

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

Кафедра Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей.
кафедра

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
код-наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОСТРОМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УНЖА. ИЗМЕРЕНИЕ
УРОВНЕЙ БЬЕФОВ, СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Руководитель _____
подпись, дата

А.М. Волошин
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Д.П. Жуков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Костромской ГЭС на реке Унжа. Измерение уровней бьефов, современные технические решения».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата

ициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

ициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

ициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

ициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

ициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

подпись, дата

ициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

ициалы, фамилия

Нормоконтроль

подпись, дата

ициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КОСТРОМСКОЙ ГЭС ГЭС	6
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Выбор установленной мощности ГЭС на основе ВЭР	9
1.1 Топографическая основа	9
1.2 Гидрологический ряд.....	9
1.3 Построение кривой обеспеченности стока в створе реки.....	9
1.4 Потери расходов.....	11
1.5 Гидравлические потери	12
1.6 Ограничения расходов по ВХК	12
1.7 Энергосистема	12
1.8 Климат	13
1.9 Рельеф.....	13
1.10 Геология	14
1.11 Кривые связи	14
1.12 Годовые графики нагрузки.....	16
1.13 ВЭР без регулирования. Перераспределение стока	18
1.14 Баланс энергии.....	19
1.15 ВЭР 90%-водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС	20
1.16 Гарантированные мощности	22
1.17 ИКН. Выбор рабочей мощности для всех месяцев	22
1.18 Расчёт резервов и определение установленной мощности.....	23
1.19 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС.....	24
2 Выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования	26
2.1 Построение режимного поля.	26
2.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	28
2.3 Расчет отметки установки рабочего колеса гидротурбины	32
2.4. Расчет и построение бетонной спиральной камеры.....	33
2.5 Расчет вала на прочность	38
2.6 Расчёт подшипника	39
2.7 Выбор гидрогенератора	40
2.8 Выбор типа маслонапорной установки.....	41
2.9 Выбор электрогидравлического регулятора	41
3 Электрическая часть	42
3.1 Исходные данные для проектирования.	42
3.2 Выбор структурной схемы ГЭС	42
3.3 Выбор блочных трансформаторов ВН	42
3.4 Выбор трансформатора собственных нужд станции.	45
3.5 Выбор количества отходящих воздушных линий.	45
3.6 Выбор главной схемы ГЭС.	46
3.7 Выбор схемы РУ ВН	47
3.8 Выбор электрических аппаратов.	50
3.9 Выбор электротехнического оборудования	51

3.10 Выбор электротехнического оборудования ОРУ 110кВ.....	52
3.11 Выбор вспомогательного оборудования	54
4 Компоновка и сооружения гидроузла.....	55
4.1 Проектирование бетонной водосливной плотины	55
4.2 Определение класса гидротехнического сооружения.....	55
4.3 Определение отметки гребня бетонной плотины	55
4.4 Гидравлические расчёты	57
4.5 Определение отметки гребня водослива.	59
4.6 Проверка на пропуск поверочного расхода	61
4.7 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	64
4.8 Расчет водобойного колодца.....	65
4.9 Расчет водобойной плиты	67
4.10 Дренаж в теле бетонной плотины	70
4.11 Разрезка бетонной водосливной плотины швами.....	70
4.12 Фильтрационный расчет.....	71
4.13 Пропуск расходов через глубинные водосбросы	72
4.14 Статические расчёты плотины.....	73
4.15 Расчёт прочности плотины.....	77
4.16 Расчёт устойчивости плотины	80
5 Устройства РЗиА.....	81
5.1 Технические данные защищаемого оборудования	81
5.2 Перечень защит основного оборудования.....	81
5.3 Расчет номинальных токов.	83
5.4 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG).	84
5.5 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))	86
5.6 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	88
5.7 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок	89
5.8 Защита от симметричных перегрузок(I1).....	92
5.9 Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <	94
5.10 Защита от перегрузки обмотки ротора	97
5.11 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	99
6 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности.....	100
6.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	100
6.2 Охрана труда.....	100
6.3 Пожарная безопасность	103
6.4 Общие сведения о районе строительства	108
6.5 Фауна	109
6.6 Флора	109
6.7 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды	109
6.8 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	111
6.9. Основные мероприятия по охране окружающей среды	111
6.10 Отходы, образующиеся при строительстве.....	112
6.11 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды	113
7 Технико-экономические показатели	115

7.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	115
7.2	Текущие расходы по гидроузлу	115
7.3	Налоговые расходы.....	118
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ..	119
7.5	Оценка инвестиционного проекта.....	121
7.6	Методология, исходные данные	121
7.7	Коммерческая эффективность	121
7.8	Бюджетная эффективность	122
7.9	Анализ чувствительности.....	122
8	Измерение уровней бьефов, современные технические решения	125
8.1	Назначение и область применения.....	125
8.2	Буйковые, поплавковые, ёмкостные уровнемеры	125
8.3	Устройство и принцип действия дальномеров	127
8.4	Устройство и принцип действия датчиков давления	128
8.5	Условия выбора устройств для измерений уровней бьефов	129
8.6	Выбор дальномеров для измерения уровней ВБ и НБ	130
8.7	Выбор датчиков давления верхнего и нижнего бьефов	131
8.8	Причины, влияющие измерения в ВБ и НБ.....	133
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	135
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	136
	ПРИЛОЖЕНИЯ А-М	144-161

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КОСТРОМСКОЙ ГЭС ГЭС

1. Наименование ГЭС: Костромская ГЭС на реке Унжа.
2. Местонахождение ГЭС: Костромская область.
3. Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 157 м³/с;
 - б) всех турбин 89 м³/с;
 - в) максимальный поверочный расход обеспеченностью 0,01%, 1117 м³/с;
 - г) минимальный 45 м³/с.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годичный;
 - б) отметки: НПУ 130,00 м; УМО 126,9 м;
 - в) объемы: полный 4 км³; полезный 2,01 км³;
 - г) площадь водохранилища 350 км².
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 16 м; б) средний 13 м;
 - в) расчетный 12 м; г) минимальный 10 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная 31 МВт;
 - б) Среднемноголетняя выработка электроэнергии 142 млн. кВт·ч.;
 - в) Число часов использования установленной мощности 4000 час.
- 8) Плотины:
 - а) левобережная глухая плотина, материал - бетон;
 - б) гравитационная водосливная плотина, материал - бетон;
 - в) станционная гравитационная плотина, материал - бетон;
 - г) правобережная глухая плотина, материал - бетон;
 - д) общая длина 225,6 м; максимальная высота 27,1 м.
- 9) Водосбросные сооружения:
 - а) тип гашения: водобойный колодец;
 - б) число и размеры пролетов 17 шт.:
 - в) общая длина 72 м;
 - г) максимальная высота 27,1 м.
- 10) Здание ГЭС:
 - а) тип здания: русловое. число агрегатов 2;
 - б) грунты в основании скальные (известняк);
 - в) тип спиральной камеры бетонная с плоским потолком;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутый;
 - д) расстояние между осями агрегатов 22,4 м;
- 11) Основное оборудование:
 - а) тип турбины ПЛ20-В-560, диаметр 5,60 м;
 - б) тип генератора ВГС 850/110-64, мощность 15,5 МВт;
 - в) частота вращения 93,8 об/мин;
 - г) тип трансформаторов ТДН 25000/110, количество 2 шт.

12) Технико-экономические показатели:

- а) период окупаемости 138 мес.;
- б) себестоимость энергии 0,04 руб/кВт·ч;
- в) удельные капитальные вложения 85870,97 руб/кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика и альтернативные источники энергии становятся все актуальнее. Сжигание нефти и угля сопряжено с большими расходами, в то время как использование энергии воды не требует затрат на топливо, средства уходят лишь на строительство и ремонт. При этом у ГЭС отсутствуют вредные выбросы, что положительно сказывается на экологии. Кроме того, ГЭС намного эффективнее как маневренная мощность для Единой энергосистемы: их можно запустить за пару минут, тогда как для запуска котлов ТЭЦ потребуются многие часы, а атомные электростанции запускаются сутками. Большинство ГЭС в России контролирует компания РусГидро, где при реформе РАО «ЕЭС России» были сосредоточены основные гидрогенерирующие активы страны. Эта компания объединяет более 70 объектов возобновляемой энергетики и по суммарной мощности электростанций является крупнейшей в России.

Россия обладает крупнейшим гидропотенциалом, полное освоение, которого позволило бы полностью отказаться от других источников электроэнергии. К сожалению, большая часть неиспользованного гидропотенциала сосредоточена в труднодоступных районах. В России на ГЭС вырабатывается почти 16% всей энергии. В настоящее время на территории страны работают 102 гидростанции мощностью свыше 100 МВт. Развитые страны уже практически полностью использовали свой гидропотенциал.

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

1 Выбор установленной мощности ГЭС на основе водно-энергетических расчетов

1.1 Топографическая основа

Целью курсового проекта является проектирование технологической части гидроэлектростанции находящейся в заданном створе. Данный створ находится вблизи г.Мантурово Костромской области, на реке Унжа.

Длина реки — 426 км, площадь водосборного бассейна — 28 900 км². Образуется слиянием Кемы и Лундонги протекает по территории Костромской области.

В верхнем и среднем течении в малую воду обнажаются небольшие перекаты, скорость течения небольшая. Правый берег почти на всём протяжении реки высокий, крутой, селения располагаются преимущественно на нём. Левый берег — более низкий, местами заболоченный, лес часто отделяется полосой кустарника. Встречаются песчаные пляжи.

1.2 Гидрологический ряд

В Приложении А, Таблице А.1 представлен исходный гидрологический ряд за 50 лет наблюдений для реки Унжа. Каждый год гидрологического ряда представлен в виде средних расходов за каждый месяц.

1.3 Построение кривой обеспеченности стока в створе реки

Целью данной операции является определение маловодного и средневодного года для дальнейших расчетов.

Взяв за основу заданный гидрологический ряд находим в каждом году месяцы с расходами выше среднего ,в таблице отмечены желтым цветом.

По данным таблиц строим эмпирические кривые обеспеченности на рисунке 1.1.

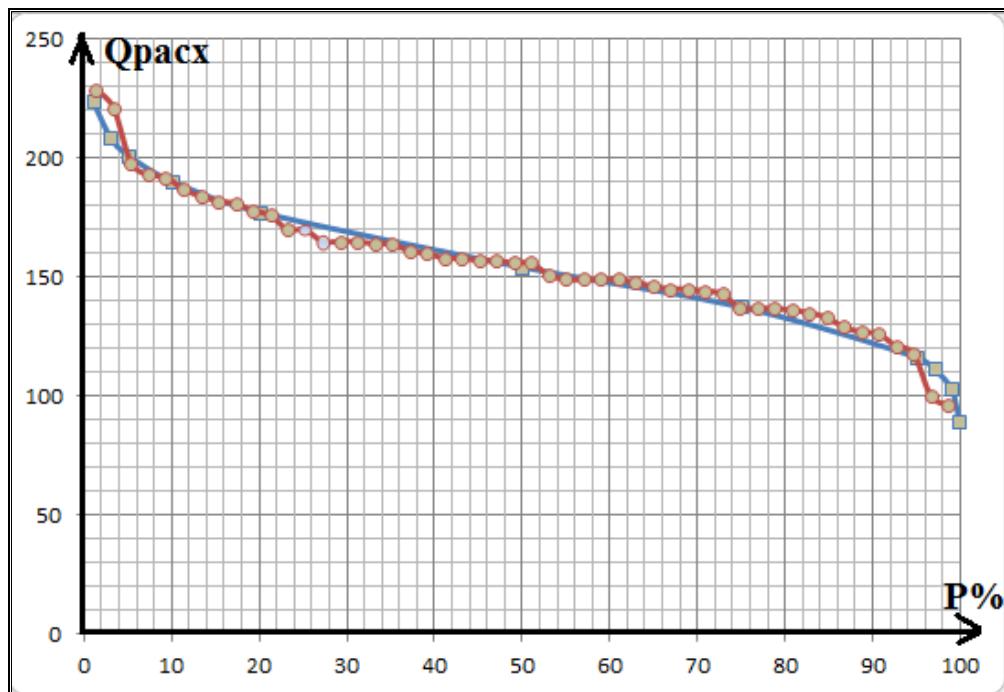


Рисунок 1.1 - Кривая обеспеченности

Из таблицы А.1 определяют маловодный и средневодный года.

Согласно методике приведения рядов к одной обеспеченности были найдены коэффициенты межени и половодья

$$k_{90\% \text{межени}}=0,87$$

$$k_{90\% \text{половодья}}=0,94$$

$$k_{50\% \text{межени}}=1,01$$

$$k_{50\% \text{половодья}}=0,94$$

Анализируя таблицы, было принято решение произвести корректировку расходов с учетом коэффициентов приведения. Умножаем месяцы, относящие к половодью на K_p , а месяцы относящие к межени на K_m приводим средневодный год к типичному.

Маловодный год 1956 год, средневодный 1961 год представлены в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 - Для маловодного года

Год $P=90\%$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год}$
1961	52	72	86	227	498	206	96	83	87	86	66	51	134
1961(пр)	45	63	75	247	543	225	84	72	76	75	57	44	134

Таблица 1.2 - Для средневодного года

Год Р=49%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1956	53	60	72	263	665	359	98	86	70	65	51	42	157
1956(пр)	52	59	71	266	672	363	96	84	69	64	50	41	157

Построим гидрограф средневодного и маловодного годов на одном графике (рисунок 1.2).

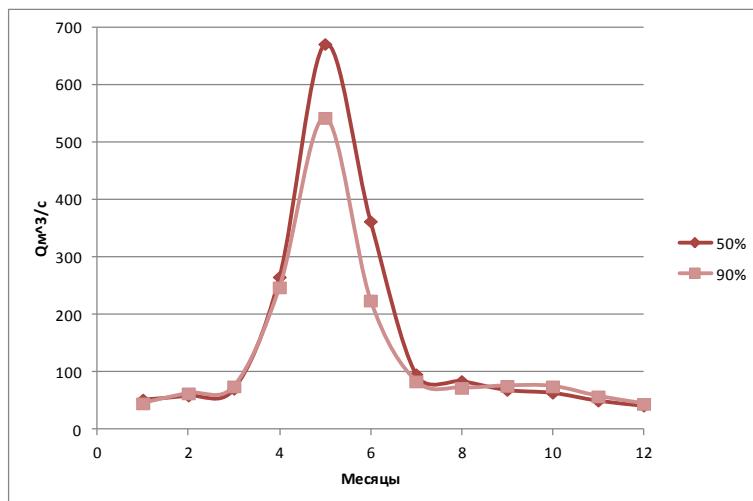


Рисунок 1.2 - Гидрограф маловодного и средневодного годов

На основе гидрологического ряда наблюдений реки «Унжа» построили кривые обеспеченности стока в заданном створе, с помощью кривой обеспеченности выбрали маловодные и средневодные годы, построили гидрографы. Гидрограф маловодного года не пересекает гидрограф средневодного.

1.4 Потери расходов

Потери расходов на испарение и льдообразование представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Потери расходов на испарение и льдообразование

Потери расходов	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
Q _{испар} , м³/с	0	0	0	1	3	1	0	0	0	0	0	0
Q _{лед} , м³/с	3	2	0	-7	-3	0	0	0	0	0	3	2
Q _{фильт} , м³/с	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

1.5 Гидравлические потери

Гидравлические потери в сороудерживающей решетке, а также скоростные потери в проточном тракте в сумме принимаем равные $\Delta h=1\text{м}$ на протяжении всего расчета.

1.6 Ограничения расходов по ВХК

Ограничения расходов по ВХК и санитарному пропуску сведены в Таблицу 1.4.

Таблица 1.4 - Ограничения расходов

Ограничения	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сент	окт	ноя	дек
$Q_{сан.п.}, \text{м}^3/\text{с}$	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
$Q, \text{ВХК}, \text{м}^3/\text{с}$	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90

1.7 Энергосистема

Проектируемая ГЭС по району расположения находится в Комстровском РДУ.

Данные по существующим суточным мощностям энергосистемы взяты с сайта системного оператора.

Данные РДУ приведены в Таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Данные РДУ

t	Р сут Мвт	
	лето	зима
0	496	344
1	494	324
2	491	311
3	477	301
4	477	298
5	471	297
6	468	313
7	468	341
8	466	374
9	466	405
10	465	421

Окончание таблицы 1.5

Р сут Мвт		
РДУ		
	лето	зима
11	458	421
12	452	414
13	441	408
14	431	408
15	424	407
16	418	400
17	406	395
18	401	394
19	391	393
20	389	392
21	382	399
22	380	397
23	380	368

1.8 Климат

Данные о характерных для района строительства значениях температур и осадков:

- 1 Средняя температура: июль 17 °, январь -11,5 °.
- 2 Количество выпадающих осадков: 550 мм/год.
- 3 Среднее количество солнечных дней в году – 124.
- 4 Летом преобладающее направление ветра северо-западное, зимой – юго-западное. Средняя скорость ветра 4,0 м/с.
- 5 Относительная влажность воздуха: 165 дней в году относительная влажность более 80%.

1.9 Рельеф

Область находится в пределах моренно-холмистой, местами заболоченной равнины. На западе — Костромская низменность, в центральной части — Галичско-Чухломская возвышенность (высота до 292 м). Вдоль нижнего течения р. Унжа — Унженская низменность. На севере — возвышенность Северные Увалы.

1.10 Геология

Территория Костромской области находится на северо-восточном замыкании Московской синеклизы, ось которой протягивается в широтном направлении через центральную часть области по линии Галич-Шарья. В пределах области известны образования архейского, протерозойского, палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Мощность осадочного чехла достигает 2200—2900 м. На размытой поверхности дочетвертичных отложений (верхняя пермь, нижний триас, средняя и верхняя юра и нижний мел) комплекс четвертичных отложений, к которым приурочено большинство разведанных месторождений строительных материалов.

1.11 Кривые связи

Значения для построения кривых связи НБ $f=H(Q)$ для зимы и лета сведены в таблицу 1.6, график кривых , а также уравнения их функции после номинальной аппроксимации представлены на рисунках 1.3, 1.4. Синим цветом отмечена кривая для зимнего периода, зеленым для летнего.

Таблица 1.6 - Значения для построения кривых связи

Q лето, м ³ /с	Q зима, м ³ /с	Zнб, м
0	0	115
220	176	117
460	368	118,2
690	552	119
930	744	119,5
1184	947,2	120
1980	1584	121
2850	2280	122

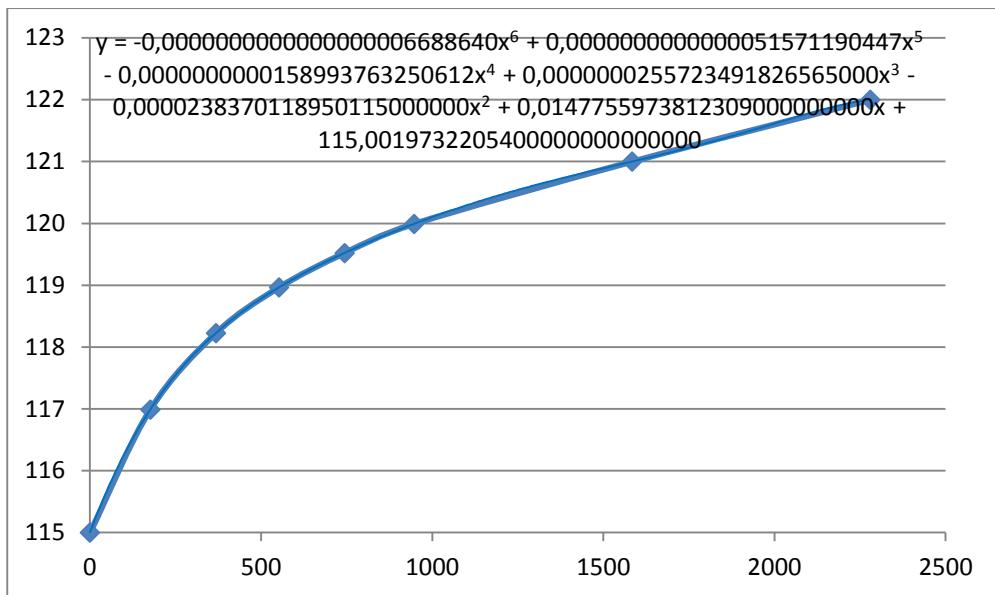


Рисунок 1.3 - График кривых связи НБ $f=H(Q)$ для зимы

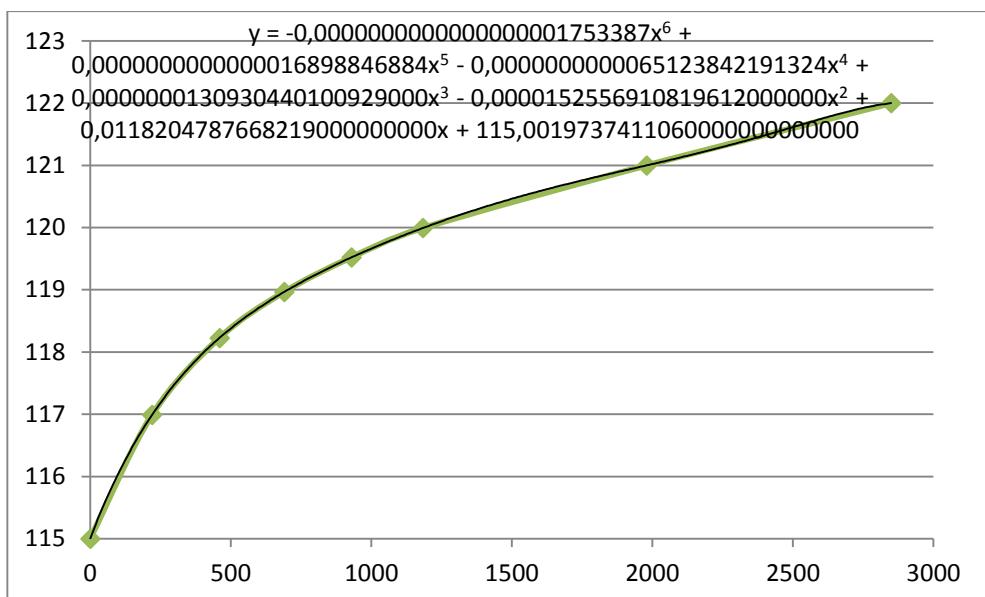


Рисунок 1.4 - График кривых связи НБ $f=H(Q)$ для лета

Значения для построения кривой связи ВБ $f=H(V)$ сведены в таблицу 1.7, график кривой, а также уравнение ее функции приведен на рисунке 1.5 .

Таблица 1.7 - Значения для построения кривой связи

Zвб, м	115	121,5	125,5	128	129,4	129,8	130
V, км ³	0	0,8	1,6	2,4	3,2	3,6	4

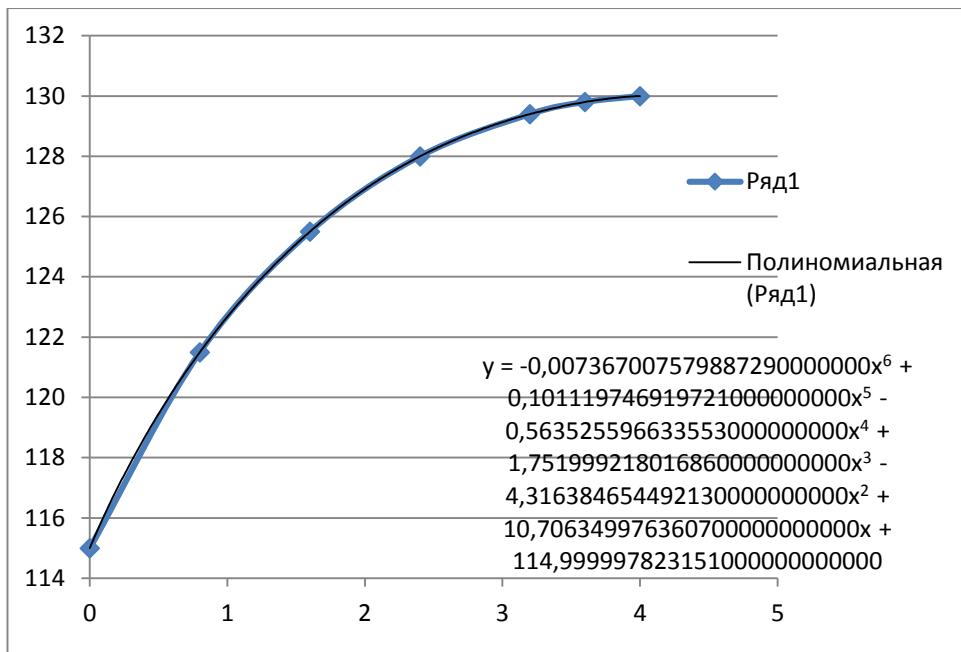


Рисунок 1.5 - Кривая связи ВБ $f=H(V)$

На начальном этапе для энергосистемы (Комстромского РДУ) строятся суточные графики. Рассмотрим суточные графики нагрузки для двух периодов: летнего и зимнего, взятые с сайта so-ups.ru.

Данные для построения графиков сведены в Приложении Б в таблице Б.1.

Суточные графики для зимы и лета совмещаются с интегральными кривыми по соответствующим осям в одном масштабе. Графики приведены в Приложении Б на рисунке Б.1.

1.12 Годовые графики нагрузки

Вторым этапом строятся годовые графики нагрузки энергосистемы. Как максимальный, так и среднемесячный.

И максимальная, и среднемесячная нагрузка неразвивающейся энергосистемы для рабочего дня каждого месяца определяются по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \left((30^\circ \cdot t - 15^\circ) \cdot \frac{\pi}{180^\circ} \right), \quad (1.1)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a, b – коэффициенты, для определения которых используются формулы – для случая максимальных нагрузок:

$$a = \frac{P_c^{max} + P_l^{max}}{2}, \quad (1.2)$$

$$b = \frac{P_c^{\max} - P_{\text{л}}^{\max}}{2}, \quad (1.3)$$

$$a = \frac{496 + 421}{2} = 458;$$

$$b = \frac{496 - 421}{2} = 37$$

-для случая среднемесячных нагрузок:

$$a = \frac{P_c^{\text{сред}} + P_{\text{л}}^{\text{сред}}}{2}; \quad b = \frac{P_c^{\text{сред}} - P_{\text{л}}^{\text{сред}}}{2}, \quad (1.4)$$

$$a = \frac{441 + 372}{2} = 407;$$

$$b = \frac{441 - 372}{2} = 35$$

Данные для построения графика максимальных нагрузок приведены в Таблице 1.8. График максимальных нагрузок энергосистемы приведен на Рисунке 1.6.

Таблица 1.8 - График максимальных нагрузок энергосистемы

Месяц	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
P _{max} , МВт	494	494	494	494	494	494	494	494	494	494	494	494

Данные для построения графика средних нагрузок приведены в Таблице 1.9. График средних нагрузок энергосистемы приведен на Рисунке 1.6.

Таблица 1.9 - График средних нагрузок энергосистемы

Месяц	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
P _{ср} , МВт	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440

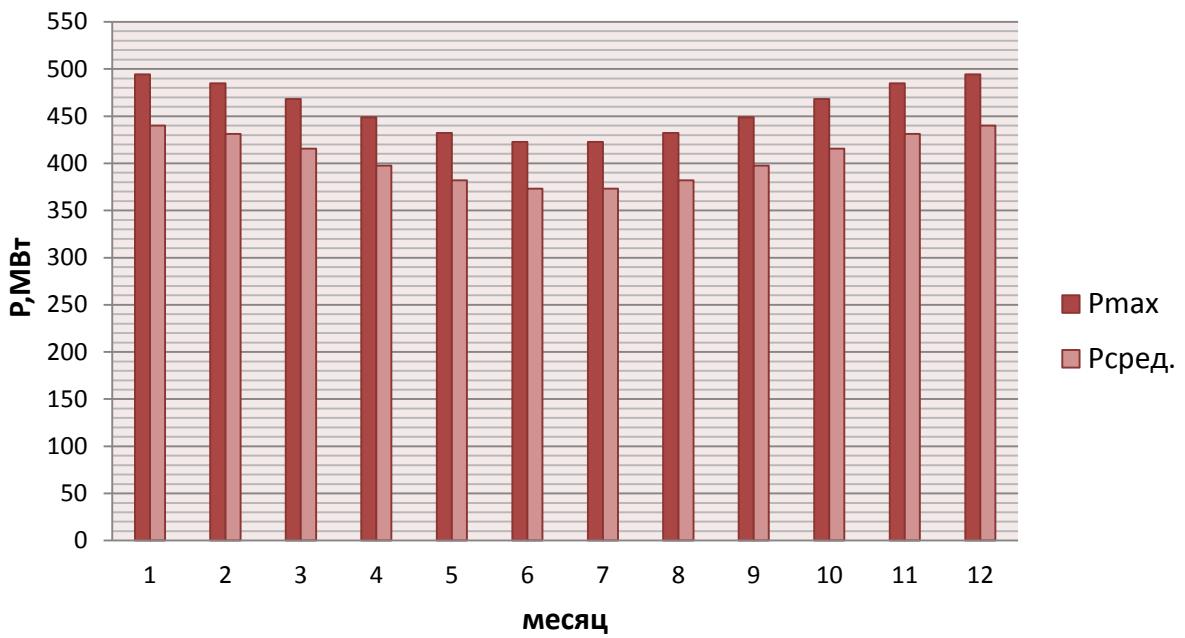


Рисунок 1.6 - График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

1.13 ВЭР без регулирования. Перераспределение стока с половодного периода на зимний период

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляются мощности на бытовом стоке для каждого месяца, по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{ПР} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (1.5)$$

где $k_N = 8,6$ - коэффициент мощности;

$Q_i^{\text{пр90\%}}$ - бытовой расход расчетного маловодного года;

$H_{ГЭС}^{\text{подв}}$ - напор нетто проектируемой ГЭС .

$$H_{ГЭС}^{\text{подв}} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (1.6)$$

где $Z_{ВБ}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ=798м;

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи;

$\Delta h = 1$ м – потери напора в водоподводящих сооружениях;

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (1.7)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ - расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Результаты расчетов сведены в Приложении В таблицу В.1:

$$\sum N_{\text{быт}} = 173 \text{ МВт}$$

$$\sum N_{\text{вхк}} = 130 \text{ МВт}$$

1.14 Баланс энергии

Полученные данные используем для размещения линии гарантированной мощности. Окончательное положение линия гарантированной мощности примет после проведения сработки-наполнения водохранилища. Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы (маловодный год) представлено на рисунке 1.7.

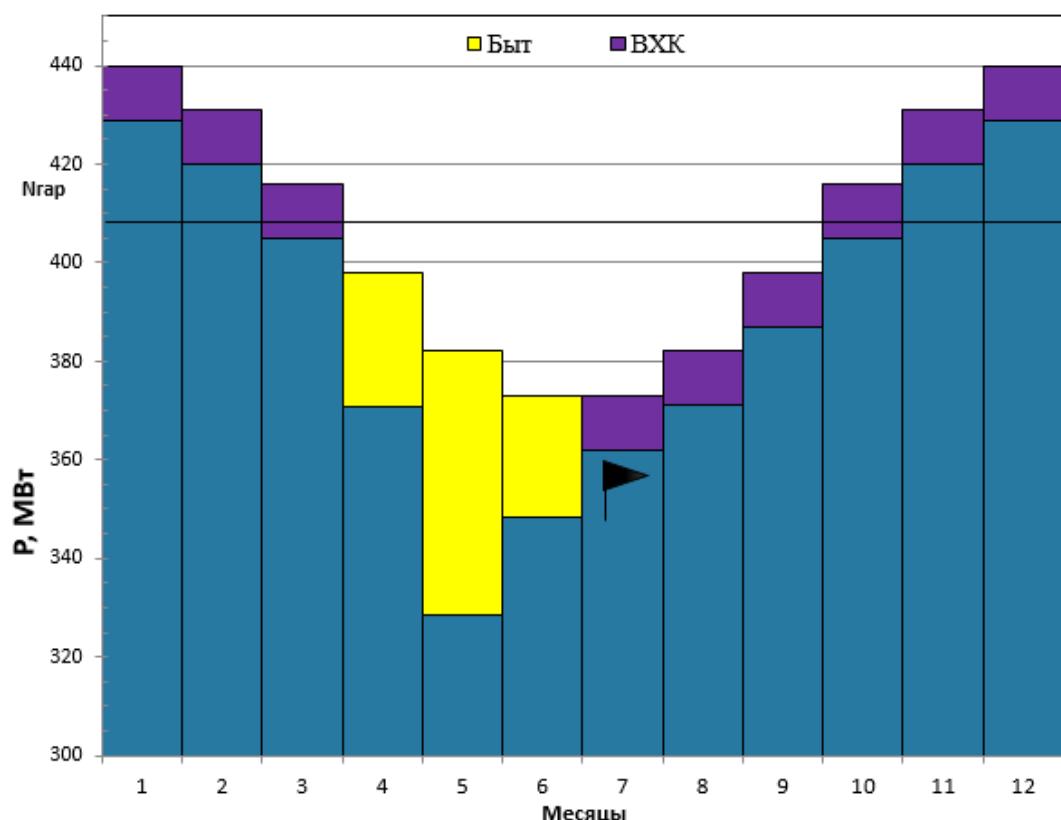


Рисунок 1.7 – Покрытие нагрузок Баланс энергии

При сравнении 2x режимов работы ГЭС (на бытовом стоке и по требованиям ВХК) из графика среднемесячных нагрузок можно определить излишки бытовой мощности в половодный период, которые распределяются на зиму таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы.

$$N_{изл} = \sum N_{быт} - \sum N_{вхк} = 173 - 130 = 43 \text{ МВт}, \quad (1.8)$$

$$N_{ГАР(Д,Я)} = 26 \text{ МВт}$$

$$N_{ГАР(Н,Ф)} = 17 \text{ МВт}$$

В данном случае излишek мощности хватило на выдачу гарантированной мощности в четырех месяцах (с ноября по февраль). В месяцы, не попавшие под регулирование, работаем по мощности ВХК. В месяцы, попавшие под регулирование, работаем на мощности равные сумме $N_{вхк}$ и $N_{изл}$ для конкретного месяца.

1.15 ВЭР 90%-водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет работы водохранилища ГЭС производится календарным методом на заданный режим среднемесячных мощностей. Обязательным условием для водоно-энергетических расчётов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчётного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища.

За начало сработки водохранилища принимается месяц после окончания половодья, в данном случае – это июнь.

Сработка водохранилища начинается при отметке НПУ=130м, при которой объем равен $V_{нач} = 4,0 \text{ км}^3$, после расчёта второй итерации получены отметка УМО=126,88 м.

Полезный бытовой приток:

$$Q_{пол} = Q_{быт} - Q_{φ} - Q_{исп} - Q_{л}; \quad (1.9)$$

Расход воды в нижний бьеф:

$$Q_{НБ} = Q_{ГЭС} + Q_{Ф}; \quad (1.10)$$

Приращение объема водохранилища:

$$\pm\Delta V_B = \pm Q_{вдх} \cdot \Delta t, \quad (1.11)$$

где $\Delta t = 30 \cdot 24 * 3600 = 2592000 \text{ с.}$

Расход воды через ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{пол} + Q_{вдхрн}; \quad (1.12)$$

Уровень воды в водохранилище, соответствующий объему ВБ, определяется по кривой связи объемов и уровней в ВБ .

Средний уровень ВБ:

$$z_{\text{ВБср}} = \frac{(z_{\text{ВБ}}^{\text{H}} + z_{\text{ВБ}}^{\text{K}})}{2} \quad (1.13)$$

Уровень нижнего бьефа, соответствующий расходу в нижний бьеф гидроузла, определяется по кривой связи расходов и уровней в НБ

Напор ГЭС:

$$Н_{\text{ГЭС}} = z_{\text{ВБ}} - z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (1.14)$$

где Δh - потери напора в подводящих сооружениях, $\Delta h = 1$ м.

Среднеинтервальная мощность ГЭС:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot Н_{\text{ГЭС}}, \quad (1.15)$$

где k_N - коэффициент мощности, $k_N = 8,6$.

Результаты первого водно-энергетического расчета работы ГЭС в маловодном году приведены в Приложении Г в таблице Г.1.

Согласно приведенным расчетам, отметка УМО принята равной 126,9, так как она является низшей за расчетный период.

График сработки-наполнения водохранилища в маловодном году представлен на рисунке 1.8

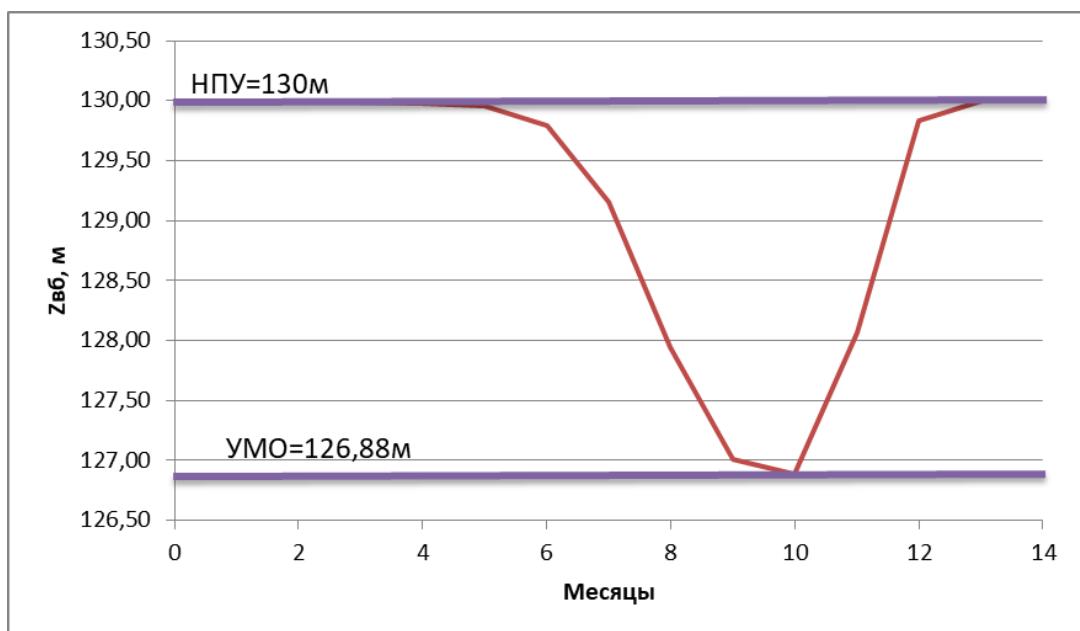


Рисунок 1.8 - График сработки-наполнения водохранилища в маловодном году

1.16 Гарантированные мощности

В результате сработки по маловодному году получили 12 мощностей .В январе и декабре работаем по гарантированной мощности 26 МВт., 12 мощностей сведем в таблицу 1.10.

Таблица 1.10 - Мощности

Месяц	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
N, МВт	26	17	11	11	11	11	11	11	11	11	17	26

1.17 ИКН. Выбор рабочей мощности для всех месяцев

Определяем рабочую мощность ГЭС в энергосистеме по условию максимального вытеснения тепловых мощностей.

Для выбора рабочей мощности для каждого месяца ,аналогично. Выполняем построение ИКН для каждого месяца, для чего на сайте системного оператора находим данные максимальной мощности для каждого месяца.

Т.к график нагрузки системы имеет симметричную форму ,нет нужды в построении 12 ИКН.

Считаем среднюю выработку для каждого месяца в таблице 1.11:

Таблица 1.11 - Средняя выработка

	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
Э,млн. КВт·ч	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,5

После, необходимо на каждую ИКН вписать среднюю выработку за каждый месяц , предварительно разбив ее на 2 или более частей для работы в базе ,пике или полуpike графика нагрузки, а также существующие ГЭС.

Выработка базовой части считается по формуле:

$$\text{Эбазы} = \frac{Q_{\min(\text{вхк})}}{2} \cdot H \cdot k_n \cdot 24 \text{ МВт·ч}, \quad (1.16)$$

где H –напор в заданный месяц.

Оставшуюся выработку считаем , как разность полной выработки за месяц и выработки в базе. Перемещая катет выработки по графику ИКН меняем рабочую мощность в месяце.

Проектируемая станция оставшейся выработкой покрывает пики нагрузки, а также обеспечивает маневрирование для поддержания частоты сети.

В Приложении Д рисунки Д.1,Д.2,Д3 представлены 3 ИКН с вписанными существующими ГЭС, а также проектируемой станцией.

Выбранные рабочие мощности сведем в таблицу 1.12.

Таблица 1.12 - Рабочие мощности

Месяц	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
Нраб, МВт	30,7	26	11	11	11	11	11	11	11	11	26	30,7

1.18 Расчёт резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчёт баланса мощностей

Величина резервов, требующихся в конкретной энергосистеме, рассчитываем по методике описанной в ([]1, стр.46) Нагрузочный резерв составляет 1,0 % от максимальной мощности энергосистемы, аварийный резерв составляет 8% от максимальной мощности энергосистемы.

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы:

$$N_{\text{уст}}^{\text{гэс}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{гэс}} + N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} + N_{\text{рез}}^{\text{авар}}, \quad (1.17)$$

где вытесняющая рабочая мощность ГЭС определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы. В данном проекте $N_{\text{выт.раб.}}^{\text{гэс}}$ определяется по первому месяцу(январю).

И для этого месяца $N_{\text{выт.раб.}}^{\text{гэс}} = 30,7 \text{ МВт}$.

Нагрузочный резерв от максимальной мощности энергосистемы составляет 1,0% и находится следующим образом:

$$N^{\text{нагр}} = \frac{N_{\text{max}}^{\text{гэс}}}{100\%} \cdot 1\% = \frac{30,7 \text{ МВт}}{100\%} \cdot 1\% = 0,31 \text{ МВт} \quad (1.18)$$

Таким образом, установленная мощность проектируемой Костромская ГЭС будет равна:

$$N_{\text{уст}}^{\text{гэс}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{гэс}} + N^{\text{нагр}} = 30,7 + 0,31 = 31 \text{ МВт} \quad (1.19)$$

Далее приступаем к построению баланса мощностей в маловодном году. Баланс мощностей системы строится на графике максимальных нагрузок и представляет собой распределение мощностей на покрытие нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Данные для построения баланса мощностей в Приложении Е таблица Е.1. Диаграмма баланса мощностей представлена на рис.1.9.

Ремонтные мощности в данной таблице рассчитываются следующим образом:

Ремонтная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{\text{рем}} = \frac{(N_{\text{выт.раб.}}^{\text{гэс}} + N_{\text{выт.раб.}}^{\text{гэс,нагр.}})}{8} = (31 + 2)/8 = 4,1 \text{ МВт} \quad (1.20)$$

Ремонтная мощность существующих ГЭС:

$$N_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{8} = \frac{490}{8} = 61 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (1.21)$$

Ремонтная мощность ТЭС:

$$N_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 = \frac{455}{4} + \frac{455}{2} = 341,2 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (1.22)$$

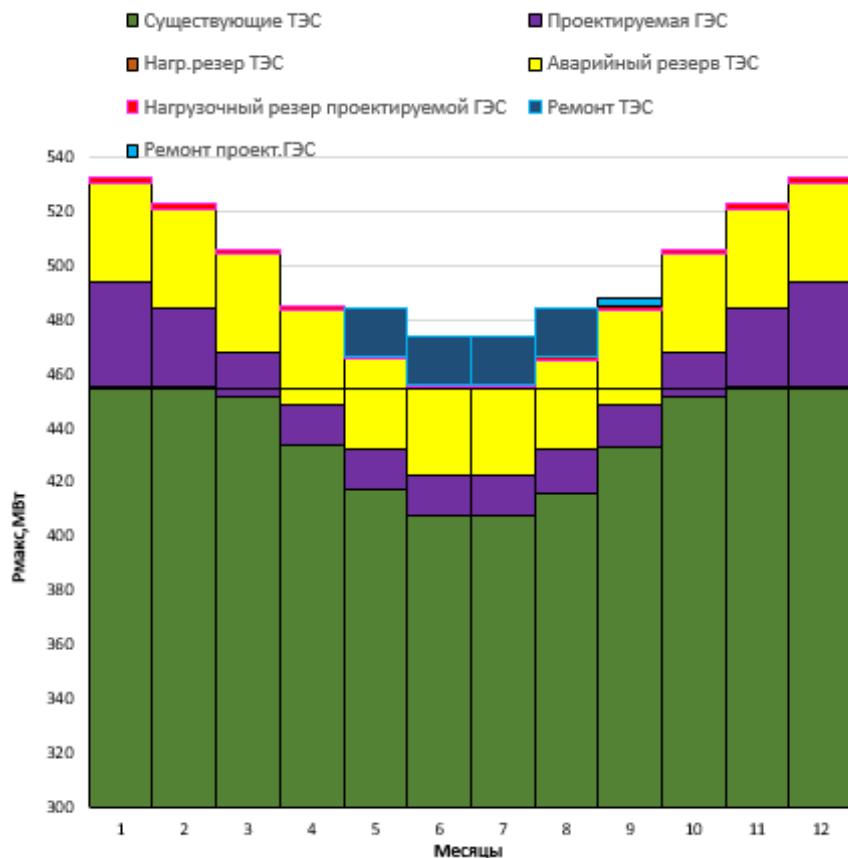


Рисунок 1.9 - Баланс мощности

1.19 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году

Целью расчета сработки-наполнения по условиям средневодного года является определение среднемноголетней выработки. Поскольку сработать водохранилище можно разными способами, то проводится не менее двух расчетов. Первый вариант: по графику сработки маловодного года с

увеличением выдаваемой мощности за счет увеличения притоков в средневодном году относительно маловодного. Второй вариант: в начале сработки выдаем мощности маловодного года, а далее работаем при более высоких напорах, чем в маловодном году теми мощностями, которые позволяют использовать всю ёмкость водохранилища. Наибольшая выработка из этих вариантов объявляется среднемноголетней выработкой ГЭС.

Водно-энергетический расчет для средневодного года выполняется аналогично маловодному. Результаты расчета представлены в приложении для первого и второго режима соответственно.

$$\sum \mathcal{E} = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \dots + \mathcal{E}_{12} \quad (1.23)$$

Среднегодовая выработка равна: $\sum \mathcal{E} = 142$ млн. кВт·ч.

По данным таблиц сработки-наполнения водохранилища, строится график изменения уровня воды в ВБ в течении года, представленный на рисунке 1.10.

Таблицы сработки представлены в Приложении Ж в таблице Ж.1.

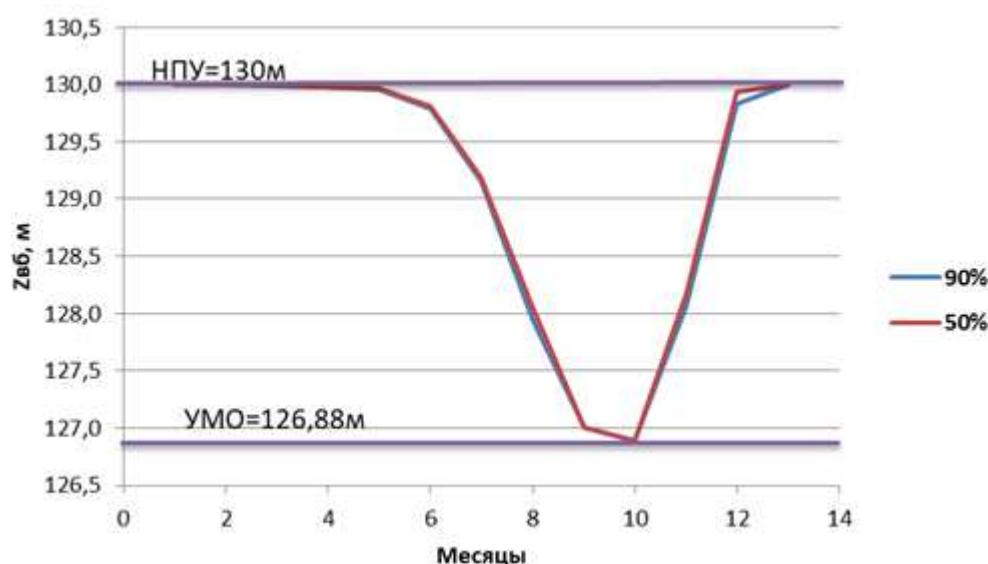


Рисунок 1.10 - График изменения уровня воды в ВБ в течении года

2 Выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования

Задача выбора основного энергетического оборудования состоит в определении его типов и параметров, которые при заданной исходной информации, выполнении всех требуемых ограничений обеспечивали бы развитие энергосистемы за счет проектируемой Павловской ГЭС с минимальными затратами на строительство.

2.1 Построение режимного поля.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса.

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{cpab}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (2.1)$$

где $z_{вб}(V_{cpab})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки V_{cpab} от НПУ до УМО;

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

Δh – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{ycm}^p = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}, \quad (2.2)$$

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \frac{\sqrt{H_{ГЭС}}}{\sqrt{H_p^N}}, \quad (2.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ - максимальная пропускная способность ГЭС.

3) Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования ВХК, который составляет:

$$Q_{ГЭС}^{min} = 90 \frac{m^3}{s}$$

Расчёт и построение режимного поля представлен в таблице 2.1 и на рисунке 2.1.

Таблица 2.1- Расчет режимного поля

Кривая связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб	Zнб,зима	H нпу	H умо	Hzb1(p)	H	Q	H	Q
0	115,00	14,8	10,9	14,0	15,0	234,8	11,0	321,7
70	115,93	13,9	10,0	13,1	14,6	242,1	10,3	311,3
140	116,67	13,2	9,2	12,3	14,1	249,8	9,6	300,5
210	117,26	12,6	8,6	11,7	13,7	258,1	8,9	289,4
280	117,74	12,1	8,2	11,3	13,2	266,9	8,2	277,8
350	118,14	11,7	7,8	10,9	12,8	276,3	7,5	265,6
420	118,47	11,4	7,4	10,5	12,3	286,4	6,8	252,9
490	118,75	11,1	7,2	10,3	11,9	297,3	6,1	239,6
560	118,99	10,9	6,9	10,0	11,4	309,0	5,4	225,4
630	119,21	10,6	6,7	9,8	11,0	321,7	4,7	210,3
700	119,41	10,4	6,5	9,6				
770	119,59	10,3	6,3	9,4				

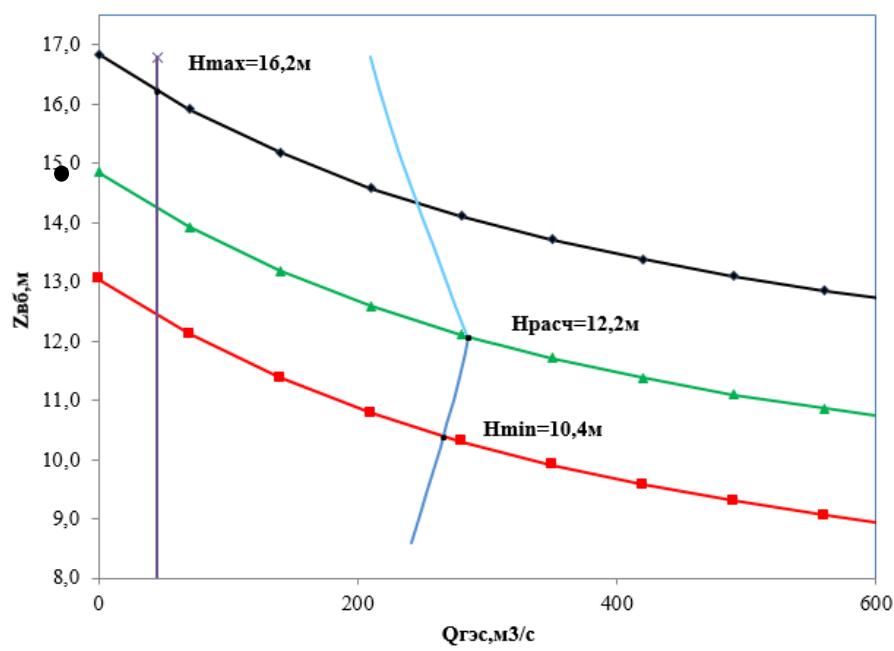


Рисунок 2.1 - Режимное поле Костромской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

- расчетный напор $H_p = 12 \text{ м}$;
- минимальный напор $H_{min} = 10 \text{ м}$;
- максимальный напор $H_{max} = 16 \text{ м}$;
- минимальный расход $Q_{ГЭС}^{min} = 90 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$.

2.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса D_1 и синхронной частоты вращения $n_{синх}$, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, гидроагрегат работал с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса. Параметры гидротурбины приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Параметры гидротурбины

Параметр	ПЛ20-В
$H_{пред, \text{м}}$	20
H_{min}/H_{max}	0,5
$n'_{Iopt, \text{мин}^{-1}}$	146
$Q'_{Iopt, \text{м}^3/\text{с}}$	1160
η_{mopt}	0,920
$\eta_{M P1}$	0,882
$Q'_{1P1, \text{м}^3/\text{с}}$	1,84
$D'1, \text{м}$	0,5
$H_{mod, \text{м}}$	10
$t_{mod, ^\circ\text{C}}$	20
$v_{mod, \text{м}^2/\text{с} \cdot 10^6}$	1,01
$v_h, \text{м}^2/\text{с} \cdot 10^6$	1,3

С помощью программы Microsoft Excel был выполнен расчет для гидротурбины ПЛ20-В, для ряда стандартных диаметров. Далее будет рассмотрен расчет для диаметра 5,6.

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_t \eta_g^{cp}}, \quad (2.4)$$

где $Q'_{1p} = 1,84$ – приведенный расход в расчетной точке;

η_t – КПД натурной турбины;
 $\eta_g^{cp} = 0,97$ – средний КПД генератора.

КПД натурной турбины η_t :

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_h}{v_m}} \right) = 1 - (1 - 0,882) \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,5}{5,6}} \sqrt[10]{\frac{10}{12,2}} \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,01}} \right) = 0,914 \quad (2.5)$$

где η_m – КПД модельной турбины;

D_{1m} – диаметр модельной турбины;

H_m – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p^N – расчетный напор натурной гидротурбины;

v_m, v_h – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий t_h и t_m ;

$\varepsilon=0,75$ – коэффициент, выражющий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (значение для поворотно-лопастной турбины).

Тогда мощность агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot 1,84 \cdot 5,6^2 \cdot 12,2 \sqrt{12,2} \cdot 0,914 \cdot 0,97 = 21,17 \text{ МВт},$$

Предварительно число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{уст}^p}{N_a} = \frac{31000}{21170} = 1,46 \quad (2.6)$$

где $N_{уст}^p = 31 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность проектируемой Костромской ГЭС.

Получившееся число было округлено в большую сторону. Принято $Z_a=2$. Получена уточненная мощность гидроагрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a} = \frac{31000}{2} = 15,5 \text{ МВт}, \quad (2.7)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 146 \cdot \frac{\sqrt{12,2 \cdot 1,04}}{5,6} = 92,7 \text{ об/мин}, \quad (2.8)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

$$\Delta = \frac{\eta_t}{\eta_m} = \frac{0,914}{0,882} = 1,04 \quad (2.9)$$

где Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

Принято ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения $n_c = 93,8$ об/мин.

На следующем этапе работы были нанесены на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие рабочим напорам турбины. Для этого определены три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (2.10)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;
 H – напор на станции, соответствующий H_{max} , H_p и H_{min} .

Для H_{max} :

$$n'_I = \frac{93,8 \cdot 5,6}{\sqrt{16,2 \cdot 1,037}} = 130,2$$

Для H_p :

$$n'_I = \frac{93,8 \cdot 5,6}{\sqrt{12,2 \cdot 1,037}} = 147,7$$

Для H_{min} :

$$n'_I = \frac{93,8 \cdot 5,6}{\sqrt{10,4 \cdot 1,037}} = 160$$

Следующий этап – нахождение произведения приведённого расхода в расчётной точке на КПД.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma cp}} = \frac{15500}{9,81 \cdot 5,6^2 \cdot 12,2^{1,5} \cdot 0,97} = 1,232 \quad (2.11)$$

Для линии ограничения по генератору:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma cp}} = \frac{15500}{9,81 \cdot 5,6^2 \cdot 16,2^{1,5} \cdot 0,97} = 0,805, \quad (2.12)$$

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{90}{1 \cdot 5,6^2 \cdot \sqrt{10,4 \cdot 1,037}} = 0,87, \quad (2.13)$$

где $Q_{min} = 90 \text{ м}^3/\text{с}$ – минимальный расход через станцию,
 $n=1$ – количество агрегатов, обеспечивающих минимальный расход.

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{90}{1 \cdot 5,6^2 \cdot \sqrt{16,2 \cdot 1,037}} = 0,70 \quad (2.14)$$

Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ20-В приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - параметры гидротурбины ПЛ20-В

$D_1, \text{м}$	4,00	4,50	5,00	5,60	6,00	6,30	7,10
η_t	0,910	0,912	0,913	0,914	0,915	0,916	0,917
$N_{\text{агр.}}, \text{МВт}$	10,8	13,6	16,9	21,2	24,3	26,8	34,1
$Z'a, \text{шт.}$	2,88	2,27	1,84	1,46	1,27	1,16	0,91
$Za, \text{шт.}$	3,0	3,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
$N_{\text{агр уточн. МВт}}$	10,33	10,33	15,50	15,50	15,50	15,50	15,50
Δ	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
$n'_{\text{c}}, \text{об/мин}$	129,52	115,22	103,76	92,71	86,57	82,47	73,23
$n_{\text{синх об/мин}}$	130,40	115,40	107,10	93,80	88,20	83,30	75,00
$n'_{\text{I при }} H_{min}, \text{об/мин}$	159,21	158,38	163,21	159,99	161,11	159,72	161,95
$n'_{\text{I при }} H_{max}, \text{об/мин}$	146,99	146,23	150,69	147,71	148,75	147,47	149,53
$n'_{\text{I при }} H_p, \text{об/мин}$	127,56	126,90	130,77	130,20	129,09	127,98	129,76
$Q'_I \cdot \eta$	1,61	1,27	1,54	1,23	1,07	0,97	0,77
$Q'_I \cdot \eta \text{ при } H_{max}$	1,05	0,83	1,01	0,80	0,70	0,64	0,50
$Q'_I \text{ при } H_{min} \text{ л/с}$	1,72	1,36	1,10	0,87	0,76	0,69	0,54
$Q'_I \text{ при } H_{max} \text{ л/с}$	1,38	1,09	0,88	0,70	0,61	0,55	0,44

В зависимости от значений количества агрегатов, расположения зон работы на ГУХ, частоты вращения и значений $Q'_I \cdot \eta$ для построения зон работы гидротурбины ПЛ20-В были выбраны диаметры рабочих колес $D_1=5\text{м}; 5,6\text{м}; 6\text{м}$. ГУХ с построенными зонами работ для различных диаметров турбины ПЛ20-В предоставлены представлена на универсальной характеристике

(Приложение И).. Для окончательного определения оптимального диаметра рабочего колеса гидротурбины был произведен расчет отметки установки рабочего колеса гидротурбины.

2.3 Расчет отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Для того, чтобы обеспечить бескавитационную работу гидротурбины, определена отметка установки рабочего колеса.

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_s^{\text{доп}} = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s, \quad (2.15)$$

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

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

k_σ – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной из выражения ($k_\sigma = 1,1$);

H – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$;

$\Delta H_s = 1,5$ м – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающие неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антивакуумный запас;

$\Delta Z_{x,\text{пл}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для поворотно-лопастных турбин равна 0.

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

- Работа одного агрегата на линии ограничения с соответствующей мощностью при H_{min} ;
- Работа одного агрегата на линии ограничения с номинальной мощностью при H_p ;
- Работа одного агрегата на линии ограничения с номинальной мощностью при H_{max} .

Дальнейший расчёт ведется для турбины ПЛ20-В-560:

1) При H_{min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{118,2}{900} - 0,48 \cdot 10,4 - 1,5 = 3,68 \text{ м},$$

2) При H_p :

$$H_s = 10,33 - \frac{118,3}{900} - 0,5 \cdot 12,2 - 1,5 = 2,06 \text{ м},$$

3)При H_{max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{118,1}{900} - 0,33 \cdot 16,2 - 1,5 = 3,32 \text{ м.}$$

Аналогичным образом были проведены расчеты для турбины ПЛ20-В-500 и ПЛ20-В-600. Результаты расчетов высоты отсасывания для рассматриваемых диаметров турбины ПЛ20-В приведены в таблице 2.4

Таблица 2.4 - Результаты расчетов для турбины ПЛ20-В.

Параметр	η	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_s , м
ПЛ-20-В500	0,91	2	107,1	15,5	-0,24
ПЛ-20-В560	0,91	2	93,8	15,5	2,06
ПЛ-20-В600	0,91	2	88,2	15,5	3,05

Из всех полученных значений высот отсасывания и отметок установки РК принимаем минимальную отметку расположения рабочего колеса, которая в свою очередь рассчитана для самого неблагоприятного случая, а значит, для других вариантов бескавитационная работа будет однозначно обеспечена, то есть имеем:

ПЛ20-В-500: $H_s = -0,24\text{м}$ и $\nabla Z_{p,k} = 118,01\text{м}$

ПЛ20-В-560: $H_s = 2,06\text{м}$ и $\nabla Z_{p,k} = 120,36\text{м}$

ПЛ20-В-600: $H_s = 3,05\text{м}$ и $\nabla Z_{p,k} = 121,41\text{м}$

Опираясь на все вышеперечисленные расчеты и исходя из совокупности таких факторов, как расположение зоны работы на ГУХ, значение которой заметно сказывается на изменение энергетических характеристик агрегата в целом, а также суммарное число гидроагрегатов выбрано небольшим, что позволит в дальнейшем произвести экономию денежных средств на покупку оборудования была принята к установке гидротурбина ПЛ20-В-560.

2.4. Расчет и построение бетонной спиральной камеры.

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1. Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости v_r .

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. $v_u r = \text{const}$, где v_u – окружная составляющая скорости в любой точке потока; r – радиус расположения точки.

3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

Для турбины ПЛ20-В, принимается бетонной спиральная камера, с плоским потолком и углом охвата $\phi = 210^\circ$.

- 1) Наружный радиус входного сечения:
 $r_{bx} = 1,63 \cdot D_1$; (2.16)

$$r_{bx} = 1,63 \cdot 5,6 = 9,13 \text{ м};$$

- 2) Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,43 \cdot D_1; (2.17)$$

$$b_0 = 0,43 \cdot 5,6 = 2,41 \text{ м};$$

- 3) Диаметр расположения входных кромок статора (из таблицы «Геометрические параметры статора»):

$$D_a = 8,71 \text{ м};$$

$$r_a = D_a / 2 = 8,71 / 2 = 4,36 \text{ м}; (2.18)$$

- 4) Диаметр расположения выходных кромок статора (из таблицы «Геометрические параметры статора»):

$$D_b = 7,59 \text{ м};$$

$$r_b = D_b / 2 = 7,59 / 2 = 3,8 \text{ м}; (2.19)$$

- 5) Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{T \text{ opt}}}; (2.20)$$

$$Q_0 = \frac{15500}{9,81 \cdot 12,2 \cdot 0,92} = 140,8 \text{ м}^3/\text{с};$$

- 6) Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{bx} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} (2.21)$$

$$Q_{bx} = \frac{140,8 \cdot 210}{360} = 82,12 \text{ м}^3/\text{с};$$

7) Площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости:

$$F_{bx} = \frac{Q_{bx}}{V_{bx}}; \quad (2.22)$$

$$F_{bx} = \frac{82,12}{3,80} = 21,61 \text{ м}^2;$$

8) Высота входного сечения b_{bx} определяется из квадратного уравнения:

$$F_{bx} = b_0(r_a - r_b) + (r_{bx} - r_a)b_{bx} - \frac{(b_{bx} - b_0)^2}{2} \operatorname{tg} 15^0; \quad (2.23)$$

Подставим значения:

$$21,61 = 2,41(4,36 - 3,8) + (9,13 - 4,36)b_{bx} - \frac{(b_{bx} - 2,41)^2}{2} \operatorname{tg} 15^0;$$

После математических операций квадратное уравнение примет вид:

$$0,27b_{bx}^2 + 10,84b_{bx} - 42,04 = 0;$$

Решая квадратное уравнение, получили:

$$b_{bx} = 8,56 \text{ м};$$

9) Ширина входного сечения:

$$a_{bx} = r_{bx} - r_a = 9,13 - 4,36 = 4,77 \text{ м}; \quad (2.24)$$

10) Величина m_{bx} :

$$m_{bx} = b_{bx} - b_0 = 8,56 - 2,41 = 6,15 \text{ м}; \quad (2.25)$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналогично.

$$a_i = r_i - r_a; \quad m_i = k_2 \cdot a_i; \quad (2.26)$$

$$k_2 = \frac{m_{bx}}{a_{bx}}; \quad (2.27)$$

$$b_i = m_i + b_0 r_k = r_a + m_i \cdot \tan 15^0; \quad (2.28)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляется по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln \left(\frac{r_a}{r_b} \right) + b_i \ln \left(\frac{r_i}{r_a} \right) - r_k \cdot \cot 15^0 \cdot \ln \left(\frac{r_k}{r_a} \right) + m_i \quad (2.29)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^0 = \frac{210}{J_{bx}} \cdot J_i; \quad (2.30)$$

Для примера рассчитаны параметры для входного сечения СК:

$$a_{bx} = r_{bx} - r_a = 9,13 - 4,36 = 4,77 \text{ м}; \quad (2.31)$$

$$m_{bx} = k_2 \cdot a_{bx} = 1,29 \cdot 4,77 = 6,15 \text{ м}; \quad (2.32)$$

$$k_2 = \frac{6,15}{4,77} = 1,29;$$

$$b_{bx} = m_{bx} + b_0 = 6,15 + 2,41 = 6,15 \text{ м}; \quad (2.33)$$

$$r_k = r_a + m_{bx} \cdot \tan 15^0 = 4,36 + 6,15 \cdot \tan 15^0 = 6 \text{ м}; \quad (2.34)$$

$$J_{bx} = b_0 \cdot \ln \left(\frac{r_a}{r_b} \right) + b_{bx} \ln \left(\frac{r_{bx}}{r_a} \right) - r_k \cdot \cot 15^0 \cdot \ln \left(\frac{r_k}{r_a} \right) + m_{bx}; \quad (2.35)$$

$$J_{bx} = 2,41 \cdot \ln \left(\frac{4,36}{3,8} \right) + 8,56 \cdot 0,74 - 7,19 + 6,15 = 5,6 \text{ м};$$

$$\varphi_{bx}^0 = \frac{210}{J_{bx}} \cdot J_{bx} = \frac{210}{5,6} \cdot 5,6 = 210^0; \quad (2.36)$$

Результаты расчетов внесли в таблицу 2.5:

Таблица 2.5 - Расчёт бетонной спиральной камеры

Сечения	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	9,13	8,69	8,26	7,83	7,39	6,96	6,52	6,09	5,66	5,22	4,79	4,36
bi	8,56	8,00	7,44	6,88	6,32	5,76	5,20	4,65	4,09	3,53	2,97	2,41
rk	6,00	5,85	5,70	5,55	5,40	5,25	5,10	4,95	4,80	4,65	4,50	4,36
rk/ra	1,38	1,34	1,31	1,28	1,24	1,21	1,17	1,14	1,10	1,07	1,03	1,00
ln(rk/ra)	0,32	0,30	0,27	0,24	0,22	0,19	0,16	0,13	0,10	0,07	0,03	0,00
ri/ra	2,10	2,00	1,90	1,80	1,70	1,60	1,50	1,40	1,30	1,20	1,10	1,00
ln(ri/ra)	0,74	0,69	0,64	0,59	0,53	0,47	0,40	0,34	0,26	0,18	0,09	0,00
b*ln(ri/ra)	6,33	5,53	4,76	4,03	3,35	2,70	2,10	1,56	1,07	0,64	0,28	0,00
rk*ctgy	22,41	21,85	21,29	20,73	20,17	19,61	19,1	18,5	17,9	17,4	16,8	16,3
rk*ctgy*ln	7,19	6,46	5,74	5,04	4,35	3,68	3,02	2,38	1,76	1,16	0,57	0,00
mi	6,15	5,59	5,03	4,47	3,91	3,36	2,80	2,24	1,68	1,12	0,56	0,00
Ji	5,62	4,99	4,38	3,8	3,24	2,71	2,21	1,74	1,32	0,93	0,6	0,33
Фиі	210	186	164	142	121	101	82	65	49	35	23	12
ai	4,77	4,34	3,91	3,47	3,04	2,6	2,17	1,74	1,3	0,87	0,43	0

По результатам расчетов и построим график зависимости $\phi_{\text{сп}}=f(r_i)$ (рисунок 2.2). Чертёж спиральной камеры представлен в Приложении К. Значения разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с $\Delta \phi_{\text{сп}} = 15^0$ приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6- значения гі и фі для построения спиральной камеры

фі	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
R,м	3,8	4,5	5,1	5,5	6,0	6,4	6,7	7,0	7,4	7,7	8	8,3	8,6	8,9	9,1

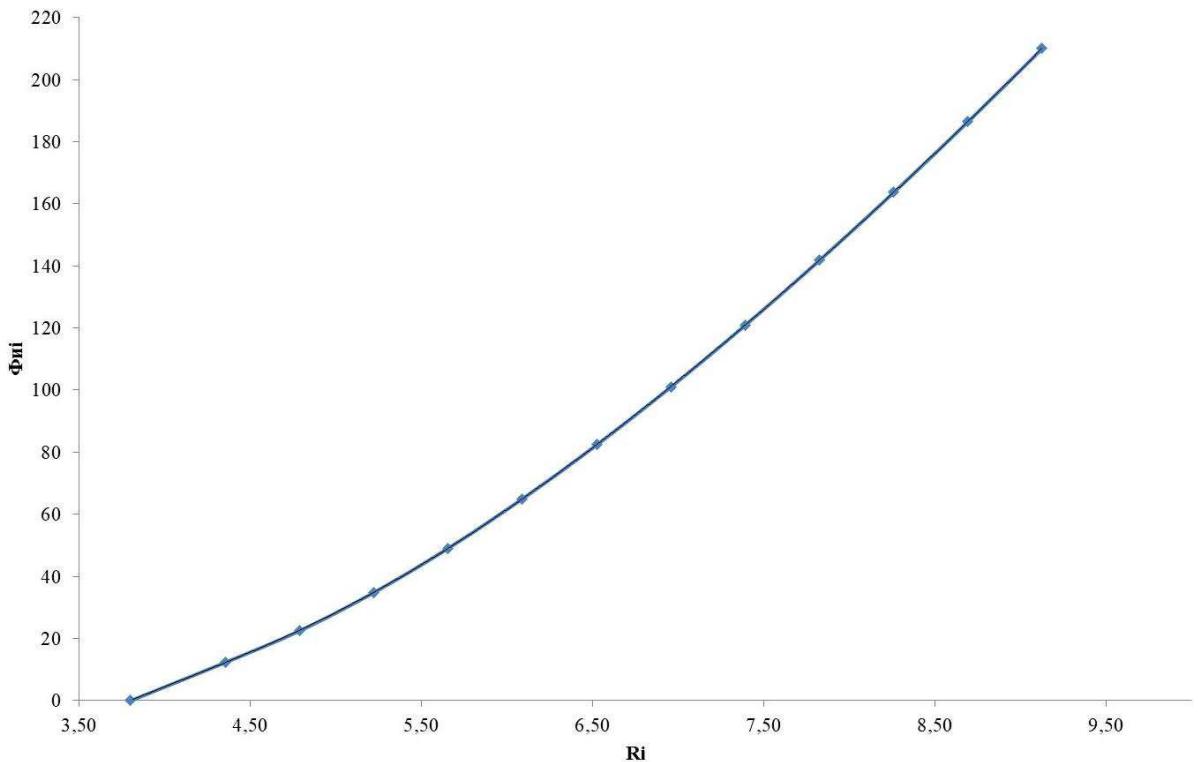


Рисунок 2.2 – График зависимости $\phi_{ci}=f(r_i)$

При определении ширины водовода из ГУХ получено значение $B' = 9,13$ м. $b = 1,35$ м;

Ширина водовода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 9,13 + 1,35 = 10,478 \text{ м.} \quad (2.37)$$

2.5 Расчет вала на прочность

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент:

$$M_{kp} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{cinh}} = 0,00974 \cdot \frac{15500}{93,8} = 1,61 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (2.38)$$

Наружный диаметр вала (предварительно):

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{kp}}{\tau_{dop}} \right)^{0,33} = \left(\frac{5,1 \cdot 1,61}{32} \right)^{0,33} = 0,65 \text{ м} \quad (2.39)$$

$$\tau_{dop} = 30 \div 35 \text{ Мпа};$$

Полученное значение диаметра вала округляется до стандартизированного: $D_b=650$ мм

2.6 Расчёт подшипника

При расчете подшипника определяем его размеры и проверяем по критерию работоспособности.

Радиальную силу на рабочем колесе определяем по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 15500}{93,8 \cdot 5,6} = 23,61 \text{ кН} \quad (2.40)$$

Диаметр вала под подшипником d_{Π} , с учетом облицовки, обычно принимается на $(15 \div 20)$ мм больше D_b :

$$d_{\Pi} = D_b + 0,02 = 0,65 + 0,02 = 0,67 \text{ м} \quad (2.41)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\Pi} \cdot h_{\Pi}} = \frac{23,61}{0,67 \cdot 0,3} = 117,44 \text{ кПа} \quad (2.42)$$

где $h_{\Pi} = 0,3$ м, - взят по справочным таблицам в соответствии с D_b .

Для кольцевых подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{\text{уд}}]$ равно:

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 6,58 = 190,82 \text{ кПа} \quad (5.6) \quad (2.43)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\Pi}}{30} = \frac{3,14 \cdot 93,8 \cdot 0,67}{30} = 6,58 \text{ м/сек} \quad (5.7) \quad (2.44)$$

Тогда:

$$p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}] \rightarrow 117,44 < 190,82 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Выполним расчет сегментного подшипника.

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{(1+2 \cos \alpha + 2 \cos(2 \alpha))} \quad (2.45)$$

$$R_1 = \frac{23,61}{1+2 \cos\left(\frac{360}{8}\right) + 2 \cdot \cos\left(2 \cdot \frac{360}{8}\right)} = 20,53 \text{ кН}$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\Pi}} = \frac{23,61}{0,23 \cdot 0,3} = 342,17 \text{ кПа} \quad (2.46)$$

где $l_{\text{сегм}}$ - длина сегмента в окружном направлении, причем

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,87 \cdot \pi \cdot d_{\Pi}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,87 \cdot 3,14 \cdot 0,67}{8} = 0,23 \text{ м} \quad (2.47)$$

Для сегментных подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{\text{уд}}]$ равно:

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 6,58 = 329 \text{ кПа} \quad (2.48)$$

Тогда:

$$p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}] \rightarrow 342,17 < 329 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие не выполнено.}$$

Направляющий подшипник турбины, предназначен для восприятия радиальных нагрузок. По расчетам видно, что в кольцевом подшипнике удельное давление превышает допустимого значения ($p_{\text{уд}} > [p_{\text{уд}}]$). Для установки выбираем кольцевой подшипник.

2.7 Выбор гидрогенератора

По полученным параметрам гидротурбины выбирается серийный тип гидрогенератора. Основные критерии по которым производится выбор генератора - это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины.

Мощность генератора может варьироваться в 10% от мощности турбины.

Мощность турбины $N = 15500$ кВт;

Синхронная частота вращения $n = 93,8$;

Основываясь на данных критериях, можно сделать вывод, что нашим данным удовлетворяет гидрогенератор серии ВГС 850/110-64. Основные характеристики гидрогенератора представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Основные характеристики гидрогенератора ВГС 850/110-64

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значения
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	16
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Исполнение	Зонтичный		

2.8 Выбор типа маслонапорной установки

Габаритные размеры маслонапорной установки определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [Справочник Щавелева, Рисунок-10.9] определен тип маслонапорной установки для напора 20 м и D1 – 5,6 м:

МНУ2,5/1-40-4-2 ;

где 2,5 - объем гидроаккумулятора;

1 - количество гидроаккумуляторов;

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40кгс/см²;

4 - сливной бак, вместительностью 20м³;

2 - количество насосов.

2.9 Выбор электрогидравлического регулятора

ЭГР выбирается в соответствии типа ГТ и мощности проектируемой гидроэлектростанции. Так как турбина поворотно-лопастная, то выбираем ЭГРК.

Диаметр главного золотника - 100мм.

Выбранный регулятор:

ЭГРК-100 ;

где ЭГРК - электрогидравлический регулятор с комбинатором;

100 - диаметр главного золотника.

3 Электрическая часть

3.1 Исходные данные для проектирования.

1. Количество гидроагрегатов на Костромской ГЭС: 2 шт.

2. Параметры гидрогенератора сведены в таблицу 1.

Параметры гидрогенератора ВГС-850/110-64 представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1- Параметры гидрогенератора ВГС-850/110-64

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$, МВА	20
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$, МВт	16
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$, о. е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$, кВ	10,5
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$, об/мин	93,8
Сопротивление обмотки статора	X_d , о. е.	0,7
Переходное сопротивление	X'_d , о. е.	0,29
Сверхпереходное сопротивление	X''_d , о. е.	0,20

3.2 Выбор структурной схемы ГЭС

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

Расстояние до ближайшей подстанции "Мантурово" 20 км.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненным блоком.

3.3 Выбор блочных трансформаторов ВН для рассматриваемых видов блоков

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, расчётная номинальная полная мощность трансформатора для одиночного блока рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{nom}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{16 - 0,32}{0,8} = 19,6 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (3.1)$$

где $P_{\text{с.н.}} = 0,32 \text{ МВт}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По полученному значению мощности в формуле (3.1) выбирается силовой трансформатор, расхождения значений полной мощности, полученной по формуле от паспортных значений выбранного трансформатора не должна превышать 40%.

С учетом требований был выбран трансформатор ТДН-25000/110.

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2- Паспортные данные трансформатора ТДН-25000/110.

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$, МВА	25
Высшее напряжение	$U_{\text{выс}}$, кВ	115
Низшее напряжение	$U_{\text{низ}}$, кВ	10,5
Потери активной мощности	ΔP , кВт	130
Потери активной мощности на холостом ходу	ΔP_x , кВт	21
Потери тока на холостом ходу	ΔI_x , %	0,31
Напряжение короткого замыкания	U_k , %	10,5

Для расчета номинальной полной мощности трансформатора, используемого в укрупненном блоке, используется следующая формула:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 2 \cdot \frac{16 - 0,32}{0,8} = 39,2 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (3.2)$$

С условием тех же условий, по которым выбирался трансформатор для одиночного блока выбирается трансформатор ТДН-40000/110 для укрупненного блока.

Паспортные данные для трансформатора ТДН-40000/110 представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Паспортные данные трансформатора ТДН-40000/110.

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$, МВА	40
Высшее напряжение	$U_{\text{выс}}$, кВ	115
Низшее напряжение	$U_{\text{низ}}$, кВ	10,5
Потери активной мощности	ΔP , кВт	170
Потери активной мощности на холостом ходу	ΔP_x , кВт	22
Потери тока на холостом ходу	ΔI_x , %	0,28

После выбора трансформаторов выполняется расчет потерь ЭЭ методом времени максимальных нагрузок и время максимальных потерь τ . Расчет времени максимальный потерь выполняется по следующей формуле:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{max}}{10^4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + \frac{4000}{10^4})^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год} \quad (3.3)$$

где $T_{max}=4000$ ч - продолжительность использования установленной мощности генераторов ГЭС.

Время работы блока в течение года.

$$t_{раб}=8760-\mu \cdot T_{пл}-\omega \cdot T_b=8760-1 \cdot 30-0,025 \cdot 60=8728 \text{ ч} \quad (3.4)$$

где $\mu=1 \frac{1}{год}$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных);

$T_{пл}=30$ ч – время плановых простоев в течение года;

$\omega=0,025 \frac{1}{год}$ – параметр потока отказов трансформатора блока;

$T_b=60$ ч – среднее время аварийно-восстанавливаемых ремонтов трансформатора.

Далее выполняется расчет потерь ЭЭ в трансформаторе. Расчет выполняется для одиночного и укрупненного блока для выбора определённого типа блока, который будет использоваться при построение главной схемы Костромской ГЭС.

Сначала расчет выполняется для одиночного блока.

Потери холостого хода трансформатора.

$$\Delta W_{xx}=\Delta P_x \cdot t_{раб}=0,022 \cdot 8728=183 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (3.5)$$

Нагрузочные (переменные) потери.

$$\Delta W_n=\frac{\Delta P}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{рач}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau = 0,13 \cdot \left(\frac{19,6}{25}\right)^2 \cdot 2405 = 192,17 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (3.6)$$

где $n_T = 1$ – количество параллельно работающих трансформаторов.

Издержки на потери ЭЭ, для одного трансформаторного блока определяются по следующей формуле.

$$I_1^{\text{потери}}=\beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W_n=1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 183 + 2 \cdot 10^{-2} \cdot 192,17=6,04 \text{ тыс.руб/год} \quad (3.7)$$

Так как 2 гидроагрегата, следовательно, будут использоваться 2 единичных блока, суммарные издержки рассчитываются по формуле.

$$I_{\text{суммарные}}^{\text{потери}}=I_1^{\text{потери}} \cdot 2=6,04 \cdot 2=12,09 \text{ тыс.руб/год} \quad (3.8)$$

Далее выполняется расчет для укрупненного блока по формулам, которые использовались при расчете для расчета одиночного блока, итоговые значения двух расчетов сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 –Итоговые значения расчетов одиночного и объединённого блоков

Величина	Одиночный блок	Объединённый блок
Потери холостого хода ΔW_{xx} , МВт·ч	183	192
Нагрузочные (переменные) потери ΔW_p , МВт·ч	192,17	196,32
Издержки на потери $I_{\text{суммарные}}^{\text{потери}}$, тыс.руб/год	6,04	6,23

3.4 Выбор трансформатора собственных нужд станции.

Трансформатор собственных нужд выбирается таким образом, чтобы в случае аварийной ситуации, все собственные нужды могли возлагаться на один трансформатор. С учетом этого условия производиться расчет собственных нужд станции и после чего выбирается трансформатор собственных нужд.

$$P_{\text{СН}}^{\text{станции}} = P_{\text{установленная}} \cdot 0,01 = 31 \cdot 0,01 = 0,31 \text{ МВт} \quad (3.9)$$

По полученному значению выбирается трансформатор собственных нужд. По подходящей мощности выбирается трансформатор ТСЗ-160/1.

Параметры трансформатора ТСЗ-160/1 представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Параметры трансформатора ТСЗ-160/1

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$, МВА	0,16
Высшее напряжение	$U_{\text{выс}}$, кВ	10,5
Низшее напряжение	$U_{\text{низ}}$, кВ	0,4
Потери активной мощности короткого замыкания	ΔP , кВт	2,7
Потери активной мощности на холостом ходу	ΔP_x , кВт	0,7
Напряжение короткого замыкания	ΔU_k , %	4

3.5 Выбор количества отходящих воздушных линий.

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_r \cdot \left(\frac{P_r - P_{\text{СН}}}{\cos \varphi_r} \right) = 2 \cdot \left(\frac{16 - 0,16}{0,8} \right) = 39,6 \text{ МВА.} \quad (3.10)$$

$$n_l = \frac{S_{\Sigma}}{\frac{P_{\text{перед}} \cdot k}{\cos(\varphi)}} + 1 = \frac{39,6}{\frac{30 \cdot 1,4}{0,8}} + 1 = 1,76 \quad (3.11)$$

где $P_{\text{перед}}=30$ МВт - Предельная активная мощность на одну цепь 110.

$k=1,4$ - коэффициент приведения для ВЛ 110 кВ.

Полученное число количества линий округляется в наибольшую сторону, следовательно, число отходящих линий $n_l=2$.

Рабочий ток ВЛ 110 кВ.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_l \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{39,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,104 \text{ кА} \quad (3.12)$$

Расчетный ток ВЛ 110 кВ.

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1 \cdot 1,05 \cdot 0,104 = 109 \text{ А} \quad (3.13)$$

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

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

По полученному значению расчетного тока в соответствие с ПУЭ производится выбор провода АС-240/32.

Параметры линии АС-240/32 приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Параметры линии АС-240/32

Число проводов в фазе	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	b_0 , См/км	Допустимый ток, А
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$	605

После определения типа провода выполняется проверка его на допустимость по аварийному току.

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_l - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{39,6}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 208 \text{ А.} \quad (3.14)$$

3.6 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономических расчетов.

Окончательным типом главной схемы ГЭС (одиночный, объединённый) выбирается тот, который будет наиболее экономичен. Расчет выполняется для схемы с одиночными блоками.

Капитальные вложения рассчитываются по формуле.

$$K = K_T \cdot n + m \cdot K_{\text{CH}} + K_{\text{ОРУ}} = 2 \cdot 8000 + 2 \cdot 410 + 6600 = 23420 \text{ тыс.руб} \quad (3.15)$$

где $n=2$ - количество силовых трансформаторов.

$K_t=8000$ тыс.руб - стоимость силового трансформатора.

$m=2$ - число трансформаторов собственных нужд.

$K_{CH}=410$ тыс.руб - стоимость трансформатора собственных нужд.

$K_{OPU}=6600$ тыс.руб - стоимость ОРУ.

Значения капитальных затрат на одиночный и объединённый блок приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Итоговые значение капитальных затрат

Наименование затрат	Одиночный блок	Объединённый блок
Капитальные затраты, тыс.руб	23420	29420

Полные приведенные затраты для схемы с одиночными блоками.

$$Z_1=E \cdot K + I = 0,15 \cdot 23420 + 12,08 = 3525,09 \text{ тыс.руб} \quad (3.16)$$

где $E=0,15$ -номинальный коэффициент.

Итоговые значения полных приведенных затрат для схем с разных типов блоков приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 - Итоговые значения полных приведенных затрат

Наименование затрат	Одиночный блок	Укрупненный блок
Полные приведенные затраты, тыс.руб	3525,09	4419,23

Определение разницы между одиночным и укрупненным блоком в % определяется по следующей формуле.

$$\Delta Z = \left| \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1} \right| \cdot 100 = \left| \frac{4419,23 - 3525,09}{3525,09} \right| \cdot 100 = 25\% \quad (3.17)$$

Исходя от результатов разницы стоимости между двумя блоками полных приведенных затрат, экономически целесообразно для дальнейших расчетов главную схему Костромской ГЭС из одиночных блоков.

3.7 Выбор схемы РУ ВН

Для данного класса напряжения РУ-110 кВ выбираем вариант четырёхугольника. Выбранная схема РУ – 110 кВ представлена на рисунке 3.1.

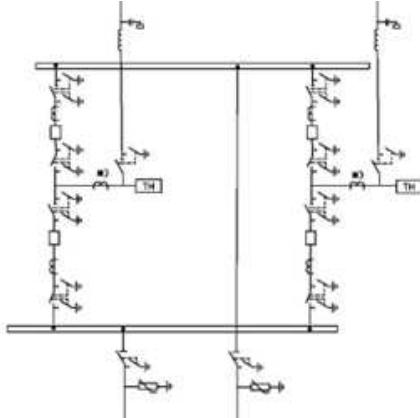


Рисунок 3.1 – Схема РУ ВН 110 кВ

Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTRWIN»

Для расчета токов короткого замыкания в программном комплексе RastWin необходимо выполнить расчет сопротивлений.

Расчет активного и индуктивного сопротивления трансформатора ТДТН-25000/110-У1.

$$R_t = \Delta P_k \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = 0,13 \cdot \frac{115^2}{25^2} = 2,75 \text{ Ом} \quad (3.18)$$

$$X_t = \frac{U_{\text{к%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 55,54 \text{ Ом} \quad (3.19)$$

Расчет ЭДС, активного и индуктивного сопротивления генератора ВГС-850/110-64.

$$x_g = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{20} = 1,10 \text{ Ом} \quad (3.20)$$

$$r_g = \frac{x_g}{\omega \cdot T_{a,3}} = \frac{1,10}{314 \cdot 0,045} = 0,078 \text{ Ом} \quad (3.21)$$

$$E'' = 1,13 \cdot U_d = 1,13 \cdot 10,5 = 11,86 \text{ кВ} \quad (3.22)$$

где $T_{a,3}=0,045$ – постоянная затухающая времени.

Расчет активного и индуктивного сопротивления системы.

$$x_c = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{110^2}{120} = 101 \text{ Ом} \quad (3.23)$$

$$r_c = \frac{x_c}{\omega \cdot T_{a,3}} = \frac{101}{314 \cdot 0,035} = 9 \text{ Ом} \quad (3.24)$$

$$E'' = 1,13 \cdot U_d = 1,13 \cdot 115 = 129,95 \text{ кВ} \quad (3.25)$$

На рисунках 3.2,3.3,3.4 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrKZ».

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1				у	1	генератор 1		11				
2				у	2	генератор 2		11				
3				у	3	Блок 1		11				
4				у	4	Блок 2		11				
5				у	5	ОРУ		115				
6				у	6	Система		115				

Рисунок 3.2 - Узлы

	O	S	Тип	s0	tip0	N_...	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Кт/г
1			Тр-р		Тр-р	1	3		генератор 1 - Блок 1	2,75	55,45					0,091
2			Тр-р		Тр-р	2	4		генератор 2 - Блок 2	2,75	55,45					0,091
3			Выкл		В...	3	5		Блок 1 - ОРУ							
4			Выкл		В...	4	5		Блок 2 - ОРУ							
5			ЛЭП		В...	5	6		ОРУ - Система	12,10	43,50					

Рисунок 3.3 - Ветви

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор	1	0,078	1,103	0,078	1,103	0,078	1,103	11,865
2			2	Генератор	2	0,078	1,103	0,078	1,103	0,078	1,103	11,865
3			3	Система	5	9,175	100,833	9,175	100,833	9,175	100,833	129,950

Рисунок 3.4 4 Генераторы

Итоговые значения расчетов токов КЗ представленные в таблице 3.9.

Таблица 3.9- Итоговые значения токов КЗ

Точка КЗ	Ta	Ky	I _{n0} , kA	i _y .kA
ОРУ 110 кВ, 3ф	0,035	1,75	3,40	8,41
ОРУ 110 кВ, 1ф	0,035	1,75	1,68	4,16
Генератор, 3ф	0,045	1,979	6,29	17,60

3.8 Выбор электрических аппаратов.

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

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

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

Изоляция электрических аппаратов и кабелей должна соответствовать номинальному напряжению установки, для чего должно быть выполнено условие.

Для присоединений генераторов наибольший расчётный ток определяется при работе с номинальной мощностью и снижением напряжения на 5 %.

$$I_{G \text{ раб max}} = 1,05 \cdot I_{G \text{ nom}} = \frac{1,05 \cdot S_{G \text{ nom}}}{\sqrt{3} \cdot U_{G \text{ nom}}} = \frac{1,05 \cdot 20}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1155 \text{ A.} \quad (3.26)$$

Расчётный ток присоединения одноблочных трансформаторов $T_1 - T_2 - PY110$ кВ определяется рабочим током генератора.

$$I_{T1-T2-T3 \text{ раб max}} = \frac{1,05 \cdot S_{G \text{ nom}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T \text{ nom}}} = \frac{1,05 \cdot 20}{\sqrt{3} \cdot 115} = 105 \text{ A} \quad (3.27)$$

Присоединение линий связи с системой 110 кВ.

$$I_{W1-W4 \text{ раб max}} = \frac{S_{\text{раб max}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{G1-G3 \text{ nom}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 20}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 104 \text{ A} \quad (3.28)$$

Расчётный ток утяжелённого режима определяется при отключении одной из линии связи.

$$I_{W1-W3 \text{ раб утяж}} = \frac{S_{G1-G3 \text{ nom}}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 20}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 110} = 210 \text{ A} \quad (3.30)$$

Расчётный ток присоединения трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении:

$$I_{Tch \text{ раб max}} = \frac{1,05 \cdot S_{Tch \text{ nom}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Tch \text{ nom}}} = \frac{1,05 \cdot 0,16}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9 \text{ A} \quad (3.31)$$

3.9 Выбор электротехнического оборудования на генераторное напряжение

Опыт проектирования и эксплуатации многих ГЭС, а также нормативные документы по проектированию технологической части ГЭС однозначно подтверждают необходимость установки генераторных выключателей в блоках. Отключение генераторов в блочных схемах рекомендуется производить генераторными выключателями, а не выключателями высоковольтных РУ. Использование генераторных выключателей позволит при отключении генераторов Г1-Г2 сохранить питание собственных нужд от сети 110кВ.

В таблице 3.10 представлены паспортные данные генераторного выключателя ВГГ-10-63/4000 и разъединителя РВРЗ-1-10/4000УЗ.

Таблица 3.10 - Паспортные данные

Расчетные данные	Параметры генераторного выключателя ВГГ-10-63/4000	Параметры разъединителя РВРЗ-1-10/4000УЗ
$U_{\text{ген}}=10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}}=1155 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=4000 \text{ А}$
$I_{\text{П0}} = 6,29 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном}}=63 \text{ кА}$	-
$i_y = 17,60 \text{ кА}$	-	-

Проверка генераторного выключателя на термическую стойкость определяется по следующим формулам.

$$B_{k,\text{норм}} \geq B_{k,\text{расч}} \quad (3.32)$$

$$B_{k,\text{расч}}=I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 6,29^2 \cdot (0,05 + 0,01) = 2,37 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} \quad (3.33)$$

$$B_{k,\text{норм}}=I_{\text{норм.терм}}^2 \cdot t_{\text{норм.терм}} = 63^2 \cdot 3 = 11709 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} \quad (3.34)$$

$$11709 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} \geq 2,37 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$$

Условие выполнилось, генератор выбран верно. Далее производиться проверка разъединителя на термическую стойкость.

$$B_{k,\text{норм}} \geq B_{k,\text{расч}}, \quad (3.35)$$

$$B_{k,\text{расч}}=I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 6,29^2 \cdot (0,05 + 0,01) = 2,37 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} \quad (3.36)$$

$$B_{k,\text{норм}}=I_{\text{норм.терм}}^2 \cdot t_{\text{норм.терм}} = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} \quad (3.37)$$

$$2500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} \geq 2,37 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$$

Условие выполнилось, разъединитель выбран верно.

Был выбран трансформатор тока ТШЛ-10-У3. Производитель ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока". Трансформатор ток предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты.

Паспортные данные и проверка трансформатора тока представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11- Паспортные данные трансформатора тока ТШЛ-10-У3.

Расчётные данные	ТШЛ-10-У3
$U_{\text{ген}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} = 1155 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{П0}} = 6,29 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст.}} = 35 \text{ кА}$
$B = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 6,29 \cdot (0,05 + 0,01) = 2,37 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛП-10. Производитель ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока".

Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛП-10 представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 - Выбор и проверка трансформатора напряжения

$U_{1\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{раб.макс}}$, кВ	$U_{2\text{ном}}$, В	Класс точности
10	12	$100/\sqrt{3}$	0,5

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 10,5 кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПН-10,5/12,0/10/550 (I) УХЛ1.

3.10 Выбор электротехнического оборудования ОРУ 110кВ.

Выбран ВБ-110 - элегазовый баковый выключатель, с встроенным трансформатором тока. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат".

Проверка выключателя представлена в таблице 3.13.

Таблица 3.13 - Проверка выключателя

Расчётные данные	ВБ-110
$U_{\text{Ру}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб.макс}} = 126 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} = 1155 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{ВЛ раб.утж}} = 210 \text{ А}$	
Проверка	
$I_{\text{П.0}} = 3,40 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 8,41 \text{ кА}$	
$I_{\text{П.0}} = 1,68 \text{ кА}$	
$i_y = 4,16 \text{ кА}$	

Выбран разъединитель РД-110. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат".

Проверка разъединителя РД-110 представлены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 - Проверка разъединителя

Расчетные данные	Разъединитель РД-110
$U_{PY} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{T \text{ раб.макс}} = 1155 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
Проверка	
$I_{VL \text{ раб.утж}} = 210 \text{ А}$	$I_{\text{терм.}} = 63 \text{ кА}$
$I_{\pi,0} = 3,40 \text{ кА}$	
$I_{\pi,0} = 1,68 \text{ кА}$	
$i_y = 4,16 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.ст.}} = 157,5 \text{ кА}$
$B = I_{\pi,0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 1,68 \cdot (3 + 0,01) = 5,1 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм.}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$
$i_y = 8,41 \text{ кА}$	$t_{\text{терм.}} = 3 \text{ с}$

Выбран элегазовый трансформатор тока ТГФМ - 110. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат".

Проверка трансформатора тока ТГФМ - 110 представлена в таблице 3.15.

Таблица 3.15 - Проверка трансформатора тока

Расчетные данные	Трансформатор тока ТГФМ - 110
$U_{PY} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{T \text{ раб.макс}} = 1155 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 126 \text{ кВ}$ $I_{I\text{ном}} = (50-3000) \text{ А}$ $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$
Проверка	
$I_{VL \text{ раб.утж}} = 210 \text{ А}$	
$I_{\pi,0} = 3,40 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.}} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 8,41 \text{ кА}$	
$I_{\pi,0} = 1,68 \text{ кА}$	$t_{\text{терм.}} = 3 \text{ с}$
$i_y = 4,16 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.ст.}} = 157,5 \text{ кА}$
$B = I_{\pi,0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 1,68 \cdot (3 + 0,01) = 5,1 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм.}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$

Выбран антрезонансный элегазовый трансформатор напряжения ЗНГА - 110. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат".

Параметры трансформатора напряжения ЗНГА-110 представлены в таблице 3.16.

Таблица 3.16 - Выбор трансформатора напряжения ЗНГА - 110

$U_{1\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{раб.макс}}, \text{кВ}$	$U_{2\text{ном}}, \text{кВ}$
$110/\sqrt{3}$	$126/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. ОПНп-110 УХЛ1. Производитель ООО "Разряд - М".

Высокочастотный заградитель, исходя из тока рабочего утяжелённого режима В3-400-0,5.

3.11 Выбор вспомогательного оборудования

В качестве резервного генерирующего оборудования для питания общестанционных собственных нужд была выбрана дизель-генерирующая установка Камминс-160.

4 Компоновка и сооружения гидроузла

4.1 Проектирование бетонной водосливной плотины

Процесс проектирования включает конструктивные проработки в сочетании с гидравлическими, фильтрационными и статическими расчётами

На начальном этапе проектирования, выбрав тип плотины, определяют положение гребня плотин и ширину водосливного фронта. На последующих стадиях конструируют профиль водослива, проектируют устройства нижнего бьефа; конструируют подземную часть плотины, её быки и устои, выбирают типовое или проектируют индивидуальное гидромеханическое оборудование.

4.2 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ($H=15$ м) и типа грунтов оснований (скельное основание – известняк) [7], присвоен: IV.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [7]. По установленной мощности ($N=31$ МВт), присвоен: III.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнических сооружений, 8800 человек, что в пределах от 2000 до 20000), присвоен: II.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это II класс.

4.3 Определение отметки гребня бетонной плотины

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью $\nabla\Gamma\text{БП}$:

$$\nabla\Gamma\text{БП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + a \quad (4.1)$$

где a - величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для II класса – 0,7 м.

Для скорости ветра $V_w = 16$ м/с принимаю $K_w = 1,74 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 1220$ м.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 1220}{16^2} = 47,$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{16} = 13244$$

где: $t = 6$ ч - период развития волн на водохранилище.

По графику [6] по верхней огибающей кривой и значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяются параметры $\frac{gh}{v^2}$ и $\frac{gT}{v}$.

При $\frac{gL}{v^2} = 47$ определим $\frac{gh}{v^2} = 0,02$ и $\frac{gT}{v} = 1,7$

При $\frac{gt}{v} = 13244$ определим $\frac{gh}{v^2} = 0,081$ и $\frac{gT}{v} = 4,0$

Используя меньшие полученные значения $\frac{gh}{v^2}$ и $\frac{gT}{v}$ вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} :

$$\bar{h} = \frac{0,02 \cdot v^2}{g} = \frac{0,02 \cdot 16^2}{9,81} = 0,52 \text{ м}, \quad (4.2)$$

$$\bar{T} = \frac{1,7 \cdot v}{g} = \frac{1,7 \cdot 16}{9,81} = 2,77 \text{ с}. \quad (4.3)$$

Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,77^2}{2 \cdot 3,14} = 12,00 \text{ м}. \quad (4.4)$$

Условие $d = 7,5 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 6,0 \text{ м}$ выполнено, расчёт выполняем для глубоководной зоны

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 0,52 \cdot 2,12 = 1,11 \text{ м}, \quad (4.5)$$

где: $k_i = 2,12$ – коэффициент принимаемый по графику([6] рис. 2).

$$\nabla ГБП = 130 + 1,11 + 0,7 = 131,81 \text{ м},$$

$$\nabla ГБП - \nabla ДНА = 131,81 - 115 = 16,81 \text{ м}.$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ct} = 124 + 1,6 \cdot 6 = 133,6 \text{ м}, \quad (4.6)$$

где $H_{ct} = 6 \text{ м}$, определено в разделе 2.1.2.

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равной 133,6 метра.

4.4 Гидравлические расчёты

В результате гидравлического расчёта определяем:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- пропуск поверочного расхода;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей;
- способ гашения энергии воды и параметры энергосберегающих устройств.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчётного расхода при основном расчёмном случае производится при НПУ и при полном открытии всех затворов сооружения. Определённые размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчёмный случай. Пропуск расчётного расхода воды для проверки расчёмного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ_{max} всеми пропускными сооружениями.

Определение ширины водосливного фронта.

Определим расчетный расход через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла по следующему выражению:

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_{\text{расч.}} = Q_{\text{max.осн.}} - Q_{\text{ГЭС}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} - Q_{\text{пр}} = \\ = 1117 - \frac{2,01 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 89 = 899 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.7)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход 1% обеспеченности,

$V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища; $t_{\text{ср}}$ – время сработки (6 месяцев, берем из водно-энергетических расчетов);

$Q_{\text{ГЭС}}$ – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов ($n-1$) при числе агрегатов до 6 включительно [3].

$$H_{\text{осн}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{1\%}) = 130 - 119,88 = 12,12 \text{ м} \quad (4.8)$$

$H_{\text{осн}} > H_{\text{min}}$, $10,12 < 10,4$, соответственно, пропуск паводка

через ГЭС не возможен.

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{p}} \quad (4.9)$$

где q_{p} – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_{\text{p}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} \quad (4.10)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q=f(H)$, УНБ = 119,88 м, тогда

$$h_{\text{НБ}} = \text{УНБ} - \nabla \text{дна} = 119,88 - 115 = 4,88 \text{ м} \quad (4.11)$$

где $[v_h]$ – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 5,0 м/с.

$$q_{\text{p}} = 5,0 \cdot 4,88 = 24,4 \text{ м}^2/\text{с}$$

Тогда

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot 24,4 = 30,5 \text{ м}^2/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_{\text{п}}}{q_{\text{в}}} = \frac{899}{30,55} = 29,47 \text{ м} \quad (4.12)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 8$ м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{29,47}{8} = 3,68 \approx 4 \quad (4.13)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 4 = 32 \text{ м}; \quad (4.14)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского $\delta_B = 0,25 \cdot b + (0,5 - 2) \text{ м} = 0,25 \cdot 8 + 2 = 4 \text{ м}$. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 32 + (4 - 1) \cdot 4 = 44 \text{ м.} \quad (4.15)$$

4.5 Определение отметки гребня водослива.

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.16)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа B ($m \approx 0,49$).

$$H_{01} = \left(\frac{899}{0,49 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,51 \text{ м,}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.17)$$

где $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия;

σ_n – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1$;

σ_ϕ – коэффициент формы водосливной ($\sigma_\phi = 1$).

Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова) представлена на рисунке 4.1.

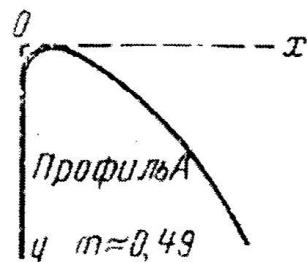


Рисунок 4.1 – Водосливная стенка нормального очертания

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}, \quad (4.18)$$

где $\xi = 0,45$ – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане

(полукруглая).

Очертание быков в плане представлено на рисунке 4.2.

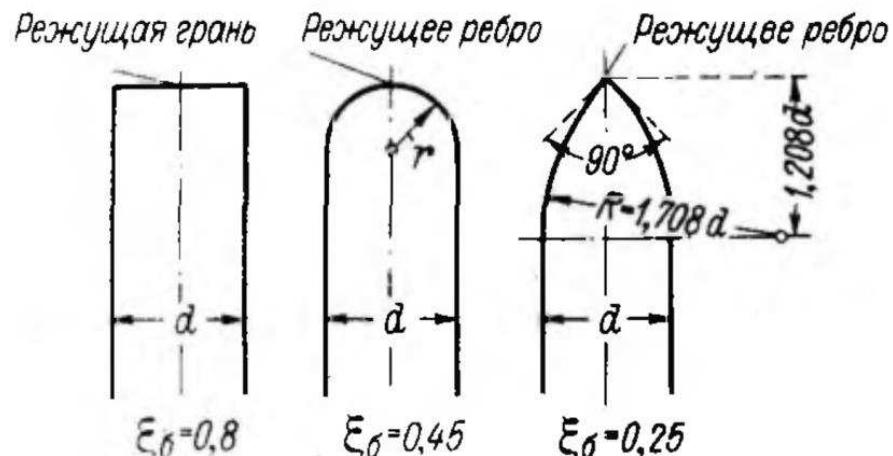


Рисунок 4.2 – Очертание быков в плане

$$\sigma_{cjk} = 1 - \frac{0,2 \cdot 5,51 \cdot 0,45}{8} = 0,938,$$

$$H_{02} = \left(\frac{899}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,938 \cdot 1 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,75 \text{ м.}$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (4.19)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (4.20)$$

$$v_0 = \frac{899}{(130 - 115)(32 + (4 - 1) \cdot 4)} = 1,362 \text{ м/с,}$$

$$H = 5,75 - \frac{1,1 \cdot 1,362^2}{2 \cdot 9,81} = 5,65 \text{ м.}$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом: $H_{ct} = 6,0 \text{ м}$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \text{НПУ} - H_{ct} = 130 - 6 = 124 \text{ м.} \quad (4.21)$$

4.6 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину, при этом заметим, что пропуск производится через все водосбросы и все гидроагрегаты:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.max}} - Q_{\Gamma\text{ЭС}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} - Q_{\text{пр}} \quad (4.22)$$

$$Q_{\text{р.пов}} = 1245 - 141 - \frac{2,01 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 89 = 886 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$H_{\text{осн}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{0,1\%}) = 131 - 120,09 = 10,91 \text{ м} \quad (4.23)$$

$H_{\text{осн}} > H_{\text{min}}$, $10,91 > 10,4$, соответственно, пропуск паводка через ГЭС возможен.

$$Q_{\Gamma\text{А}} = \frac{N_{\Gamma\text{А}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{15,5 \cdot 1000}{9,81 \cdot 12,2 \cdot 0,92} = 141 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (4.24)$$

$$Q_{\Gamma\text{А}} = \frac{N_{\Gamma\text{А}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{15,5 \cdot 1000}{9,81 \cdot 12,2 \cdot 0,92} = 141 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (4.24)$$

$$Q_{\Gamma\text{ЭС}} = Q_{\Gamma\text{А}} \cdot (2 - 1) = 1 \cdot 141 = 141 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (4.25)$$

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

$$H_{01\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{886}{0,49 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,46 \text{ м.} \quad (4.26)$$

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

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m_{\text{пов}} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (4.27)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - \frac{0,2 \cdot 5,46 \cdot 0,45}{8} = 0,939,$$

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

$$m_{\text{пov}} = m \left[0,805 + 0,245 \frac{H_{01\text{пov}}}{H_{\text{ct}}} - 0,05 \left(\frac{H_{01\text{пov}}}{H_{\text{ct}}} \right)^2 \right], \quad (4.28)$$

$$m_{\text{пov}} = 0,49 \cdot \left[0,805 + 0,245 \cdot \frac{5,46}{6} - 0,05 \cdot \left(\frac{5,46}{6} \right)^2 \right] = 0,483,$$

$$H_{02\text{пov.}} = \left(\frac{886}{0,483 \cdot 1 \cdot 0,939 \cdot 1 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,75 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{пov}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пov}}^2}{2g}, \quad (4.29)$$

$$v_{0\text{пov}} = \frac{Q_{\text{р.пov}}}{(\nabla\Phi_{\text{ПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_B)}, \quad (4.30)$$

$$v_{0\text{пov}} = \frac{886}{(131 - 115) \cdot (32 + (4-1) \cdot 4)} = 1,258 \text{ м/с,}$$

$$H_{\text{пov}} = 5,75 - \frac{1,1 \cdot 1,258^2}{2 \cdot 9,81} = 5,66 \text{ м.}$$

Проверим, не превышается ли отметка $\nabla\Phi_{\text{ПУ}}_p$ заданную $\nabla\Phi_{\text{ПУ}} = 131,0$ м при таком напоре:

$$\nabla\Phi_{\text{ПУ}}_p = \nabla\Gamma B + H_{\text{пov}} = 124 + 5,66 = 129,66 \text{ м.} \quad (4.31)$$

$\nabla\Phi_{\text{ПУ}} > \nabla\Phi_{\text{ПУ}}_p$, пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода $Q_{\text{пov}} = 1245 \text{ м}^3/\text{с.}$

По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ct}}$ определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на H_{ct} . Расчеты координат очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера - Офицерова) сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Координаты гребня водосливной стенки.

Точка	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	0,76	21	12,00	7,41
2	0,60	0,22	22	12,60	8,21
3	1,20	0,04	23	13,20	9,05
4	1,80	0,00	24	13,80	9,92
5	2,40	0,04	25	14,40	11,36
6	3,00	0,16	26	15,00	11,76
7	3,60	0,36	27	15,60	12,73

Продолжение таблицы 4.1

Точка	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
8	4,20	0,60	28	16,20	13,73
9	4,80	0,88	29	16,80	14,77
10	5,40	1,19	30	17,40	15,66
11	6,00	1,54	31	18,00	16,94
12	6,60	1,93	32	18,60	18,08
13	7,20	2,36	33	19,20	19,24
14	7,80	2,85	34	19,80	20,43
15	8,40	3,38	35	20,40	21,65
16	9,00	3,97	36	21,00	22,91
17	9,60	4,58	37	21,60	24,19
18	10,20	5,24	38	22,20	25,49
19	10,80	5,92	39	22,80	26,83
20	11,40	6,65	40	23,40	28,19

Очертание оголовка плотины практического профиля представлено на рисунке 4.3.

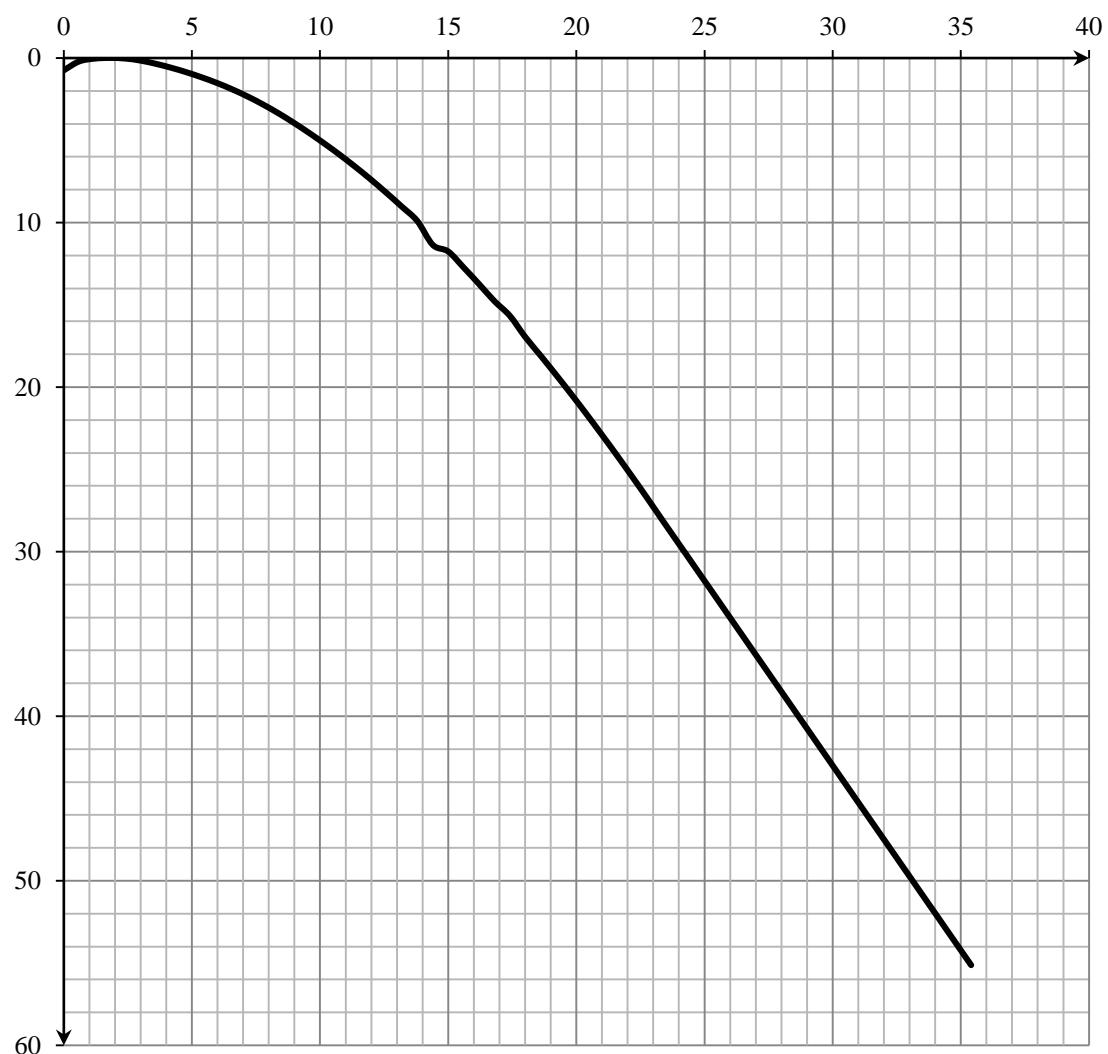


Рисунок 4.3 – Очертание оголовка плотины практического профиля

4.7 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Установлю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

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 показано на рисунке 4.4. Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

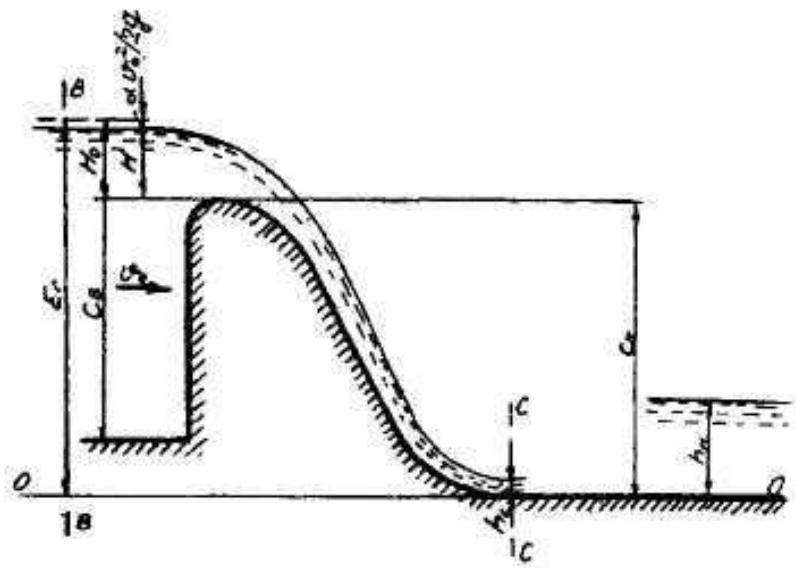


Рисунок 4.4 – Оголовок и сжатое сечение

Определяю критическую глубину:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{osn.p.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 899^2}{9,81 \cdot (44)^2}} = 3,60 \text{ м.} \quad (4.32)$$

Определяю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 130 - 115 = 15 \text{ м.} \quad (4.33)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{15}{3,60} = 4,16 \text{ м.} \quad (4.34)$$

По графику [4, рис. 12.3 , стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,36$ и $\xi_{T_0}'' = 2,2$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,36 \cdot 3,60 = 1,30 \text{ м}, \quad (4.35)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{kp} = 2,2 \cdot 3,60 = 7,93 \text{ м}. \quad (4.36)$$

Глубина в НБ при $Q_{\text{осн}}=1117$ ($\text{м}^3/\text{с}$), $h_{\text{НБ}} = 4,88$ м, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{\text{НБ}}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Гашение энергии в нижнем бьефе будет осуществляться водобойным колодцем.

4.8 Расчет водобойного колодца

Целью расчета является определение глубины колодца и его длины.

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных приближений. Разница между значениями глубин колодца, определённых расчетом, не должно превышать 5-10 %.

Первоначально, глубину колодца определим по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{\text{НБ}} + Z'), \quad (4.37)$$

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

Z' - перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной d .

$$Z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left(\frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{\text{НБ}}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) \quad (4.38)$$

где φ – коэффициент скорости для водослива с широким порогом, зависящий от кромки уступа, принимается 0,92.

$$q = \frac{Q_{\text{осн.р.}}}{B + \sum \delta_6} = \frac{899}{44} = 20,43 \text{ м}^2/\text{с} \quad (4.39)$$

$$Z' = \frac{20,43^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 4,88^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 7,93^2} \right) = 0,75 \text{ м}$$

Тогда, глубина колодца будет равна:

$$d = 1,1 \cdot 7,93 - (4,88 + 0,75) = 3,09 \text{ м.}$$

Находим полную удельную энергию для второго приближения:

$$E_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = 130 - 115 + 3,09 = 18,09 \text{ м} \quad (4.40)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{E_0}{h_{kp}} = \frac{18,09}{3,60} = 5,02 \text{ м.} \quad (4.41)$$

По графику [4, рис. 12.3 , стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,34$ и $\xi_{T_0}'' = 2,22$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,34 \cdot 3,60 = 1,22 \text{ м,} \quad (4.42)$$

$$h_c'' = \xi_{c''} \cdot h_{kp} = 2,32 \cdot 3,60 = 8,36 \text{ м.} \quad (4.43)$$

$$Z' = \frac{20,43^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 4,88^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 8,36^2} \right) = 0,78 \text{ м}$$

$$d = 1,1 \cdot 8,36 - (4,88 + 0,78) = 3,54 \text{ м.}$$

В третьем приближении полная удельная энергия:

$$E_0 = 130 - 115 + 3,54 = 18,54 \text{ м}$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{E_0}{h_{kp}} = \frac{18,54}{3,60} = 5,14 \text{ м.} \quad (4.44)$$

По графику [4, рис. 12.3 , стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,32$ и $\xi_{T_0}'' = 2,34$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,32 \cdot 3,60 = 1,16 \text{ м,} \quad (4.45)$$

$$h_c'' = \xi_{c''} \cdot h_{kp} = 2,34 \cdot 3,60 = 8,43 \text{ м.} \quad (4.46)$$

$$Z' = \frac{20,43^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 4,88^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 8,43^2} \right) = 0,76 \text{ м}$$

$$d = 1,1 \cdot 8,43 - (4,88 + 0,76) = 3,63 \text{ м.}$$

Так как разница между глубина колодца в третьем и втором приближениях составляет около 3%, то принимаем $d = 3,63 \text{ м.}$

Отметка пола водобоя:

$$\text{ПВ} = \text{ДНО} - d = 115 - 3,63 = 111,37 \text{ м} \quad (4.47)$$

Длина водобоя при наличии в нем гасителя:

$$l_{\text{в}} = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{\text{пр}} \quad (4.48)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c^{\text{--}} - h_c^{\text{`}}) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,43 - 1,16) = 37,15 \text{ м} \quad (4.49)$$

$$l_{\text{в}} = (0,75 \div 1,0) \cdot 37,15 = 29,84 \text{ м}$$

4.9 Расчет водобойной плиты

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания, сдвига и всплытия. Предварительно толщина водобоя может быть определена по формуле В.Д. Домбровского.

$$t_{\text{в}} = 0,15 \cdot V_{\text{сж}} \cdot \sqrt{h_c^{\text{`}}} \quad (4.50)$$

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

$$V_{\text{сж}} = \frac{q}{h_c^{\text{`}}} = \frac{20,43}{1,16} = 17,60 \text{ м/с} \quad (4.51)$$

$$t_{\text{в}} = 0,15 \cdot 17,60 \cdot \sqrt{1,16} = 2,84 \text{ м.}$$

Устойчивость на всплытие определяется по условию:

$$\frac{\Sigma W_{\text{уд}} \cdot \gamma_{cd}}{\Sigma W_{\text{всп}} \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (4.52)$$

где, $\Sigma W_{\text{уд}}$ – сумма сил, удерживающих плиту от всплытия;

γ_{cd} – коэффициент условия работы I группы предельных состояний,
 $\gamma_{cd} = 0,9$;

$\Sigma W_{\text{всп}}$ – сумма сил, вызывающих всплытие плиты;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, основного сочетания нагрузок и воздействий при расчете по I группе предельных состояний, $\gamma_{lc} = 1$;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности, при расчетах для I группы предельных состояний для плотины II класса, равен $\gamma_n = 1,2$.

Удерживающие силы:

Вес плиты водобоя с учетом взвешивания:

$$G_{n\lambda} = (\rho_6 - \rho_B) \cdot g \cdot l_B \cdot t_B \cdot \gamma_f \quad (4.53)$$

$$G_{n\lambda} = (2,4 - 1,0) \cdot 9,81 \cdot 29,84 \cdot 2,84 \cdot 0,95 = 1107,13 \text{ кН}$$

Силы, вызывающие всплытие плиты:

Дефицит давления:

$$W_d = 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot l_B \cdot 0,7 \cdot (h_c^{\infty} - h_c^{\circ}) \quad (4.54)$$

$$W_d = 0,5 \cdot 1,0 \cdot 9,81 \cdot 29,84 \cdot 0,7 \cdot (8,43 - 1,16) = 744,79 \text{ кН}$$

Фильтрационное давление:

$$W_\phi = 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot l_B \cdot 0,05 \cdot (T - h_c^{\infty}) \cdot \gamma_f \quad (4.55)$$

$$W_\phi = 0,5 \cdot 1,0 \cdot 9,81 \cdot 29,84 \cdot 0,05 \cdot (18,65 - 8,43) \cdot 1 = 74,74$$

$$T = НПУ - ПВ = 130 - 111,35 = 18,65 \text{ м} \quad (4.56)$$

Вертикальная пульсационная нагрузка:

$$W_n = \alpha \cdot \frac{V_{cж}^2}{2} \cdot \rho_B \cdot \omega = 0,06 \cdot \frac{17,60^2}{2} \cdot 1,0 \cdot 2,84 = 26,45 \text{ кН} \quad (4.57)$$

$$\alpha = (0,05 \div 0,07), \text{ принимаем } \alpha = 0,06$$

$$\omega = 2,84 \text{ м.}$$

$$\frac{G_{n\lambda} \cdot \gamma_{cd}}{(W_d + W_\phi + W_n) \cdot \gamma_{lc}} = \frac{1107,13 \cdot 0,9}{(744,79 + 74,74 + 26,45) \cdot 1} = 1,18 \quad (4.58)$$

$0,91 \leq 1,2$, следует увеличить толщину водобойной плиты.

Принимаем $\gamma_n = 1,2$, определяем вес плиты во взвешенном состоянии

$$G_{n\lambda} = \frac{1,2 \cdot (W_d + W_\phi + W_n) \cdot \gamma_{lc}}{\gamma_{cd}} \quad (4.59)$$

$$G_{n\lambda} = \frac{1,2 \cdot (744,79 + 74,74 + 26,45) \cdot 1}{0,9} = 1127,97 \text{ кН}$$

Толщина плиты:

$$t_v = \frac{G_{n\lambda}}{(\rho_6 - \rho_v) \cdot g \cdot l_v \cdot \gamma_f} \quad (4.60)$$

$$t_v = \frac{1127,97}{(2,4 - 1,0) \cdot 9,81 \cdot 29,84 \cdot 0,95} = 2,90 \text{ м}$$

Толщина плиты водобоя принимается 2,90 м.

Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t_v - (2 \div 3) \quad (4.61)$$

где d – глубина колодца;

t_v – толщина водобойной плиты;

$$\nabla_{\text{под}} = 212 - 3,63 - 2,90 - 2 = 106,47 \text{ м}$$

Высота плотины:

$$h_{\text{пл}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 130 - 106,47 = 23,53 \text{ м.} \quad (4.62)$$

При соотношении $\frac{B}{h_{\text{пл}}} = (0,67 \div 0,7)$ плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости.

Ширина подошвы плотины:

$$B_{\text{пл}} = 0,7 \cdot h_{\text{пл}} = 0,7 \cdot 23,53 = 16 \text{ м.} \quad (4.63)$$

При дальнейшем расчете не выполнялись критерии прочности плотины, в связи, с чем появилась необходимость увеличить ширину подошвы сечения.

Принимаем:

$$B_n = 20 \text{ м}$$

4.10 Дренаж в теле бетонной плотины

Для снятия фильтрационного давления устраивается вертикальный дренаж.

Вдоль напорной грани плотины предусмотрен дренаж в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в смотровые галереи. Диаметр скважин принимаем 20 см. Расстояние между осями дрен - 3м, а также до верховой грани продольной галереи следует назначать 2 м.

Дренажные устройства в основании

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 0,2 м с шагом 3 м.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$l_1 = 0,1 \cdot B = 0,1 \cdot 20 = 2,0 \text{ м}, \quad (4.64)$$

4.11 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-осадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_b; \quad (4.65)$$

где b_c –ширина секции с учетом разрезного быка,

b –ширина пролета в свету,

δ_b –толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

$$b_c = 8 + 4 = 12 \text{ м.}$$

При ширине основания $B=20$ м, принимаем 2 столба шириной 10 м. Омоноличивание профиля плотины обеспечивается бетонированием швов шириной 1,5 м.

Быки:

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4 м (пункт 2.1.1). Минимальная

толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 21,42 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

Устои:

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и раздельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим 1 раздельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

Галереи в теле плотины:

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 11,15 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Примем шириной – 3 м, высотой – 3,5 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2,5 м, высотой – 2,5 м. Смотровая галерея находится на отметке: ∇117,62 м.

Рисберма:

Рисберма – участок за водобойной стенкой, укреплённый бетонными плитами, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Длина участка с плитами рисберм:

$$L_p = \frac{0,4}{n} \cdot h_c = \frac{0,4}{0,1} \cdot 8,43 = 33,73 \text{ м} \sim 34 \text{ м} \quad (4.66)$$

Количество плит рисбермы по длине:

$N=L_p/17=34/17=2$, принимается количество плит - 2.

Ширина рисбермы равна ширине водосливного фронта.

Толщина плит рисбермы: для первого ряда толщина плит принимается равной толщине плит водобоя – 2,90 м, во втором – 2,20 м.

4.12 Фильтрационный расчет

Фильтрация на скальном основании принимается по принципу [5].

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 130 - 116,4 = 13,6 \text{ м.} \quad (4.67)$$

Для плотин без цементационной завесой:

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15, \quad (4.68)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot 13,6 = 2,04 \text{ м},$$

4.13 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_{\text{п.в.}} = \frac{V_{\text{пол.вдхр.}}}{t_{\text{сраб}}} + Q_{\text{пр}} = \frac{2010000000}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 89 = 218,24 \text{ м}^3, \quad (4.69)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}} \quad (4.70)$$

где Q – расход, сбрасываемый через отверстие;

$H_{\text{во}}$ – напор над центром входного отверстия;

$\omega_{\text{во}}$ – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное четырем. Тогда расход через одно водопропускное отверстие:

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{\text{п.в.}}}{4} = 54,56 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (4.71)$$

Для того, чтобы определить $H_{\text{во}}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия $h=3$ м, тогда нижняя отметка донного отверстия 112 м. отметка над центром выходного отверстия

$$\nabla_{\text{ЦВО}} = 112 + \frac{h}{2} = 113,5 \text{ м}, \quad (4.72)$$

Напор над центром выходного отверстия:

$$H_{\text{во}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ЦВО}} = 130 - 113,5 = 16,5 \text{ м}, \quad (4.73)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{\text{в0}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{в0}}}} = \frac{54,56}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 16,5}} = 3,79 \text{ м}^2, \quad (4.74)$$

Так как высота отверстия 1,5 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{\text{в0}}}{h} = \frac{3,79}{3} = 1,26 \text{ м}, \quad (4.75)$$

Округлим до 2 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна

$$\omega_{\text{в0}} = 3 \cdot 2 = 6 \text{ м}^2,$$

Исходя из расчета получаем 4 водосбросных сооружения $h=3$ м, $b=2$ м.

4.14 Статические расчёты плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных, сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

Вес сооружения:

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 181,22 \text{ м}^2, S_6 = 332,53 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{181,22 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 4} = 2844,43 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (4.76)$$

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

$$Y_{\text{пл}} = 2,37 \text{ м.}$$

Вес быка и точку его приложения определию аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{332,53 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8 + 4} = 2609,70 \frac{\text{kH}}{\text{m}}. \quad (4.77)$$

$Y_6 = 5,0$ м.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (4.78)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi_{\text{ПУ}} - \nabla\Gamma_{\text{В}} + 0,5) \cdot b = (131 - 124 + 0,5) \cdot 8 = 60 \text{ м}^2 \quad (4.79)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 60 \cdot \sqrt{60} \cdot 9,81 = 250,76 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{250,76}{8 + 4} = 20,9 \frac{\text{kH}}{\text{m}}. \quad (4.80)$$

Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
- с верхнего бьефа: $H_B = 23,53$ м.

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 23,53^2}{2} = 2716,14 \text{ кН/м}, \quad (4.81)$$

- с нижнего бьефа: $H_H = 9,93$ м.

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 9,93^2}{2} = 483,84 \text{ кН/м}, \quad (4.82)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_3 = S \cdot \gamma_B = 65,36 \cdot 9,81 = 641,18 \text{ кН/м}; \quad (4.83)$$

где S – площадь вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа, определяется при помощи программы AutoCAD.

Сила взвешивающего и фильтрационного давления

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi}, \quad (4.84)$$

$$W_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 34 = 333,54 \frac{\text{kH}}{\text{m}},$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Ординаты эпюор определим как:

$$p_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под}) \quad (4.85)$$

$$p_{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot (116,4 - 106,47) = 97,44 \text{ kH},$$

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

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi}^{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 198,65 = 1948,77 \frac{\text{kH}}{\text{m}}, \quad (4.86)$$

Давление грунта:

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_h = \gamma_h \cdot h_h \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_h}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,8 \frac{\text{k}}{\text{m}} \quad (4.87)$$

где $\gamma_h = 10 \text{ kH/m}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_h – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,

$$h_h = \nabla \text{зайл} - \nabla \text{дна} = 117 - 115 = 2 \text{ м}, \quad (4.88)$$

где $\varphi_h = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_h = \frac{h_h \cdot p_h}{2} = \frac{2 \cdot 9,8}{2} = 9,8 \frac{\text{kH}}{\text{m}} \quad (4.89)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяют следующим образом:

В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта боковое давление грунта определяется дважды, считая эту точку принадлежащей слою наносов, а затем слою грунта, погруженному весом наносов. $\varphi_{\text{гр}} = 45^\circ$

$$P'_{\text{rp}} = \gamma_{\text{H}}^{\text{B3B}} \cdot h_{\text{H}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{rp}}}{2} \right) \quad (4.90)$$

$$P'_{\text{rp}} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) = 3,43 \text{ кН/м}^2$$

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной h_{rp} где действуют вес наносов и грунта

$$P''_{\text{rp}} = (\gamma_{\text{H}}^{\text{B3B}} \cdot h_{\text{H}} + \gamma_{\text{rp}}^{\text{B3B}} \cdot h_{\text{rp}}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{rp}}}{2} \right) \quad (4.91)$$

$$P''_{\text{rp}} = (10 \cdot 2 + 16,1 \cdot 8,53) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2} \right) = -3099 \text{ кН/м}^2$$

$$h_{\text{rp}} = \nabla_{\text{дна}} - \nabla_{\text{под}} = 115 - 106,47 = 26,97 \text{ м} \quad (4.92)$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{\text{rp}}^{\text{B3B}} = \gamma_{\text{rp}} - (1 - n_0) \gamma_w = 23,5 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 16,1 \text{ кН/м}^3 \quad (4.93)$$

где γ_{rp} – удельный вес грунта основания, $\gamma_{\text{rp}} = 23,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость условиях естественной влажности грунта, $n_0 = 0,25$;

h_{rp} – толщина слоя грунта, $h_{\text{rp}} = 8,53 \text{ м}$;

φ_{rp} – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{\text{rp}} = 45^\circ$;

$\gamma_{\text{в}}$ – удельный вес воды.

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.

$$E_a = \frac{(P'_{\text{rp}} + P''_{\text{rp}})}{2} \cdot h_{\text{rp}} = \frac{3,43 + 26,97}{2} \cdot 8,53 = 129,69 \text{ кН/м} \quad (4.94)$$

Волновое давление:

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,11^2}{12,01} = 0,32 \text{ м} \quad (4.95)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (4.96)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,11 \cdot \left(\frac{12,01}{3,14} + \frac{0,32}{2} \right) = 21,63 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{12,01}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,11 = 1,5 \text{ м.} \quad (4.97)$$

4.15 Расчёт прочности плотины

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

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

Для удобства расчёта составляем таблицу 4.2, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 4.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	2716,30	7,84	21307,22
Тн	1,00	←	483,91	-3,31	-1602,16
W_3	1,00	↓	641,18	6,57	4212,56
Gб	0,95	↓	2479,21	-5,00	-12396,05
Gпл	0,95	↓	2702,21	-2,37	-6404,23
Wвзв	1,00	↑	1948,77	0,00	0,00
Wφ	1,00	↑	333,54	5,33	1777,77
Qз	0,9	↓	18,81	-7,57	-142,37
E_a	0,8	→	155,63	2,84	442,63
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	21,63	22,04	476,52
E_h	1,20	→	11,76	2,67	31,36
F		↔			2421,41
N		↑↓			3559,09
M		Σ			7703,25

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{3559,09}{20,0} + \frac{6 \cdot 7703,25}{20,0^2} = -62,41 \text{ кН/м}^2 \quad (4.98)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 23,53 = -230,85 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (4.99)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды,

$H_d^u = 23,53 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

m_u – тангенс угла α_1 ;

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (4.100)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -62,41 \text{ кН/м}^2; \quad (4.101)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 23,53 = -230,85 \text{ кН/м}^2. \quad (4.102)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{3559,09}{20,0} - \frac{6 \cdot 7703,25}{20,0^2} = -293,50 \text{ кН/м} \quad (4.103)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \quad (4.104)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью.

$H_d^t = 9,93 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\sigma_x^t = -293,50 \cdot 0,82^2 - 9,81 \cdot 9,93 \cdot (1 - 0,82^2) = -229,27 \text{ кН/м}^2,$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \quad (4.105)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 9,93 - 293,50) \cdot 0,82 = 160,77 \text{ кН/м}^2,$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -293,50 \cdot (1 + 0,82^2) + 9,81 \cdot 9,93 \cdot 0,82^2 = -425,34 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (4.106)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 9,93 = -97,47 \text{ кН/м}^2 \quad (4.107)$$

Расчёт краевых напряжений сведу в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-62,41	-293,50
σ_x	-230,85	-229,27
τ_{xy}	0	160,77
σ_1	-62,41	-97,44
σ_3	-230,85	-425,34

Критерии прочности плотины:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (4.108)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений II класса;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок,

$\gamma_{lc} = 1,0$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;

σ_3 – максимальное главное напряжение;

$R_b = 7,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В10;

γ_{cd} – коэффициент условия работы;

$\gamma_{cd} = 0,9$ – при основном сочетании нагрузок.

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-425,34| \leq 7500 \cdot 0,9,$$

$$531,67 \text{ кПа} \leq 6750 \text{ кПа.}$$

Отсутствие растягивающих напряжений: $\sigma_y^u < 0$

$$-62,41 \text{ кПа} < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (4.109)$$

$$62,41 \text{ кПа} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 23,53 = 58,83 \text{ кПа.}$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

4.16 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (4.110)$$

$$R = (G_{\text{пл}} + G_{\text{Б}} - W_{\text{взВ}} - W_{\phi} + W_3 + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \quad (4.111)$$

где $\tan \varphi = 0,6$ – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт – аргиллит)[3];

$c = 60 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы [3];

$\omega = 20,0 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$R = (2702,21 + 2479,21 - 1948,77 - 33,54 + 641,18 + 18,81) \cdot \\ \cdot 0,6 + 60 \cdot 20,0 = 3335,46 \text{ кН/м},$$

$$F = T_{\text{Б}} - T_{\text{H}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{H}} + E_{\text{a}} \quad (4.112)$$

$$F = 2716,30 - 483,91 + 21,63 + 11,76 + 155,63 = 2421,41 \text{ кН/м}.$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{3335,46 \cdot 0,95}{2421,41 \cdot 1,0} \geq 1,2,$$

$$1,31 \geq 1,2.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

5 Устройства РЗиА

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, параметры силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1 - Параметры гидрогенератора.

Тип	ВГС-850/110-64	
Мощность номинальная	Полная	20 МВА
	Активная	16 МВт
Номинальное напряжение	10,5 кВ	
Коэффициент мощности $\cos\phi$	0,8	
Частота вращения	93,8 об/мин	
Номинальный ток статора	1099 А	
Ток ротора при номинальной нагрузке	965 А	
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е)	синхронное X_d	0,7
	переходное X'_d	0,29
	сверхпереходное X''_d	0,2
Емкость обмотки статора	0,9 мкФ/фазу	

Таблица 5.2 - Параметры силового трансформатора.

Тип	ТД – 25000/110/10,5
Мощность номинальная	25 МВА
Номинальное напряжение	115 кВ
Напряжение короткого замыкания	$U_k = 11,0$

5.2 Перечень защит основного оборудования

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

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

На главном гидрогенераторе ВГС-850/110-64.

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;

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

На силовом трансформаторе блока ТД 25000/110.

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110кВ;
- 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 повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения

На трансформаторе СН ГЭС.

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

На линиях электропередачи 110кВ.

Основная защита:

- 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 110кВ предусматривается УРОВ 110кВ.

5.3 Расчет номинальных токов.

Расчет номинальных токов на генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(5.1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1099 \text{ A} \quad (5.1)$$

Номинальный ток, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(5.2)} = \frac{I_{\text{ном}}^1 \cdot K_{\text{сx}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1099 \cdot 1}{1500/5} = 3,66 \text{ A} \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{ном, TB}} = \frac{I_{\text{ном, рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном, рот}} = \frac{965}{1,2255} \cdot 230 = 181 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью 250 кВА.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{вн TB}}^1 = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 13,75 \text{ A} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{вн TB}}^2 = \frac{I_{\text{вн TB}}^1}{K_T} = \frac{13,75}{20/5} = 3,44 \text{ A} \quad (5.5)$$

5.4 Продольная дифференциальная защита генератора ($I_{\Delta G}$).

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,15 \cdot I_H$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_{HOM} = 1099$ А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{TT} = 1500/5$ А.

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

$$I_{HB(5.H)} = K_{ODN} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H, \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_H \cdot I_{HB(H)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H \quad (5.7)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

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

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:

$$I_{HB(K3)} = K_{AP} \cdot f_i \cdot K_{ODN} \cdot I_{MAX} \quad (5.8)$$

где $K_{AP} = 2$ - коэффициент апериодической составляющей;

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

$K_{ODN} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5- для однотипных ТТ);

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

$$I_{MAX} = \frac{E''_r}{x''_d} \cdot I_H = \frac{0,79}{0,2} \cdot 1099 = 4341,05 \text{ A} \quad (5.9)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.8):

$$I_{HB(5.K3)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{0,79}{0,2} \cdot 1099 = 434,105 \text{ A.} \quad (5.10)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{HB(K3)} \cdot K_H}{I_T} = \frac{434,105 \cdot 2}{4341,05} = 0,2 \quad (5.11)$$

$$K_T > 0,2 \quad (5.12)$$

где I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

$K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.13)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.14)$$

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{otc} = (2 \div 12) \cdot I_{nom} = 6 \cdot 10999 = 6594 \text{ A}$$

На рисунке 5.1 показана характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

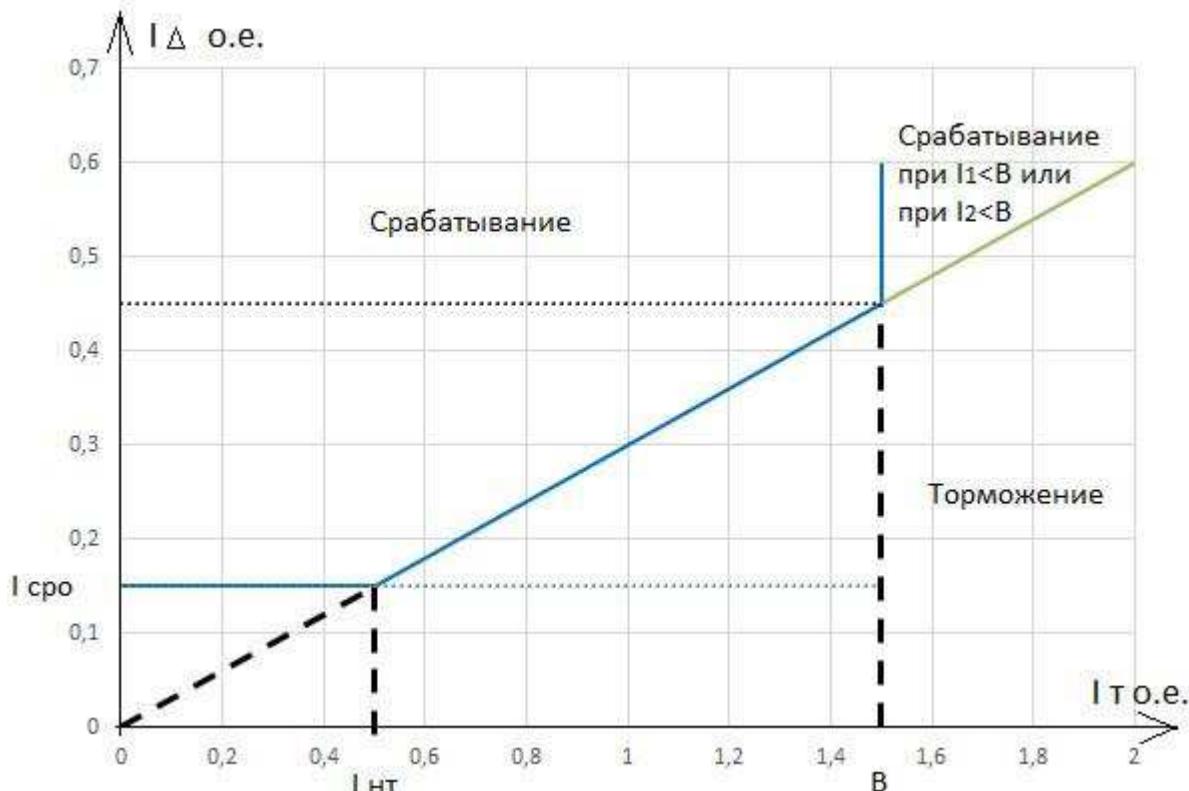


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.5 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85% 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 эл.ст. выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

C_Γ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{Ш}}$ – емкость шинопровода по отношению к земле;

C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_\Gamma + C_T + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,7 + 0,00733 + 0,008 + 0,25 = \\ = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.15)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 5,5 \text{ А.} \quad (5.16)$$

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

$$U_0 \text{ эл.ст.} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.17)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,13 \text{ кВ,} \quad (5.18)$$

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

$$U_0 \text{ эл.ст.} = 0,5 \cdot 22130 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,965} = 102,2 \text{ В.} \quad (5.19)$$

Расчетное значение U_0 эл.ст. = 102,2 В

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{TH}}} \cdot U_0 \text{ эл.ст.}, \quad (5.20)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{102,2}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}}, \quad (5.21)$$

$$U_{CP} \geq 1,54 \text{ В} \quad (5.22)$$

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

n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.23)$$

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.6 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)

Защита от повышения напряжения имеет две ступени

Уставка защиты $U_2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.24)$$

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

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

Уставка $U_1>$ рассчитывается:

$$U_{Cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.25)$$

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

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

5.7 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (5.I₂)

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

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

$$I_{*2} = I_2 / I_H, \quad (5.26)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = A / I_{*2}^2, \quad (5.27)$$

где $A = 30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита включает следующие органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{сигн}} = (0,05 - 0,07)$;

$I_{2\text{сигн}} = 0,07$

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (5.28)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (5.29)$$

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.30)$$

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2 = \frac{30}{0,15^2} \approx 1333\text{с} \quad (5.31)$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.32)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.33)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Допустимая длительность

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

Харктеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.2.

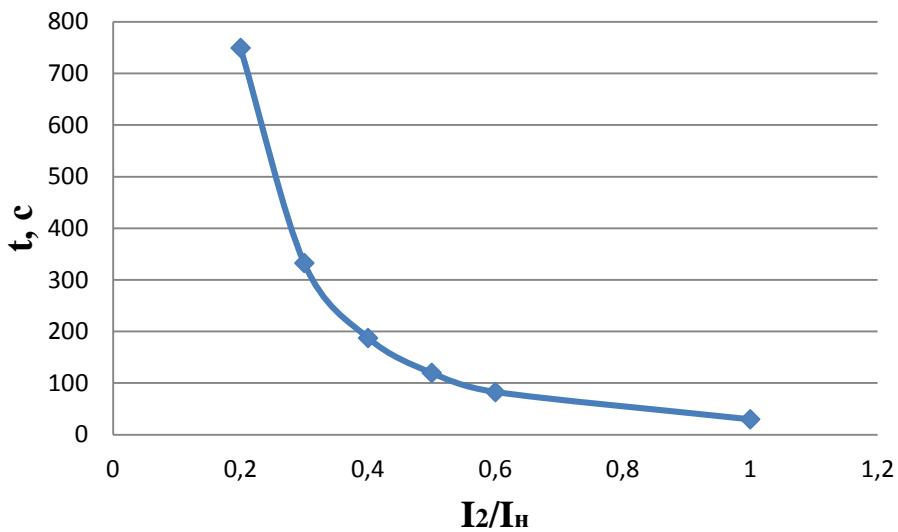


Рисунок 5.2. - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t \text{ мин.} = 30 \text{ с}$, $t \text{ макс.} = 750 \text{ с}$.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2\text{C.3.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d_{\text{ВН}}}'' + X_T + X_L)}, \quad (5.34)$$

$$X_{L}^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 8,7 \cdot \frac{20}{115^2} = 0,013. \quad (5.35)$$

$$X_{d_{\text{ВН}}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,2 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 23,99 \quad (5.36)$$

$$X_T = \frac{U_{\text{к%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{20}{25} = 0,088 \quad (5.37)$$

где $X_{d_{\text{ВН}}}''$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

X_Γ – сопротивление обратной последовательности генератора;

X_T – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 110 кВ:

$$I_{2\text{C.3.}}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (23,99 + 0,088 + 0,013)} = 0,015965 \text{ о. е.} \quad (5.38)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{C.3.}} = I_{2\text{C.3.}}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,015965 \cdot 2 \cdot \frac{115}{10,5} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.39)$$

Уставка срабатывания $0,35 \cdot I_H$.

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

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

5.8 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:

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.40)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.41)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4:

Таблица 5.4 - Уставка интегрального органа

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80

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

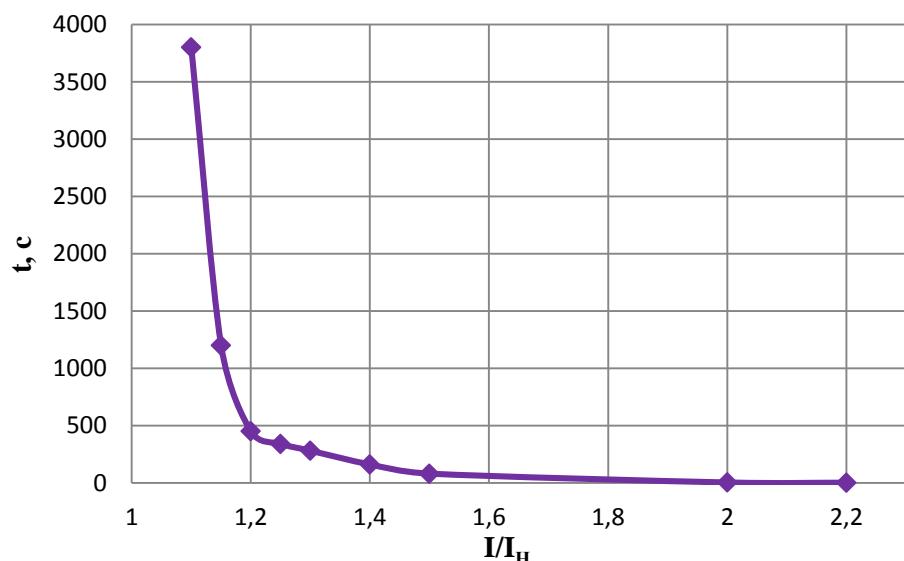


Рисунок 5.3. - Характеристика интегрального органа

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{OTC}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,47 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.42)$$

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

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66 \text{ В.} \quad (5.43)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 110 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 58,19 + \frac{0,8}{2} \cdot 9,03 = 50,16 \text{ Ом,} \quad (5.44)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ;

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 115^2}{25} = 58,19 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{20}{25} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{20}{115^2} \cdot 9,03 = 0,076, \quad (5.46)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,076 \cdot 5,51 = 0,419 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{20} = 5,51. \quad (5.48)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,419 \cdot \frac{\frac{1500}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,19 \text{ Ом.} \quad (5.49)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,2 \text{ Ом.}$

Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

Принимаем $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1099} = 5,51 \text{ Ом,} \quad (5.50)$$

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

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.ХХ.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 965}{510,8} - 0,95}{0,7} = 4,04, \quad (5.51)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,29 \text{ о. е.}, \quad (5.52)$$

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,409, \quad (5.53)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 65,86^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,29}{1,1} = 0,26 \text{ о. е.}, \quad (5.54)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,26 \cdot \frac{10,5^2}{20} = 1,43 \text{ Ом.} \quad (5.55)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,43 \cdot 1500/5}{10500/100} = 4,08 \text{ Ом}, \quad (5.56)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,08 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,18 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,61 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.4.

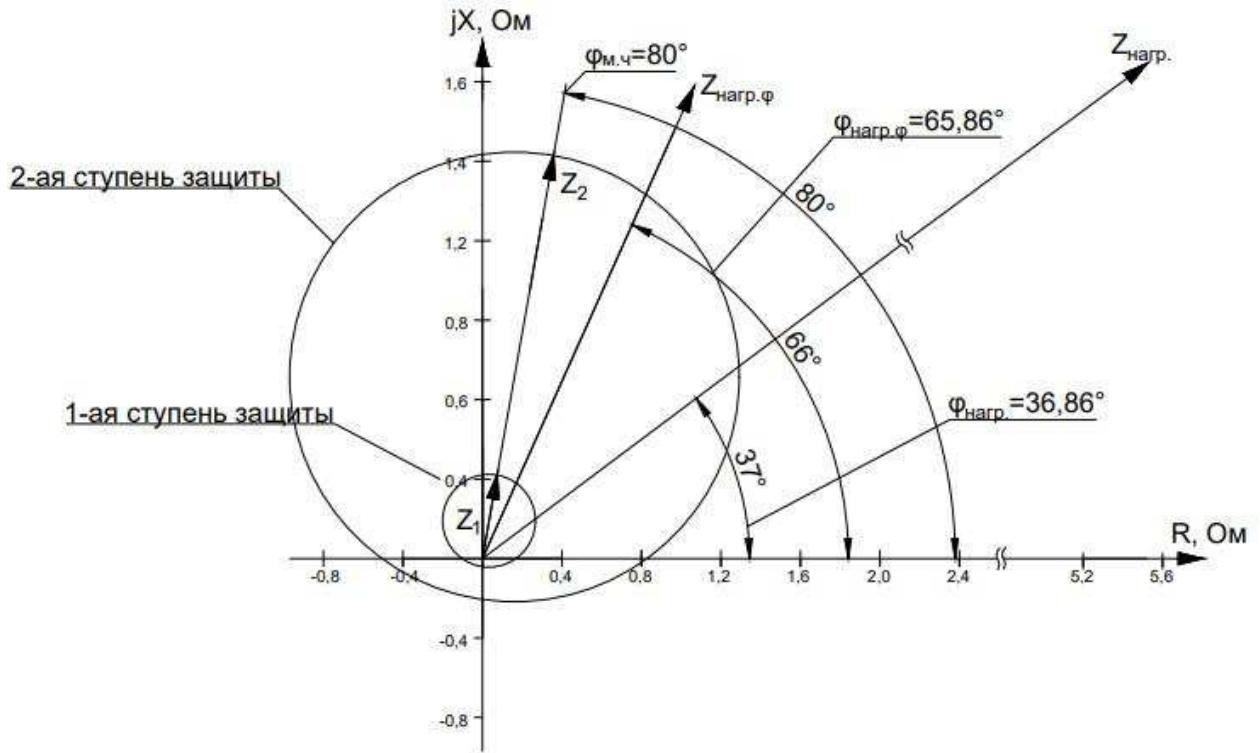


Рисунок 5.4 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.10 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:

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.57)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.58)$$

Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение

выключателя генератора, гашение полей. Перегрузочная способность обмотки ротора в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5.

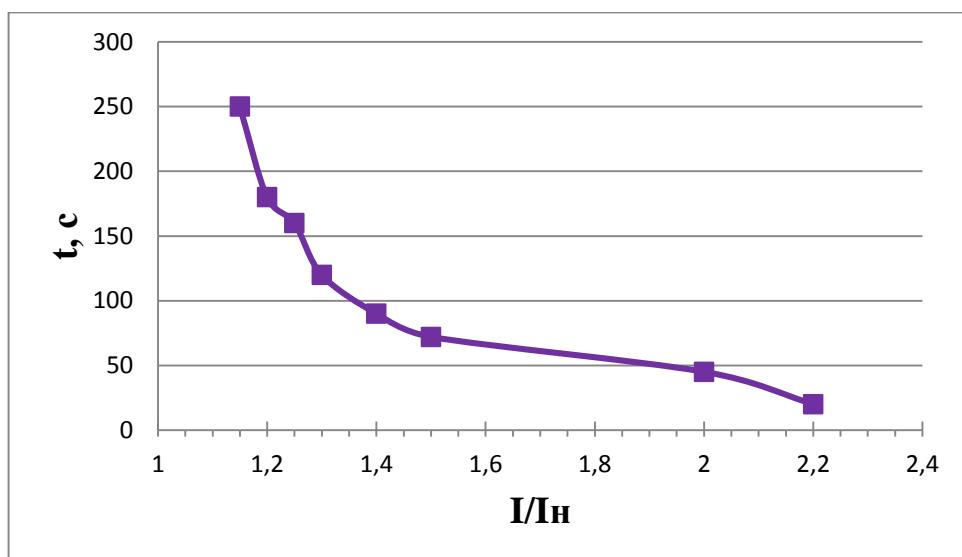


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_P \text{ пуск.} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.59)$$

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

Таблица уставок и матрица отключений защит представлены в Приложении Л в таблицах Л.1,Л.2.

5.11 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

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

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

6 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы

6.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Костромской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Костромской ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации. Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Костромской ГЭС оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей. В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности

6.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где не размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и

санитарногигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарногигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков.

Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве. На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

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

уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ. Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе, с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;

по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

6.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в Федеральном законе «О пожарной безопасности» №69-ФЗ. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей. Руководитель ГЭС обязан:

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

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

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

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

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Костромской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

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". Все лица, поступающие работать на Костромской ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчераами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно

высокая надежность работы этих устройств. Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельное хозяйство:

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

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

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

Результаты осмотра и выявленные недостатки должны заноситься в оперативный журнал и журнал (или картотеку) дефектов и неполадок с оборудованием.

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

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

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

Для удаления из кабельных сооружений воды, масла, мазута, других горючих жидкостей и горючих пылей должны быть организованы аварийные работы.

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

Запрещается допуск лиц для обслуживания кабельных сооружений или работы в них без согласования с начальником смены электростанции (с дежурным подстанции или начальником цеха).

Допуск ремонтного персонала, строительно-монтажных и наладочных организаций разрешается при наличии наряда на производство работ и наблюдающего лица из работников предприятия, хорошо знающего схему кабельных сооружений.

Обследование кабельных сооружений представителями контролирующих организаций должно проводиться только в присутствии сопровождающего должностного лица из соответствующего цеха с обязательным уведомлением начальника смены.

Лица, допущенные для работы или обследования кабельных сооружений, должны иметь электрические индивидуальные фонари из расчета один фонарь на группу (бригаду) не более 5 человек.

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

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

Автоматические установки пожаротушения кабельных сооружений должны эксплуатироваться на основании требований гл. 24 настоящих Правил. На период нахождения в кабельных сооружениях персонала (при обходе, ремонтных работах и т.п.) запуск установок по конкретному направлению должен переводиться на дистанционное управление, а после выхода персонала вновь переводиться на автоматический режим. Об изменениях режима работы установки пожаротушения на этот период делается запись в оперативном журнале.

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

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

Работа дренажных устройств должна проверяться не реже одного раза в квартал, с записью в оперативном журнале начальника смены цеха. Отмеченные недостатки должны фиксироваться в журнале (карточке) дефектов и неполадок с оборудованием.

Запрещается прокладка бронированных кабелей внутри помещений и в кабельных сооружениях без снятия сгораемого джутового покрова.

При обнаружении повреждения наружной пластиковой оболочки (шлангов) кабелей должны приниматься срочные меры для их ремонта или замены поврежденного участка.

Двери секционных перегородок кабельных сооружений должны быть самозакрывающимися, открываться в сторону ближайшего выхода и иметь плотный притвор.

При эксплуатации кабельных сооружений указанные двери должны находиться и фиксироваться в закрытом положении.

Допускается по условиям вентиляции кабельных помещений держать двери в открытом положении, при этом они должны автоматически закрываться от импульса пожарной сигнализации в соответствующем отсеке

сооружения. Устройства самозакрывания дверей должны поддерживаться в технически исправном состоянии.

Все места прохода кабелей через стены, перегородки и перекрытия должны быть уплотнены для обеспечения огнестойкости не менее 0,75 ч. Уплотнение кабельных трасс должно осуществляться с применением только огнестойких негорючих материалов и составов.

При замене или прокладке новых кабелей восстановление огнестойкого уплотнения кабельных трасс должно проводиться непосредственно после укладки нового кабеля и до закрытия наряда на выполняемые работы.

Выходы кабелей из проходных металлических кабельных коробов, а также коробов типа ККБ, КП и других, должны выполняться с использованием штуцеров, металлических рукавов и труб.

В металлических коробах типа ККБ, КП и др. кабельные линии должны разделяться перегородками и уплотняться материалом огнестойкостью не менее 0,75 ч в следующих местах:

При входе в другие кабельные сооружения.

На горизонтальных участках кабельных коробов через каждые 30 м, а также при ответвлениях в другие короба основных потоков кабелей.

На вертикальных участках кабельных коробов через каждые 20 м; кроме того, при прохождении через перекрытия такие огнестойкие уплотнения дополнительно должны выполняться на каждой отметке перекрытия.

Места уплотнения кабельных линий, проложенных в металлических коробах, должны быть обозначены красными полосами на наружных стенках коробов. В необходимых случаях делаются поясняющие надписи.

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

Кабельные сооружения новых и расширяемых частей энергетических предприятий должны приниматься в эксплуатацию без недоделок с оформлением акта приемки. Схема водоснабжения и готовность установки пожаротушения кабельных сооружений до сдачи ее в постоянную эксплуатацию (т.е. на период прокладки кабелей) должна обеспечивать необходимое давление воды, а также ручное управление запорной арматурой для обеспечения ее работы в этот период.

Запрещается принимать в эксплуатацию кабельные сооружения энергопредприятий без уплотнения прохода кабельных линий через строительные конструкции, противопожарных перегородок, самозакрывающихся дверей, работоспособных дренажных устройств, а также без автоматических установок пожаротушения и других противопожарных мероприятий, предусмотренных проектом по действующим нормам и правилам.

Кабельные короба типа ККБ должны быть закрыты быстросъемными крышками, а запорные устройства должны открываться без применения ключей и других приспособлений.

Осыпшая пыль твердого топлива на кабельных трассах и в коробах (особенно в котельной и на трактах топливоподачи) должна убираться по утвержденному графику, но не реже одного раза в квартал в зависимости от способности пыли топлива к самовозгоранию.

Запрещается при проведении реконструкции или ремонта применять кабели с горючей полимерной изоляцией.

При укладке новых кабелей они должны соответствовать характеристикам по нераспространению горения или огнестойкости в соответствии с действующим утвержденным перечнем на эти кабели.

Металлические оболочки кабелей и металлические поверхности, по которым они прокладываются, должны быть защищены негорючими антакоррозийными покрытиями.

Запрещается в помещениях подпитывающих устройств маслонаполненных кабелей хранить сгораемые и другие материалы, не относящиеся к данной установке.

Кабельные каналы и двойные полы в распределительных устройствах и других помещениях должны перекрываться съемными несгораемыми плитами. В помещениях АСУ ТП, щитов управления и других с паркетными полами деревянные щиты должны снизу защищаться асбестом и обиваться жестью или другим огнезащитным материалом. Съемные несгораемые плиты и цельные щиты должны иметь приспособления для быстрого их подъема вручную.

Запрещается при реконструкции и ремонте прокладка через кабельные сооружения каких-либо транзитных коммуникаций и шинопроводов, а также применение металлических лотков со сплошным дном и коробов.

Прокладку силовых кабелей по конструкциям, в каналах и лотках следует предусматривать однорядно, а контрольных кабелей - послойно или пучками (в соответствии с требованиями ПУЭ) максимальным размером в диаметре не более 100 мм или в отдельных ячейках специальных кабельных конструкций размером 100×100 мм.

Запрещается выполнять пучки кабелей диаметром более 100 мм. При прохождении пучков кабелей через перегородки, стены и перекрытия для уплотнения кабелей их следует раскладывать, как правило, в один слой, отделяя один ряд от другого несгораемым материалом толщиной не менее 20 мм.

6.4 Общие сведения о районе строительства

Образуется слиянием Кемы и Лундонги. Протекая по территории Костромской области, впадает в Унжинский залив Горьковского водохранилища около города Юрьевца. Основные притоки — Юза, Кунож, Вига, Понга, Нея (правые); Княжая, Межа, Пеженга, Ужура, Пумина, Белый Лух, Чёрный Лух (левые). На реке расположены города Кологрив, Мантурово, Макарьев и село Унжа. Уже после своего образования из Кемы и Лундонги Унжа довольно широка, а после впадения Куножа и Виги река расширяется до

60 метров. В верхнем и среднем течении в малую воду обнажаются небольшие перекаты, скорость течения небольшая. Правый берег почти на всём протяжении реки высокий, крутой, селения располагаются преимущественно на нём. Левый берег — более низкий, местами заболоченный, лес часто отделяется полосой кустарника. Встречаются песчаные пляжи. На последних 20 километрах река расширяется настолько, что чаще об этом участке говорят, как об Унженском заливе Горьковского водохранилища.

6.5 Фауна

К настоящему числу изученных позвоночных животных на территории Костромской области составляет 366 видов, в том числе млекопитающих — 56, птиц — 251, рыб — 41, круглоротых — 1, амфибий — 11, рептилий — 6. Мир насекомых насчитывает около 3 тыс. видов. На территории Костромской области встречается 21 вид позвоночных животных, занесённых в Красную книгу Российской Федерации.

6.6 Флора

Лесопокрытая площадь территории области составляет в среднем около 62 %. Наиболее богаты лесами северные и северо-восточные районы, где лесистость доходит до 72,5 %. Древесные породы, определяющие фон растительного покрова области, являются хвойные ель и сосна. В настоящее время в лесах области хвойные породы занимают 49,5 % и лиственные — 50,5 % древостоя. Из хвойных пород 27,2 % приходится на ель и 22,3 % на сосну. Из лиственных пород 41,4 % — берёза, и 9,1 % на осину и другие лиственные породы. Флора Костромской области содержит в настоящее время 1759 видов растений. Также насчитывается 94 интродуцированных и 46 заносных видов. Флора Костромской области насчитывает 7 видов, занесённых в Красную книгу Российской Федерации: 6 видов семейства орхидные и 1 вид лишайника.

6.7 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Костромского ГУ выполняются следующие виды работ:

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

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка 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;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами: Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов; Изменение процессов переноса и седиментации наносов;

Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Унжа в нижнем бьефе Костромского гидроузла;

Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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

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

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

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

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

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

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

6.8 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, вариантов 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. Вырубка затопляемого леса:

$$N = F \cdot a = 550 \cdot 900 = 49500 = 49\text{тыс деревьев.} \quad (6.1)$$

где F – площадь га,

a – Количество деревьев, шт/га.

6.9. Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период

1. 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

2. 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.

6.10 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

$$M = (N \cdot q) / (100\%) \cdot \rho, \text{ т} \quad (6.2)$$

где N- объем бетонных работ, м³ (125000 м³)

q- удельный норматив образования, % (q =1,8%)

ρ- плотность бетона, т/м³ (ρ =2,5 т/м³)

$$M = (N \cdot q) / (100\%) = (125000 \cdot 1,8) / (100\%) \cdot 2,5 = 5625 \text{ т} \quad (6.3)$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96), норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = (N \cdot q) / (100\%) \cdot \rho, \text{ т} \quad (6.4)$$

где N- количество арматуры, т (55 т)

q- удельный норматив образования, % (q =1,0%)

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³)

$$M = (N \cdot q) / (100\%) = (55 \cdot 1,0) / (100\%) \cdot 2,0 = 1,06 \text{ т} \quad (6.5)$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 5625 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,06 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

6.11 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

1. В период эксплуатации Костромского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

2. 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. В связи с тем, что на расстоянии 5 км от ГЭС находится населенный пункт – г. Мантурово, 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 санитарнозащитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение

мероприятий по не ухудшению качества воды реки Унжа от сбросов Костромской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения г. Мантурово, в пределах промплощадок объектов Костромской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110- 02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

7 Технико-экономические показатели

7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	31	31	31	31	31
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт*ч	1240 00	124000	124000	124000	124000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	1240	1240	1240	1240	1240
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	1227 60	122760	122760	122760	122760
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1237	1281	1323	1362	1400
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	151, 85	157,26	162,41	167,20	171,86
НДС к выручке	млн.руб	25,3 1	26,21	27,07	27,87	28,64

Вывод: Согласно таблице 7.1 , рост выручки за исследуемый период произошёл за счет изменения тарифа на электроэнергию, при этом объемы реализации не изменились.

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

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

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

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	7,91
Прочие	274	8.49
Итого по ГЭС		16,40

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные знания расходов на ремонт, представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5	0,120
От 6 до 15	0,170
От 16 до 25	0,300
Свыше 25	0,400

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	4,19
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт*ч	0,29
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт*ч	0,085
Итого		4,565

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	32,07	59,80	72,64	72,64	74,10
Расходы на страхование, млн.руб.	3,07	5,34	5,63	4,93	5,83
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	12,29	16,38	16,38	16,38	16,38
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	3,84	6,68	7,04	6,17	7,29
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	3,43	4,57	4,57	4,57	4,57
Налог на воду, млн.руб.	25,37	29,88	29,88	29,88	29,88
Итого, млн.руб.	80,06	122,66	136,15	134,58	138,06

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

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 7.1.

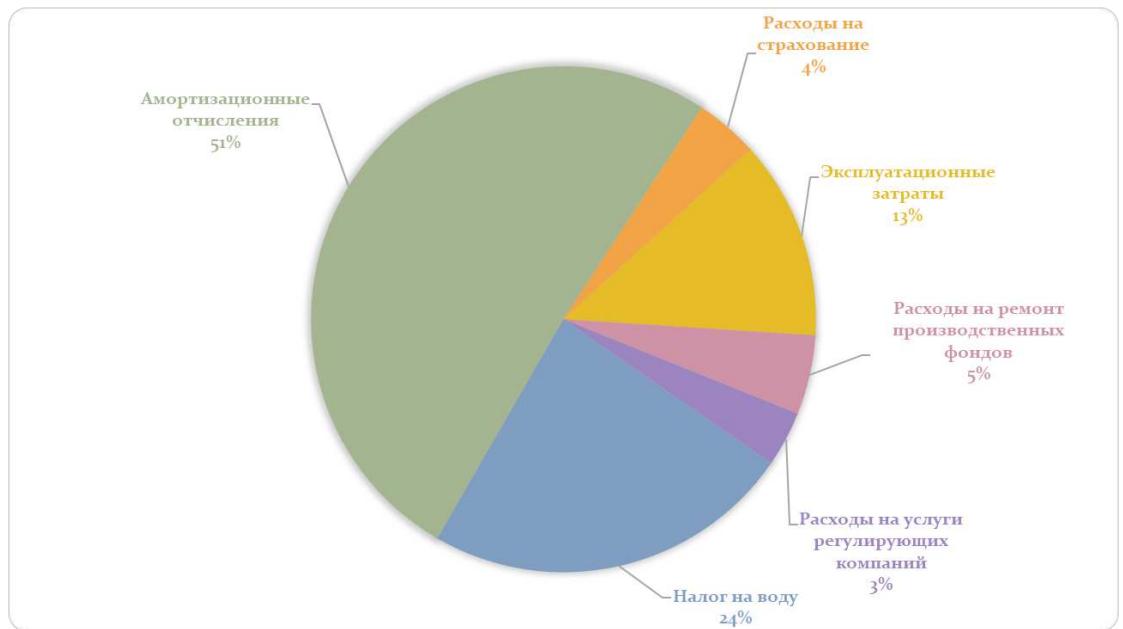


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: Анализируя диаграмму делаем вывод, что большую часть затрат составляют амортизационные отчисления, так как строительство ГЭС – это капиталоемкое производство.

7.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

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

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн.руб.	41,90	48,09	51,39	52,15	52,91
НДС, млн.руб.	20,62	73,92	74,57	75,27	75,96
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	10,16	10,16	10,16	10,16	10,16
Налог на имущество, млн.руб.	32,83	31,77	31,30	30,97	30,64
Итого, млн.руб.	105,51	163,94	167,42	168,55	169,68

Вывод: Основой налоговых расходов является налог на прибыль так как выработка электроэнергии станции растёт. Также рост расходов связан с налогом на добавленную стоимость.

7.4 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.

Рассматриваемый период часть прибыли идёт на уплату налога на прибыль, также снижение прибыли связано с увеличением расходов.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Чистая прибыль представлена в виде графика на рисунке 7.2.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	268,74	302,82	311,70	320,88	329,30
Текущие расходы, млн.руб.	86,56	122,66	136,15	134,58	138,06
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	268,74	302,82	311,70	320,88	329,30
EBIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	163,18	160,79	156,17	166,95	171,85
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	27,72	32,16	31,23	33,39	34,37
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	135,46	128,63	124,93	133,56	137,48
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

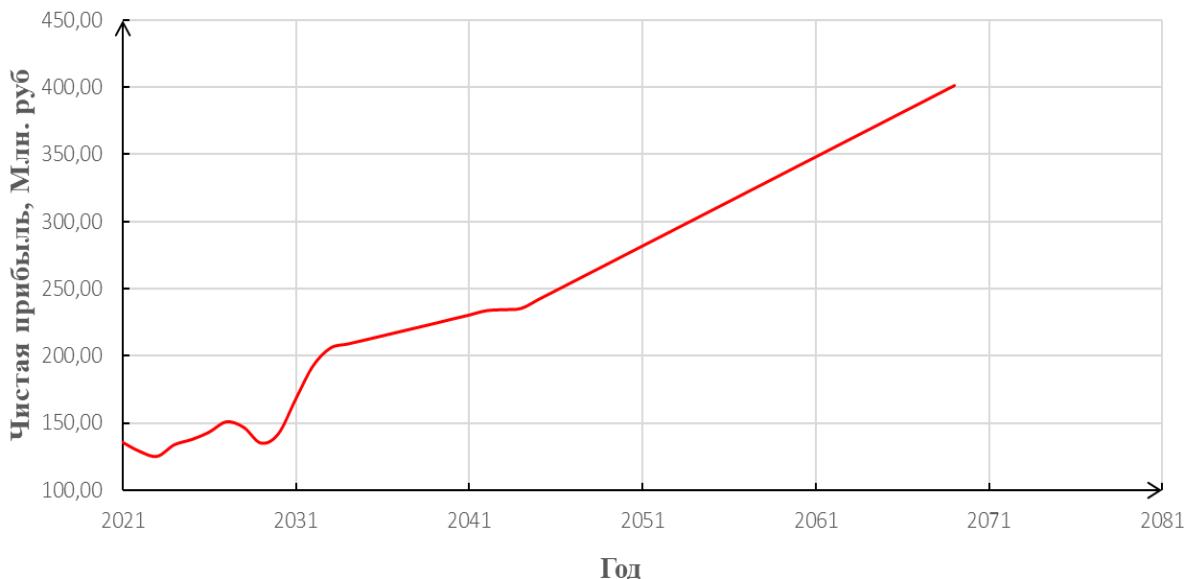


Рисунок 7.2 – Чистая прибыль, млн.руб.

Вывод: По результатам расчета чистой прибыли (рисунок 2.1) сделан вывод, что проект в 2021 году выходит на положительную прибыль и увеличивает свою экономическую эффективность.

График с указанием годов реализации проекта на рисунке 7.3.

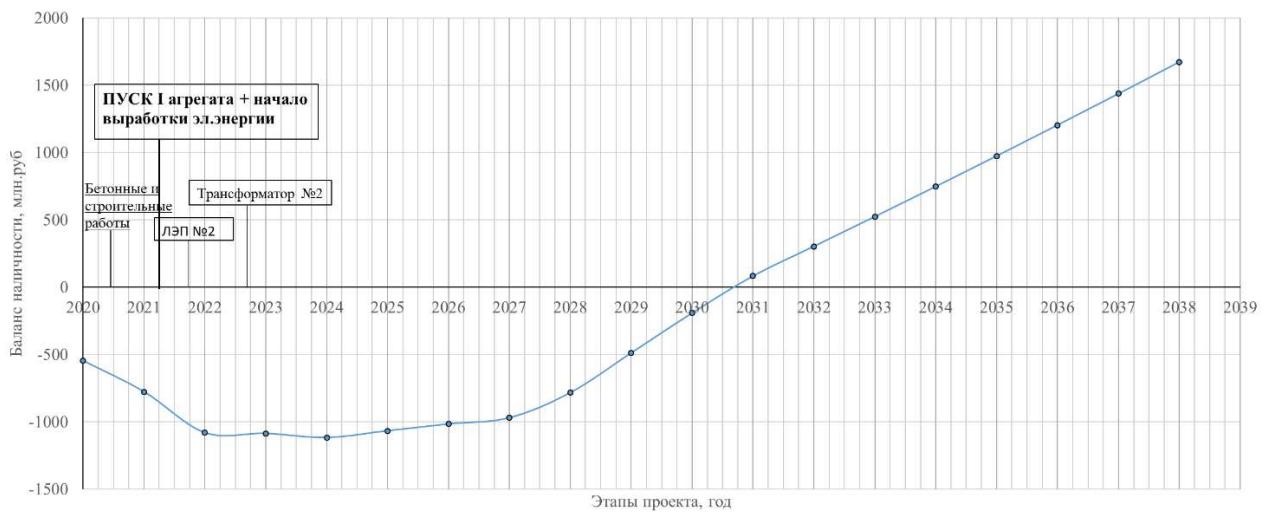


Рисунок 7.3 – График с указанием годов реализации проекта

Вывод: В период с 2020 по 1 квартал 2021 выполняется покупка и установка энергетического оборудования первого агрегата. Из графика видно, что только после запуска второго трансформатора и как следствие пуска второго агрегата начинается подъем денежных средств. С дальнейшей работой агрегатов выработка электроэнергии повышается вместе с тарифами, и как следствие станция окупается после 2030 года.

7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

7.6 Методология, исходные данные

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

- Чистый, дисконтированный доход
- Индекс прибыльности
- Срок окупаемости
- И т.д.

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

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

7.7 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Показатели эффективности

Наименование	2020
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	138
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	53,95
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,05
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0.04
Удельные капиталовложения, руб/Квт	85870,97

7.8 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. В целом проект приносит не только коммерческую эффективность, а также бюджетную эффективность.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Налоговые поступления

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн.Рублей	53,15	62,55	88,65	127,11	91,52
В региональный бюджет, млн.Рублей	5,58	10,69	13,30	11,70	12,39
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	58,73	73,24	101,95	138,82	103,91

7.9 Анализ чувствительности

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

- Ставки налогов
- Цена сбыта
- Ставки дисконтирования

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертизно.

Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов представлено на рисунке 7.4.

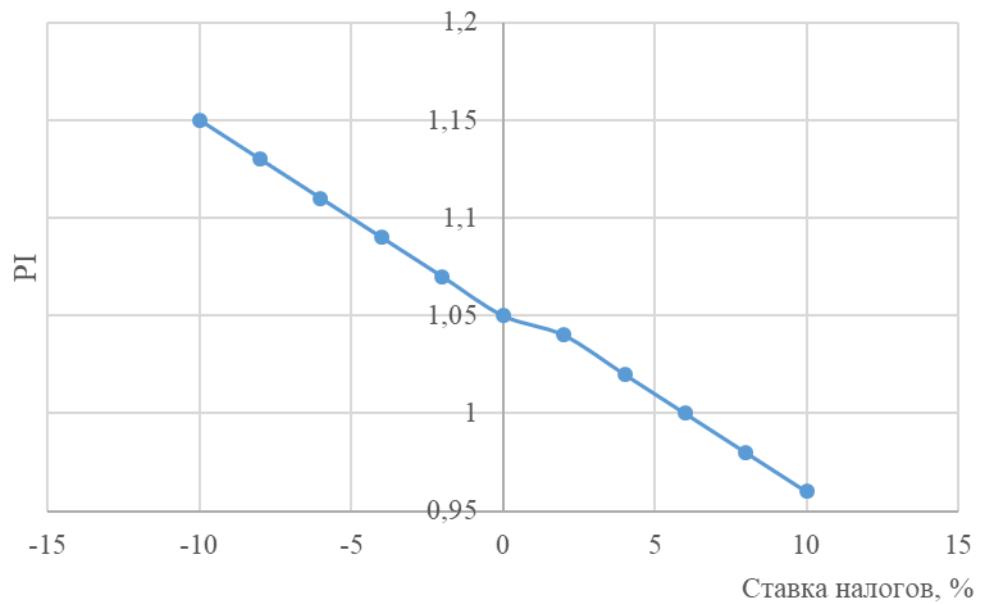


Рисунок 7.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины PI. Зависимость обратная, также значение PI опускается меньше 1,0 при 8 %. Таким образом, изменение данного параметра приведёт к возникновению рисков для проекта.

Индекс PI в зависимости от изменения цены сбыта представлен на рисунке 7.5.

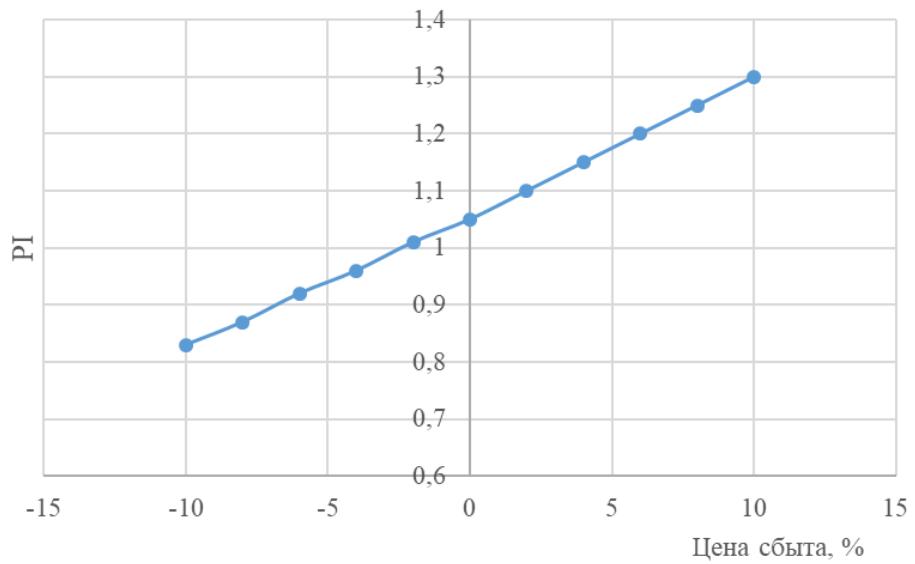


Рисунок 7.5 – Индекс PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличение цены сбыта приводит к увеличению индекса PI. Зависимость прямая. Изменение цены сбыта на -4% и ниже приведет к снижению индекса PI < 1,0.

Индекс PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлен на рисунке 7.6.

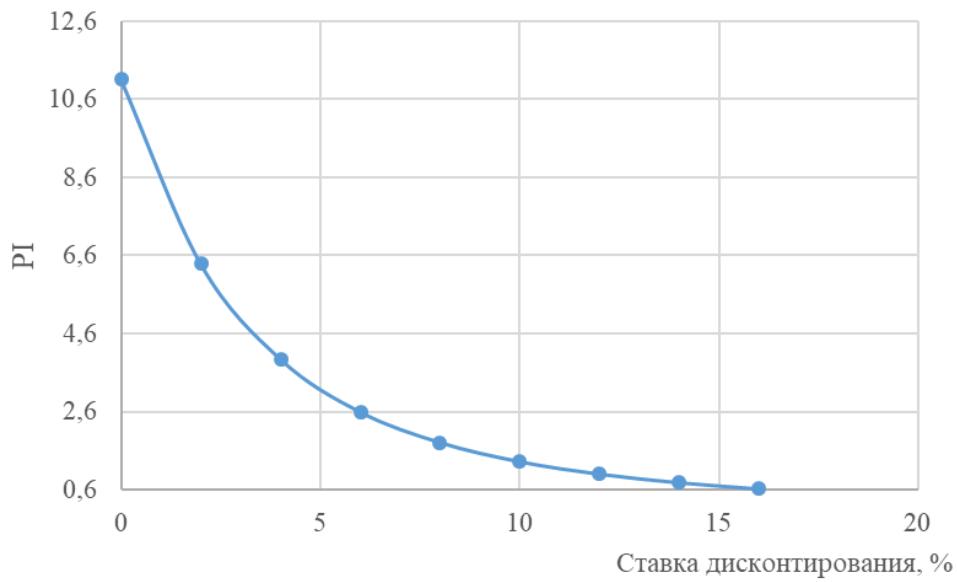


Рисунок 7.6 – Индекс PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования.

При увеличении ставки дисконтирования происходит уменьшение величины PI, причем индекс PI опускается ниже 1,0.

8 Измерение уровней бьефов, современные технические решения

8.1 Назначение и область применения

Бьеф — участок реки между двумя соседними плотинами на реке или участок канала между двумя шлюзами.

Верхний бьеф плотины — часть реки выше подпорного сооружения (плотины, шлюза). Нижний бьеф — часть реки ниже подпорного сооружения.

Основные задачи системы измерения уровней бьефов (СИУ):

- Измерения уровней верхнего и нижнего бьефов ГЭС;
- Определения напоров брутто и нетто турбины;
- Определение расходов воды, пропускаемых гидротурбинами;
- Вычисление суточного, месячного и годового стока воды через гидротурбины с накоплением информации и с поправками на возможные перерывы в измерениях расхода;
- Определение гидравлических потерь на сороудерживающих решетках на входе в проточную часть гидротурбины.

В зависимости от времени и опыта эксплуатации гидроэлектростанций использовались различные способы и системы измерения уровней бьефов. Ранее, для измерений уровней бьефов в основном применялись уровнемеры типа сельсинного датчика, поплавкового, буйкового, которые вследствие современных технических решений и условий были заменены на более точные и простые в эксплуатации датчики измерений. В настоящее время одним из основных способов измерения уровней бьефов на гидроэлектростанциях являются измерения с помощью таких датчиков, как пьезометрические, гидростатические, лазерные уровнемеры, ёмкостные.

8.2 Буйковые, поплавковые, ёмкостные уровнемеры.

Буйковый уровнемер – устройство для измерения УБ, принцип работы которого основан на измерении перемещения буйка или силы гидростатического давления, действующей на буёк. Передача информации с буйкового уровнемера действует по запросу рабочего персонала гидроэлектростанции при помощи приёмно-передаточной устрйства, основанного на радиосигналах. Буйковые уровнемеры могут работать при давлениях до 32 МПа, а также при своей рабочей температуре от -150 до +500°C. Буек находится в вертикальном положении и частично погружен в жидкость. При изменении уровня жидкости в аппарате масса буйка в жидкости изменяется пропорционально изменению уровня. Преобразование веса буйка в сигнал измерительной информации осуществляется с помощью унифицированных преобразователей «сила — давление» и «сила — ток». Недостатком буйковых уровнемеров являются зависимость их точности от плотности и температуры измеряемой среды, ограниченность использования

для больших (свыше 16 м) диапазонов измерения уровней жидкостей. Буйковый уровнемер показан на рисунке 8.1.

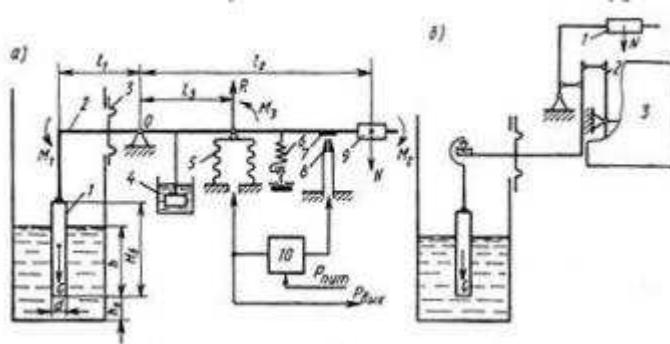


Рисунок 8.1 – Буйковый уровнемер

Поплавковый уровнемер – устройство для измерения уровней, действие которого основана на измерении перемещения поплавка, плавающего на поверхности жидкости. Применение магнитной связи для передачи перемещения поплавка позволяет герметизировать вывод передачи в измерительный блок, упростить конструкцию, повысить надёжность, измерять уровень в резервуарах под давлением. Поплавковые уровнемеры узкого диапазона (рисунок 8.2) обычно представляют собой устройства, содержащие шарообразный поплавок диаметром 80–100 мм, выполненный из нержавеющей стали. Поплавок плавает на поверхности жидкости и через штангу и специальное сальниковое уплотнение соединяется либо со стрелкой измерительного прибора, либо с преобразователем 1 угловых перемещений в унифицированный электрический или пневматический сигналы.

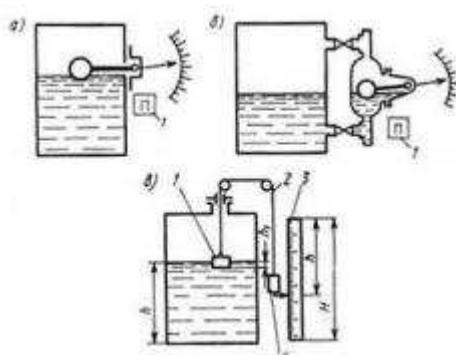


Рисунок 8.2 – Схемы устройства поплавковых уровнемеров

Ёмкостной уровнемер – устройство для измерения, работа которого основана на различии диэлектрической проницаемости жидкости и воздуха. В связи с этим по мере погружения электродов датчика уровнемера в жидкость изменяется ёмкость между ними пропорционально уровню жидкости в резервуаре. Конструктивно ёмкостные чувствительные элементы выполняют в виде коаксиально расположенных цилиндрических электродов или параллельно расположенных плоских электродов. Конструкция ёмкостного чувствительного

элемента с коаксиально расположеными электродами определяется физико-химическими свойствами жидкости, схема на рисунке 8.3.

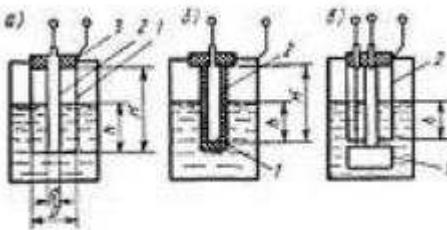


Рисунок 8.3 – Схемы ёмкостных уровнемеров

В настоящее время вышеприведённые датчики не актуальны, так как использовались на начальном этапе гидроэнергетики. В рамках спецвопроса рассмотрим современные способы и системы измерения уровней верхнего и нижнего бьефов.

8.3 Устройство и принцип действия дальномеров

Лазерный дальномеры с цифровым и аналоговым выходом используются для измерения уровней бьефов на ГЭС, а также для измерения высоты и положения плотины на ГЭС. Принцип измерения расстояний дальномеров основан на определении разности фаз излучаемых и принимаемых модулированных сигналов. Модулируемое излучение лазера с помощью оптической системы направляется на цель. Отраженное целью излучение принимается той же оптической системой, усиливается и направляется на блок, где происходит измерение разности фаз, излучаемых и принимаемых сигналов, на основании которого вычисляется расстояние до цели. Результаты измерений выводятся на дисплей персонального компьютера и регистрируются в памяти персонального компьютера. Принцип работы дальномера на рисунке 8.4.



Рисунок 8.4 – Принцип работы дальномера

Конструктивно дальномер состоит из двух печатных плат, на одной из которых смонтирован лазерный дальномер, а на другой – электронное вычислительное устройство.

Применение дальномеров в качестве способов измерений уровней бьефов дает возможность практически полностью исключить ошибки в работе

системы, а также увеличить точность измерений практически в 3 раза. Светодальномерный способ измерения уровней бьефов отлично себя зарекомендовал на современных гидроэлектростанциях.

8.4 Устройство и принцип действия датчиков давления

В основе работы измерителя уровня с помощью датчиков давления лежит гидростатический метод. Этот метод основывается на измерении давления, которое оказывает на датчик столб воды над ним.

В качестве датчика давления используется погружной зонд показанный на рисунке 8.5. Датчик давления находится внизу зонда и измеряет величину давления столба жидкости над собой. Расчёт производится при известной плотности жидкости. Очевидно, что влияние атмосферного давления, действующего на поверхность жидкости, необходимо компенсировать для точности измерений. Поэтому оно устраняется посредством его подведения к датчику через специальную вентиляционную трубку. Чтобы предотвратить попадание влаги и избежать возможного повреждения электроники, трубка оснащена фильтром влажности.

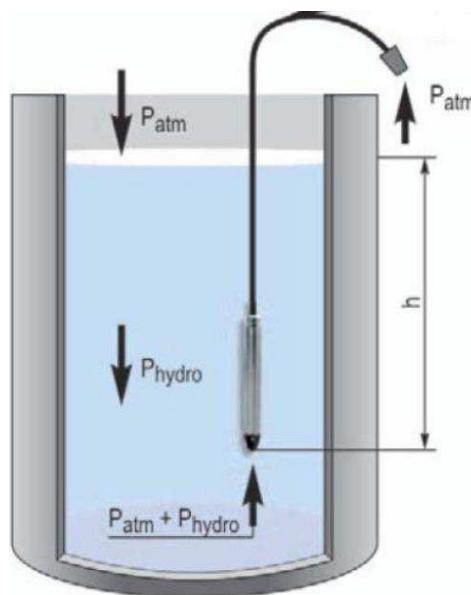


Рисунок 8.5 – Принцип работы погружного зонда

Для измерения уровней верхнего бьефа предусматривается установка преобразователей давления погружного типа (датчиков уровня верхнего бьефа) в предварительно отреконструированный наклонный закладной трубопровод штатной системы измерения уровней бьефов ГЭС. Датчики уровня верхнего бьефа устанавливаются в закладную трубу, предназначенную для пневмогидравлических датчиков перепада уровней на сороудерживающих решетках, с отбором давления перед входом в водоприемники гидроагрегатов. Для точного определения отметки установки датчика уровня верхнего бьефа в аэрационную трубу одного из агрегатов устанавливается контрольный

преобразователь давления погружного типа (контрольный зонд). Сигналы от датчиков уровня верхнего бьефа и контрольного зонда вводятся в шкаф ВБ, содержащий блоки питания и преобразования сигналов. Для измерения уровней нижнего бьефа предусматривается установка преобразователей избыточного давления (датчиков уровня нижнего бьефа). Сигналы от датчиков уровня нижнего бьефа вводятся в шкаф НБ, содержащий блоки питания и преобразования сигнала.

Состоит из:

- шкафа для верхнего бьефа,
- шкафа для нижнего бьефа,
- компьютерной стойки.

Выходные сигналы от этих шкафов подаются в компьютер. Компьютер управляет функционированием системы, производит опрос шкафов ВБ и НБ, выполняет необходимые вычисления и выдает на монитор величины уровней бьефов.

Сбор измерений производится с помощью модуля сбора данных, который представляет собой универсальный многоканальный вторичный преобразователь сигналов датчиков. Устройство осуществляет измерение аналоговых сигналов (напряжений и токов), их преобразование в цифровую форму и масштабирование, а также обмен командами и данными по последовательному интерфейсу. Установка режимов работы не требует дополнительных аппаратно-программных средств.

8.5 Условия выбора устройств для измерений уровней бьефов проектируемой ГЭС

Согласно СТО 17330282.27.140.004-2008 [38] выбор контрольно-измерительной аппаратуры производится следующим образом:

1. Контроль уровней воды в НБ и ВБ следует осуществлять с использованием различных типов поплавковых приборов, а так же

- погружных датчиков давления;

- устройств, для измерения расстояния до поверхности воды, например, лазерной рулетки.

2. Измерение уровня ВБ должно проводиться в двух точках при длине напорного фронта менее 500 м. Датчики следует устанавливать на водоприемнике и плотине у правого и левого берега;

3. Уровни бьефов следует измерять с помощью устройств с дистанционной передачей показаний на центральный пульт управления;

4. Измерение УНБ должно проводиться на выходе воды из отсасывающих труб гидромашины и на отводящем канале в створе установившегося движения потока воды при работающих водосбросах;

5. Гидрометрические посты в ВБ и НБ гидроузла должны быть оборудованы системой записи или системой передачи данных.

Обработка полученной информации производится систематически.

Для выбора датчиков измерения верхнего бьефа и нижнего бьефа нужно рассчитать разницу уровней между наибольшими и наименьшими значениями.

На рисунке 8.6 представлена схема плотины с отметками уровней

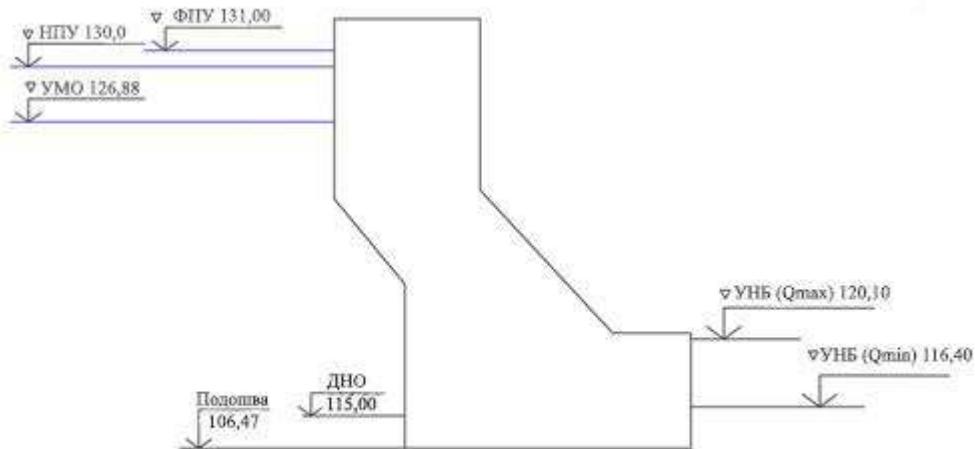


Рисунок 8.6 – Схема гидротехнического сооружения

Для НБ:

$$L_{\text{НБ}} = \text{УНБ}_{\text{max}} - \text{УНБ}_{\text{min}} = 120,10 - 116,40 = 3,7 \text{ м} \quad (8.1)$$

где $\text{УНБ}_{\text{max}} = 126,10 \text{ м}$;
 $\text{УНБ}_{\text{min}} = 116,40 \text{ м}$.

Для ВБ:

$$L_{\text{НБ}} = \text{УВБ}_{\text{max}} - \text{УВБ}_{\text{min}} = 131,00 - 126,88 = 4,12 \text{ м} \quad (8.2)$$

где $\text{УВБ}_{\text{max}} = 131,00 \text{ м}$;
 $\text{УВБ}_{\text{min}} = 126,88 \text{ м}$.

По результатам расчётов, согласно требованиям СТО, для Костромской ГЭС была выбрана дублированная система измерения уровней бьефов, основанная на разных физических принципах, а именно: погружных датчиков давления и устройств, для измерения расстояния до поверхности воды.

8.6 Выбор дальномеров для измерения уровней верхнего бьефа и нижнего бьефа для Костромской ГЭС

Для измерений уровней ВБ и НБ был выбран дальномер - лазерная рулетка DIMETIX DLS-C30 на рисунке 8.7. Серия дальномеров DLS-C применяется для измерения объектов с расстоянием до 150 м.



Рисунок 8.7 – дальномер DIMETIX DLS-C30

Ниже представлены технические характеристики прибора:

- Способность работать в любых погодных условиях;
- Имеет защиту от попадания грязи, частиц пыли, воды, ударопрочный, виброзащищен, так как конструктивно выполнен в металлическом корпусе. Высокий класс защиты;
- Последовательный интерфейс ввода/вывода;
- Температура работы $-40\dots+70\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Высокоточный аналоговый интерфейс;
- Точность измерений $\pm 3\text{ mm}$;
- Дальность измерений до естественных объектов от $0,05 \div 65\text{ m}$;
- Дальность измерений до отражающей пластины $25 \div 150\text{ m}$;
- Обработка результатов с сервером со скоростью 9600 бит/с

Схема установки дальномеров ВБ и НБ представлена в приложении М на рисунке М.1.

8.7 Выбор датчиков давления верхнего и нижнего бьефов для Костромской ГЭС

В качестве датчиков давления, по полученным результатам расчетов, был выбран погружной зонд LMP 308i на рисунке 8.8. Погружной зонд LMP 308i предназначен для непрерывного измерения уровня жидкостей, не агрессивных к нержавеющей стали.

Данные датчики обладают следующими характеристиками:

- Диапазоны давления от 0 м вод.ст. до 0…250 м вод.ст.;
- Индивидуальная настройка диапазона по требованию заказчика;
- Кабель с пустотелой жилой для компенсации изменения атмосферного давления;
- Компенсация температурной погрешности;
- Прочная конструкция;
- Большой срок службы;
- Высокая степень защиты от неправильного подключения, короткого замыкания и перепадов напряжения;
- Рабочие температуры: $-20\text{ }^{\circ}\text{C} \div +70\text{ }^{\circ}\text{C}$;

- Время реакции датчика на изменение давления составляет 200 мс;
- Возможность измерения температуры воды.



Рисунок 8.8 – Погружной зонд LMP 308i

В таблице 8.1 представлены основные характеристики погружного зонда LMP 308i.

Таблица 8.1 - Характеристики погружного зонда LMP 308i

Параметр	Значение
Диапазоны давления	от 0...1 до 0...350 м.вод.ст.
Основная погрешность	0,1 % ДИ
Выходной сигнал	4...20 мА (опция: Ex-исполнение), RS232 для настройки
Сенсор	кремниевый пьезорезистивный
Диапазон температур измеряемой среды	-20...+70°C
Класс защиты	IP 68
Механическое присоединение	кабель PVC, PUR, FEP и др., опция: защита кабеля гибкой трубкой из нерж. стали

В качестве сбора данных выбран универсальный многоканальный вторичный преобразователь сигналов датчиков «НЕВОД+М8» на рисунке 8.9.



Рисунок 8.9 – модуль «НЕВОД+М8»

Основные характеристики:
 Количество аналоговых выходов: 8 дифференциальных;
 Диапазоны входного аналогового сигнала:

- При измерении постоянного тока ± 25 мА
- При измерении постоянного напряжения ± 10 В

Пределы основной приведенной погрешности измерений:

- По постоянному току $\pm 0,10\%$
- По постоянному напряжению $\pm 0,05\%$

Интерфейс обмена данными: RS-485, двухпроводный

Схема передачи данных на серверную представлена в приложении М на рисунке М.3.

8.8 Причины, влияющие измерения в ВБ и НБ.

В верхнем бьефе, основными причинами, влияющими на точность измерений, являются нагонные ветровые явления, которые в свою очередь приводят к образованию волн. При этом явлении должно учитываться направление ветра, так как он может быть, как встречным, так и боковым. В связи с этим, при боковом ветре показания приборов могут не совпадать, что обязательно должно учитываться при анализе данных. Допустимое отклонение зеркала водохранилища от нормального состояния может доходить до 20 мм.

Так же, на точность измерений свое влияние может оказывать прогиб зеркала водохранилища. Это явление возникает при работе агрегатов. Величина влияния этого фактора обусловлена нагрузкой гидроагрегатов, то есть величиной открытия направляющих аппаратов, и местом установки датчиков, измеряющих уровень верхнего бьефа.

В нижнем бьефе существенное влияние оказывает работа агрегатов. Поток воды, проходящий по проточному тракту и выходящий из отсасывающей трубы в нижний бьеф очень неспокоен, и создает волновые явления, которые оказывают влияние на работу системы измерения. Вследствие чего, чем дальше от места установки датчика находится работающий агрегат, тем меньшее влияние на точность измерений он оказывает.

В связи с этим погрешности измерений уровней воды в бьефах зависят как от места установки измерительных приборов, так и от их конструкции. Поэтому место установки прибора должно выбираться особенно тщательно. Оно должно иметь минимальные ветровые и волновые колебания уровня воды, чтобы за счет скоростей потока не было локальных понижений или повышений уровней. Место установки должно быть удобным для осмотра прибора, по возможности защищенным от плавающих бревен, топляков, сора и др. Показания приборов должны характеризовать положение уровня бьефа по всему фронту водосбросного сооружения или ГЭС. Последнее требование для правильного измерения напора в ряде случаев трудновыполнимо, особенно при широких бьефах, при которых не исключено, что в ряде мест, значительно удаленных от измерительного прибора, будет наблюдаться отклонение фактического положения уровня воды от измеряемого.

Все перечисленные причины обязательно должны учитываться при выборе и оборудовании приборами поста наблюдения за уровнем воды, что

обеспечит получение надежных результатов и предохранит сами приборы от преждевременного выхода их из строя.

В результате проведенных исследований для проектируемой Костромской ГЭС были выбраны наиболее современные и простые в эксплуатации датчики:

1. Лазерная рулетка DIMETIX DLS-C30.
2. В качестве датчиков давления выбран погружной зонд LMP 308. Для выбора датчика был произведен расчет перепадов уровней, между наибольшими и наименьшими значениями. Для нижнего бьефа в результате расчета получилось значение 3.7 м, для верхнего бьефа 4.12 метров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектируемая Костромская ГЭС в Костромской области будет являться стратегией социально-экономического развития края. Так как на территории Костромской области существуют готовые отраслевые территориальные производственные комплексы, имеющие хороший конкурентный потенциал во всероссийском, а по отдельным направлениям — в международном масштабе. К числу таких комплексов относятся: ювелирный; центр химической промышленности; машиностроительный комплекс; судостроительный комплекс; мясомолочные комплексы на западе и юге области; лесной и лесоперерабатывающий комплексы на востоке региона. Предприятия области являются лидерами в России по производству нефтегазового и грузоподъёмного оборудования, деталей цилиндро-поршневой группы, элементов микропроцессорной системы управления двигателем. Источником энергии, которых будет проектируемая ГЭС. Так же на ГЭС может обеспечивать труднодоступные поселения. Проектируемая ГЭС положительно повлияет на развитие региона.

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Костромской ГЭС на реке Унжа, являющимся сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, и среднемноголетняя выработка.

Было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Плотина Костромского гидроузла отвечает требованиям надежности. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

Строительство Костромской ГЭС в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] :введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
5. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва :Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва :Стандартинформ, 2008. – 8 с.
8. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва :Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
9. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // «SynergyAstana» – инновационная инжиниринговая компания в области энергетики. – Режим доступа: <http://www.synergy.kz>.
10. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
11. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва :Стандартинформ, 2011. – 12с.
12. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ;введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
13. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.

14. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
15. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
16. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
17. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва :Стандартинформ, 2008. – 15 с.
18. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва :Стандартинформ, 2008. – 6 с.
19. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва :Стандартинформ, 2010. – 12 с.
20. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ»[Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
21. ГОСТ 17544-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия. – Введ. 01.07.1986 – Москва :Энергоатомиздат, 1990. – 38 с.
22. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
23. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
24. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электrozавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
25. Каталог «Трансформаторы стационарные масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 6-35 кВ»[Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.

26. IEC 60050 (441) Международный электротехнический словарь. Глава 441: Коммутационная аппаратура, аппаратура управления и предохранители. – Введ. 01.01.1984 – Москва :Стандартинформ, 2014. – 104 с.
27. CIGRE WG 23.02 Доклад на втором международном семинаре по опытной эксплуатации высоковольтных подстанций с элегазовой изоляцией (КРУЭ) [Электронный ресурс] : от 23.02.2000 // «CIGRE WG». – Режим доступа: <http://www.wg.ru>.
28. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.
29. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
30. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
31. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
32. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
33. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
34. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
35. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
36. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
37. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
38. ГОСТ 23119-78 Фермы стропильные стальные сварные с элементами из парных уголков для производственных зданий – Введ. 28.04.1978 – Москва :Стандартинформ, 2011. – 12с.
39. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс] : распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
40. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс] : от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

41. РД153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

42. Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.

43. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] :федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

44.Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] :федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

45. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс] :федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

46. О животном мире [Электронный ресурс] :федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

47. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс] :федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

48. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения[Электронный ресурс] :федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

49. О безопасности гидротехнических сооружений[Электронный ресурс] :федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

50. Об экологической экспертизе[Электронный ресурс] :федер. закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

51. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов[Электронный ресурс] :федер. закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

52. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации[Электронный ресурс] :федер. закон от 08.11.2007 N 258-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

53. Земельный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 55 с.

54. Водный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 42 с.

55. Лесной кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 45 с.
56. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
57. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва :ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
58. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва :ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
59. Каталог «Провод алюминиевый неизолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: <http://www.e-kc.ru>.
60. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: <http://www.profenergo1.energoportal.ru>.
61. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
62. Приказ Минприроды РФ от 26.01.2011 N 17 «Об утверждении Методических указаний по разработке правил использования водохранилищ» [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Унжа за период 1930–1979гг

Годы	Расходы в кубических метрах в секунду													Qср.год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
1930	40	85	182	352	471	255	167	101	86	54	48	38	157	
1931	45	68	187	352	373	257	120	102	87	70	55	35	146	
1932	53	60	72	263	665	359	98	86	70	65	51	42	157	
1933	49	50	76	241	586	156	104	94	90	76	55	45	135	
1934	52	61	84	185	757	242	107	92	83	70	51	36	152	
1935	60	88	102	262	525	287	133	112	90	88	73	51	156	
1936	61	85	302	601	457	198	117	108	95	73	65	54	185	
1937	76	105	298	580	813	370	145	120	103	96	77	67	238	
1938	61	89	161	337	690	176	108	92	87	71	69	63	167	
1939	59	72	84	274	567	189	111	95	91	79	70	55	146	
1940	58	77	83	237	840	307	113	110	95	92	89	73	181	
1941	45	62	84	355	564	199	112	104	94	88	72	63	154	
1942	41	51	93	271	528	156	121	99	89	78	63	62	138	
1943	69	102	201	477	593	189	99	94	85	82	73	64	177	
1944	52	73	97	246	451	166	139	121	100	93	86	62	141	
1945	53	92	228	545	524	197	109	101	99	96	60	48	179	
1946	51	61	108	297	676	156	99	87	86	62	54	38	148	
1947	65	85	225	544	826	375	136	117	104	94	76	66	226	
1948	58	72	99	216	621	166	103	93	90	84	65	42	142	
1949	54	82	91	207	723	216	112	92	88	80	76	56	156	
1950	61	86	102	228	831	199	109	97	88	84	65	53	167	
1951	66	84	102	429	654	389	105	96	87	73	62	51	183	
1952	51	78	84	177	674	180	109	84	64	62	54	42	138	
1953	46	76	84	220	418	214	106	100	81	73	68	52	128	
1954	48	58	62	231	682	373	91	81	79	77	67	60	159	
1955	71	87	95	217	605	190	101	83	75	68	57	43	141	
1956	52	72	86	227	498	206	96	83	87	86	66	51	134	
1957	43	53	62	258	611	228	87	78	60	55	53	46	136	
1958	54	56	78	266	611	257	96	70	62	58	56	43	142	
1959	57	78	191	511	623	358	98	92	83	81	62	44	190	
1960	57	67	74	371	663	224	94	83	81	76	68	52	159	
1961	63	83	93	272	763	180	90	84	79	77	61	56	158	
1962	59	67	82	155	291	165	68	65	61	60	55	48	98	
1963	70	71	97	397	322	156	96	84	74	72	67	66	131	

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год
1964	65	74	124	296	771	171	103	82	71	70	62	41	161
1965	56	96	201	474	849	359	108	107	99	85	67	54	213
1966	73	92	118	507	710	172	107	102	86	71	68	65	181
1967	47	87	121	368	575	325	109	98	94	79	50	34	166
1968	66	84	102	436	801	245	105	88	75	68	62	45	181
1969	58	59	87	414	727	360	90	86	68	55	51	32	174
1970	57	98	199	579	642	306	140	105	100	74	60	49	201
1971	42	43	99	290	581	201	104	78	77	66	56	59	141
1972	97	109	203	543	730	305	97	85	71	67	55	50	201
1973	42	60	206	407	609	381	108	98	78	63	54	44	179
1974	59	67	90	308	734	238	80	71	71	64	53	36	156
1975	45	76	99	387	546	155	88	75	80	75	63	51	145
1976	46	77	101	287	669	289	107	91	80	70	60	50	161
1977	27	40	81	219	310	200	102	88	65	43	37	33	104
1978	64	87	98	328	792	169	89	86	66	60	55	32	161
1979	97	102	245	614	698	207	89	85	80	71	51	42	198

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Интегральные кривые нагрузки

Таблица Б.1 – Расчёт интегральной кривой нагрузки зима лето

Зима					
Рран, МВт	ΔР, МВт	Δt, ч	ΔЭ, млн КВт·ч	ΔРсум, МВт	ΔЭ, млн КВт·ч
496	2	1	2	2	2
494	3	2	6	5	8
491	14	3	41	19	49
477	0	4	0	19	49
477	6	5	29	25	78
471	3	6	18	28	96
468	0	7	2	28	98
468	2	8	12	29	111
466	0	9	2	30	112
466	1	10	13	31	125
465	7	11	75	38	200
458	6	12	78	44	277
452	10	13	132	54	409
441	11	14	147	65	557
431	7	15	98	71	655
424	6	16	97	77	752
418	13	17	213	90	965
406	5	18	87	95	1052
401	10	19	191	105	1243
391	2	20	32	107	1276
389	7	21	149	114	1425
382	2	22	43	116	1468
380	0	23	10	116	1478
380	380	24	9115	496	10593

Лето					
Рран, МВт	ΔР, МВт	Δt, ч	ΔЭ, млн КВт·ч	ΔРсум, МВт	ΔЭ, млн КВт·ч
421	1	1	1	1	1
421	7	2	14	13	14
414	6	3	17	14	17
408	0	4	2	16	24
408	1	5	6	16	25
407	2	6	10	16	26
405	5	7	38	20	52
400	0	8	1	20	57
399	2	9	19	23	77
397	3	10	25	27	119
395	1	11	12	27	120
394	0	12	4	31	166

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Лето					
Рран, МВт	ΔP , МВт	Δt , ч	$\Delta \mathcal{E}$, млн КВт·ч	$\Delta P_{\text{сум}}$, МВт	$\Delta \mathcal{E}$, млн КВт·ч
393	1	13	13	33	193
392	19	14	263	36	244
374	5	15	80	63	641
368	24	16	382	72	795
344	4	17	64	84	983
341	17	18	303	95	1183
324	11	19	210	106	1405
313	2	20	44	108	1447
311	10	21	207	112	1515
301	3	22	58	122	1732
298	1	23	21	123	1769
297	297	24	7132	760	17044

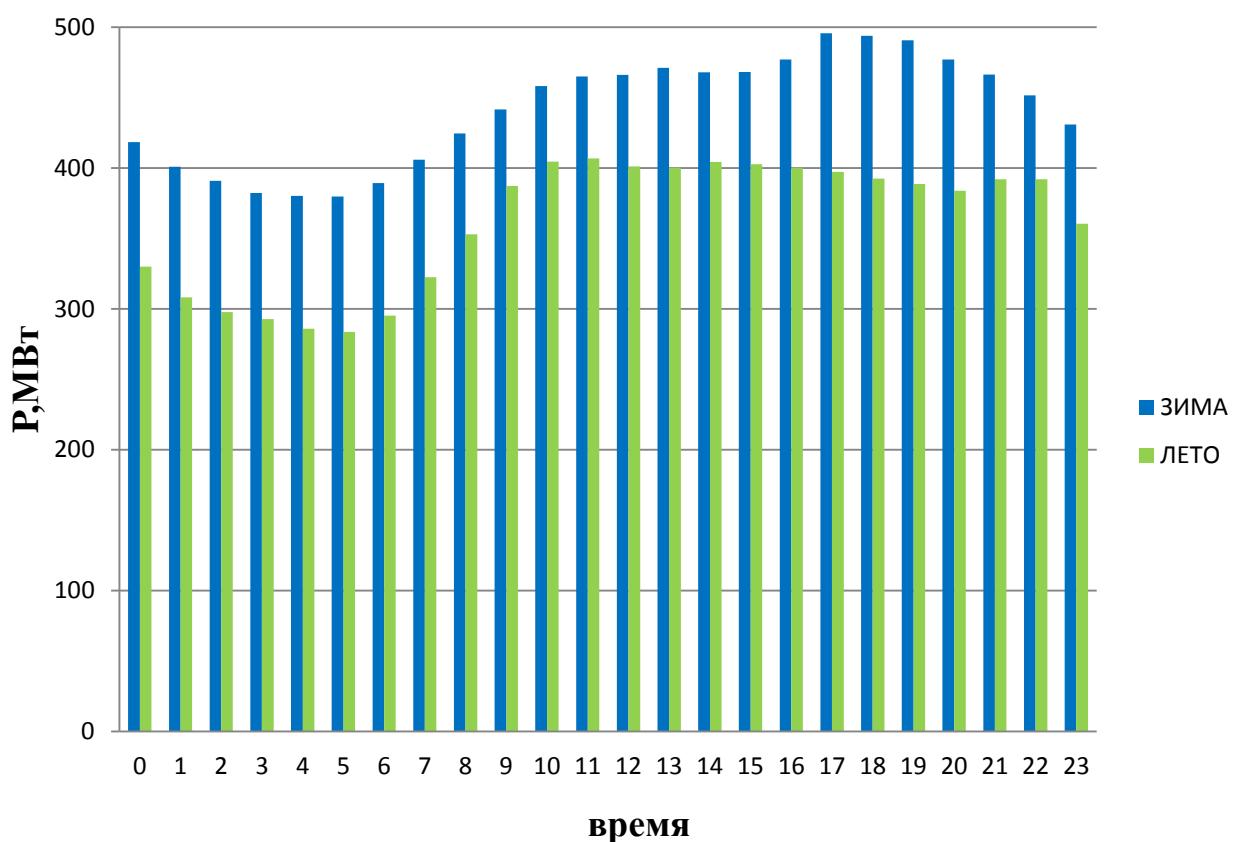


Рисунок Б1- совмещенный суточный график нагрузки зима-лето

ПРИЛОЖЕНИЕ В
ВЭР без регулирования

Таблица В.1 – ВЭР без регулирования

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q90%	45	63	75	247	543	225	84	76	75	72	57	44
Qиспарение	0	0	0	1	3	1	0	0	0	0	0	0
Qфильтрация	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Qледообразов	3	2	0	-7	-3	0	0	0	0	0	3	2
Сумма потерь	1	1	3	-1	3	4	3	3	8	6	6	5
ВХК												
Q вхк	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Гар-ая мощность по водотоку												
Q90%	45	63	75	247	543	225	84	76	75	72	57	44
Сумма потерь	1	1	3	-1	3	4	3	3	8	6	6	5
Q полезный	44	62	71	248	540	220	80	73	67	66	51	39
Zвб	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Zнб	116	116	116	117	119	117	116	116	116	116	116	116
H	14	14	14	13	11	13	14	14	14	14	14	14
N	5	8	9	27	53	25	10	9	8	8	6	5
мощность первого прибл работы по вхк												
Q вхк	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Zвб	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Zнб	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116
H	13,8	13,8	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	13,8	13,8
N	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11

Продолжение приложения В

Продолжение таблицы В.1

Месяц	Сравнение 2-ух режимов											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Nбыт	5,5	7,5	8,7	27,4	53,3	24,7	9,7	8,9	8,2	8,1	6,3	4,9
Nвхк	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Nбыт-Nвхк	-5	-3	-2	17	42	14	-1	-2	-3	-3	-4	-6

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

ВЭР маловодного года

Таблица Г.1 – Водно-энергетический расчет маловодного года 1 итерация.

Месяц	Qбыт, м3/с	Qл. м3/с	Qисп м3/с	Qф м3/с	Qпол быт	Qнб м3/с	Qвхк м3/с	Qвдхр м3/с	Qхс м3/с	Qгэс м3/с	Vнач км3	Dv	Vкон км3	Zнач ВБ	кон ВБ	Zср	Zнб	Nгэс	Эмлн КВтч	H, м
7	84	0	0	3	84	90	90	6	0	90	4,0	0,02	4,0	130,00	130,00	130,00	115,95	11	8	13,7
8	76	0	0	3	76	90	90	14	0	90	4,0	0,04	3,9	130,00	129,99	129,99	115,95	11	8	13,7
9	75	0	0	3	75	90	90	15	0	90	3,9	0,04	3,9	129,99	129,98	129,98	115,95	11	8	13,7
10	72	0	0	3	72	90	90	18	0	90	3,9	0,05	3,9	129,98	129,96	129,97	115,95	11	8	13,7
11	57	3	0	3	54	144	90	90	0	144	3,9	0,24	3,6	129,96	129,81	129,88	116,71	16	12	12,9
12	44	2	0	3	42	242	90	200	0	242	3,6	0,54	3,1	129,81	129,25	129,53	117,49	25	18	11,7
1	45	3	0	3	42	262	90	220	0	262	3,1	0,59	2,5	129,25	128,21	128,73	117,63	25	18	10,8
2	63	2	0	3	61	171	90	110	0	171	2,5	0,29	2,2	128,21	127,49	127,85	116,95	16	11	10,6
3	75	0	0	3	75	90	90	15	0	90	2,2	0,04	2,2	127,49	127,38	127,43	115,95	9	6	11,2
4	247	-7	1	3	253	90	90	-163	0	90	2,2	-0,44	2,6	127,38	128,43	127,90	115,95	9	7	11,6
5	543	-3	3	3	543	90	90	-453	0	90	2,6	-1,21	3,8	128,43	129,93	129,18	115,95	10	7	12,9
6	225	0	1	3	224	90	90	-134	0	90	3,8	-0,15	4,0	129,93	129,99	129,96	115,95	11	8	13,7

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Водно-энергетический расчет маловодного года 2-ая итерация.

Месяц	Qбыт, м ³ /с	Qл. м ³ /с	Qисп м ³ /с	Qф м ³ /с	Qпол быт	Qнб м ³ /с	Qвхк м ³ /с	Qвдхр м ³ /с	Qхс м ³ /с	Qгэс м ³ /с	Vнач км ³	Dv	Vкон км ³	Zзнач ВБ	кон ВБ	Zср	Zнб	Nгэс	Э,млн КВтч	H,м
7	84	0	0	3	84	90	90	6	0	90	4,0	0,02	4,0	130,00	130,00	130,00	115,95	11	8	13,7
8	76	0	0	3	76	90	90	14	0	90	4,0	0,04	3,9	130,00	129,99	129,99	115,95	11	8	13,7
9	75	0	0	3	75	90	90	15	0	90	3,9	0,04	3,9	129,99	129,98	129,98	115,95	11	8	13,7
10	72	0	0	3	72	90	90	18	0	90	3,9	0,05	3,9	129,98	129,96	129,97	115,95	11	8	13,7
11	57	3	0	3	54	154	90	100	0	154	3,9	0,27	3,6	129,96	129,79	129,87	116,80	17	12	12,8
12	44	2	0	3	42	256	90	214	0	256	3,6	0,57	3,0	129,79	129,16	129,47	117,59	26	19	11,6
1	45	3	0	3	42	281	90	239	0	281	3,0	0,64	2,4	129,16	127,95	128,55	117,75	26	19	10,5
2	63	2	0	3	61	190	90	129	0	190	2,4	0,35	2,0	127,95	127,01	127,48	117,10	17	12	10,1
3	75	0	0	3	75	90	90	15	0	90	2,0	0,04	2,0	127,01	126,88	126,95	115,95	8	6	10,7
4	247	-7	1	3	253	90	90	-163	0	90	2,0	-0,44	2,4	126,88	128,06	127,47	115,95	9	6	11,2
5	543	-3	3	3	543	90	90	-453	0	90	2,4	-1,21	3,6	128,06	129,83	128,95	115,95	10	7	12,7
6	225	0	1	3	224	90	90	-134	0	90	3,6	-0,36	4,0	129,83	130,00	129,92	115,95	11	8	13,7

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

ИКН

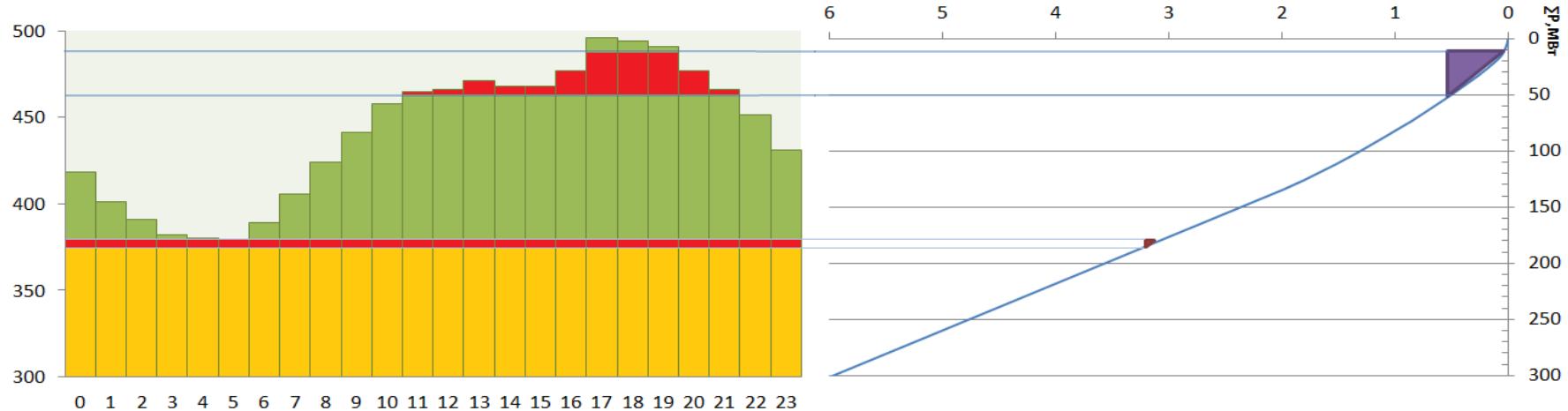


Рисунок Д.1 – ИКН и суточный график нагрузки за декабрь и январь.

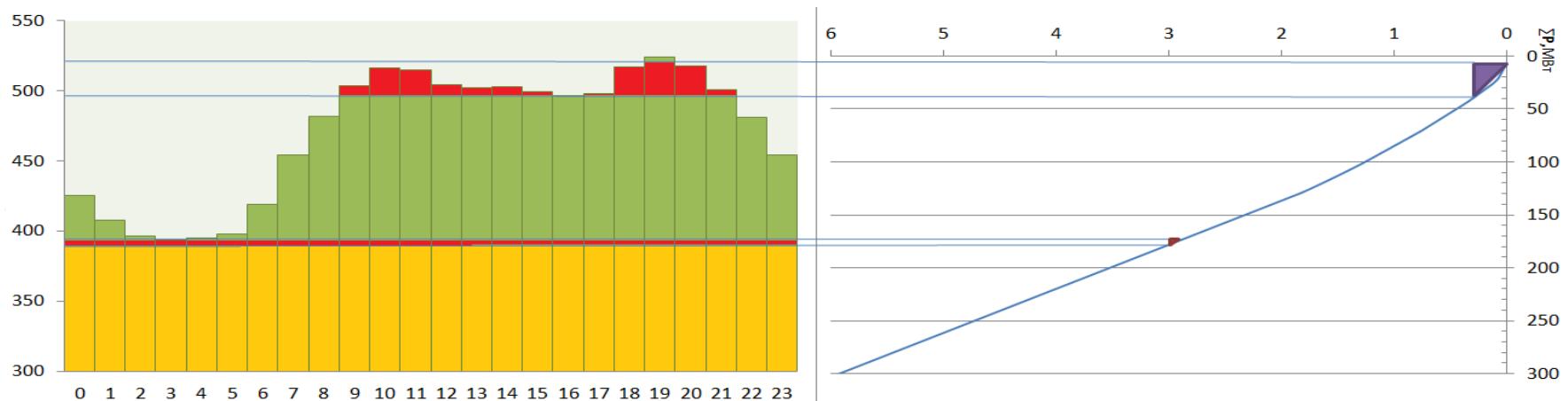


Рисунок Д.2 – ИКН и суточный график нагрузки за ноябрь и февраль.

Продолжение приложения Л

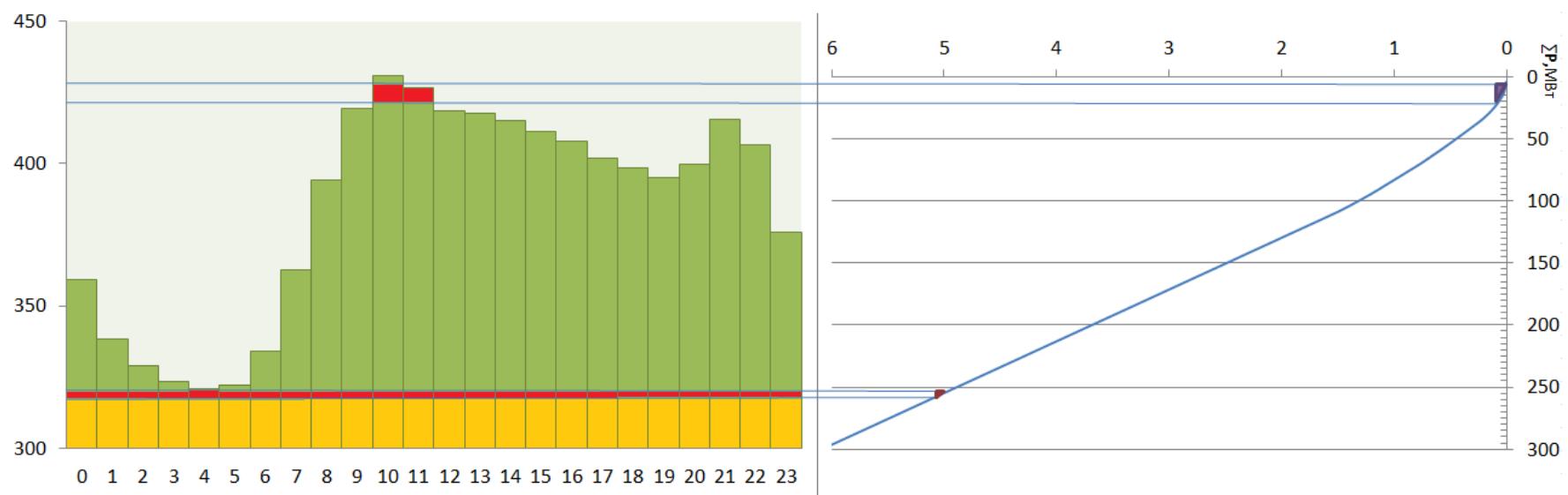


Рисунок Д.3 – ИКН и суточный график нагрузки с марта по октябрь.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Баланс мощности

Таблица Е.1 – Рабочие мощности и величина резервов.

Месяц	Система			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P макс.	N н.р.	N а.р.	Nраб.max	N н.р.	N рем.	Nраб.max	N а.р	N рем.
Январь	494	10	40	39	2,0		455	36	
Февраль	485	10	39	30	2		455	36	
Март	468	9	37	16	2		452	36	
Апрель	449	9	36	15	2		434	35	
Май	432	9	35	15	1		417	33	18
Июнь	423	8	34	15	1		408	33	18
Июль	423	8	34	15	1		408	33	18
Август	432	9	35	16	1		416	33	18
Сентябрь	449	9	36	16	2	3	433	35	
Октябрь	468	9	37	16	2		452	36	
Ноябрь	485	10	39	29,5	2		455	36	
Декабрь	494	10	40	39	2		455	36	

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

ВЭР средневодного года

Таблица Ж.1 – Водно-энергетический расчет средневодного года

Месяц	Qбыт, м ³ /с	Qл. м ³ /с	Qисп м ³ /с	Qф м ³ /с	Qпол быт	QНБ м ³ /с	QBХК м ³ /с	Qвдхр м ³ /с	Q xc м ³ /с	QГЭС м ³ /с	Vнач км ³	Dv	Vкон км ³	Zзнач ВБ	кон ВБ	Zср	Zнб	Nгэс	Эмлн КВтч	H, м
7	86	0	0	3	86	91	90	5	0	91	4,0	0,01	4,0	130,00	130,00	130,00	115,96	11	8	13,7
8	84	0	0	3	84	89	90	5	0	89	4,0	0,01	4,0	130,00	129,99	130,00	115,94	11	8	13,8
9	76	0	0	3	76	94	90	18	0	94	4,0	0,05	3,9	129,99	129,98	129,99	115,99	11	8	13,7
10	75	0	0	3	75	95	90	20	0	95	3,9	0,05	3,9	129,98	129,96	129,97	116,00	11	8	13,7
11	57	3	0	3	54	149	90	95	0	149	3,9	0,25	3,6	129,96	129,81	129,89	116,75	17	12	12,8
12	44	2	0	3	42	257	90	215	0	257	3,6	0,58	3,0	129,81	129,19	129,50	117,60	26	19	11,6
1	48	3	0	3	45	275	90	230	0	275	3,0	0,62	2,4	129,19	128,06	128,62	117,71	26	18	10,6
2	63	2	0	3	61	208	90	147	0	208	2,4	0,39	2,0	128,06	127,01	127,53	117,25	18	13	10,0
3	75	0	0	3	75	90	90	15	0	90	2,0	0,04	2,0	127,01	126,88	126,95	115,95	8	6	10,7
4	262	-7	1	3	268	88	90	-180	0	88	2,0	-0,48	2,5	126,88	128,17	127,53	115,93	9	6	11,3
5	654	-3	3	3	654	154	90	-500	0	154	2,5	-1,34	3,8	128,17	129,94	129,05	116,50	17	12	12,2
6	363	0	1	3	362	292	90	-70	0	292	3,8	-0,19	4,0	129,94	130,00	129,97	117,43	31	23	12,2

ПРИЛОЖЕНИЕ И
ГУХ

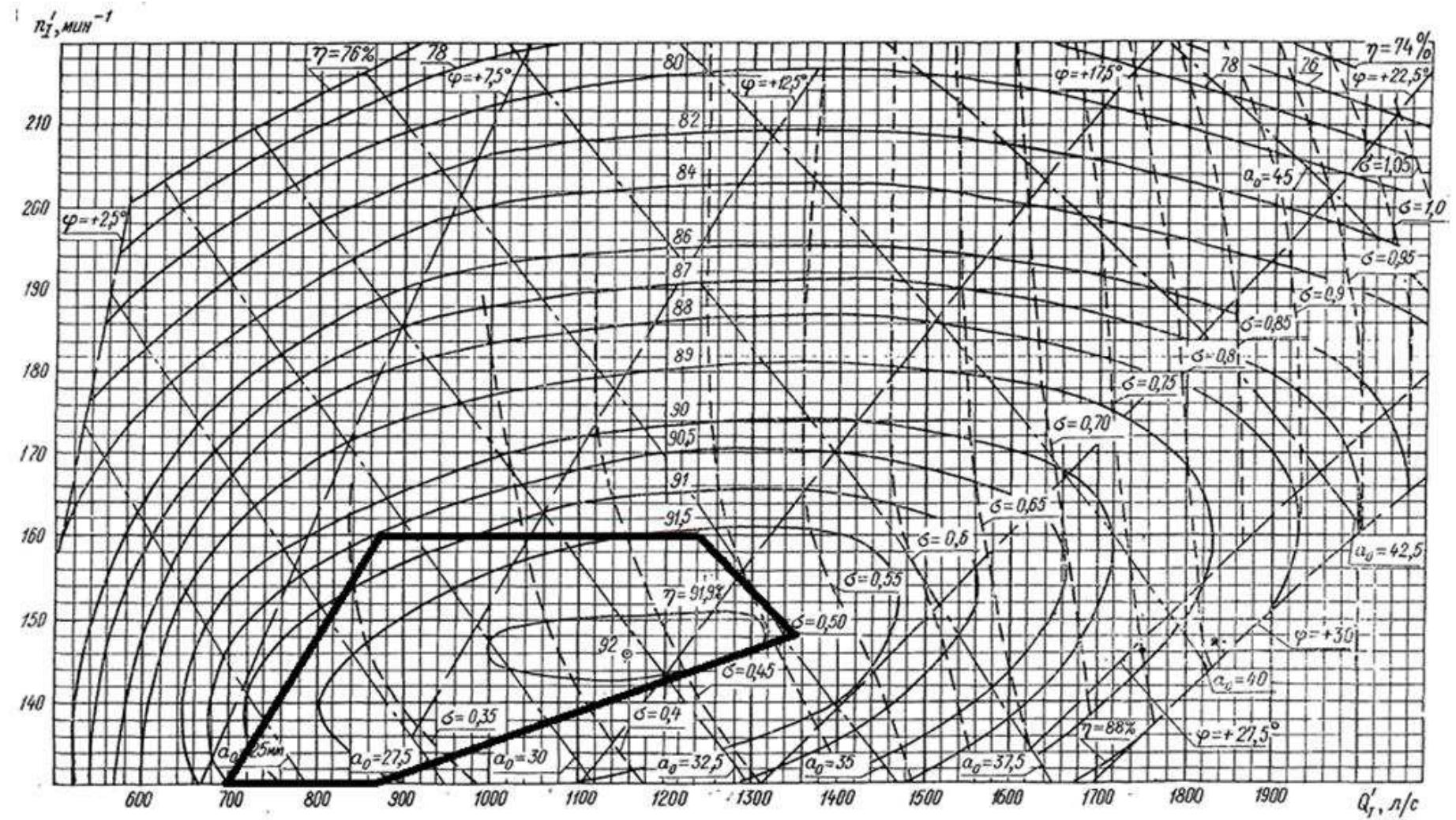


Рисунок И.1- Главная универсальная характеристика турбины ПЛ20-В-560

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Сpirальная камера

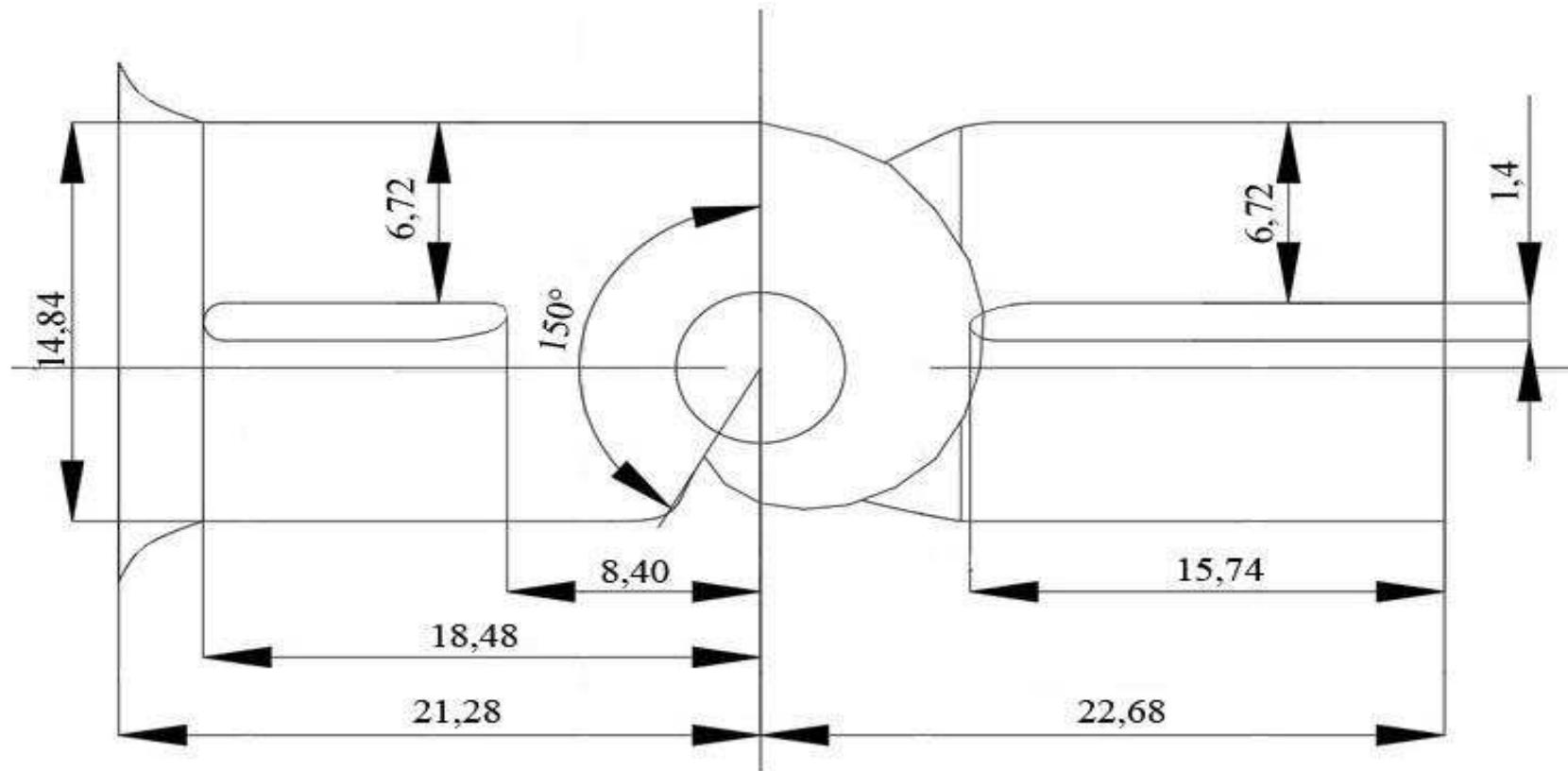


Рисунок К.1- Спиральная камера

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица Л.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,55 A
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1,83 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	5,49 A
		Ток отсечки, I_{OTC}	$6 \cdot I_H$	21,96 A
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-
		t_2	U_{0G}	-
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$
		OTC I	$I_{2C.3.}$	$0,35 \cdot I_H$
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$
		OTC	I_{1OTC}	$1,47 \cdot I_{HOM}$
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,076
		2 ступень	Z_{II}	0,26
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{HOM.P}$
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,245 \cdot I_{HOM.P}$

Продолжение приложения Л

Таблица Л.2 – Матрица отключений защит

Наименование	Обозначение			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Предупредительный сигнал
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$			+	+	+	+		
ЗЗГ	U_0	t_1							
		t_2							
		t_3		+	+	+			
	U_0	t		+	+	+			+
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1		+	+				
		2 ступень t_2		+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО							+
		ИО		+	+				
		OTC I	t_1						
			t_2						+
			t_3	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО							+
		ИО		+	+				
		OTC	t_1						+
			t_2	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1						+
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1						+
			t_2	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО							+
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Системы измерений уровней бьефов, современные технологические решения

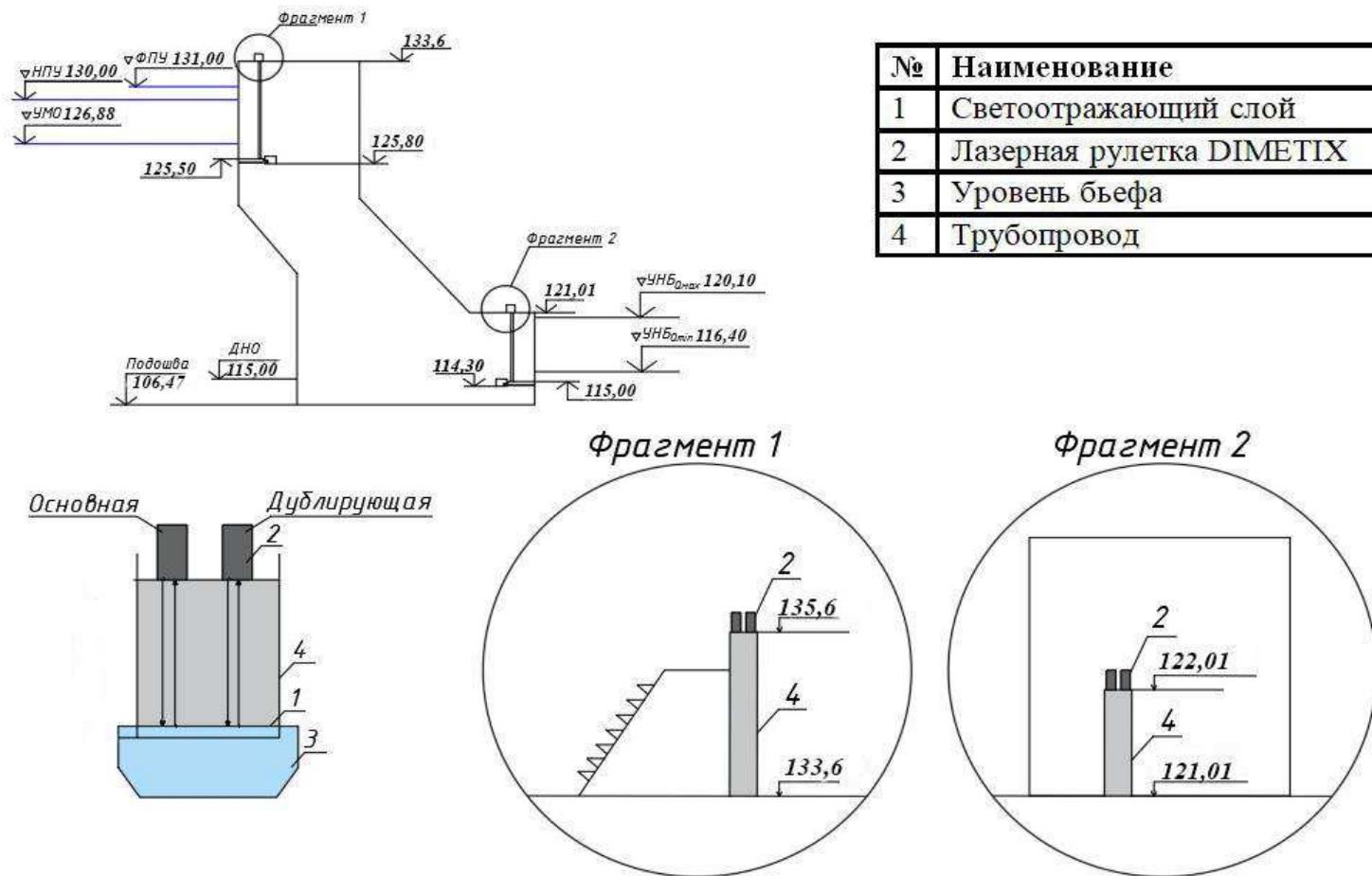
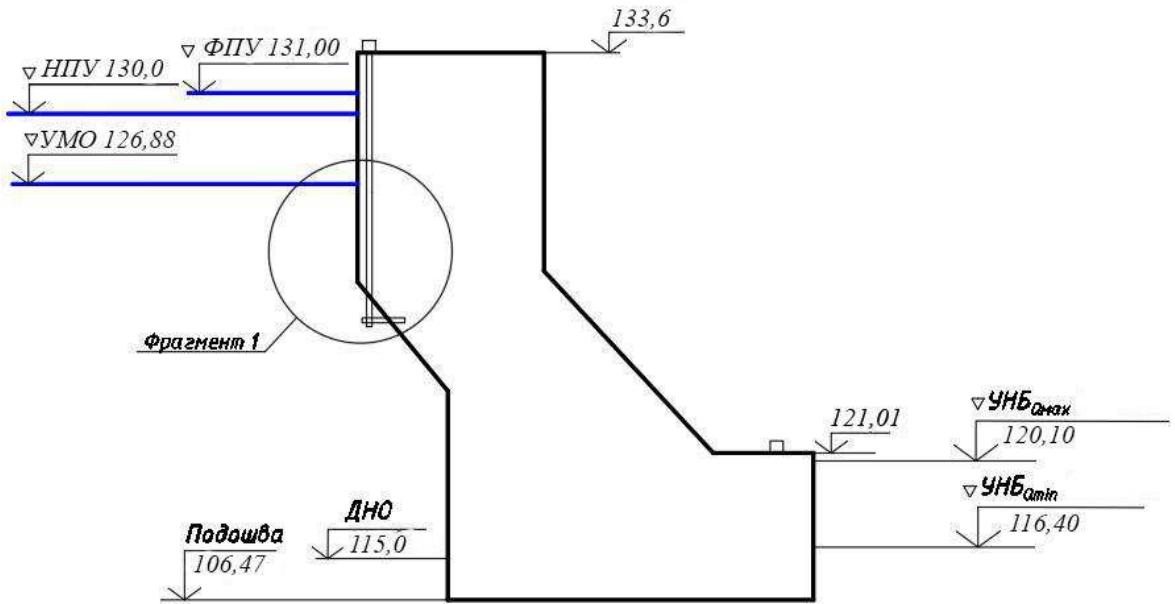


Рисунок М.1 – Расположение лазерных уровнемеров ВБ и НБ.

Продолжение приложения М



Фрагмент 1

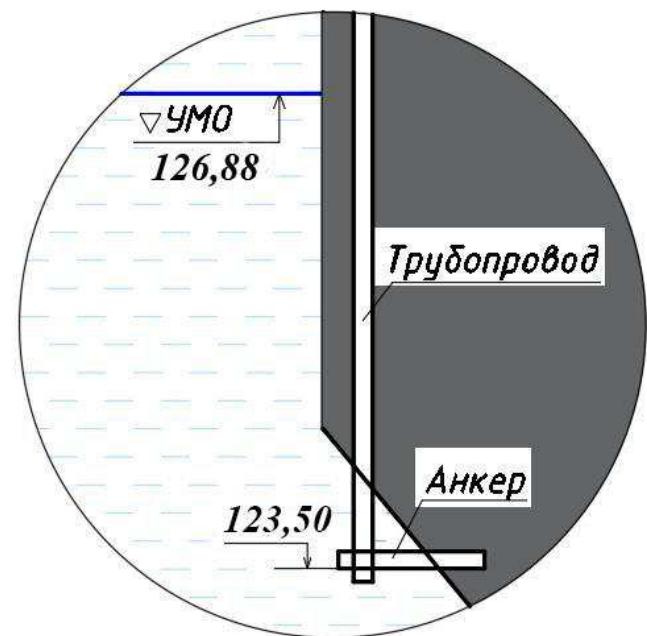


Рисунок М.2 – Расположение датчиков давления ВБ и НБ.

Продолжение приложения М

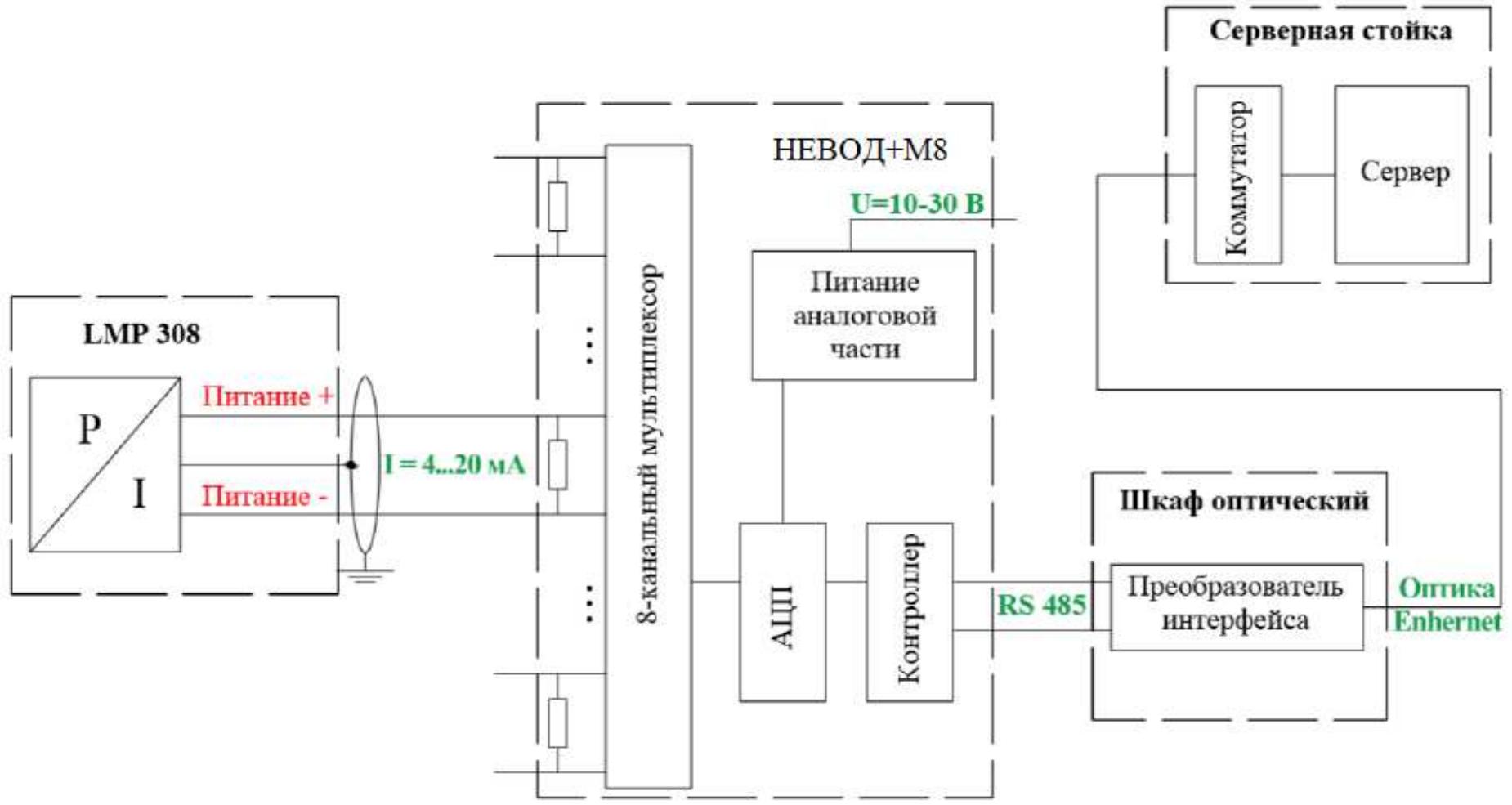


Рисунок М.3 – Схема передачи информации на сервер.

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

Кафедра Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей.
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
«03 » 04 2020 г.

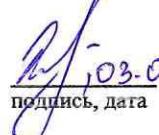
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
код-наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОСТРОМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УНЖА. ИЗМЕРЕНИЕ
УРОВНЕЙ БЬЕФОВ, СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Руководитель 03.07.2020
подпись, дата

А.М. Волошин
инициалы, фамилия

Выпускник 03.07.2020
подпись, дата

Д.П. Жуков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Костромской ГЭС на реке Унжа. Измерение уровней бьефов, современные технические решения».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

Затеев 23.06.20

подпись, дата

Е.Ю. Затеева

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Масленникова 07.01.20

подпись, дата

А.В. Масленникова

инициалы, фамилия

Электрическая часть

Ачитаев 07.01.20

подпись, дата

А.А. Ачитаев

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Широков 07.01.20

подпись, дата

А.В. Широков

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Ульянова 02.07.20

подпись, дата

Н.П. Ульянова

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

Татарников 07.01.20

подпись, дата

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Лапасова 02.07.20

подпись, дата

В.В. Лапасова

инициалы, фамилия

Нормоконтроль

Чабанова 02.07.20

подпись, дата

А.А. Чабанова

инициалы, фамилия