}$$

Уставка тока пускового органа в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{P \text{ ПУСК ТТ}} = \frac{I_{P \text{ ПУСК}}}{n_{\text{т.т.}}}; \quad (5.91)$$

$$I_{P \text{ ПУСК ТТ}} = \frac{41,47}{40,00} = 1,04 \text{ А.}$$

Уставка тока пускового органа:

$$I_{P \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{P \text{ ПУСК ТТ}}}{I_{\text{рот. ном.}}^{(2)}}; \quad (5.92)$$

$$I_{P \text{ ПУСК}}^{\text{о.е.}} = \frac{1,04}{0,93} = 1,11 \text{ о. е.}$$

3) Перегрузочная способность обмотки ротора, по которой строится характеристика интегрального органа, представлена в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_{\text{н}}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	140	110	90	70	55	20

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

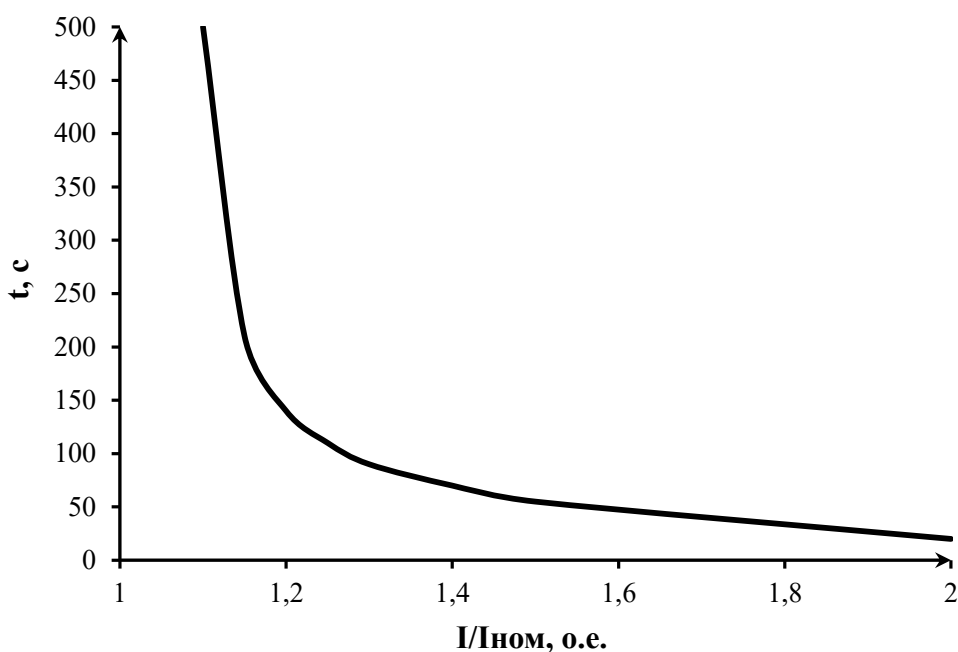


Рисунок 5.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка тока органа токовой отсечки в именованных единицах:

$$I_{P\ TO} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.РОТ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot K_{\text{ТЕ}}}; \quad (5.93)$$

$$I_{P\ TO} = \frac{2,2 \cdot 1010,00 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,50}{0,475}} = 83,70 \text{ А.}$$

Уставка тока органа токовой отсечки в именованных единицах через трансформатор тока:

$$I_{P\ TO\ ТТ} = \frac{I_{P\ TO}}{n_{\text{Т.Т.}}}; \quad (5.94)$$

$$I_{P\ TO\ ТТ} = \frac{83,70}{40,00} = 2,09 \text{ А.}$$

Уставка тока органа токовой отсечки:

$$I_{P\ TO}^{\text{о.е.}} = \frac{I_{P\ TO\ ТТ}}{I_{\text{РОТ. НОМ.}}^{(2)}}; \quad (5.95)$$

$$I_{P\ TO}^{\text{о.е.}} = \frac{2,09}{0,93} = 2,24 \text{ о. е.}$$

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

5.7 Выбор комплекса защит блока генератор–трансформатор

Для защит силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «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 обеспечивают высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высоко интегрированных и высоконадёжных микросхем – повышенную надёжность аппаратной части защиты.

Рассчитанные уставки действия защит и матрица отключений приведены в приложении В, таблица В.1-В.2 соответственно.

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Определение отметки гребня плотины

Так как длина створа 540,0 м, глухие плотины выполняются из грунта.

Расчетная скорость ветра в районах проектирования гидроузла на высоте 10 м от уровня воды составляет $V_w = 17$ м/с.

Длина разгона волны $L = 7200$ м.

За отметку гребня бетонной плотины $\nabla_{ГБП}$ принимается отметка, вычисленная по формуле (6.2).

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a; \quad (6.1)$$

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где a – величина запаса, для III класса составляет не менее 0,4 м (Для бетонной плотины). Для грунтовой прием значение в 1 м.

Высота волны 1%:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.3)$$

где \bar{h} – средняя высота волны, м;

K_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$

(для глубоководной зоны);

g – ускорение свободного падения;

L – длина разгона волны, м;

V_w – максимальная скорость ветра, м/с.

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

где k_w – коэффициент, принимаемый по СП;

V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с (в курсовом проекте скорость ветра для основного сочетания нагрузок (НПУ) задает преподаватель);

L – длина разгона волны, м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра (в курсовом проекте принимают $\alpha = 0$);

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище, 22,5 м.

$$k_w = 3(1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7}; \quad (6.5)$$

$$k_w = 3(1 + 0,3 \cdot 17) \cdot 10^{-7} = 0,00000183.$$

$$\Delta h_{set} = 0,00000183 \cdot \frac{17^2 \cdot 7200}{9,81 \cdot 22,5} \cdot \cos(0) = 0,0173 \text{ м.}$$

Для дальнейшего расчёта определим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2}; \tag{6.6}$$

$$\frac{9,81 \cdot 6700}{24^2} = 244,4.$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w}, \tag{6.7}$$

где t – время разгона волны, равное 6 часов (21600 с).

$$\frac{9,81 \cdot 21600}{24} = 12464,47.$$

По обоим найденным комплексам находим такие параметры, как время за которое развивается одна длина волны и ее средняя высота по графику, представленному на рисунке 6.1. Выбираем наименьшие из полученных параметров. Параметры представлены в таблице 6.1.

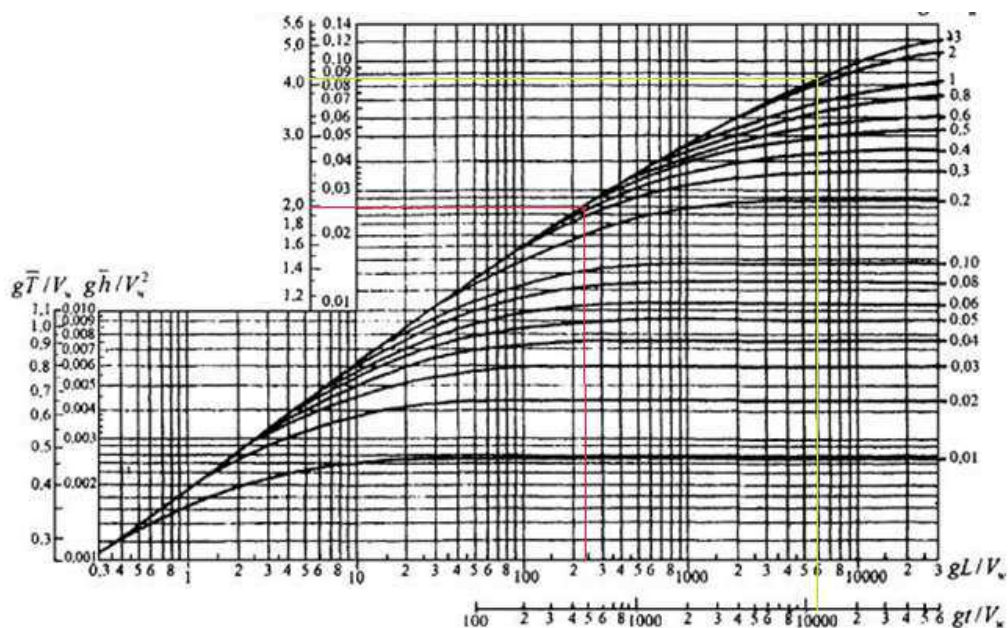


Рисунок 6.1 – График характеристик $\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w}$ и $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$

Таблица 6.1 – Элементы ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
2	0,026
4,19	0,086

Для определения среднего периода волны T_{cp} и средней высоты волны \bar{h} используем наименьшие значения:

$$\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w} = 2 \Rightarrow T_{cp} = \frac{2 \cdot V_w}{g} = \frac{2 \cdot 17}{9,81} = 3,47 \text{ с.}$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,026 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,026 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,026 \cdot 17^2}{9,81} = 0,77 \text{ м.}$$

Длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T_{cp}^2}{2 \cdot \pi}; \quad (6.8)$$

$$\bar{\lambda} = \frac{9,81 \cdot 3,47^2}{2 \cdot 3,14} = 18,75 \text{ м.}$$

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2}; \quad (6.9)$$

$$d = \frac{59,00 - 14,00}{2} = 22,5 \text{ м.}$$

Необходимо выполнить проверку, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5\lambda;$$

$$22,5 > 0,5 \cdot 18,75;$$

$$22,5 > 9,375.$$

Условие выполнено, расчёты верны.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности по формуле (6.3).

$$h_{1\%} = 0,77 \cdot 2,11 = 1,61 \text{ м,}$$

где $K_i = 2,11$ – коэффициент, определяемый по графику, представленному на рисунке 6.2.

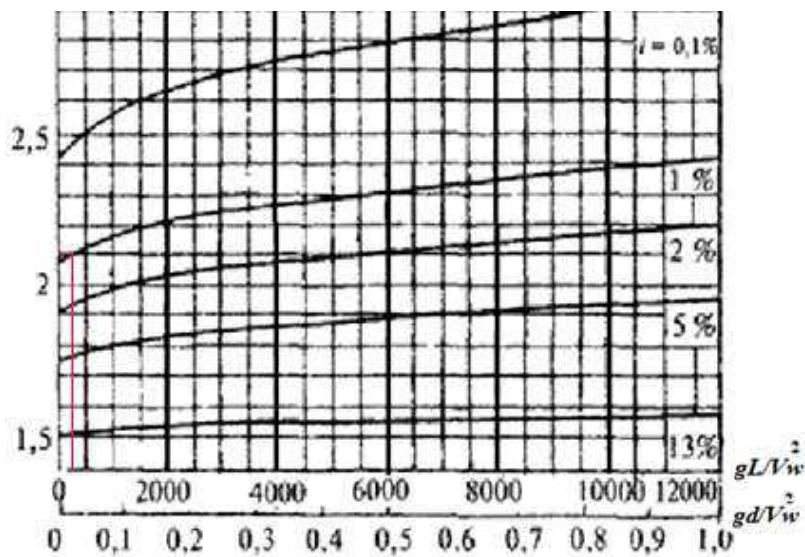


Рисунок 6.2 – график характеристики k_i

Определим высоту наката волн 1% обеспеченности:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.10)$$

где k_r – коэффициент шероховатости откоса (табличное значение), равный 1;
 k_p – коэффициент проницаемости откоса (табличное значение), равный 0,9;
 k_{sp} – безразмерный коэффициент (табличное значение), равный 1,1;
 k_{run} – коэффициент пологости волны, найденный по графику, представленному на рисунке 6.3.

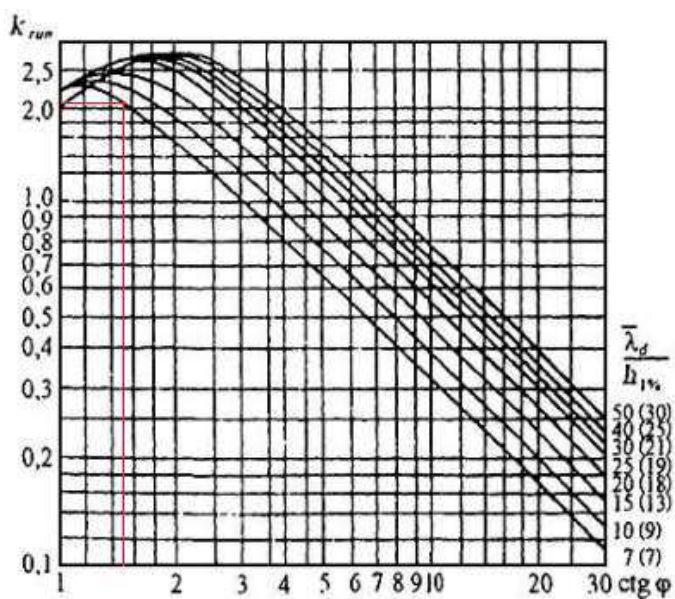


Рисунок 6.3 – график характеристики k_{run}

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,25 \cdot 1,61 = 3,6 \text{ м.}$$

Отметка гребня грунтовой и бетонной плотины по формулам (6.1) и (6.2) соответственно:

$$\nabla_{ГГП} = 59,00 + 3,60 + 0,0173 + 1 = 63,62 \text{ м;}$$

$$\nabla_{ГБП} = 59,00 + 1,61 + 0,0173 + 0,6 = 61,23 \text{ м.}$$

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определим напор на сооружении при основном и поверочном расчетном случае:

$$H_{осн} = Z_{НПУ} - Z_{НБ}^{осн} = 59,00 - 21,39 = 37,61 \text{ м;}$$

$$H_{пов} = Z_{ФПУ} - Z_{НБ}^{пов} = 60,50 - 21,97 = 38,53 \text{ м.}$$

Данные напоры должны быть выше значения минимального напора на режимном поле. Данное условие выполняется, минимальный напор равен 36,4 м.

Определим расход через один гидроагрегат при основном и поверочном расчетном случае по формуле (6.11).

$$Q_{осн(пов)}^{ГА} = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot (H_{осн(пов)} - \Delta h) \cdot \mu}, \quad (6.11)$$

где $N_{ГА}$ – мощность одного гидроагрегата, равна 29333 кВт;

Δh – гидравлические потери, равны 0,3 м;

μ – КПД гидроагрегата в расчетной точке, равен 0,938.

Тогда основной и поверочный расход через гидроагрегат соответственно равен:

$$Q_{осн}^{ГА} = \frac{29333}{9,81 \cdot (37,61 - 0,3) \cdot 0,938} = 85,43 \text{ м}^3/\text{с;}$$

$$Q_{пов}^{ГА} = \frac{29333}{9,81 \cdot (38,53 - 0,3) \cdot 0,938} = 83,38 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Рассчитаем значение основного и поверочного расхода для всей ГЭС.

Предполагается установка трех гидроагрегатов. Тогда число m найдем следующим образом:

$$m = n - 1 = 3 - 1 = 2 \text{ шт.},$$

где n – общее число гидроагрегатов, 3 шт.

Расход обоих расчетных случаев для всей ГЭС равен:

$$Q_{\text{осн}}^{\text{ГЭС}} = Q_{\text{осн}}^{\text{ГА}} \cdot m = 85,43 \cdot 2 = 170,87 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{пов}}^{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пов}}^{\text{ГА}} \cdot m = 83,38 \cdot 2 = 166,75 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного расчетного случая составляет:

$$Q_{\text{осн}}^{\text{расч}} = Q_{\text{осн}(3\%)}^{\text{max}} - Q_{\text{осн}}^{\text{ГЭС}} - Q_c; \quad (6.12)$$

Для поверочного случая соответственно:

$$Q_{\text{пов}}^{\text{расч}} = Q_{\text{пов}(0,5\%)}^{\text{max}} - Q_{\text{пов}}^{\text{ГЭС}} - Q_c, \quad (6.13)$$

где Q_c – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения.

Данный расход (Q_c) рассчитаем по формуле (6.14).

$$Q_c = \frac{V_{\text{ПО}} + V_{\text{ПР}}}{T_{\text{СР}}}, \quad (6.14)$$

где $V_{\text{ПО}}$ – полезный объем водохранилища, равный 3800000 м^3 ;

$V_{\text{ПР}}$ – объем притока за время сработки в течение суток;

$T_{\text{СР}}$ – время сработки в течение суток, с.

Рассчитаем время сработки за сутки:

$$T_{\text{СР}} = 14 \cdot 60 \cdot 60 = 50400 \text{ с}.$$

Тогда объем притока найдем как произведение времени сработки за сутки и бытового расхода в тот месяц, в котором осуществляется сработка водохранилища до УМО ($125 \text{ м}^3/\text{с}$):

$$V_{\text{ПР}} = T_{\text{СР}} \cdot Q = 50400 \cdot 125 = 6300000 \text{ м}^3.$$

Итак, найдем расход Q_c :

$$Q_c = \frac{3800000 + 6300000}{50400} = 200,40 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расчетный расход через водосливную плотину для основного и поверочного расчетного случая будет следующим:

$$Q_{\text{осн}}^{\text{расч}} = 1127 - 170,87 - 200,40 = 755,74 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{пов}}^{\text{расч}} = 1346 - 166,75 - 200,40 = 978,85 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определение удельного расхода на рисберме

$$q_p = v_h \cdot h_{\text{нб}}, \quad (6.15)$$

где $h_{\text{нб}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой УНБ = $f(Q_{\text{нб}})$ при $Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}$;

v_h – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (песок – 2,5÷3,5 м/с; глина – 3÷4 м/с; гравий – 3,5 м/с; полускальные – 3,5÷4,5 м/с; скальные – более 5м/с).

Принимаем $v_h = 3,5$ м/с.

$$h_{\text{нб}} = 21,39 - 14,00 = 7,39 \text{ м};$$

$$q_p = 3,5 \cdot 7,39 = 25,86 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}.$$

Определим удельный расход на водосливе:

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

$$q_B = 1,25 \cdot 25,86 = 32,32 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_B}; \quad (6.17)$$

$$B = \frac{755,74}{32,32} = 23,4 \text{ м}.$$

Принимаем 3 пролета шириной по 8 м.

Расчетная ширина водосливного фронта B равна $8 \cdot 3 = 24$ м.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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} .

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.18)$$

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

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{755,74}{0,49 \cdot 8 \cdot 3 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,95 \text{ м.}$$
$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.19)$$

где σ – коэффициент подтопления (в проекте $\sigma = 1$);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет. Рассчитывается по формуле (6.20).

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n - 1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.20)$$

где ξ_y – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

ξ_6 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, для полукруглого очертания 0,45.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{0,7 + (3 - 1)0,45}{3} \right] \frac{5,95}{8} = 0,921;$$

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{755,74}{0,49 \cdot 0,921 \cdot 8 \cdot 3 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,29 \text{ м.}$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}; \quad (6.21)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(Z_{\text{НПУ}} - Z_{\text{Дно}}) \cdot (B + (n - 1)\delta_B)}, \quad (6.22)$$

где δ_B – толщина быка.

Толщина быка зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий (в КП принимают $\delta_B = 3$ м – для пролетов шириной $b \leq 14$ м и $\delta_B = 4$ м – для пролетов шириной $b > 14$ м).

$$V_0 = \frac{755,74}{(59,00 - 14,00) \cdot (24 + (3 - 1) \cdot 3)} = 0,56 \text{ м/с};$$

$$H = 6,29 - \frac{1,1 \cdot 0,56^2}{2 \cdot 9,81} = 6,27 \text{ м.}$$

Назначают $H_{\text{ст}}$ – ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом (4; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0; 10,0; 12,0; 14,0; 16,0; 18,0; 20,0 м).

$$H = 6,27 \text{ м};$$

$$H_{\text{ст}} = 6,0 \text{ м};$$

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \text{НПУ} - H_{\text{ст}}; \quad (6.23)$$

$$\nabla_{\text{ГВ}} = 59,00 - 6,0 = 53,00.$$

6.2.3 Определение отметки ФПУ

Определяют напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая (при ФПУ) без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}; \quad (6.24)$$

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{978,85}{0,49 \cdot 8 \cdot 3 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,07 \text{ м.}$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.25)$$

где ε – коэффициент бокового сжатия.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{3} \right) \cdot \frac{7,07}{8} = 0,91;$$

$$H_{02}^{\text{пов}} = \left(\frac{978,85}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 8 \cdot 3 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,53 \text{ м.}$$

Рассчитывают напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поперечного расхода

$$v_0 = \frac{Q_{\text{пов}}^{\text{расч}}}{(Z_{\text{ФПУ}} - Z_{\text{дно}}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)}; \quad (6.26)$$

$$v_0 = \frac{978,85}{(60,50 - 14,00) \cdot (24 + (3 - 1) \cdot 3)} = 0,70 \text{ м/с.}$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^{\text{пов}^2}}{2g}; \quad (6.27)$$

$$H_{\text{пов}} = 7,53 - \frac{1,1 \cdot 0,70^2}{2 \cdot 9,81} = 7,50 \text{ м.}$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla_{\text{ФПУ}_p} = \nabla_{\text{ГВ}} + H_{\text{пов}}; \quad (6.28)$$

$$\nabla_{\text{ФПУ}_p} = 53,00 + 7,50 = 60,50.$$

Расчетная отметка ФПУ оказалась равной принятой ранее отметке в 60,50 м. Примем отметку ФПУ равной значению в 60,50 м.

6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Для начала необходимо построить оголовок безвакуумного водослива с оголовком профиля А для напора $H_{\text{ст}} = 6$ м.

Следует учитывать, что в данной таблице координаты приведены для значения $H = 1$ м, следовательно, каждую координату необходимо умножить на напор $H_{ст} = 6$ м.

В результате умножения были получены следующие координаты для построения профиля оголовка. Данные представлены в таблице 6.2. Профиль оголовка водосливной плотины представлен на рисунке 6.4.

Таблица 6.2 – Координаты оголовка для построения

x	y	x	y	x	y	x	y
0	0,76	6	1,54	12	7,41	18	17,18
0,6	0,22	6,6	1,93	12,6	8,21	18,6	18,08
1,2	0,04	7,2	2,36	13,2	9,05	19,2	19,24
1,8	0	7,8	2,85	13,8	9,92	19,8	20,43
2,4	0,04	8,4	3,38	14,4	10,8	20,4	21,65
3	0,16	9	3,97	15	11,76	21	22,91
3,6	0,36	9,6	4,58	15,6	12,73	21,6	24,19
4,2	0,6	10,2	5,24	16,2	13,73	22,2	25,49
4,8	0,88	10,8	5,92	16,8	14,77	22,8	26,83
5,4	1,19	11,4	6,65	17,4	15,84	23,4	28,19

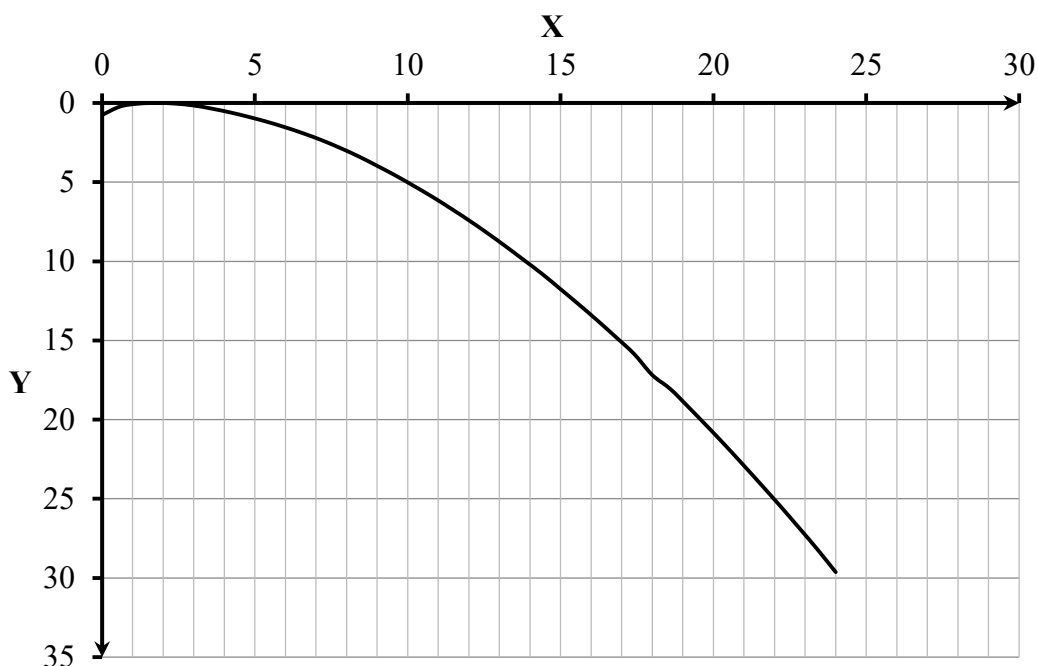


Рисунок 6.4 – Профиль гребня водослива

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге $C-D$ радиусом R . Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины p_b и напора на водосливе $H_{ст}$. При высоте плотины в 39 м и при напоре на водосливе в 6 м, назначается радиус сопряжения 15,8 м.

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле (6.29).

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,5 \cdot H_{ст}; \quad (6.29)$$

$$\nabla_{ГБ} = 53,00 + 1,5 \cdot 6,0 = 62,00 \text{ м.}$$

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливают по наибольшей отметке или грунтовой плотины, или по отметке верха быка. Принята отметка грунтовой плотины за наличием ее в проекте (63,62 м).

6.2.5 Расчет сопряжения в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С–С. Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта. Расчетная схема представлена на рисунке 6.5.

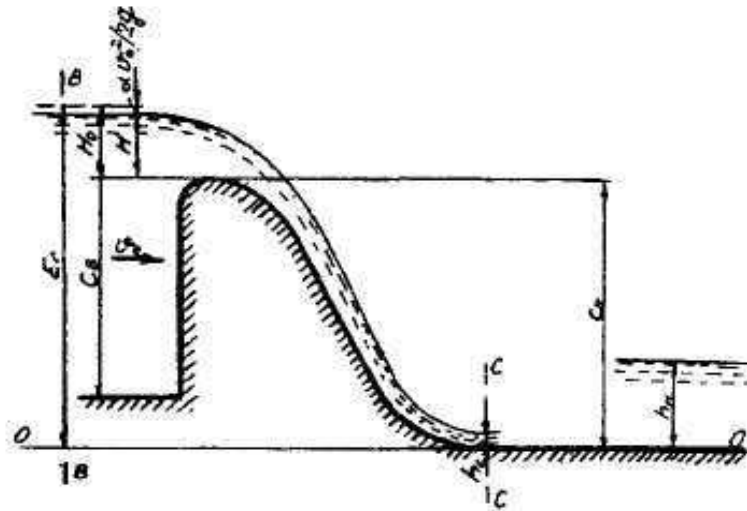


Рисунок 6.5 – Оголовок и сжатое сечение

Определяется критическая глубина по формуле (6.30).

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р}^2}{g \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_0)^2}}; \quad (6.30)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 755,74^2}{9,81 \cdot (24 + (3 - 1) \cdot 3)^2}} = 4,144 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}; \quad (6.31)$$

$$T_0 = 59,00 - 14,00 = 45,00 \text{ м.}$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе рассчитывается по формуле (6.32).

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} \quad (6.32)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{45,00}{4,144} = 10,86 \text{ м.}$$

Параметр φ , необходимый для определения ξ_c и ξ''_c , для плотины высотой более 40 метров, равен 0,9.

Далее по графику М.Д. Чертоусова, представленному на рисунке 6.6, определяется ξ_c и ξ''_c :

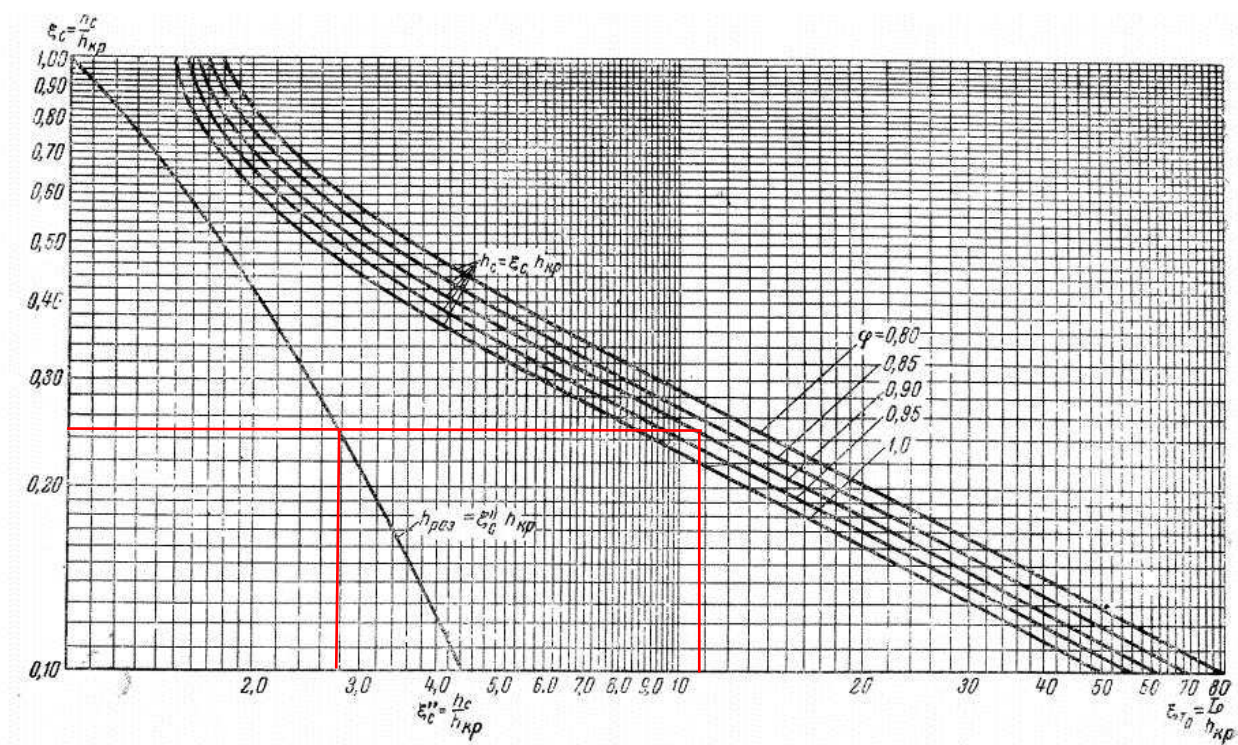


Рисунок 6.6 – График М. Д. Чертоусова

$$\xi_c = 0,245;$$

$$\xi''_c = 2,79.$$

Тогда сопряженные глубины соответственно:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр}; \quad (6.33)$$

$$h'_c = 0,245 \cdot 4,144 = 1,02 \text{ м.}$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр}; \quad (6.34)$$

$$h''_c = 2,79 \cdot 4,144 = 11,56 \text{ м.}$$

Сопряжение имеет характер отогнанного прыжка, так как выполняется следующее условие:

$$h''_c > h_{НБ}.$$

Так как высота плотины свыше 40 м, основание – скальное, а так же выполняется условие:

$$\frac{l_{ст}}{h} > 3,$$

где $l_{ст}$ – длина створа;
 h – высота плотины.

$$\frac{540}{45} = 12 > 3.$$

Исходя из данного условия в качестве гасителя энергии принимается свободный отброс струи. Струя, сходящая с носка–трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения образуется яма размыва.

6.2.6 Расчет отброса струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды часто осуществляется способом свободно отброшенной струи. Этот способ применяется при наличии прочных скальных грунтов в основании, а также устойчивые при увлажнении грунты береговых примыканий.

Если все вышеперечисленные условия выполняются, то в конце водослива устраивают высокий уступ с носком трамплином. Основная задача проектирования – обеспечение отброса струи на расстояние безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

Дальность отлёта струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа:

$$L = k_a \cdot z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \left(\left(1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0,5} + 1 \right), \quad (6.35)$$

где α – угол схода струи с трамплина, в данном случае: $\alpha = 30^\circ$;
 φ – коэффициент скорости потока, принимаем, $\varphi = 0,9$.

$$z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{Q_{\text{осн. max}}}}; \quad (6.36)$$

$$z_0 = 59,00 - 21,39 = 37,61 \text{ м.}$$

$$z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}}, \quad (6.37)$$

где $\nabla_{\text{носка}}$ найдется по формуле (6.38).

$$\nabla_{\text{носка}} = \nabla_{\text{ДНА}} + h_{\text{НБ}}^{Q_{\text{пов. max}}} + 1,5; \quad (6.38)$$

$$\nabla_{\text{носка}} = 14,00 + 7,97 + 1,5 = 23,47 \text{ м.}$$

Тогда z_1 :

$$z_1 = 59,00 - 23,47 = 35,53 \text{ м.}$$

k_a – коэффициент аэрации потока, можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_{\text{Н}}^2}{gh_{\text{Н}}}, \quad (6.39)$$

где $v_{\text{Н}}$ – скорость потока на носке. Определится по формуле (6.40).

$$v_{\text{Н}} = \varphi \sqrt{2gz_1}; \quad (6.40)$$

$$v_{\text{Н}} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 35,53} = 23,76 \text{ м/с.}$$

$h_{\text{Н}}$ – высота потока на носке:

$$h_{\text{Н}} = \frac{q_{\text{В}}}{v_{\text{Н}}}; \quad (6.41)$$

$$h_{\text{Н}} = \frac{32,32}{23,76} = 1,36 \text{ м.}$$

Тогда число Фруда:

$$Fr = \frac{23,76^2}{9,81 \cdot 1,36} = 42,32.$$

При числах Фруда $Fr \geq 35$ коэффициент аэрации: $k_a = 0,8 - 0,9$, принимаем $k_a = 0,85$.

Таким образом дальность отлёта струи:

$$L = 0,85 \cdot 35,53 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(\left(1 + \left(\frac{37,61}{35,53} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 30^\circ} \right)^{0,5} + 1 \right) = 45,3 \text{ м.}$$

Проверим на безопасность отлёт струи по отношению к гидротехническому сооружению:

$$L > 0,4z_0;$$

$$45,3 > 0,4 \cdot 37,61;$$

$$45,3 > 15,04.$$

Условие выполняется, свободный отброс струи безопасен.

Найдем глубину ямы размыва по формуле (6.42).

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.42)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – уровень воды в нижнем бьефе при основном расходе $Q_{1\%}$, $h_{\text{НБ}} = 7,39$ м;

t – определяется по формуле (6.43).

$$t = (0,1 + 0,45 - \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}}, \quad (6.43)$$

где Fr – расчётное число Фруда, $Fr = 42,32$;

d – средняя крупность отдельностей, в предварительных расчётах принимается, $d = 1$;

$h_{\text{Н}}$ – высота потока воды на носке, $h_{\text{Н}} = 1,36$ м.

$$t = (0,1 + 0,45 - \sqrt[4]{42,32}) \cdot \sqrt{42,32} \cdot \sqrt{\frac{7,39}{1}} \cdot 1,36 = 18,2 \text{ м.}$$

Таким образом глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = 18,2 - 7,39 = 10,81 \text{ м.}$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва рассчитывается по формуле (6.44).

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg } \alpha_1}, \quad (6.44)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$\text{tg } \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 \alpha \cdot \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{v_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (6.45)$$

где a – высота уступа над дном, равна 9,47 м;

$v_{\text{Н}}$ – скорость потока на носке, $v_{\text{Н}} = 23,76$ м/с ;

$h_{\text{Н}}$ – высота потока воды на носке, $h_{\text{Н}} = 1,36$ м;

α – угол схода струи с трамплина, $\alpha = 30^\circ$.

Таким образом, получим:

$$\text{tg } \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ \cdot \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,64 \cdot \cos 30^\circ + 9,47 - 7,39)}{23,76^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,678.$$

Расстояние до центра ямы размыва:

$$L_1 = 45,3 + \frac{18,2}{0,678} = 72,16 \text{ м.}$$

Длину горизонтального участка ямы размыва вдоль течения найдем по формуле (6.46).

$$b_{\text{р}} = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7h_{\text{раз}}; \quad (6.46)$$

$$b_{\text{р}} = 2,5 \cdot 4,144 + 3,7 \cdot 10,81 = 50,37 \text{ м.}$$

Длинна ямы размыва по дну:

$$b_{\text{р дно}} = 2,5 \cdot h_{\text{кр}}; \quad (6.47)$$

$$b_{\text{р дно}} = 2,5 \cdot 4,144 = 10,36 \text{ м.}$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- отсутствие растягивающих напряжений в плотине
- устойчивость ее против сдвига по основанию

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ. Заложение низовой грани на первом этапе можно принять равным $0,67 \div 0,7$, а при оценке устойчивости плотины величину заложения можно скорректировать.

Так как основание проектируемой ГЭС скальное, то ширину подошвы рассчитаем по следующей формуле:

$$B_{\text{п}} = (0,67 \div 0,7) \cdot h, \quad (6.48)$$

где h – высота плотины, найдется по формуле (6.49).

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}}, \quad (6.49)$$

где $\nabla_{\text{под}}$ – отметка подошвы, найдем по формуле (6.50).

$$\nabla_{\text{НПУ}} - 59,00 \text{ м.}$$

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (d + \delta_{\text{в}} + (2 \div 3)), \quad (6.50)$$

где d – глубина водобойного колодца, равна 0;

$\delta_{\text{в}}$ – толщина водобойной плиты, равна 0;

$\nabla_{\text{дна}} - 14,00 \text{ м.}$

$$\nabla_{\text{под}} = 14,00 - 2,2 = 11,80 \text{ м;}$$

$$h = 59,00 - 11,80 = 47,2 \text{ м.}$$

Далее, задаваясь числом k от значения $0,67$ до значения $0,7$, найдем различные значения ширины подошвы. Из перечня получившихся значений возьмем целое. Так, для значения $k = 0,67$, получим следующее значение ширины подошвы плотины:

$$B_{\text{п}} = 0,67 \cdot 47,2 = 31,6 \text{ м.}$$

Расчет ширины подошвы представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – ширина подошвы плотины

к	Впод., м
0,67	31,6
0,68	32,1
0,69	32,6
0,7	33

Итак, принимаем ширину подошвы плотины, равную 33 метрам. В ходе дальнейших расчетов оказалось так, что плотина с шириной подошвы 33 метра не удовлетворяет условиям устойчивости. Было принято решение увеличить ширину подошвы до 35 м.

6.3.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные (межсекционные и швы–надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

В водосбросных секциях с 2–3–мя пролетами для уменьшения температурных напряжений устраивают швы–надрезы между быком и водосливом от гребня до фундаментной плиты.

В плотине, возводимой на скальном основании, разрезка швами на секции производится по осям быков. Ширина секции составляет:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_{\text{б}}, \quad (6.51)$$

где b – пролет водосливного фронта;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина разрезного быка.

$$B_{\text{сек}} = 8 + 3 = 11 \text{ м.}$$

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

6.3.3 Быки

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

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

Принимаются быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина и глубина паза рабочего затвора принимается 0,7 м.

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

6.3.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты, примыкающей к водосливу земляной плотины или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив, для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе, для предотвращения опасного действия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к берегу.

В данном проекте необходимо устройство двух типов устоев:

- Сопрягающие устои: один для сопряжения бетонной водосливной плотины с грунтовой плотиной и второй для сопряжения стационарной части плотины с грунтовой плотиной.

- Раздельный устой – для отделения бетонной водосливной плотины от стационарной части плотины и грунтовой плотины от водосливной.

6.3.5 Дренаж в теле бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин предусматривают устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольную галерею. Диаметр скважин принимают 20 см, расстояние между осями дрен 2 м.

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

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}}, \quad (6.52)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, в случае ГТС III класса $\gamma_n = 1,15$;

$I_{кр,м}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины, для гравитационных плотин $I_{кр,м} = 25$;

H_d – напор над расчётным сечением, определяется по формуле (6.53).

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{с.п.}}; \quad (6.53)$$

$$H_d = 59,00 - 14,92 = 44,08 \text{ м.}$$

Таким образом, условие принимает вид:

$$a_{др} \geq \frac{44,08 \cdot 1,15}{25};$$

$$a_{др} \geq 2,03.$$

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле водосливной плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи.

Принимается нижняя галерея для устройства дренажа размерами 2,5х3,5 м на отметке $\nabla=14,00$ и цементационная галерея того же размера на той же отметке.

Смотровая галерея на отметке $\nabla=32,50$, предусмотренная для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеет размер 2х3 м.

6.4 Конструирование элементов подземного контура плотины

6.4.1 Цементационная завеса

Применение цементационной завесы как противофильтрационный элемент обусловлено скальным основанием.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{кр.т}}, \quad (6.54)$$

где $J_{кр}$ – критический градиент напора в завесе, предварительно выбирается $J_{кр} = 15$;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

ΔH_3 – потери напора на завесе, м. Найдем по формуле (6.55).

$$\Delta H_3 = H_d - H_{ас}, \quad (6.55)$$

где $H_{ас}$ – потери напора на цементационной завесе.

$$H_{ас} = 0,3 \cdot H_d; \quad (6.56)$$

$$H_{ас} = 0,3 \cdot 44,08 = 13,22 \text{ м.}$$

$$\Delta H_3 = 44,08 - 13,22 = 30,86 \text{ м.}$$

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{30,86 \cdot 1,15}{15} = 2,36 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}}; \quad (6.57)$$

$$l_3 = (1,75 \div 3,50).$$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,535 \cdot H_d; \quad (6.58)$$

$$h_{\text{зав}} = 0,535 \cdot 44,08 = 23,6 \text{ м.}$$

6.4.2 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующей воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи

Дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм.

Глубина скважин:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}}; \quad (6.59)$$

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot 23,6 = 14,16 \text{ м.}$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа, принято 5 м.

6.5 Обоснование надежности и безопасности плотины

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1.1 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}}, \quad (6.60)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины (рассчитано в программе AutoCad), м²;

b – ширина пролета, м;

$\delta_{\text{Б}}$ – толщина быка, м;

ρ_B – плотность бетона, кг/м³.

$$G_{пл} = \frac{867,06 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 3} = 14846,59 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Также определяем центр тяжести плотины.
Далее повторяем аналогичный расчет для быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_B \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_B}; \quad (6.61)$$

$$G_6 = \frac{1366,85 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{8 + 3} = 8776,68 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Вес плоского затвора определим по формуле А.Р. Березинского (6.62):

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f} g, \quad (6.62)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi\PiУ - \nablaГВ + 0,5) \cdot b; \quad (6.63)$$

$$f = (60,52 - 53,00 + 0,5) \cdot 8 = 64,18 \text{ м}^2.$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 64,18 \cdot \sqrt{64,18} \cdot 9,81 = 277,43 \text{ кН}.$$

Вес плоского затвора на 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B}; \quad (6.64)$$

$$q_3 = \frac{277,43}{8 + 3} = 25,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

6.5.1.2 Сила гидростатического давления

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
– с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2}, \quad (6.65)$$

где h_1 – найдется по формуле (6.66).

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОДОШВЫ}}; \quad (6.66)$$

$$h_1 = 59,00 - 11,80 = 47,2 \text{ м.}$$

$$T_B = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 47,2^2}{2} = 10927,56 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

– с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2}, \quad (6.67)$$

где h_2 – найдется по формуле (6.68).

$$h_2 = \nabla_{\text{НБс. п.}} - \nabla_{\text{ПОДОШВЫ}}; \quad (6.68)$$

$$h_2 = 14,92 - 11,89 = 3,12 \text{ м.}$$

$$T_H = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 3,12^2}{2} = 47,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы (при основном сочетании нагрузок и воздействий) и длиной – ширина подошвы плотины (принято $B=35\text{м}$).

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \rho_w g, \quad (6.69)$$

где $S_{\text{ЭП}} = 109,20 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая.

$$W_{\text{ВЗВ}} = 109,20 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1071,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

6.5.1.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины, представляет собой две трапеции и треугольник.

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g, \quad (6.70)$$

где $S_{\text{эп}} = 218,82 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

$$W_{\phi} = 218,82 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 2146,62 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

6.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{БЗВ}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right), \quad (6.71)$$

где $h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаем равной 2 м;

$\varphi_{\text{н}}$ – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_{\text{н}} = 22^\circ$;

$\gamma_{\text{н}}^{\text{БЗВ}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимается равным $13 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$.

$$p_{\text{н}} = 13 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{22}{2} \right) = 11,91 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2}; \quad (6.72)$$

$$E_{\text{н}} = \frac{11,91 \cdot 2}{2} = 11,91 \text{ кН}.$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$P'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{БЗВ}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right); \quad (6.73)$$

где $\varphi_{\text{гр}} = 36,5^\circ$;

$c = 42,5 \text{ кПа}$.

$$P'_{\text{гр}} = 13 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 42,5 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = -6,09 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$ где действуют вес наносов и грунта, активное давление найдем по формуле (6.74):

$$P''_{гр} = (\gamma_{н}^{взв} \cdot h_{н} + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.74)$$

где $\gamma_{гр}^{взв}$ дельный вес взвешенного грунта, рассчитается по формуле (6.75):

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0)\gamma_w, \quad (6.75)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{гр} = 27 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость сухого грунта, $n_0 = 0,4$;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 2,2$ м;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{гр} = 36,5^\circ$;

γ_w – удельный вес воды.

$$\gamma_{гр}^{взв} = 27 - (1 - 0,4) \cdot 9,81 = 21,11 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}.$$

Таким образом:

$$P''_{гр} = (13 \cdot 2 + 21,11 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 42,5 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = -24,45 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Равнодействующая активного давления грунта на погонный метр:

$$E_a = \frac{P'_{гр} + P''_{гр}}{2} h_{гр}; \quad (6.76)$$

$$E_a = \frac{-6,09 - 24,45}{2} \cdot 2,2 = -33,60 \text{ кН}.$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитывают в дальнейших расчётах.

Будет присутствовать пассивное давление грунта со стороны НБ:

$$P''_{гр} = (\gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.77)$$

$$P''_{гр} = (21,14 \cdot 2,2) \cdot tg^2 \left(45 + \frac{36,5}{2} \right) + 2 \cdot 42,5 \cdot tg \left(45 + \frac{36,5}{2} \right) =$$

$$= 355,43 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

6.5.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова (6.78).

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.78)$$

где $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 18,75$ м;

$h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности $h_{1\%} = 1,61$ м;

h_0 – средняя высота волны, считается по формуле (6.79).

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d}; \quad (6.79)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot 1,61^2}{18,75} = 0,44 \text{ м.}$$

Таким образом:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 1,61 \cdot \left(\frac{18,75}{\pi} + \frac{0,44}{2} \right) = 49,01 \text{ кН.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%}; \quad (6.80)$$

$$y_c = \frac{18,75}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,61 = 2,38 \text{ м.}$$

6.6 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины производится по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет

производится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

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

Значение всех нагрузок представлены в таблице 6.4. Расчеты крайних напряжений представлены в таблице 6.5.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD. Нагрузки и воздействия на водосливную плотину приведены в приложении Г, рисунок Г.1.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
Тв	1,0	→	10927,56	10927,56	15,73	171890,44
Тн	1,0	←	47,75	47,75	1,04	-49,66
Gб	0,95	↓	8776,68	8337,84	5,51	-45933,17
Gпл	0,95	↓	14846,59	14104,26	4,67	-65852,79
Wвзв	1,0	↑	1071,25	1071,25	0	0
Wф	1,0	↑	2146,62	2146,62	12,33	26467,87
Ен	1,2	→	11,91	14,29	2,87	40,98
Wволн	1,0	→	49,01	49,01	45,08	2209,31
qз	0,9	↓	25,22	22,70	15,08	-342,18

Таблица 6.5 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Верховая грань	-116,78	-463,03	0,00	-116,78	-463,03
Низовая грань	-983,04	-528,05	688,32	-1490,49	-30,61

6.7 Критерии прочности плотины и её основания

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.81)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,95$;

R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию.

Предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800$ кН/м².

$$35,20 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \leq 2660 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

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

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.82)$$

$$-116,78 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u; \quad (6.83)$$

$$116,78 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 47,2 = 115,76 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.8 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.84)$$

$$R = (G_{\text{б}} + G_{\text{пл}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + q_3) \cdot \text{tg}\varphi + E_{\text{пас}} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{\text{пл}}, \quad (6.85)$$

где φ – угол внутреннего трения для грунта основания;

$c = 42,5 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 35 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$R = (8337,8 + 14104,26 - 1071,25 - 2146,6 + 22,7) \cdot \text{tg}36,5 + 42,5 \cdot 35;$$

$$R = 15780,32 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H; \quad (6.86)$$

$$F = 10927,6 - 47,75 + 49,01 + 14,29 = 10943,11 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{15780,32 \cdot 0,95}{10943,11 \cdot 1} \geq 1,15;$$

$$1,370 \geq 1,15.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 20% запас прочности. Значит, плотина устойчива.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Корабельного гидроузла

7.1 Общие сведения о районе строительства

Река Поной берёт начало в центральной части Кольского полуострова. Климат в преимущественно умеренно–холодный со сравнительно мягкой зимой и прохладным летом. Средние температуры в январе–феврале -14°C , в июле до $+14^{\circ}\text{C}$.

Снег лежит в среднем с середины–конца октября до середины мая, в горных районах с конца сентября–начала октября до середины июня. Заморозки и выпадение снега возможны в летний период.

На побережье частые ветра, зимой возможны затяжные метели. В связи с географическим расположением высокая влажность воздуха, достигает 80–85%.

Питание реки в основном снеговое и дождевое. Весеннее половодье проходит в мае – середине июня. Его средняя продолжительность около 64 дней. Межень начинается в середине июля, длится 2–3 месяца и прерывается в сентябре – октябре незначительными дождевыми паводками, продолжительность которых 10–30 дней.

Мутность воды мала. Минерализация не превышает 100 мг/л. Вода мягкая. Для реки характерно повышенное содержание в воде ионов железа, меди и органических веществ. Максимальное содержание железа наблюдается в периоды зимней и летней межени; повышенное содержание органических веществ – в период весеннего половодья.

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Корабельного гидроузла выполняются следующие виды работ:

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

В период строительства необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. Подготовка ложа водохранилища: консервация кладбищ, вырубка лесов и т.д.;
2. Минимизация воздействия на окружающую среду из-за строительства гидроузла;

3. Выполнение защитных сооружений, включая берегоукрепление, возведение дамб для защиты земель и объектов от затопления;

4. Выполнение в полном объеме комплекса природоохранных, защитных и компенсационных мероприятий;

5. Предусмотреть места для размещения временных сооружений вы с учетом требований по охране окружающей среды.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;

- образование и обращение с отходами;

- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

- переселение населения из зоны затопления (нет необходимости, так как ни один населённый пункт не попадает в зону затопления).

Корабельная ГЭС будет оказывать влияние на окружающую среду в виде изменения следующих показателей:

1. Повышение влажности;

2. Изменения ветрового режима в прибрежной зоне;

3. Изменение температурного и ледяного режимов водостока;

Вышеперечисленное приводит к изменению природных условий в районе гидроузла, что сказывается на хозяйственной деятельности населения и жизни животных.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов.

2. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Поной.

3. Изменения экосистемы района строительства. Речной тип экосистемы изменится на озерный.

4. Изменение процессов переноса и седиментации наносов.

5. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоёма в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озёрный.

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

- очистка территории от остатков строений и мусора;

- очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности

- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин для обеспечения защиты конструкция от загрязнения грунтовыми водами.

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

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

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

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

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

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

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

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

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

7.4 Основные мероприятия по охране окружающей среды

Организационные:

- Разработка и утверждение проектов нормативов предельно–допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
- Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

- Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- Организация и проведение производственного экологического контроля.

Санитарно – технические:

- Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
- Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- Организация стоянок автотранспорта в специально– оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.5 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно–монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме. Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho \text{ (т)}, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, (м^3), $N = 126000 \text{ м}^3$;

q – удельный норматив образования, (%), $q = 1,8$ %;
 ρ – плотность бетона, (т/м^3), $\rho = 2,8$ т/м^3 .

$$M = \frac{126000 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,8 = 6350 \text{ т}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные. Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5 (ред. от 16.08.2016)).

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82–202–96) Москва, Госстрой России, 1988, таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho \text{ (т)}, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, (т), $N = 130$ т;
 q – удельный норматив образования, (%), $q = 1,0$ %;
 ρ – удельный вес арматуры, (т/м^3), $\rho = 2,0$ т/м^3 .

$$M = \frac{130 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 2,6 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 6350 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,6 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон.

7.6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Корабельного гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

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 факторов.

Также, согласно [26] требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Поной от сбросов Корабельной ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения населённых пунктов расположенных ниже по течению регулируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110–02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно–эпидемиологического надзора.

7.7 Водоохранная зона

В соответствии с [23] и во исполнение требований [3] вокруг водохранилища должна быть установлена Водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

В соответствии с [23] в водоохраной 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 горюче–смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно–допустимые концентрации (ПДК);

- разрушение грунтового растительного покрова 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 водоохраной зоне запрещается:

- распашка земель;
- складирование отвалов размываемых грунтов;
- движение автомобилей и тракторов, кроме автомобилей специального назначения.

8 Пожарная безопасность. Охрана труда. Безопасность ГТС

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Для контроля состояния Корабельной ГЭС сооружения должны быть оснащены контрольно–измерительной аппаратурой 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.

Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется в соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117–ФЗ (ред. От 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

На основании вышеперечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации явлений, препятствующих безопасной эксплуатации.

Ответственность за обеспечение безопасности несёт собственник гидроэлектростанции.

8.2 Опасные производственные факторы, действующие на предприятии

К опасным производственным факторам относятся:

- Наличие движущихся частей приводов и механизмов;
- Наличие токоведущих частей машин и оборудования, находящихся под напряжением;
- Наличие больших объёмов масла в маслохозяйстве и оборудовании;
- Наличие оборудования, при нормальной работе которого используется элегаз SF₆;
- Повышенный шум и вибрация;
- Низкие температуры воздуха в зимний период.

8.3 Охрана труда Корабельной ГЭС. Общие положения

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно–спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Корабельной ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии; персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними; весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спец. обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока, попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих; шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

- в каждом подразделении ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- работник обязан знать, выполнять нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам–допускам и (или) распоряжениям;
- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);
- организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно–методическим центром по работе с персоналом.

8.4 Требования охраны и безопасности труда по оказанию первой помощи

Во исполнение требований каждый работник Корабельной ГЭС должен быть обучен приемам оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве и овладеть навыками их применения.

Руководителем Корабельной ГЭС должны быть обеспечены необходимые материальная база и условия для указанного обучения, а также проверки соответствующих знаний работников ГЭС и ежегодного подтверждения ими необходимого уровня овладения практическими навыками оказания первой помощи в смоделированных ситуациях, близких к реальным.

Каждому пострадавшему при несчастном случае на месте происшествия силами ближайших к этому месту работников Корабельной ГЭС незамедлительно должна быть оказана первая помощь еще до прибытия медицинских специалистов и доставки его в медсанчасть или ближайшее другое медицинское учреждение.

8.5 Содержание территории

Территория станции должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проходы, проезды и дороги.

Вся территория должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно–пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Все подъездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается на территории без согласования с пожарной охраной сооруже́ние временных стораемых зданий и сооружений.

На территории следует регулярно скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение высушенной травы на территории предприятия и на прилегающей площадке на расстоянии ближе 100 м.

Сжигание мусора и отходов на территории предприятия необходимо производить в специальных устройствах (печах), запрещается разведение костров для этой цели.

8.6 Пожарная безопасность

8.6.1 Противопожарная безопасность. Общие требования

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

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

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

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

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

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о «Пожарной безопасности», государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, а также, обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Территория Корабельной ГЭС находится в зоне с отдаленным расположением пожарных частей, поэтому предусматривается пожарная часть в непосредственной близости от станции, которая будет обслуживать как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

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

Каждое помещение (кабинеты РУСН, КРУЭ и т.п.) на Корабельной ГЭС должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для каждого конкретного помещения. В данной инструкции должны отражаться: правила ПБ, номера НСС, дежурной пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

8.6.2 Объекты водяного пожаротушения

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о «Пожарной безопасности», государственными и ведомственными нормативными документами.

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

Объектами автоматического водяного пожаротушения Корабельной ГЭС являются:

- Гидрогенераторы;
- Кабельные помещения;
- Станционное маслохозяйство;
- Подпультные помещения.

На генераторах ГЭС устанавливаются электрические защиты, сигнализирующие о наличии возгорания. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых вылетов обмоток статора размещают кольцевые трубопроводы с дренчерными оросителями. Включение системы пожаротушения – автоматическое, с действием от защит внутренних повреждений обмоток статора.

В туннелях с кабелями из сшитого полиэтилена 110 кВ предусматривается установка датчиков пожаротушения. На каждые 50 м туннеля предусмотрен один датчик. Сооружения предусматривают водяную автоматическую систему пожаротушения. Один раз в сутки лицами, за которыми закреплены данные сооружения, должен производиться обход и осмотр.

Все кабельные коридоры, туннели с кабелями 0,4–10 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями 1 коридора (туннеля) не допускается. Проходы между секциями осуществляются путем установки несгораемых герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическими и дистанционным ручным управлением.

Источником водоснабжения систем пожаротушения, является верхний бьеф.

Противопожарные трубопроводы обеспечивают непрерывную подачу воды в противопожарную систему, они закольцованы и разделены

секционными задвижками. Трубопроводы постоянно заполнены водой, расположены в помещениях с температурой не менее +5°C, прокладка производится открыто. Запорно–пусковые устройства устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения, на каждый объект без резерва.

Автоматизируются следующие действия:

- Пуск рабочих пожарных насосов при открытии любого запорно–пускового устройства по импульсу;
- Поступающему от датчика пожаротушения любого защищаемого объекта;
- Пуск резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или не срабатывания системы;
- Пуск пожаротушения в течение установленного времени по импульсу электроконтактного манометра на трубопроводе;
- Остановка насосов после прекращения пожара и закрытия запорно–пускового устройства через определенное время;
- Пуск насосов при опробовании дистанционно;
- Сигнализировать персоналу о пусках рабочего и резервного насосов;
- Об отсутствии напряжения питания насосов.

8.6.3 Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования

Разработаны Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, в которых изложены основные организационные и технические требования по пожарной безопасности.

Подготовка инженерно – технических работников (ИТР), рабочих и служащих Корабельной ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- Проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи (первичный, периодический, внеплановый и целевой), в тематику которых включаются вопросы пожарной безопасности. В рамках теоретического ПТМ рассматриваются такие вопросы, как:
 - 1) Нормативно-правовая база в области пожарной безопасности;
 - 2) Меры безопасности для предотвращения пожара на предприятии;
 - 3) Правила безопасности соседства при хранении материалов;
 - 4) Сценарии поведения при наступлении пожара: включение сигнализации, вызов МЧС, безопасная эвакуация;
 - 5) Эвакуационные маршруты;
 - 6) Виды противопожарного оборудования.
- Специальная подготовка персонала;
- Занятия по пожарно–техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- Проведение противопожарных тренировок с участием пожарных;

- Повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

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

Все лица, поступающие работать на Корабельную ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Занятия по пожарно–техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам. По окончании подготовки по пожарно–техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарно–технические комиссии.

8.6.4 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть надписи: “Аккумуляторная”, “Огнеопасно”, “Курение запрещено” или вывешены соответствующие знаки. На дверях должны быть установлены предупреждающие знаки “Осторожно электрическое напряжение” в соответствии с требованиями СТО 34.01.–30.1–001–2016.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ [22].

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно–вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

9 Техничко-экономические показатели

9.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	29,00	87,00	87,00	87,00	87,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	17424	52272	52272	52272	52272
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	348,48	1045,44	1045,44	1045,44	1045,44
Объем реализации электроэнергии за год	МВт·ч	17075	51266	51266	51266	51266
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1253,00	1286,00	1318,00	1349,00	1379,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб	21,395	65,870	67,509	69,097	70,634
НДС к выручке	млн.руб	3,263	10,047	10,297	10,539	10,773

Анализируя полученные результаты, представленных в таблице 9.1, можно прийти к выводу, что при установившемся объеме реализации электроэнергии, выручка продолжает расти, что дает основание утверждать о выгоды проекта Корабельной ГЭС.

9.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании [8]. Текущие расходы посчитаны с учётом реализованной электроэнергии.

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

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на

средне-срочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

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: 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 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	22,23
Прочие	274,0	23,87
Итого по ГЭС	–	46,10

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.3.

Таблице 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта (лет)	1–5	6–15	16–25	более 25
Величина, %	0,12	0,17	0,3	0,4

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	11,79
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт*ч	0,82
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт*ч	0,24
Итого	–	12,86

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 представлены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	346,76	394,49	394,49	394,49	394,49
Расходы на страхование, млн.руб.	31,14	30,99	27,20	23,41	19,63
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	31,47	46,10	46,10	46,10	46,10
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	3,89	3,87	3,40	4,15	3,48
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	8,82	12,86	12,86	12,86	12,86
Налог на воду, млн.руб.	1,18	1,20	1,20	1,20	1,20
Итого, млн.руб.	423,38	489,52	485,26	482,21	477,76

Из полученных данных следует, что значительную долю затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации будут занимать амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты, а так же в некоторой мере расходы на страхование.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 9.1.

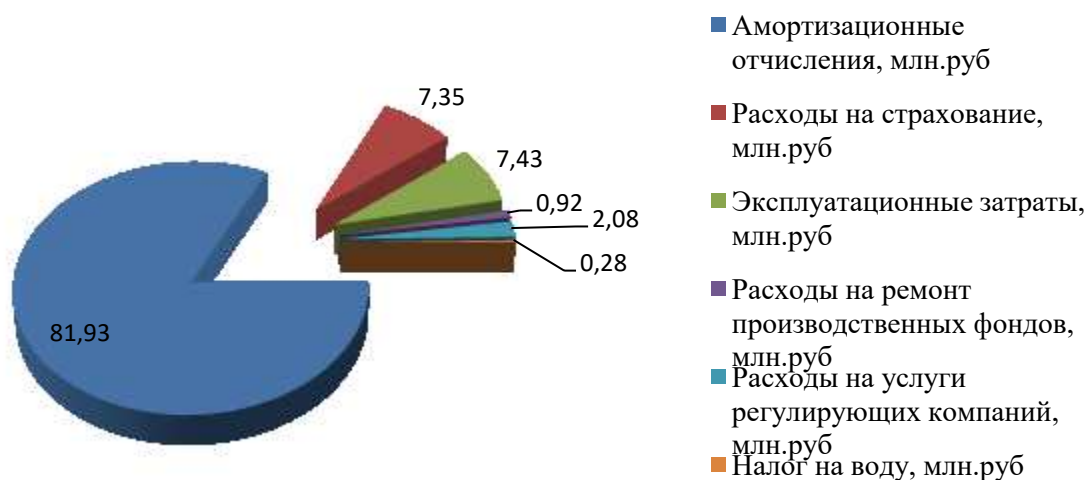


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

Из диаграммы (рис. 9.1) видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 9.5 вывод. Амортизационные отчисления занимают лидирующую позицию (81,93 %), следом идут эксплуатационные затраты (7,43 %) и расходы на страхование (7,35 %).

9.3 Налоговые расходы

Налогообложение является важным средством наполнения бюджета области и страны и осуществляется в соответствии с Налоговым Кодексом Российской Федерации [19].

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн.руб.	81,68	86,54	90,18	93,61	97,03
НДС, млн.руб.	22,80	177,94	179,85	181,54	183,23
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71
Налог на имущество, млн.руб.	47,51	38,83	30,15	21,47	12,79
Итого, млн.руб.	157,70	309,02	305,90	302,34	298,76

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на прибыль и налог на добавленную стоимость (НДС). Анализ расходов показывает, что налоговые расходы составляют внушительную часть суммарных затрат по гидроузлу.

9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	527,9	815,3	835,7	855,4	874,5
Текущие расходы, млн.руб.	423,3	489,5	485,3	482,2	477,8
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	574,1	816,5	836,9	856,6	875,7
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	133,3	326,9	355,0	384,4	412,
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	19,0	63,0	71,2	76,9	82,4
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	114,3	262,9	284,8	307,5	329,7
Ставка налога на прибыль,%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

В первые годы эксплуатации наблюдается рост годовой прибыли, обусловленной увеличением выручки от продаж электроэнергии, текущие расходы уменьшаются, ставка налога на прибыль остается неизменной. Дальнейший рост, связан с тарифом на электроэнергию и мощностью согласно сценарным условиям РусГидро [8].

9.5 Анализ денежных потоков

Анализ денежных потоков оценивается графиком Cash–Flo. Изобразим на графике укрупненные этапы проекта, график Cash–Flo представлен на рисунке 9.2.

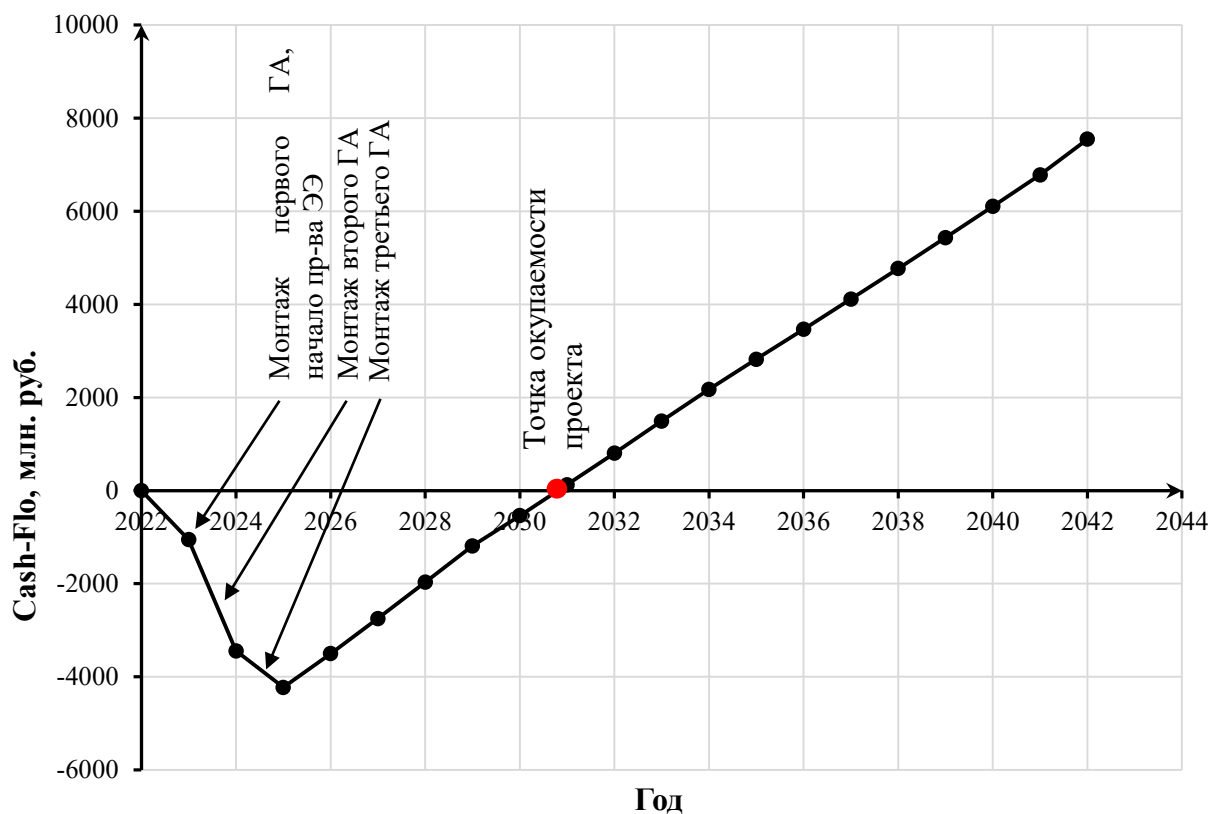


Рисунок 9.2 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Из графика видно, что по данному проекту, с начала его реализации наблюдается отрицательный денежный поток, который связан со строительными работами и приобретением оборудования вплоть до 2031 года. В начале период строительства денежный поток принимает отрицательную сторону, так как выработки энергии недостаточно покрыть капитальные вложения. Начиная с 2025 года по проекту отрицательный денежный поток начинает сокращаться и к 2031 году становится положительным – проект окупается.

9.6 Оценка инвестиционного проекта

Главная цель инвестиционного проекта заключается в целесообразности реализации проекта с точки зрения заказчика. (Выдержка из Приложения к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.») [8].

9.6.1 Методология. Исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход (NPV);
2. Индекс прибыльности (PI);
3. Срок окупаемости (PP).

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с нормативным документом [17]:

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования Корабельной ГЭС составляет 20 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 кв. 2021 года.

Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных

9.7 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта Корабельной ГЭС на реке Поной

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости – РВ, мес	104
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	305,35
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,08
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,81
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,35
Удельные капиталовложения, руб/Квт	75102,5

Из показателей эффективности следует, что доход на конец расчетного периода составит 305 млн.руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,35 руб./кВт·ч.

9.8 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 представлена в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.руб	24,75	66,30	76,14	81,83	110,19
В региональный бюджет, млн.руб	64,50	77,77	64,87	56,19	47,51
Итого налоговых поступлений, млн.руб	89,25	144,07	141,00	138,02	157,70

Строительство Корабельной ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. С момента производства электроэнергии денежные поступления в региональный бюджет значительно возрастут. Это обосновано введением новых мощностей и продаж электроэнергии и мощности.

9.9 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

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

1. Цена сбыта, представлен на рисунке 9.3;
2. Ставка дисконтирования, представлен на рисунке 9.4;
3. Объем инвестиций, представлен на рисунке 9.5.

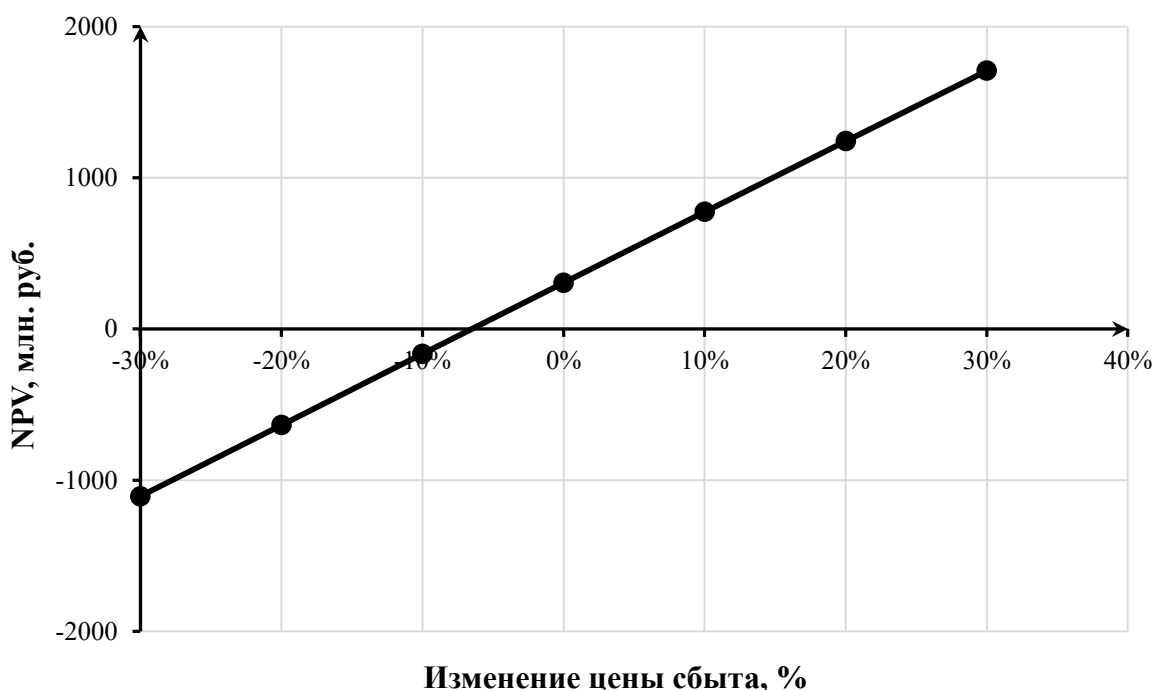


Рисунок 9.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Из графика следует, что рост цены сбыта влечет за собой прямо пропорциональный рост NPV.

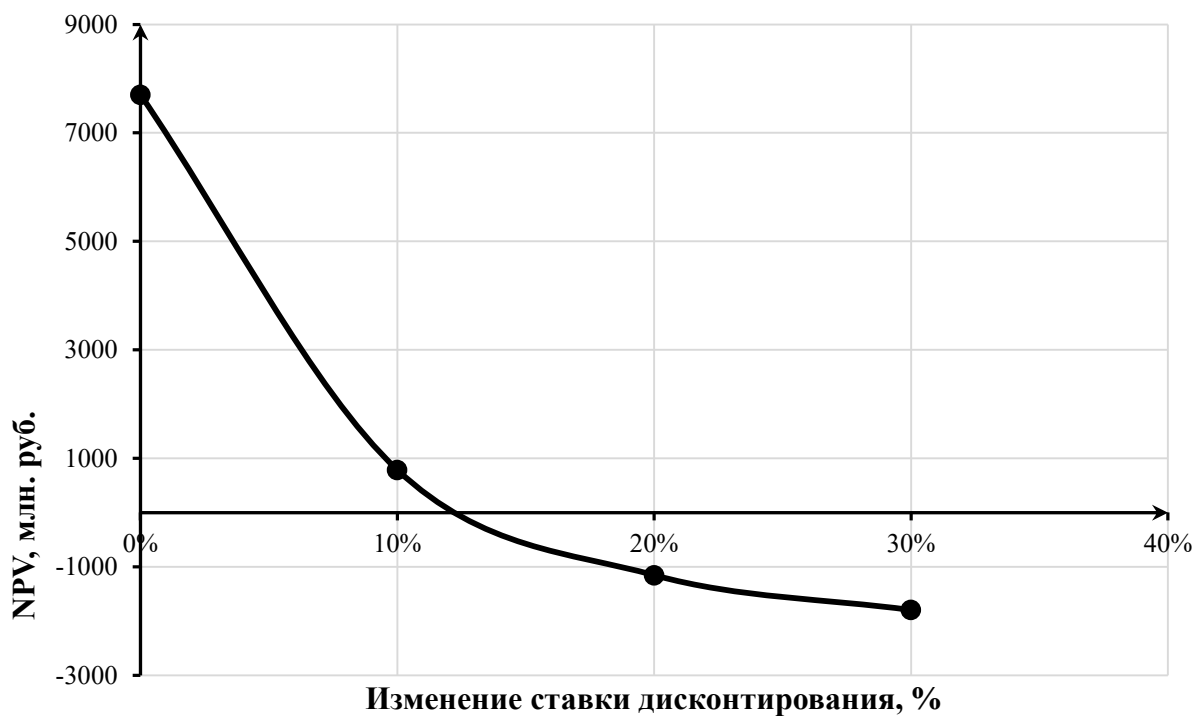


Рисунок 9.4 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Из графика следует, что рост ставки дисконтирования повлечет за собой экспоненциальное снижение NPV.

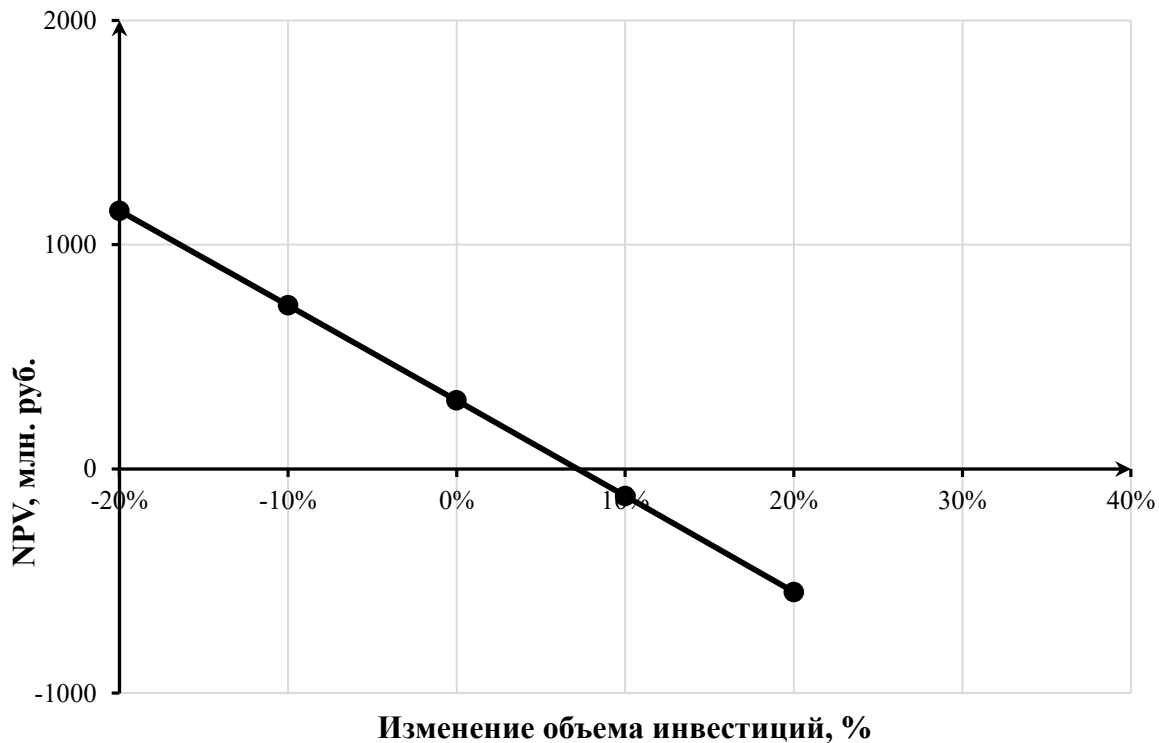


Рисунок 9.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки налогов

Из графика следует, что рост объема инвестиций влечет за собой прямо пропорциональное снижение NPV.

10 Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме

10.1 Общие сведения

Частота переменного электрического тока в сети – один из важнейших показателей качества генерируемой ГЭС электрической энергии. Электроэнергия, как товар, имеет особенность, а именно – неспособность храниться подобно продукции на складах. Она вырабатывается и потребляется в один момент. Это и характеризует частоту в энергосистеме – поддержание баланса между уровнем генерации и уровнем потребления электроэнергии. Так, если потребление электроэнергии превышает её генерацию, то частота переменного электрического тока в сети падает, если же генерация превышает потребление, частота растет. Оба случая одинаково плохи, если отклонение частоты выходит за регламентированный предел.

Причина вредного влияния отклонения частоты заключается в том, что все агрегаты, совершающие вращательное движение, рассчитываются таким образом, чтобы их наивысший к. п. д. имел место при одной вполне определенной скорости вращения, а именно при номинальной. В настоящее время агрегаты, совершающие вращательное движение, в своем подавляющем большинстве связаны с электрическими машинами.

Производство и потребление электрической энергии в основном осуществляется на переменном токе, поэтому подавляющее большинство агрегатов, совершающих вращательное движение, связано с частотой переменного тока. Действительно, как частота вырабатываемого генератором переменного тока зависит от числа оборотов турбины, так и число оборотов механизма, приводимого во вращение двигателем переменного тока, зависит от частоты.

Отклонения частоты переменного тока от номинального значения по-разному влияют на различные типы агрегатов, а также на различные приборы и аппараты, от которых зависит экономичность работы энергосистемы.

10.2 Виды регулирования

Выделяют три взаимосвязанных вида регулирования частоты:

1. первичное регулирование частоты, которое, в свою очередь, подразделяется на:

- общее первичное регулирование частоты;
- нормированное первичное регулирование частоты;

2. вторичное регулирование частоты;

3. третичное регулирование частоты.

В целом за регулирование частоты в ЕЭС России отвечает Системный Оператор ЕЭС (СО ЕЭС).

Системный оператор допускает участие энергоблоков и электростанций одновременно во всех видах регулирования при условии выполнения

требований по каждому виду регулирования независимо от одновременности участия в других видах регулирования.

10.3 Первичное регулирование

Первичное регулирование частоты осуществляется автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ) турбин. При изменении частоты вращения турбины такие регуляторы осуществляют воздействие на регулирующие органы турбины (направляющий аппарат у гидротурбины), изменяя подачу энергоносителя. При повышении частоты вращения регулятор уменьшает впуск энергоносителя в турбину, а при снижении частоты — увеличивает. Данные воздействия позволяют сохранять баланс генерации–потребления электроэнергии, уменьшая тем самым колебания частоты. Принципиальная схема регулятора частоты вращения представлена на рисунке 10.1:

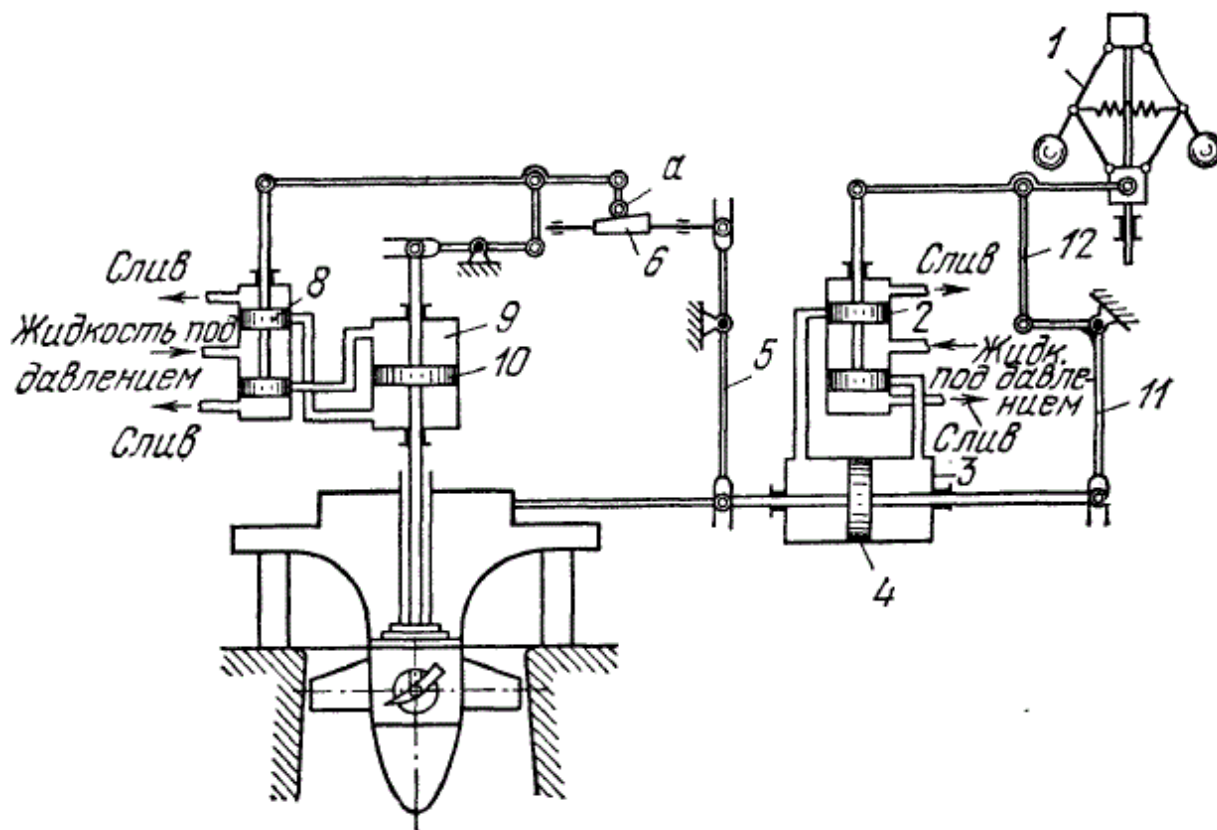


Рисунок 10.1 – Регулятор частоты вращения турбины

10.3.1 Общее первичное регулирование частоты

Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) – первичное регулирование, осуществляемое всеми электростанциями в пределах имеющихся в данный момент времени регулировочных возможностей систем первичного регулирования электростанций (энергоблоков) с характеристиками систем первичного регулирования, заданными действующими нормативами, и

имеющее целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при значительных отклонениях частоты.

Для участия в ОПРЧ генерирующее оборудование любого типа, за исключением СЭС и ВЭС, должно соответствовать следующим требованиям:

- зона нечувствительности не должна превышать 0,05 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными электрогидравлическими регуляторами, и не должна превышать 0,15 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными гидравлическими регуляторами;

- статизм первичного регулирования должен находиться в пределах 4,0–5,0%, для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами и в пределах 4,5–6,0% для гидротурбин. Регуляторы активной мощности, установленные на генерирующем оборудовании, должны быть оснащены частотными корректорами;

- «мертвая полоса» первичного регулирования в регуляторах активной мощности не должна превышать $(50,000 \pm 0,075)$ Гц.

Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ГЭС (ГАЭС) должны удовлетворять следующим требованиям:

- при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку), должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ во всем регулировочном диапазоне. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты должна обеспечиваться реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 1 мин.;

- величина и скорость реализации требуемой первичной мощности при участии в ОПРЧ гидроагрегатов ГЭС (ГАЭС) должны обеспечиваться как при работе под управлением ГРАМ, так и при индивидуальном управлении. Не допускается потеря функции участия гидроагрегатов в ОПРЧ при переходе с группового управления на индивидуальное и обратно.

Первичное регулирование осуществляется в соответствии с формулой (10.1):

$$P_{\text{п}} = -\frac{100}{S} \cdot \frac{P_{\text{НОМ}}}{f_{\text{НОМ}}} \cdot K_{\text{д}} \cdot \Delta f_{\text{р}}, \quad (10.1)$$

где $P_{\text{п}}$ – требуемая первичная мощность, МВт;

$P_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность энергоблока, МВт;

$f_{\text{НОМ}}$ – номинальная частота (50 Гц);

$\Delta f_{\text{НОМ}}$ – величина отклонения частоты, Гц;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, учитывающий динамику выдачи первичной мощности, нормированную требованиями для разного типа генерирующего оборудования;

S – статизм первичного регулирования генерирующего оборудования, %.

$$S = \frac{\Delta f_p}{f_{\text{ном}}} \cdot \frac{P_{\text{ном}}}{P_{\text{п}}}, \%, \quad (10.2)$$

Значение статизма первичного регулирования 4–6% устанавливается для обеспечения стабильной работы первичных регуляторов и для обеспечения эффективности первичного регулирования путем ограничения отклонения частоты.

10.3.2 Технические условия обеспечения мониторинга участия в ОПРЧ

Для целей оперативного контроля на каждой электростанции должен быть организован текущий непрерывный мониторинг участия каждой единицы генерирующего оборудования в ОПРЧ.

Для целей мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на электростанциях должно быть обеспечено:

1. Измерение текущей частоты вращения турбин f , Гц с точностью не хуже 0,05 Гц;

2. Измерение текущей активной мощности каждой единицы генерирующего оборудования (P , МВт) с использованием датчиков активной мощности с классом точности 0,5S, подключаемыми к измерительным цепям трансформаторов тока с классом точности 0,5 при соблюдении следующих условий:

- датчики активной мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) действующую активную мощность с интервалом усреднения 1 сек.;

- измерительные цепи датчиков активной мощности должны иметь возможность перевода на резервные трансформаторы напряжения;

- измерения активной мощности с датчиков должны передаваться с дискретностью не более 0,1 % от полного диапазона измерения датчика.

3. Измерение иных технологических параметров, применяемых для оперативного контроля и управления при участии генерирующего оборудования в ОПРЧ, с точностью, обеспечиваемой методами и средствами измерений, предусмотренными проектом генерирующего оборудования (электростанции).

4. Определение:

- Текущего отклонения частоты Δf , Гц от номинального значения:

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}}, \text{ Гц} \quad (10.3)$$

- Отклонения текущей мощности P от исходного (планового) значения P_0 (то есть текущей первичной мощности РП):

$$P_{\text{п}} = P - P_0, \text{ МВт} \quad (10.4)$$

Величина первичной мощности должна иметь требуемый знак и значение.

При фиксации недостаточной величины первичной мощности или противоположного требуемому знака первичной мощности должны быть определены и устранены в установленном порядке причины соответствующего нарушения Технических требований.

10.3.3 Нормированное первичное регулирование частоты

Нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ) — организованная часть первичного регулирования, осуществляемая выбранными для этих целей электростанциями, на которых размещены первичные резервы, подтвердившими свою готовность к участию в НПРЧ процедурой добровольной сертификации и прошедшими ценовой отбор в рамках рынка системных услуг в целях обеспечения гарантированного качества первичного регулирования и повышения надёжности энергообъединения. Нормированное первичное регулирование регламентируется группой стандартов СО ЕЭС.

Для участия в НПРЧ генерирующее оборудование любого типа должно соответствовать следующим общим требованиям:

- генерирующее оборудование должно быть оснащено системой автоматического регулирования активной мощности с частотной коррекцией;
- точность измерения частоты вращения турбины должна быть не хуже 0,01 Гц;
- точность измерения активной мощности должна быть не хуже 1 % номинальной мощности генерирующего оборудования, дискретность измерений не более 0,1 % номинальной мощности;
- нечувствительность первичных регуляторов по частоте должна быть не более 0,01 Гц, по активной мощности не более 0,3 % номинальной мощности;
- статизм первичного регулирования должен устанавливаться в пределах от 4,0 % до 6,0 % с шагом не более 0,5 %;
- зона нечувствительности по частоте должна быть не более $\pm 0,02$ Гц;
- должна быть обеспечена возможность задания «мертвой полосы» первичного регулирования в пределах до $(50,000 \pm 0,075)$ Гц;
- при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования должна быть обеспечена реализация требуемой первичной мощности, пропорциональной текущему отклонению частоты, до возврата частоты в пределы «мертвой полосы»;
- при скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования половина требуемой первичной мощности в пределах заданного резерва первичного регулирования должна быть реализована не более чем за 15 с и полностью не более чем за 30 с;
- должна быть обеспечена возможность оперативного изменения величины «мертвой полосы» первичного регулирования без отключения функции первичного регулирования;

- должна быть обеспечена возможность изменения величины статизма первичного регулирования.

Для генерирующего оборудования, привлекаемого к участию в НПРЧ, ОАО «СО ЕЭС» должны задаваться следующие параметры:

- величина резерва первичного регулирования на загрузку и разгрузку;
- величина «мертвой полосы» первичного регулирования;
- величина статизма первичного регулирования.

На генерирующем оборудовании, находящемся в работе, ввод и вывод режима участия в НПРЧ должен осуществляться оперативным изменением уставки «мертвой полосы» первичного регулирования.

10.4 Вторичное регулирование

Вторичное регулирование обеспечивает компенсацию возникающих в области регулирования небалансов мощности путем изменения мощности электростанций под воздействием центрального регулятора (автоматическое) или по командам диспетчера (оперативное) для поддержания плановых обменов мощностью между энергосистемами, восстановления заданного значения частоты (уставки), а также ликвидации перегрузки транзитных связей и сечений.

Вторичное регулирование не должно противодействовать взаимопомощи энергосистем в результате действия первичного регулирования и должно восстанавливать нарушенный баланс мощности, тем самым освобождая регулировочный диапазон первичного регулирования. При этом в отличие от первичного, вторичное регулирование действует автономно внутри своей области регулирования, восстанавливая небаланс там, где он произошёл.

Для выполнения указанных требований на электростанциях, выделенных для вторичного регулирования, постоянно должен поддерживаться вторичный резерв, достаточный для выполнения порученных функций вторичного регулирования. При этом мобилизация вторичного резерва при выполнении функций регулирования баланса (частоты, обменной мощности) должна выполняться в пределах 15 минут, а при ликвидации перегрузки транзитных связей и сечений за время не более 5 минут. Отметим, что автоматическое вторичное регулирование мобилизует резервы как правило быстрее за счёт маневренности регулирующих энергообъектов. Более того, за счёт отсутствия зоны нечувствительности по регулируемому параметру, автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков мощности начинает первым реагировать на любое изменение регулируемого параметра. За счёт этого, частота в ЕЭС в основном поддерживается достаточно в узком диапазоне (50 ± 0.02 Гц).

10.4.1 Оперативное вторичное регулирование

Оперативное вторичное регулирование осуществляется по командам диспетчера соответствующего диспетчерского центра. Все команды диспетчера по изменению активной мощности ГЭС по внешней инициативе по отношению к плановым графикам генерации рассматриваются как участие во вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

При получении команды диспетчера по изменению активной мощности ГЭС, решение об отключении и включении в работу агрегатов ГЭС принимается оперативным персоналом электростанции оперативно в соответствии с заданным соответствующим диспетчерским центром графика активной нагрузки. В этом случае, оперативный персонал соответствующей электростанции должен самостоятельно, без предварительного согласования с диспетчером соответствующего диспетчерского центра включать в работу или отключать гидрогенераторы ГЭС, ГАЭС для обеспечения заданного значения активной мощности.

Перед производством самостоятельных действий по отключению гидрогенераторов оперативным персоналом станции должен выполняться контроль достаточности резерва на загрузку или разгрузку по реактивной мощности на остающихся в работе гидрогенераторах для поддержания необходимых уровней напряжения.

Ко времени и точности реализации команд оперативного вторичного регулирования предъявляются следующие требования:

- для команд оперативного вторичного регулирования, для которых не задано время окончания исполнения команды, время набора / сброса нагрузки не должно превышать допустимое время, принятое СО на основании данных, представленных участниками оптового рынка, в соответствии с настоящими Техническими требованиями;
- для команд оперативного вторичного регулирования, для которых задано время окончания исполнения команды, время набора / сброса нагрузки не должно превышать заданное время окончания исполнения команды;
- точность набора / сброса заданной величины активной мощности на момент окончания выполнения команды должна быть в пределах, не выходящих одновременно за $\pm 3\%$ и ± 9 МВт от текущего задания;
- точность поддержания заданной величины активной мощности на каждом часовом интервале должна быть в пределах, не превышающих $\pm 3\%$ и ± 9 МВт от текущего задания (среднечасового значения), и не должна иметь флуктуаций, выходящих одновременно за $\pm 5\%$ и ± 15 МВт от заданного значения активной мощности.

Неисполнение команд оперативного вторичного регулирования не регистрируется в следующие периоды:

- работы ГЭС по командам от системы АРЧМ;

- участия ГЭС в НПРЧ и/или ОПРЧ с исчерпанием имеющегося для выполнения команды резерва при заданном составе работающих гидрогенераторов;

- отработки ГЭС команд противоаварийной автоматики;
- срабатывания на ГЭС релейной защиты.

Невыполнение диспетчерской команды не регистрируется в случае, если отклонение нагрузки ГЭС от заданной величины произошло вследствие того, что данная диспетчерская команда не могла быть исполнена, в том числе по условиям эксплуатации ГЭС (например, невозможность одновременного пуска гидрогенераторов (отсутствие индивидуальных автосинхронизаторов), неравномерность скорости загрузки гидрогенераторов по режиму работы гидроузла и т.д.).

10.4.2 Автоматическое вторичное регулирование

Целью автоматизации процесса регулирования частоты и активной мощности выступает обеспечение возможности управления режимами энергосистем в темпе процессов, происходящих в энергосистемах, в то время, как оперативное управление недостаточно эффективно. То есть основной целью автоматизации процесса является повышение быстродействия и эффективности регулирования частоты.

Создание и развитие централизованных систем автоматического регулирования частоты и мощности для автоматизации процесса регулирования частоты и перетоков активной мощности обусловлено необходимостью обеспечения эффективной параллельной работы мощных энергетических систем на линиях электропередач с относительно низкой пропускной способностью. Повышение качества регулирования частоты и перетоков активной мощности за счет использования ЦС АРЧМ, позволяет увеличить обмен мощности по межсистемным участкам при сохранении надежности параллельной работы энергосистем.

Требования к участию в АВРЧМ распространяются на ГЭС, оснащенные системами ГРАМ с частотным корректором, привлекаемые к автоматическому либо оперативному вторичному регулированию.

Под участием в АВРЧМ понимается отработка задания центрального регулятора системы автоматического регулирования режима энергосистемы по частоте и перетокам мощности (далее АРЧМ) на изменение активной мощности с заданными скоростью и точностью в пределах диапазона вторичного регулирования. Центральный регулятор при этом может работать:

- в режиме регулирования частоты или перетока как с включенными, так и отключенными автоматическими ограничителями перетоков (далее АОП);
- только с включенными АОП при отключенном режиме регулирования частоты или перетока.

Контроль участия в автоматическом вторичном регулировании осуществляется вне зависимости от заданных параметров работы центрального регулятора системы АРЧМ.

Условия подключения ГЭС к управлению от Централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (далее – ЦС (ЦКС) АРЧМ) в рамках обеспечения готовности ГЭС к участию в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности должны соответствовать Общим техническим требованиям для подключения ГЭС к ЦС

В системах АРЧМ должны использоваться интегральные (пропорционально–интегральные) регуляторы, работающие в режиме реального времени в замкнутом контуре с объектами регулирования (линии электропередачи, образующие связи области регулирования с ЕЭС, автоматизированные электростанции вторичного регулирования) и осуществляющие выявление и устранение ошибки регулирования.

Задержка в начале отработки задания от систем АРЧМ не должна превышать 5 секунд (для ГЭС, временно имеющих ограничения по скорости открытия направляющих аппаратов допускается задержка в начале отработки задания до 10 секунд).

Отработка задания вторичной мощности должна осуществляться в темпе, задаваемом системой АРЧМ, с учетом ограничений максимальной скорости изменения задания, установленных в системе АРЧМ в зависимости от количества гидроагрегатов ГЭС, подключенных к управлению от системы АРЧМ.

Динамическая погрешность в отработке заданной вторичной мощности не должна превышать 1% суммарной номинальной мощности гидроагрегатов, подключенных к управлению от системы АРЧМ.

При одновременном привлечении ГЭС к НПРЧ она должна удовлетворять требованиям СО по участию электростанций в НПРЧ, имеющим наиболее высокий приоритет.

10.5 Третичное регулирование

Для поддержания заданных величин вторичных резервов, их восстановления по мере использования в процессе регулирования во всех областях регулирования и ограничения должно осуществляться третичное регулирование, создаваться третичный резерв (на разгрузку и загрузку электростанций).

В качестве третичного резерва для восстановления регулировочных возможностей первичного и вторичного регулирования должны использоваться:

- пуск–останов резервных гидрогенераторов;
- пуск–останов, перевод в генераторный или насосный режим агрегатов гидроаккумулирующих электростанций;

- отключение (включение) потребителей с управляемой нагрузкой;
- изменение значений плановых перетоков.

Третичный резерв должен быть достаточным для обеспечения эффективного функционирования вторичного регулирования в заданном объеме при требуемом качестве регулирования, а также возмещения максимальной расчётной погрешности планирования баланса мощности, возможной задержки выхода энергоблоков из ремонта и компенсации расчётного небаланса мощности.

При планировании третичного резерва необходимо учитывать фактическое размещение всех видов резервов с целью предотвращения перегрузки связей при мобилизации резервов.

Третичное регулирование для восстановления резерва вторичного регулирования может выполняться вручную или автоматически в рамках систем АРЧМ и должно начинаться с временным упреждением, чтобы восстановление резерва вторичного регулирования предотвращало его исчерпание.

Величина третичного резерва и его размещение устанавливаются Системным оператором.

10.6 Процесс регулирования частоты в энергосистеме

Процесс регулирования частоты в ЕЭС после возникновения в энергообъединении внезапного дефицита активной мощности представлен на рисунке 10.2.

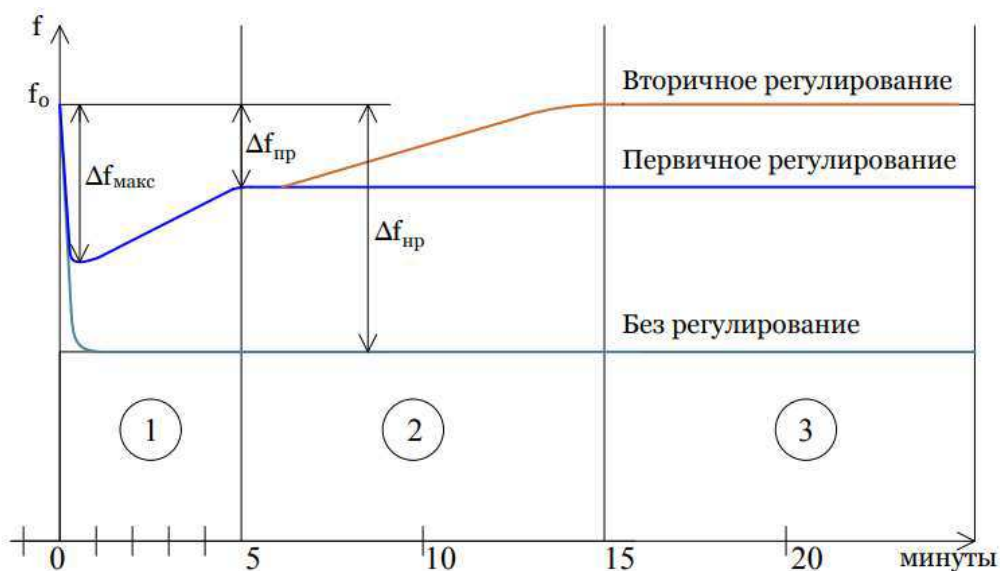


Рисунок 10.2 – Процесс регулирования частоты в ЕЭС

- 1) Ограничение ($\Delta f_{\text{макс}}$) и снижение ($\Delta f_{\text{пр}}$) отклонения частоты до безопасной величины первичным регулированием;
- 2) Восстановление нормальной частоты вторичным регулированием и ослабление действия первичного регулирования;

3) Восстановление задействованного вторичного резерва третичным регулированием.

На I стадии процесс изменения и установления частоты определяется первичным регулированием. Оно, отличаясь массовостью (в нем по мере своих возможностей участвует все электростанции и потребители энергообъединения), способно с максимальным быстродействием остановить снижение частоты и удержать частоту до вступления в действие более рационального вторичного регулирования. В увеличении эффективности первичного регулирования – одно из главных преимуществ параллельной работы; именно по этой причине большое энергообъединение обеспечивает более стабильную частоту. Без первичного регулирования частота снижается достаточно сильно, что может вызвать срабатывание АЧР и другой автоматики.

Установившийся режим первичного регулирования наступает примерно через 30 секунд. Отклонение частоты при этом зависит от величины первоначального дефицита и от эффективности первичного регулирования.

Стадия I продолжается до вступления в действие вторичного (оперативного) регулирования. В течение этого времени частоту удерживают все электростанции и потребители, участвующие в первичном регулировании.

На II стадии, после уточнения обстановки и определения рационального способа восстановления частоты, производится оперативное вторичное регулирование. При этом электростанции вторичного регулирования постепенно восстанавливают заданные значения частоты и перетоков мощности, а все электростанции (за исключением электростанций участвовавших и в первичном и во вторичного регулирования) и потребители, участвовавшие в первичного регулирования возвращаются к исходной нагрузке.

Стадия II продолжается 5–10 минут и заканчивается восстановлением заданного значения частоты. Первичный резерв по завершении II стадии обычно полностью восстанавливается автоматически и должен быть готов к последующему использованию.

Следующая III стадия характеризуется нормальными параметрами режима. На этой стадии происходит восстановление истраченного на II стадии вторичного резерва, с тем, чтобы быть готовым к последующему его использованию. Это делается в порядке третичного регулирования путем перераспределения мощности между электростанциями вторичного и третичного регулирования.

10.7 Участие Корабельной ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме

За требованием участия любого генерирующего оборудования в энергосистеме в общем первичном регулировании частоты за лишь малым исключением, проектируемая ГЭС будет принимать участие в ОПРЧ.

Диапазон регулирования гидротурбины будет выбран исходя из её эксплуатационной характеристики. Главная универсальная характеристика турбины, принятой к установке, приведена в приложении Б, рисунок Б.1.

В нормированном первичном регулировании Корабельная ГЭС участвовать не будет в связи с наличием малого количества агрегатов (3 агрегата) и малой установленной мощности (87 МВт).

Ко вторичному регулированию частоты Корабельная ГЭС так же не привлекается за наличием лишь трех гидроагрегатов, хоть по установленной мощности под такой вид регулирования и попадает (30 МВт и выше), количество ГА должно быть свыше трёх для оснащения ГЭС системой ГРАМ для возможности привлечения её к АВРЧМ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А. Ю. Выбор параметров ГЭС : Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев; Красноярский государственный технический институт, Саяно-Шушенский филиал. – Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал КГТУ, 2005. – 114 с.
2. Вода России : офиц. сайт. – URL: <http://water-rf.ru> (дата обращения 28.06.2022).
3. Водный кодекс Российской Федерации: текст с изм. и доп. на 8.12.2016 г. № 74–ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2020. – 8 дек. (№ 74). – С. 74–ФЗ.
4. Гидротехнические сооружения. Часть 1. : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н. А. Анискин [и др.]. – М. : Издательство АСВ, 2011. – 576 с. – ISBN 978-5-93093-593-6.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справ. пособие : в 2 т. / Л. Ф. Абдурахманов, Б. Н. Ананьин, Ф. В. Аносов [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – Т. 2. – 366 с. – ISBN 5-283-01961-6
6. ГОСТ Р 57114–2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно–диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно–технологическое управление. Термины и определения : нац. стандарт Российской Федерации : изд. офиц. : утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 04.10.2016 N 1302–ст. – М. : ОАО «ЕЭС России», 2017. – 19 с.
7. ГОСТ Р 56303–2014. Оперативно–диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики : нац. Стандарт Российской Федерации : изд. офиц. : утв. и введен в действие Приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 01.09.2015. – М. : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
8. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017–2042 гг. : Приказ ОАО «РусГидро». – М. : ПАО «РусГидро», 2016. – 22 с.
9. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии. Выбор параметров ГЭС суточного регулирования: учебно-методическое пособие / Е. Ю. Затеева, Н. С. Щербакова. – Сибирский федеральный университет, Саяно-Шушенский филиал. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2021. – 100 с.: ил.
10. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии : методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е. Ю. Затеева. – Сибирский федеральный университет, Саяно-Шушенский филиал. – Саяногорск; Черёмушки: Саяно–Шушенский филиал СФУ, 2012. – 12 с.
11. Каталог «Выключатели элегазовые» // ОАО ВО «Электроаппарат» : офиц. сайт. – URL: <http://www.ea.spb.ru> (дата обращения: 27.06.2022).

12. Каталог «Гидрогенераторы» // Сервис «Онлайн Электрик» : офиц. сайт. – URL: <http://online-electric.ru> (дата обращения: 27.06.2022).
13. Каталог «Ограничители перенапряжений 6–220 кВ» // «ОАО «Разряд» : офиц. сайт. – URL: <http://www.zavod-razryad.ru> (дата обращения: 27.06.2022).
14. Каталог «Разъединители» // ЗАО «ЗЭТО» : офиц. сайт. – URL: <http://www.zeto.ru> (дата обращения: 26.06.2022).
15. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» // ОАО «Свердловский завод» : офиц. сайт. – URL: <http://www.cztt.ru/main.html> (дата обращения: 27.06.2022).
16. Лыбина Т. А. Речные гидротехнические сооружения. Проектирование бетонной водосливной плотины и грунтовой плотины в составе гидроузла : методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т. А. Лыбина, Н. П. Ульянова, В. Б. Затеев. – Сибирский федеральный университет, Саяно-Шушенский Филиал. – Саяногорск ; Черемушки : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2016. – 64 с.
17. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике : утв. Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. № 24–16–1/20–113.
18. Мурманская область : офиц. сайт. – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki> (дата обращения 28.06.2022).
19. Налоговый кодекс Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117–ФЗ. Часть вторая // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2000. – 7 авг. (№ 32). – С. 32.
20. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справ. материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с. – ISBN 5-283-01086-4
21. Поной. – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki> (дата обращения 28.06.2022).
22. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. 7–е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1998. – 608 с.
23. Российская Федерация. Правительство. О внесении изменений в некоторые постановления Правительства Российской Федерации по вопросам, связанным с регулированием водных отношений, и признании утратившим силу постановления Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. № 1404 : Постановление Правительства РФ от 21 ноября 2007 г. № 800 // Правительства РФ // КонтурНорматив : сайт. – URL: <https://normativ.kontur.ru> (дата обращения: 00.00.2022).
24. Российская Федерация. Правительство. О классификации гидротехнических сооружений : Постановление Правительства РФ от 00.00.00. № 986. – М. : Правительство Российской Федерации, 2013. – 9 с.

25. СП 38.13330.2018. Нагрузки и Воздействия на ГТС : дата введения 17.02.2019 – М. : Минстрой России, 2019.
26. СП 2.1.4.1110–02. Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения : дата введения 01.06.2002 – М. : Минздрав России, 2020.
27. СП 40.13330.2012. Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 – 85. : дата введения 01.01.2013 – М. : Минрегион России, 2012.
28. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. : дата введения 01.01.2013 – М. : Минстрой России, 2012.
29. Справочник гидроэлектростанции России: справ. пособие / В. Д. Новоженин, Е. В. Невский, А. К. Вахрамеев [и др.]. – М. : Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
30. Справочник по гидравлическим расчётам : 4–е изд. / А. Д. Альтшуль, Н. В. Данильченко, А. А. Каспарсон [и др.]. – М. : «Энергия», 1972. – 312 с.
31. Стандарт организации ПАО «РусГидро». Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанции и гидроаккумулирующих электростанций / ПАО «ЕЭС России». – М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
32. СТО 70238424.27.140.014–2010. Технические системы гидроэлектростанций. Условия создания. Нормы и требования : введ. в действие 30.09.2010. – М. : НП «ИНВЭЛ», 2010. – 77 с.
33. СТО 56947007–29.240.014–2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35–750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10–750 кВ : введ. в действие 18.04.2008. – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 12 с.
34. СТО 56947007–29.240.124–2012 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–750 кВ : введ. в действие 09.07.2012. – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 34 с.
35. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта : введ. в действие 06.12.2007. – М. : ОАО ПАО «ЕЭС России», 2007. – 20 с.
36. Толстихина, Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учеб. пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Сибирский федеральный университет, Саяно-Шушенский филиал. – Саяногорск: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2010. – 180 с. – ISBN 978-5-7638-2076-8

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно–энергетические расчеты

Таблица А.1 – гидрологический ряд р. Поной за период 1940 – 1974 гг.

№ п.п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q сред. год., м ³ /с
1	1940	67	90	86	118	235	420	250	170	206	142	161	88	169
2	1941	62	53	89	114	228	176	122	160	148	88	72	65	115
3	1942	48	53	84	107	323	408	212	151	167	105	68	67	149
4	1943	43	51	77	93	177	377	215	161	147	140	125	82	141
5	1944	42	59	88	121	418	235	158	232	159	131	74	78	150
6	1945	56	75	91	105	144	414	169	127	129	97	72	73	129
7	1946	68	72	80	93	411	332	188	247	238	169	170	112	182
8	1947	69	60	79	122	1180	535	280	283	264	230	141	107	279
9	1948	60	78	84	131	680	346	182	195	186	82	84	76	182
10	1949	47	66	73	111	268	295	246	207	169	148	96	76	150
11	1950	46	69	70	84	250	507	165	284	169	121	95	89	162
12	1951	54	75	77	96	427	474	187	189	191	175	89	78	176
13	1952	53	59	73	91	326	341	160	219	192	133	113	83	154
14	1953	53	70	90	117	490	604	228	194	195	96	98	77	193
15	1954	48	62	74	118	327	441	164	174	221	162	83	81	163
16	1955	68	74	64	97	408	476	203	201	218	99	149	90	179
17	1956	57	79	82	95	279	508	265	175	176	171	113	88	174
18	1957	52	46	62	81	342	213	190	214	216	103	138	80	145
19	1958	41	44	58	77	158	172	99	126	87	53	39	31	82
20	1959	53	77	86	106	242	426	214	151	160	101	80	86	149
21	1960	74	95	106	110	445	596	367	291	233	178	153	119	231
22	1961	62	78	86	104	357	444	251	233	242	143	77	80	180
23	1962	74	69	73	123	428	416	171	175	173	97	83	87	164
24	1963	44	56	85	120	297	314	267	232	222	170	150	92	171
25	1964	57	59	90	123	417	440	284	270	240	166	148	87	198
26	1965	78	73	90	146	433	451	184	182	183	89	180	85	181
27	1966	66	70	78	88	152	329	189	150	134	110	69	65	125
28	1967	58	77	91	104	192	737	252	221	204	163	95	92	190
29	1968	79	72	83	87	210	375	160	162	183	83	87	87	139
30	1969	61	70	81	102	186	614	298	263	187	180	107	75	185
31	1970	47	51	84	96	311	611	167	191	176	101	68	66	164
32	1971	64	67	70	90	219	233	215	136	117	67	48	67	116
33	1972	74	75	89	99	329	452	245	205	169	125	77	74	168
34	1973	62	94	117	137	559	502	269	254	245	112	109	91	213
35	1974	69	53	70	101	487	512	308	192	199	142	81	79	191
Ср. мног., м ³ /с		59	68	82	106	352	421	215	200	187	128	103	81	166,8

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Расчет эмпирических кривых обеспеченности среднегодового, среднемеженного и среднеполоводного расходов

m	P, %	Q сред. год, м ³ /с	Годы	Q сред. год. меж, м ³ /с	Годы	Q сред. год. пол, м ³ /с	Годы
1	3	279	1947	99	1960	532	1947
2	6	230	1960	98	1947	434	1973
3	8	213	1973	93	1946	412	1960
4	11	198	1964	79	1969	382	1953
5	14	193	1953	78	1963	376	1974
6	17	191	1974	76	1964	371	1967
7	19	190	1967	74	1965	370	1964
8	22	185	1969	71	1948	359	1961
9	25	182	1946	71	1951	339	1955
10	28	182	1948	70	1940	338	1948
11	31	181	1961	69	1956	334	1969
12	33	181	1965	65	1954	331	1965
13	36	179	1955	65	1955	328	1972
14	39	176	1951	64	1949	324	1951
15	42	174	1956	64	1952	323	1970
16	44	171	1963	63	1943	323	1962
17	47	169	1940	61	1967	321	1956
18	50	168	1972	59	1974	315	1950
19	53	164	1962	57	1953	306	1940
20	56	164	1970	56	1973	305	1946
21	58	163	1954	56	1941	302	1942
22	61	162	1950	56	1957	300	1963
23	64	154	1952	54	1968	299	1954
24	67	150	1949	53	1950	297	1959
25	69	150	1944	53	1972	295	1944
26	72	149	1942	53	1961	280	1952
27	75	149	1959	51	1966	271	1949
28	78	145	1957	51	1962	269	1957
29	81	141	1943	50	1970	258	1968
30	83	139	1968	46	1944	253	1945
31	86	128	1945	44	1959	249	1943
32	89	125	1966	40	1942	229	1966
33	92	115	1971	40	1945	222	1971
34	94	115	1941	39	1971	197	1941
35	97	82	1958	36	1958	146	1958

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – ВЭР режима ГЭС по рабочей мощности в первой итерации

Час.	Qбыт м³/с	Qшл. м³/с	Qф, м³/с	Qисп, м³/с	Qл, м³/с	Qпол.б, м³/с	Qводх, м³/с	Qсп, м³/с	QГЭС, м³/с	Qх.сбр, м³/с	Qнб, м³/с	Vнач, км³	ΔV, км³	Vкон, км³	Zнач.ВБ, М	Zкон.ВБ, М	Zср.ВБ, М	Zнб, М	НГЭС, М	Нгэс, МВт	Нраб, МВт
9	74	0	1	0	4	69	68	34	137	0	138	0,012	0,000	0,012	59,00	58,67	58,84	17,25	41,29	49	49
10	74	0	1	0	4	69	49	34	118	0	119	0,012	0,000	0,011	58,67	58,44	58,56	16,97	41,28	42	42
11	74	0	1	0	4	69	6	34	75	0	76	0,011	0,000	0,011	58,44	58,41	58,42	16,18	41,94	27	27
12	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,012	58,41	58,58	58,49	15,13	43,07	12	По СП
13	74	0	1	0	4	69	-28	34	41	0	42	0,012	0,000	0,012	58,58	58,72	58,65	15,35	43,00	15	15
14	74	0	1	0	4	69	28	34	97	0	98	0,012	0,000	0,012	58,72	58,58	58,65	16,62	41,73	35	35
15	74	0	1	0	4	69	-6	34	63	0	64	0,012	0,000	0,012	58,58	58,61	58,60	15,91	42,39	23	23
16	74	0	1	0	4	69	-17	34	52	0	53	0,012	0,000	0,012	58,61	58,69	58,65	15,64	42,71	19	19
17	74	0	1	0	4	69	90	34	159	0	160	0,012	0,000	0,011	58,69	58,25	58,47	17,53	40,65	56	56
18	74	0	1	0	4	69	120	34	189	0	190	0,011	0,000	0,011	58,25	57,65	57,95	17,84	39,81	65	65
19	74	0	1	0	4	69	86	34	155	0	156	0,011	0,000	0,011	57,65	57,20	57,43	17,48	39,65	53	53
20	74	0	1	0	4	69	35	34	104	0	105	0,011	0,000	0,010	57,20	57,02	57,11	16,74	40,07	36	36
21	74	0	1	0	4	69	47	34	116	0	117	0,010	0,000	0,010	57,02	56,76	56,89	16,94	39,65	40	40
22	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,010	0,000	0,010	56,76	56,96	56,86	15,13	41,43	12	По СП
23	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,010	0,000	0,011	56,96	57,15	57,05	15,13	41,63	12	По СП
24	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	57,15	57,34	57,24	15,13	41,82	12	По СП
1	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	57,34	57,53	57,43	15,13	42,01	12	По СП
2	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	57,53	57,71	57,62	15,13	42,19	12	По СП
3	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	57,71	57,89	57,80	15,13	42,38	12	По СП
4	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	57,89	58,08	57,98	15,13	42,56	12	По СП
5	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	58,08	58,25	58,16	15,13	42,74	12	По СП
6	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	58,25	58,43	58,34	15,13	42,92	12	По СП
7	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,012	58,43	58,61	58,52	15,13	43,09	12	По СП
8	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,012	0,000	0,012	58,61	58,78	58,69	15,13	43,27	12	По СП

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – ВЭР режима ГЭС по рабочей мощности во второй итерации

Час.	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{пл.} , м ³ /с	Q _{ф.} , м ³ /с	Q _{исп.} , м ³ /с	Q _{л.} , м ³ /с	Q _{пол.б.} , м ³ /с	Q _{водх.} , м ³ /с	Q _{сеп.} , м ³ /с	Q _{ГЭС.} , м ³ /с	Q _{х.сбр.} , м ³ /с	Q _{нб.} , м ³ /с	V _{нач.} , км ³	ΔV, км ³	V _{кон.} , км ³	Z _{нач.ВБ.} , М	Z _{кон.ВБ.} , М	Z _{ср.ВБ.} , М	Z _{нб.} , М	H _{ГЭС.} , М	N _{гэс.} , МВт	N _{раб.} , МВт
9	74	0	1	0	4	69	66	34	135	0	136	0,012	0,000	0,012	59,00	58,68	58,84	17,22	41,32	48	48
10	74	0	1	0	4	69	44	34	113	0	114	0,012	0,000	0,012	58,68	58,47	58,58	16,89	41,39	40	40
11	74	0	1	0	4	69	0	34	69	0	70	0,012	0,000	0,012	58,47	58,47	58,47	16,05	42,12	25	25
12	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,012	0,000	0,012	58,47	58,65	58,56	15,13	43,13	12	По СП
13	74	0	1	0	4	69	-31	34	38	0	39	0,012	0,000	0,012	58,65	58,80	58,72	15,27	43,15	14	14
14	74	0	1	0	4	69	23	34	92	0	93	0,012	0,000	0,012	58,80	58,69	58,74	16,52	41,92	33	33
15	74	0	1	0	4	69	-9	34	60	0	61	0,012	0,000	0,012	58,69	58,73	58,71	15,84	42,57	22	22
16	74	0	1	0	4	69	-20	34	49	0	50	0,012	0,000	0,012	58,73	58,83	58,78	15,57	42,91	18	18
17	74	0	1	0	4	69	87	34	157	0	158	0,012	0,000	0,011	58,83	58,40	58,61	17,50	40,82	55	55
18	74	0	1	0	4	69	116	34	186	0	187	0,011	0,000	0,011	58,40	57,82	58,11	17,80	40,01	64	64
19	74	0	1	0	4	69	79	34	148	0	149	0,011	0,000	0,011	57,82	57,41	57,62	17,40	39,92	51	51
20	74	0	1	0	4	69	32	34	101	0	102	0,011	0,000	0,011	57,41	57,24	57,33	16,69	40,34	35	35
21	74	0	1	0	4	69	41	34	110	0	111	0,011	0,000	0,011	57,24	57,03	57,14	16,84	39,99	38	38
22	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	57,03	57,22	57,12	15,13	41,69	12	По СП
23	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	57,22	57,40	57,31	15,13	41,88	12	По СП
24	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	57,40	57,59	57,50	15,13	42,06	12	По СП
1	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	57,59	57,77	57,68	15,13	42,25	12	По СП
2	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	57,77	57,95	57,86	15,13	42,43	12	По СП
3	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	57,95	58,13	58,04	15,13	42,61	12	По СП
4	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,011	58,13	58,31	58,22	15,13	42,79	12	По СП
5	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,011	0,000	0,012	58,31	58,48	58,40	15,13	42,96	12	По СП
6	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,012	0,000	0,012	58,48	58,66	58,57	15,13	43,14	12	По СП
7	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,012	0,000	0,012	58,66	58,83	58,74	15,13	43,31	12	По СП
8	74	0	1	0	4	69	-36	34	33	0	34	0,012	0,000	0,012	58,83	59,00	58,91	15,13	43,48	12	По СП

Продолжение приложения А

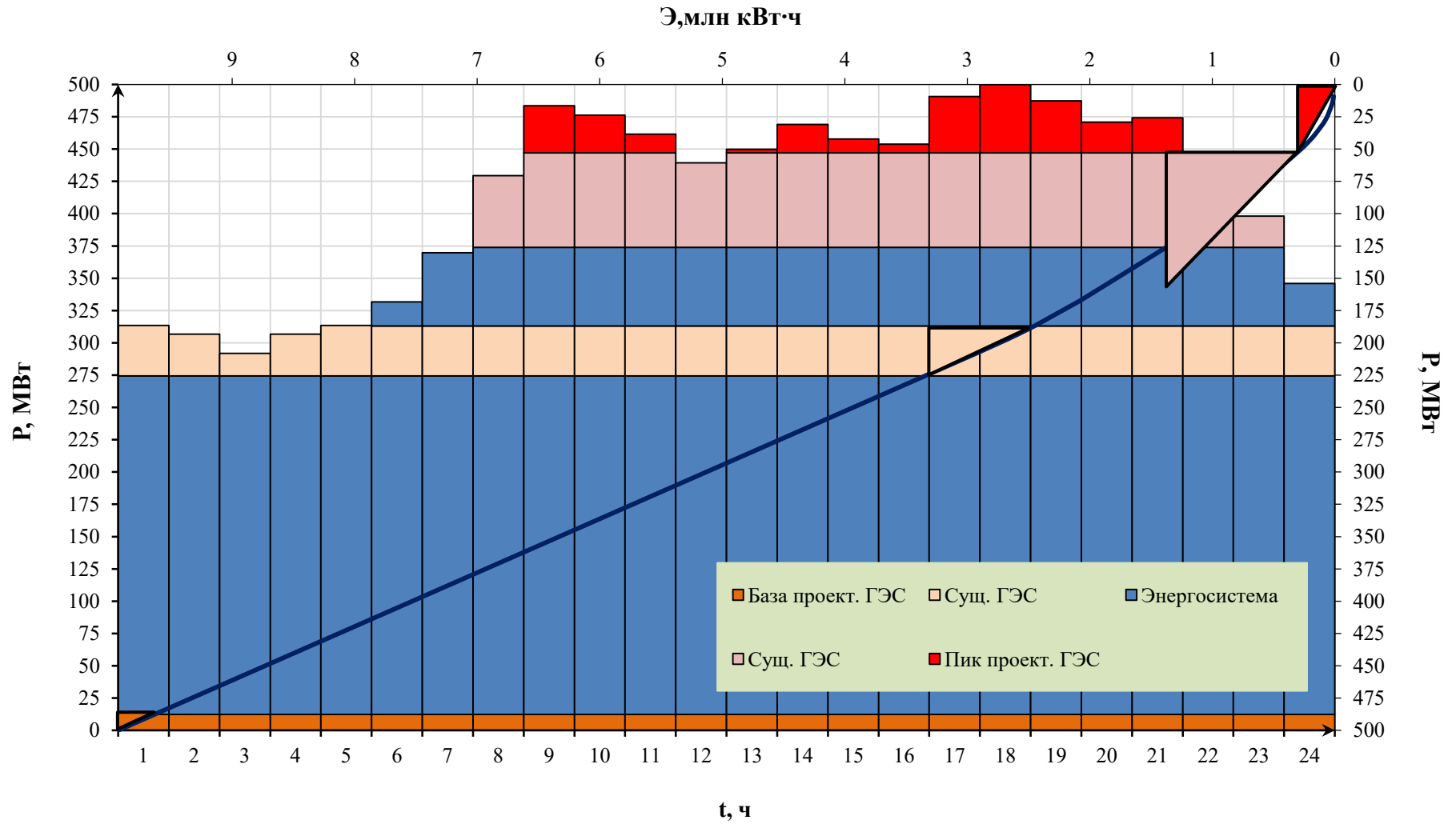


Рисунок А.1 – График нагрузки и ИКН (Январь)

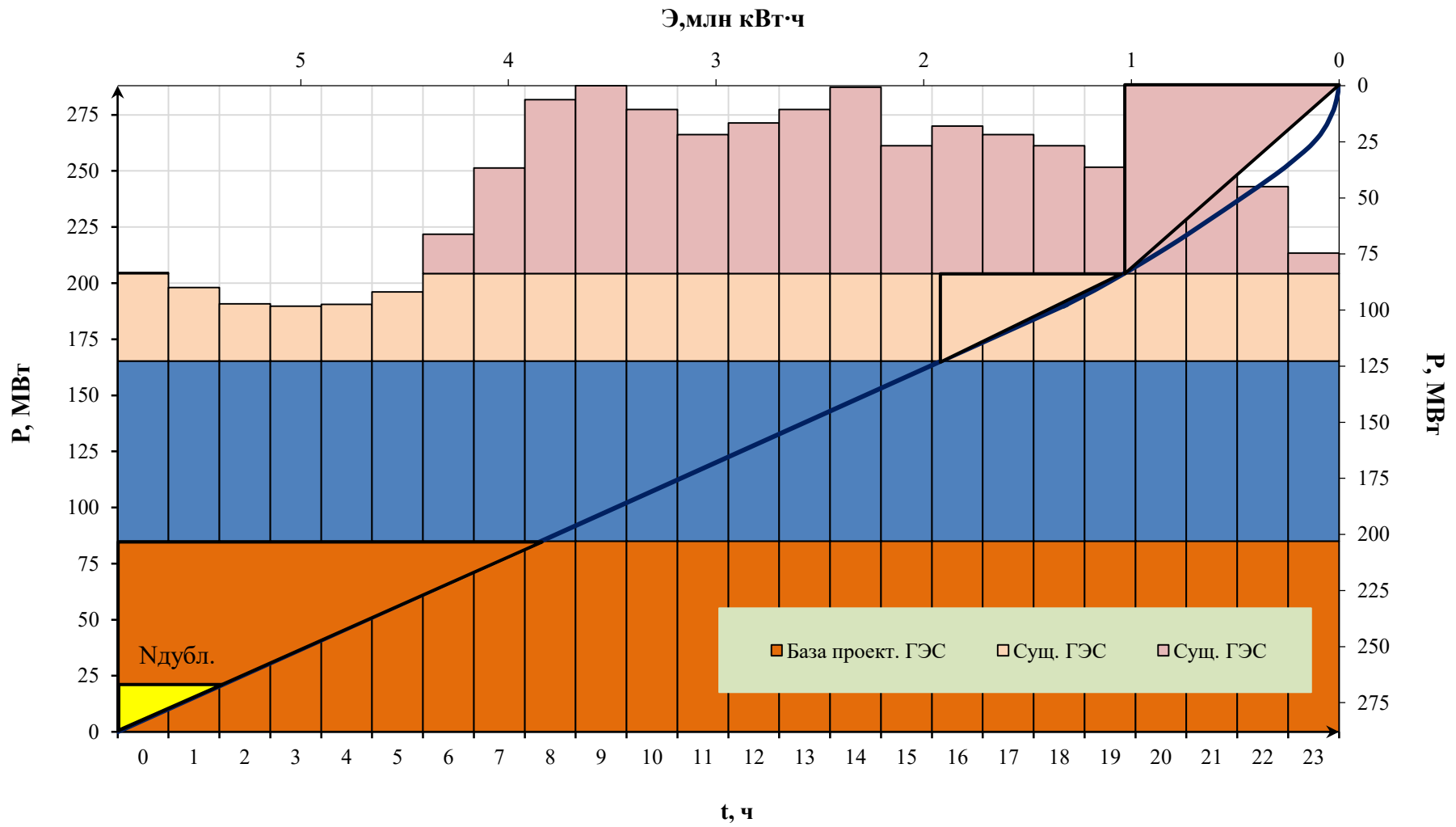


Рисунок А.2 – График нагрузки и ИКН (Июнь)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

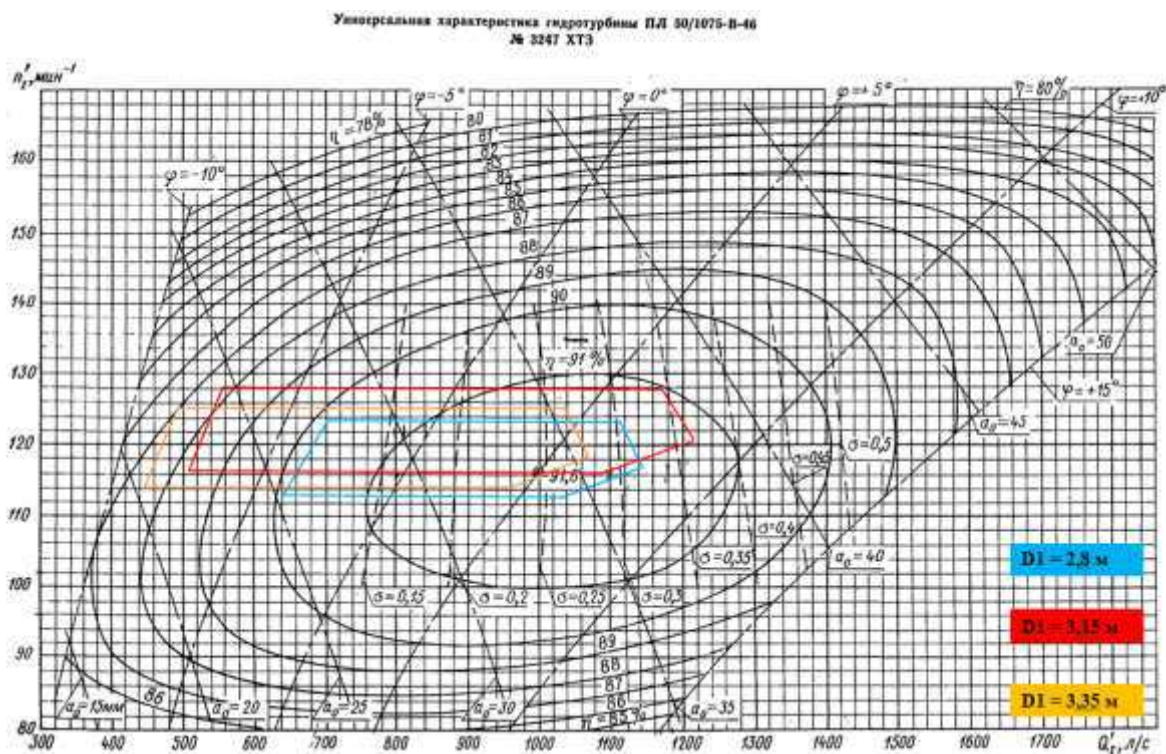


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛ50–В

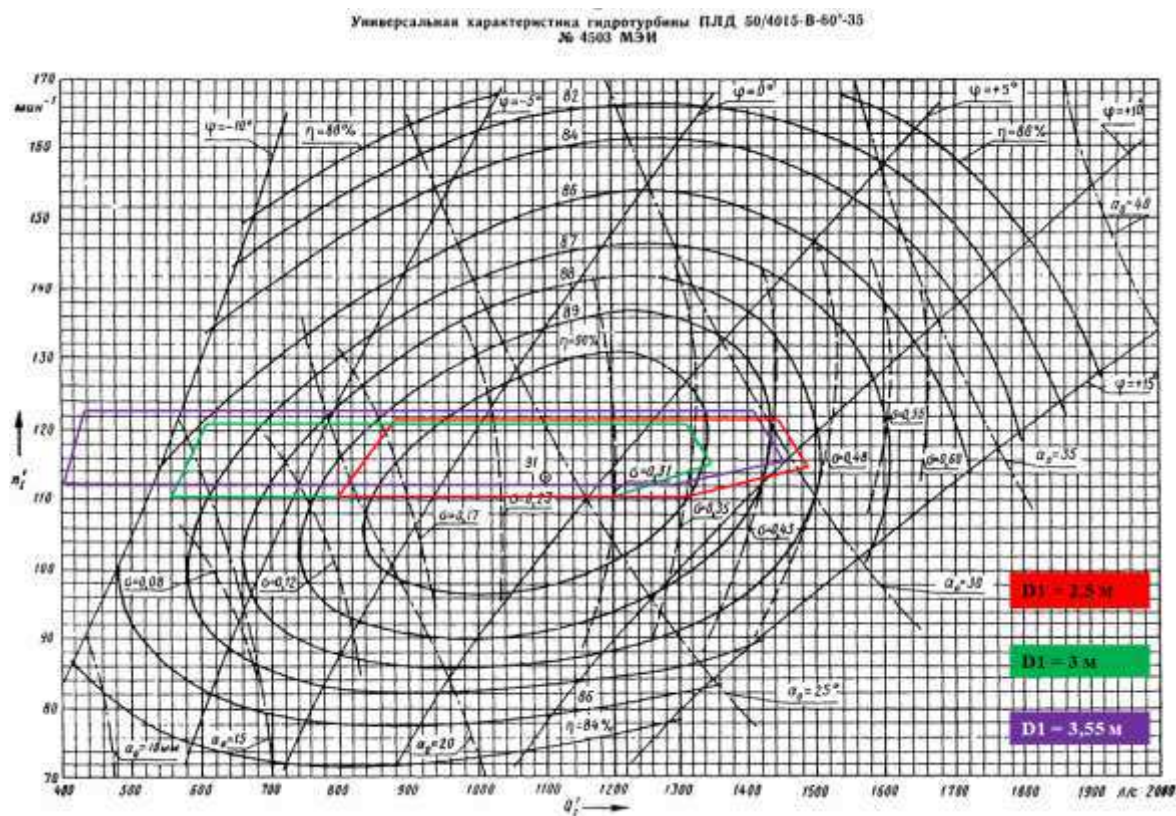


Рисунок Б.2 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛ50–В60°

Продолжение приложения Б

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46 (к универсальной характеристике № 3247 ХТЗ)

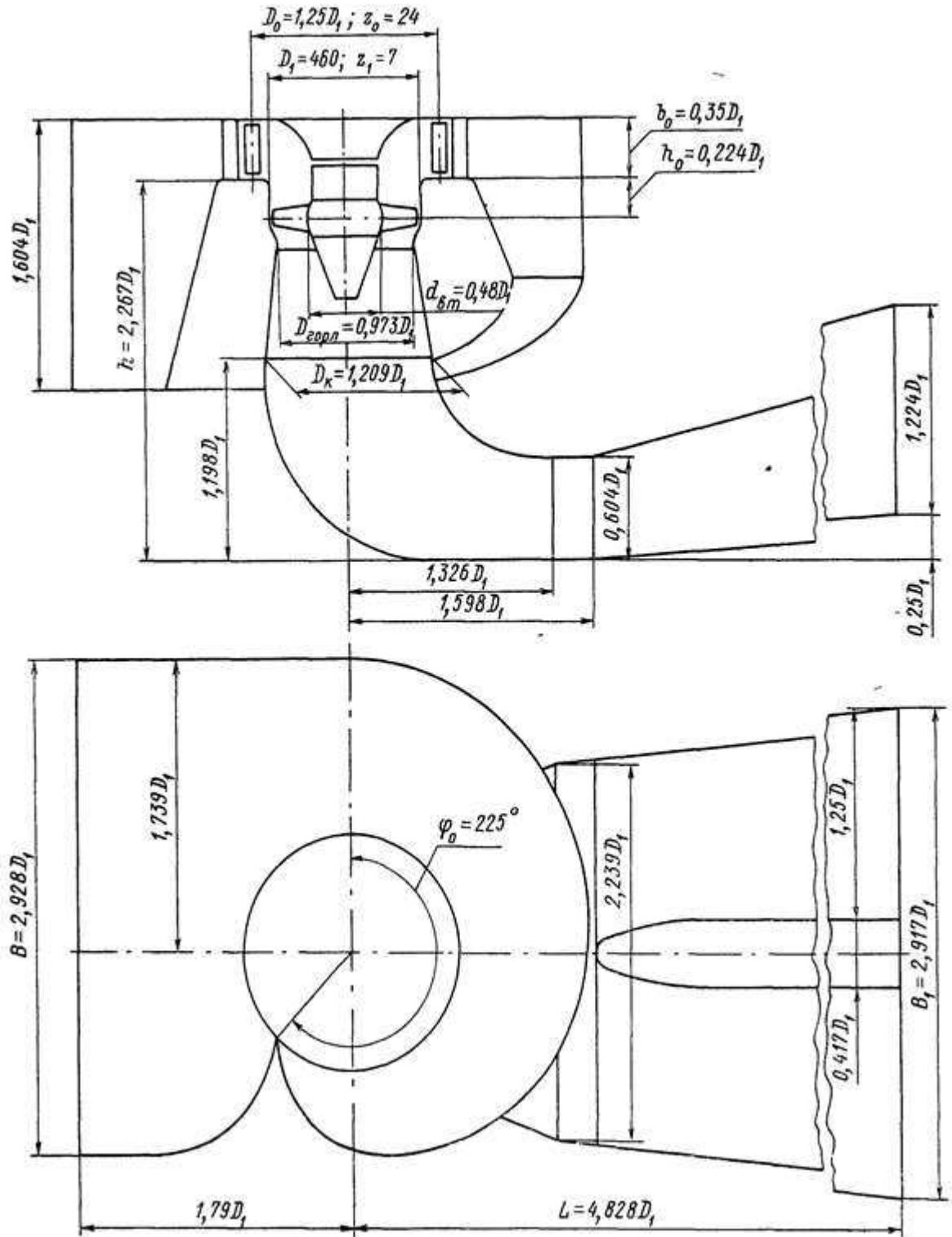


Рисунок Б.3 – Проточная часть гидротурбины ПЛ50-В

Продолжение приложения Б

Таблица Б.1 – Номенклатурные диаметры РК, осей лопаток НА, количества лопаток и размеры статоров

Номенклатурные диаметры рабочих колес D_1 , диаметры расположения осей лопаток направляющего аппарата D_0 , количество направляющих лопаток Z_0 и основные размеры статоров													
D_1 , мм	D_0 , мм	z_0	Для бетонной спиральной камеры						Для металлической спиральной камеры				
			D_b	D_a	D_4	$\sim R$	h_1	h_2	D_b	D_a	D_4	R	h
1800	2200	16	–	–	–	–	–	–	2600	3050	3300	200	210
2000	2400	16	–	–	–	–	–	–	2850	3350	3600	200	230
2250	2750	16	–	–	–	–	–	–	3200	3750	4000	200	230
2500	2900	24	3400	3900	4000	280	320	230	3300	3900	4150	250	250
2800	3250	24	3820	4380	4480	300	350	250	3720	4380	4630	250	250
3200	3750	24	4370	5000	5100	300	400	300	4260	5000	5350	300	320
3600	4200	24	4850	5000	5700	350	400	300	4800	5550	5900	350	350
4000	4650	24	5420	6200	6300	350	450	350	5320	6150	6500	350	350
4500	5250	24	6100	7000	7100	400	450	350	600	6950	7350	400	410
5000	5800	24	6750	7700	7800	400	500	400	6600	7650	8050	400	410
5500	6400	24	7450	8550	8050	500	500	400	7300	8450	8850	500	460
6000	7000	24	8150	9350	9450	500	550	450	8000	9250	9650	500	460
6500	7500	24	8850	10100	10200	600	550	450	8700	1000	10400	600	500
7000	8100	24	9200	10550	10650	600	550	500	9320	10750	11500	600	500
7500	8750	24	9850	11300	11400	600	550	500	10000	11500	12000	650	550
8000	9300	24	10450	11950	12050	600	550	500	10650	12300	12750	650	550
8500	9850	24	11150	12700	12800	600	550	500	11350	13100	13600	650	550
9000	10500	32	11800	13500	13600	600	600	550	–	–	–	–	–
9500	11000	32	12450	14250	14350	600	600	550	–	–	–	–	–
10000	11500	32	13100	15000	15150	600	600	550	–	–	–	–	–
10500	12000	32	13750	15750	15850	600	600	550	–	–	–	–	–

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Расчетные данные бетонной спиральной камеры с плоским потолком

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	5,48	5,18	4,88	4,58	4,28	3,98	3,68	3,38	3,08	2,78	2,48	2,18
b_i	3,06	2,86	2,66	2,47	2,27	2,07	1,87	1,68	1,48	1,28	1,09	0,89
r_k	3,02	2,97	2,92	2,87	2,81	2,76	2,71	2,65	2,60	2,55	2,50	2,44
$\frac{r_k}{r_a}$	1,21	1,19	1,17	1,15	1,13	1,10	1,08	1,06	1,04	1,02	1,00	0,98
$\ln \frac{r_k}{r_a}$	0,19	0,17	0,15	0,14	0,12	0,10	0,08	0,06	0,04	0,02	0,00	-0,02
$\frac{r_i}{r_a}$	2,19	2,07	1,95	1,83	1,71	1,59	1,47	1,35	1,23	1,11	0,99	0,87
$\ln \frac{r_i}{r_a}$	0,78	0,73	0,67	0,61	0,54	0,46	0,39	0,30	0,21	0,11	-0,01	-0,14
$b_i \ln \frac{r_i}{r_a}$	2,40	2,08	1,78	1,49	1,22	0,96	0,72	0,51	0,31	0,14	-0,01	-0,12
$r_k \cdot ctgy$	11,29	11,09	10,89	10,70	10,50	10,30	10,10	9,91	9,71	9,51	9,32	9,12
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln \frac{r_k}{r_a}$	2,15	1,92	1,69	1,46	1,24	1,02	0,81	0,60	0,39	0,19	-0,01	-0,21
m_i	1,96	1,76	1,56	1,37	1,17	0,97	0,77	0,58	0,38	0,18	-0,01	-0,21
J_i	2,37	2,09	1,82	1,56	1,32	1,08	0,86	0,65	0,47	0,30	0,16	0,04
φ_i	225,00	198,46	172,85	148,25	124,74	102,45	81,50	62,06	44,30	28,49	14,90	3,95
a_i	2,98	2,68	2,38	2,08	1,78	1,48	1,18	0,88	0,58	0,28	-0,02	-0,32

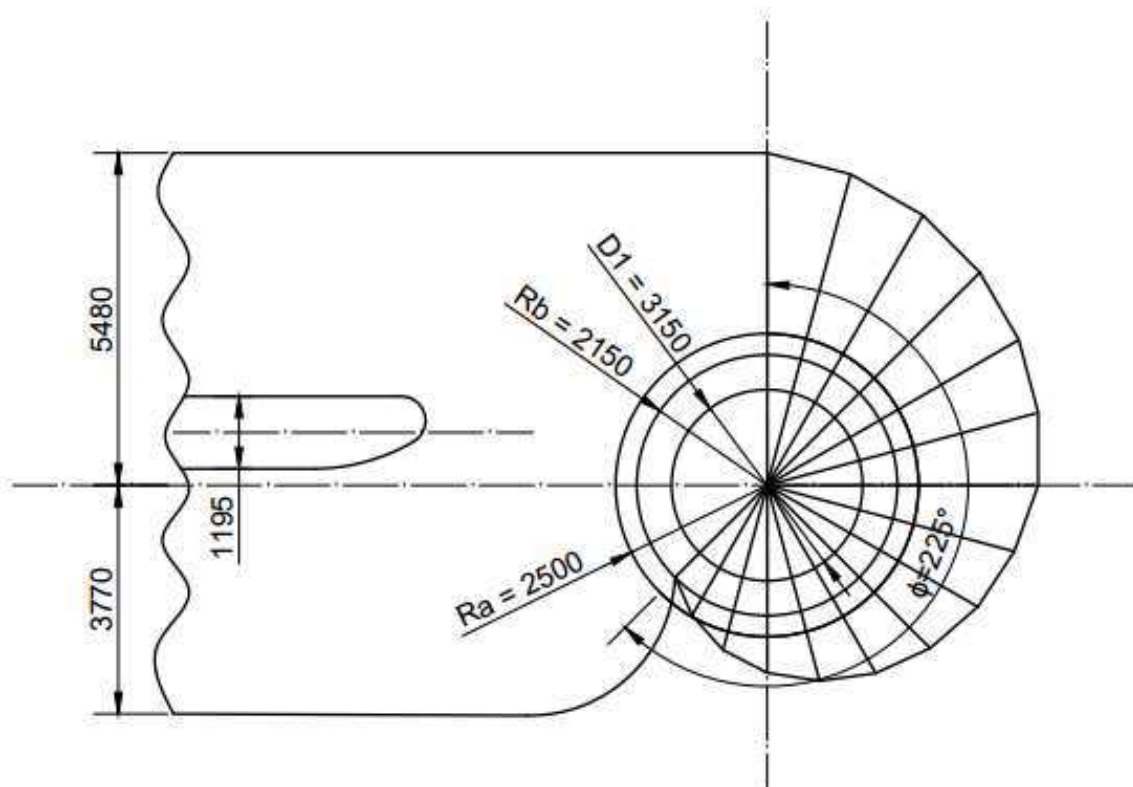


Рисунок Б.4 – Продольный разрез спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Микропроцессорные электрические защиты генератора

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,50 \cdot I_H$	2,31 А
		Коэффициент торможения, K_T	0,5	–
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$1,0 \cdot I_H$	4,43 А
		Тормозной ток, В	$2,0 \cdot I_H$	8,87 А
		Ток отсечки, $I_{отс}$	$2,0 \cdot I_H$	8,87 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	–
		t_2	U_{0G}	–
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	3	–
ЗПН	$U >$	2 степень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$
		1 степень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,12 \cdot I_H$
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,80 \cdot I_H$
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,10 \cdot I_H$
		ОТС	$I_{1отс}$	$1,22 \cdot I_{НОМ}$
ДЗ	$Z <$	1 степень	Z_I	0,10
		2 степень	Z_{II}	0,48
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_P СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,11 \cdot I_{НОМ.P}$
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,24 \cdot I_{НОМ.P}$

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений

Действие Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В- 110 и В-ТСН	Отключение ШСВ - 110	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2	+	+	+				
	U_{03}	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1				+		
			t_2						
		t_3	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2				+		
		t_3	+	+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1					+	
			t_2				+		
		t_3	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Компоновка и сооружения гидроузла

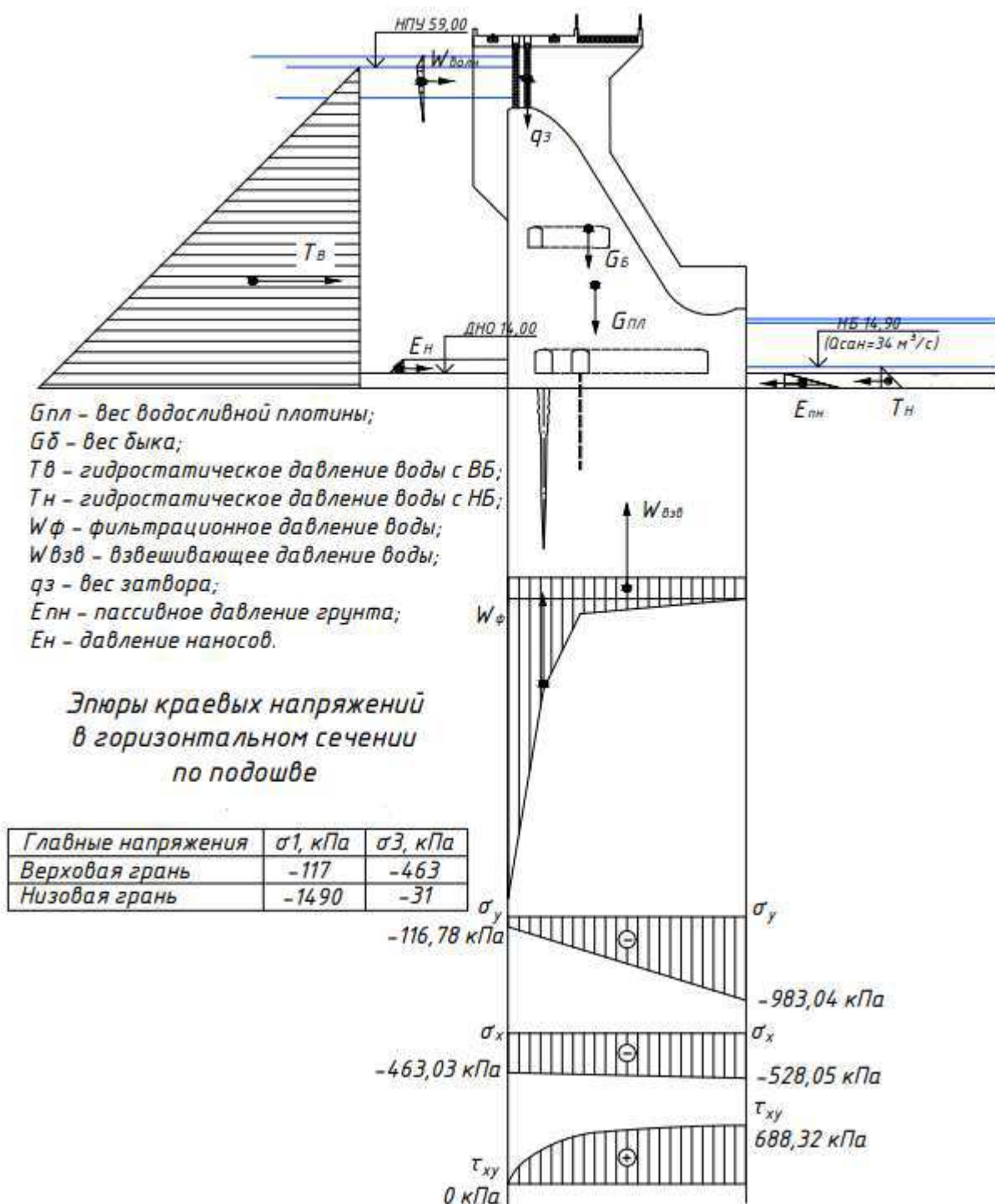



Рисунок Г.1 – Нагрузки и воздействия на водосливную плотину

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А. А. Ачитаев

подпись инициалы, фамилия

«16» 06 _____ 2022 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОРАБЕЛЬНОЙ ГЭС НА РЕКЕ ПОНОЙ.
ВИДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ. УЧАСТИЕ ГЭС В РЕГУЛИРОВАНИИ
ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ**

Начальник оперативной

службы Филиала ПАО

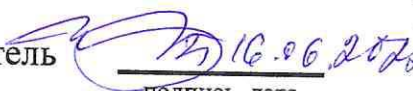
«РусГидро» –

– «Саяно-Шушенская

ГЭС имени П. С.

Непорожнего»

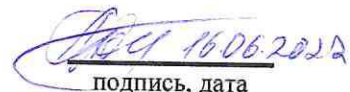
Руководитель


подпись, дата

должность

И. Ю. Погоняйченко

Выпускник


подпись, дата

К. М. Ложеницин

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Корабельной ГЭС на реке Поной. Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

Муром 28.03.22 А.А. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Зайт 29.03.22 Е.Ю. Зайцева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Рез 29.03.22 А.В. Насимкина
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Муром 28.03.22 А.А. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Варна 19.04.22 М.С. Варлашкин
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

Сур 10.06.22 С.Н. Равегина
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

Сур 15.06.22 В.А. Тагайкин
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Сур 01.04.22 В.А. Казанов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Сур 20.04.22 В.В. Лапасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Сур 17.06.22 К.Р. Семельников
подпись, дата инициалы, фамилия