

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧАРЫШСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧАРЫШ. ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО ДОРАБОТКЕ СЕРВОМОТОРА ПЛ ТУРБИНЫ НА ПРИМЕРЕ ЖИГУЛЕВСКОЙ ГЭС.

Руководитель _____
подпись, дата

Машинист гидроагрегата оперативной
службы, Жигулевской ГЭС
должность, ученая степень

И.С. Кожуховский
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

В.А. Дружинин
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чарышской ГЭС на реке Чарыш. Предложение по доработке сервомотора ПЛ турбины на примере Жигулевской ГЭС»

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЧАРЫШСКОЙ ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.3 Данные по энергосистеме	12
1.1.4 Инженерно-геологические условия	12
1.1.5 Сейсмические условия.....	12
1.2 Аналоги проектируемого гидроузла	12
2. Водно-энергетические расчеты	13
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	13
2.2 Определение максимального расчетного расхода.....	15
2.3 Построение суточных графиков нагрузки.....	16
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	17
2.5 Режимы работы ГЭС.....	19
2.5.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса	19
2.5.2 Водноэнергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном и средневодном годах	21
2.6 Определение установленной мощности проектируемой станции.....	21
3. Основное и вспомогательное оборудование	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	23
3.1.1 Построение режимного поля	23
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	26
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	29
3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы	29
3.2.2 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки.....	32
3.3 Расчет и построение спиральной камеры	32
3.5 Расчет подшипника	36
4. Электрическая часть	37
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	37
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	37
4.2.1 Выбор синхронных генераторов	37
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	37

4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	39
4.2.4	Выбор трансформаторов СН.....	41
4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	41
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	43
4.6	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	44
4.7	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.....	44
4.7.1	Расчёт исходных данных.....	44
4.7.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	46
4.8	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	47
4.9	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	48
4.10	Выбор трансформаторов тока и напряжения	49
4.11	Выбор параметров КРУЭ	50
4.11.1	Выбор выключателей и разъединителей	50
4.11.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	51
5.	Релейная защита и автоматика генератора.....	52
5.1	Расчет номинальных токов	52
5.2	Перечень защит основного оборудования	53
5.3	Описание защит и расчёт их уставок.....	54
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	54
5.4	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo))	57
5.5	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	59
5.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I ₂)	59
5.6	Защита от симметричных перегрузок (I ₁).....	62
5.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	64
5.8	Дистанционная защита генератора Z ₁ <, Z ₂ <.....	65
5.9	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	68
5.10	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	69
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	71
6.1	Состав и компоновка гидроузла	71
6.2	Проектирование бетонной водосливной плотины	71
6.2.1	Определение класса гидротехнического сооружения.....	71
6.2.2	Определение отметки гребня плотины и гребня быка.....	71
6.2.3	Определение ширины водосливно-го фронта	74
6.2.4	Определение отметки гребня водослива	75

6.2.5	Проверка на пропуск поверочного расхода	76
6.3	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	78
6.4	Расчет параметров водобоя и принятых гасителей	78
6.5	Конструирование бетонной плотины	80
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины	80
6.6	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	81
6.6.1	Быки.....	81
6.6.2	Устои	82
6.6.3	Дренажные устройства.....	82
6.6.4	Элементы подземного контура плотины.....	82
6.6.5	Галереи в теле плотины.....	83
6.7	Фильтрационные и взвешивающее давление	83
6.8	Статические расчёты плотины	84
6.9.1	Вес сооружения.....	84
6.9.2	Сила гидростатического давления воды.....	85
6.9.3	Волновое воздействие	85
6.9.6	Расчёт прочности плотины	85
6.10	Критерии прочности плотины	87
6.11	Расчёт устойчивости плотины	88
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	90
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	90
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников Чарышской ГЭС	90
7.2.1	Общие положения.....	90
7.2.2	Охрана труда при выполнении работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики, со средствами измерений и приборами учета электроэнергии, вторичными цепями	92
7.2.3	Охрана труда при выполнении работ на измерительных трансформаторах тока.....	92
7.2.4	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	93
7.2.5	Отходы, образующиеся при строительстве.....	93
7.3	Пожарная безопасность.....	94
7.3.1	Общие требования к пожарной безопасности	94
7.3.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	95
7.3.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	96
7.4	Охрана природы	97
7.4.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	99
7.4.2	Водоохранная зона.....	100
7.4.3	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	101
8	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	104
8.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	104

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	104
8.3 Налоговые расходы.....	107
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	108
8.5 Оценка инвестиционного проекта.....	109
8.6 Методология и исходные данные.....	109
8.7 Коммерческая эффективность	110
8.8 Бюджетная эффективность	110
8.9 Анализ чувствительности	111
9 Предложение по доработке сервомотора ПЛ турбины на примере Жигулевской ГЭС	114
9.1 Конструкция ПЛ турбины и принцип её работы.....	114
9.2 Описание аварийного останова ГА-1.....	115
9.3 Недостатки пропеллерного режима работы гидротурбины в сравнении с поворотно-лопастным.....	116
9.4 Предложение по доработки сервомотора ПЛ турбины	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	120
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	122
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	124
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ В	128

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЧАРЫШСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Чарыш;
2. Местонахождение ГЭС Алтайский край;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 316 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью: 0,5% 1700 м³/с;
0,1% 1906 м³/с;
0,01% 2337 м³/с;
 - в) минимальный..... 46 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 586 м;
ФПУ 587 м;
УМО 576,7 м
 - в) объемы:
полный 6,34 м³;
полезный 2,73 м³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный..... 32,5 м;
 - б) расчетный..... 25,62 м;
 - в) минимальный..... 20,4 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 130 МВт;
гарантированная 69 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии..... 608 млн. кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная грунтовая..... 217 м / 39 м;
 - б) водосливная 52,5 м / 39,6 м;
 - в) стационарная 90 м / 39,6 м;
 - д) глухая бетонная сопрягающая водосливную и грунтовую . 34,5 м / 39,6 м;
9. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 3 отверстий 9×14;
 - в) общая длина 52,5 м;
 - г) максимальная высота..... 39,6 м;
10. Здание ГЭС:

- а) тип здания приплотинное;
- б) число агрегатов 3;
- б) грунты в основании скальное;
- в) тип спиральной камеры бетонная трапецеидального сечения;
- г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов.....22,4 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ40Б-В-560;
- б) тип генератора..... СВ-840/150-52;
- в) мощность генератора..... 56,25 МВт;
- г) частота вращения 115,4 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТДЦ-80000/220-У1;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) себестоимость энергии 29 коп/кВт·ч;
- б) показатели эффективности: НПВ..... 12,24 млн. руб.;
- Срок окупаемости 12 года.

ВВЕДЕНИЕ

Энергия текущей воды является одним из старейших источников электроэнергии на планете. На территории России расположено около 9% мировых запасов гидроэнергии. Экономический потенциал гидроэнергоресурсов России составляет 850 млрд кВт.ч, из которых 120 млрд кВт.ч приходится на Европейскую часть страны и 730 млрд кВт.ч на Сибирь и Дальний Восток.

Гидростанции не вызывают никаких вопросов, поскольку их мощности находятся вне конкуренции по множеству параметров — они относятся к возобновляемым источникам энергии, используются для регулировки системных пиковых нагрузок, быстро выходя на заданную мощность, а их энергия достаточно дешева. В условиях единой энергосистемы и ситуации возрастания пиковых нагрузок из-за возросшего потребления населением и сферой услуг второе качество становится особенно ценным.

Следует отметить, что гидроэлектростанции могут устанавливаться практически на любых водотоках, соответственно изменяется мощность агрегатов. Особое свойство гидротехнических сооружений заключается в том, что их разрушение высвобождает на волю разрушительную стихию, приводящее за короткое время к колоссальным материальным убыткам, но что особо важно к большим человеческим жертвам. Поэтому необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов.

Целью проекта является проектирование Чарышской ГЭС на реке Чарыш её сооружений и электрической части, выбор основного гидросилового и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды и технико-экономическое обоснование эффективности проекта.

В соответствии со специальным вопросом дипломного проекта произведена разработка предложений по доработке сервомоторов ПЛ турбины на примере Жигулевской ГЭС.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Чарыш - река в Сибирской части России, левый приток реки Оби. Длина 547 км, площадь бассейна 22 200 км². Берёт начало с Коргонского хребта.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат резко континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким, но сравнительно теплым летом. Средняя температура января – от минус 17°С до минус 25°С, июля – плюс 20°С - плюс 30°С. Осадков выпадает около 500 мм в год.

1.1.2 Гидрологические данные

Начинается с Коргонского хребта на северо-западе Алтайских гор, впадает в Обь в Усть-Чарышской Пристани. Чарыш — типично горная река, текущая большей частью через Алтайские горы. Много перекатов.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Чарыш за период 1946-1995 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 316 \cdot 31536000 = 9,97 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

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

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи верхнего бьефа		Кривая связи нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	$W, \text{ км}^3$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
550	0	550	0	550	0
555	0,4	551	48	551	50
560	0,9	551,7	92	552	100

565	1,8	552,7	189	553	200
570	2,6	553,7	332	554	350
580	4,4	554,8	589	555,01	600
586	6,34	555	690	555,2	700

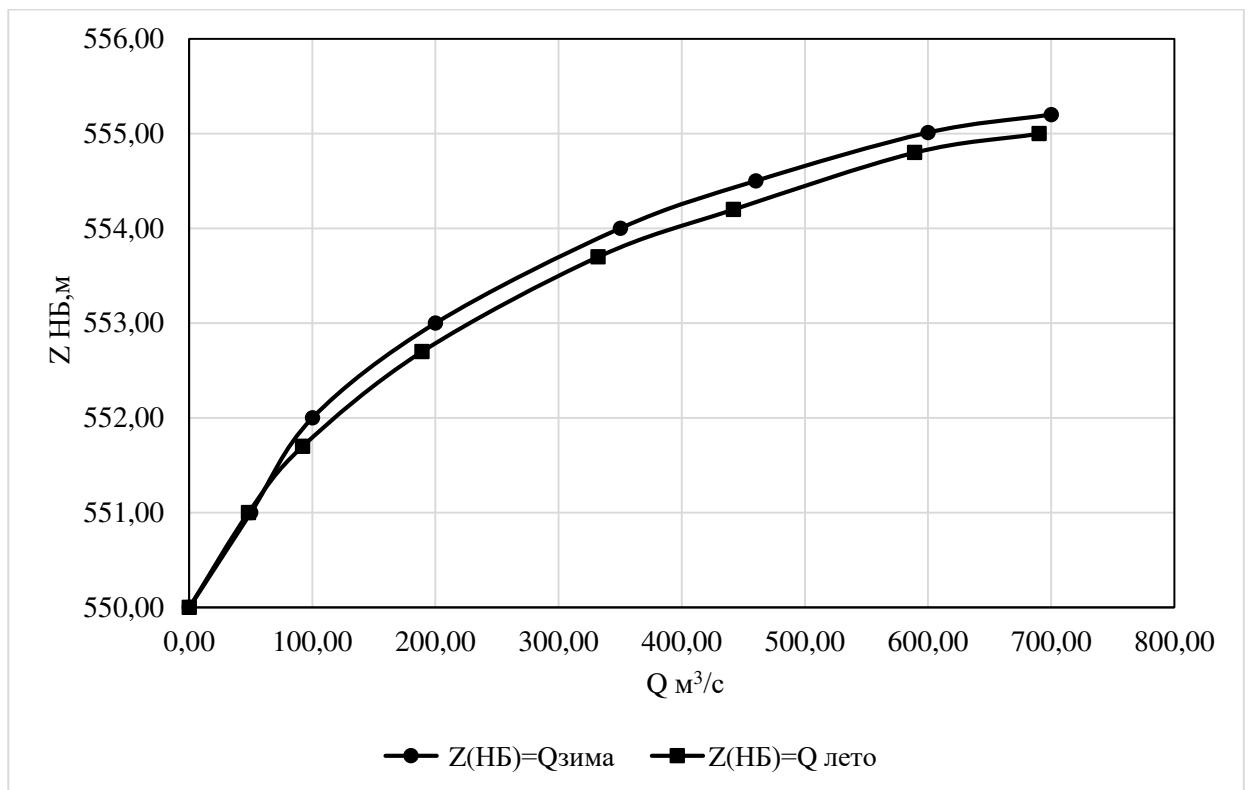


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

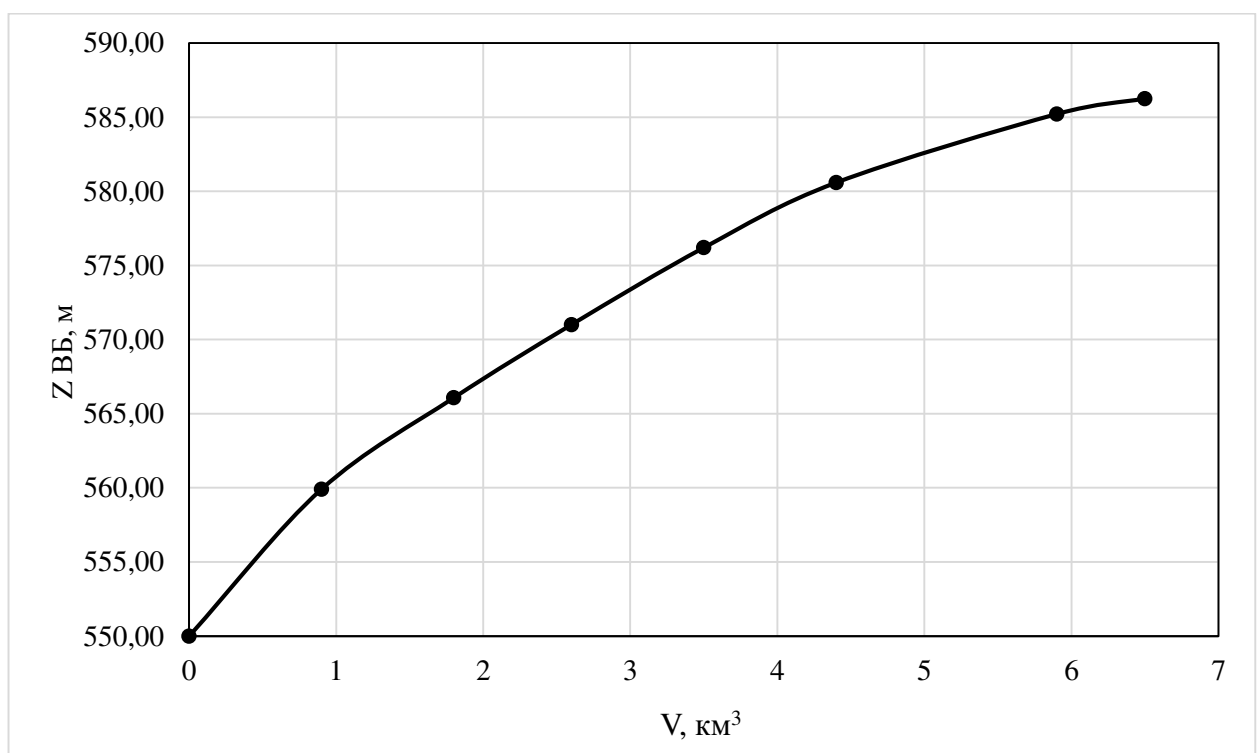


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Фильтрация	1	1	1	2	5	9	10	9	4	2	2	1
Испарение	0	0	0	1	2	3	3	3	1	1	1	0
Льдообразование	1	1	1	3	-4	-5	-5	-4	4	3	3	2

1.1.3 Данные по энергосистеме

Энергосистема: Новосибирское РДУ;

Годовой максимум нагрузки 1049 МВт;

Установленная мощность существующих ГЭС 288 МВт;

Резервы: нагрузочный резерв системы 2%, аварийный резерв системы 7%;

Коэффициент мощности $k_N = 8,9$.

1.1.4 Инженерно-геологические условия

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

В основании реки Чарыш – скала.

1.1.5 Сейсмические условия

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

В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1964 по 2000 годы. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического и инструментального периодов установлено, что на участке Чарышской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 5 баллов.

1.2 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Мамаканская ГЭС – в турбинно-генераторной части.
- Кумская ГЭС – в турбинно-генераторной части.

2. Водно-энергетические расчеты

2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Будем считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья V - IX месяцы; к периоду межени X - IV месяцы).

Определив границы сезонов, вычисляем средние расходы за год. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P = \frac{m}{n + 1}, \quad (2.1)$$

где n – общее число членов ряда;

m

порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных) для заданной обеспеченности убывающего ряда маловодного и средневодного года принимаются равными 90 и 50% соответственно.

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

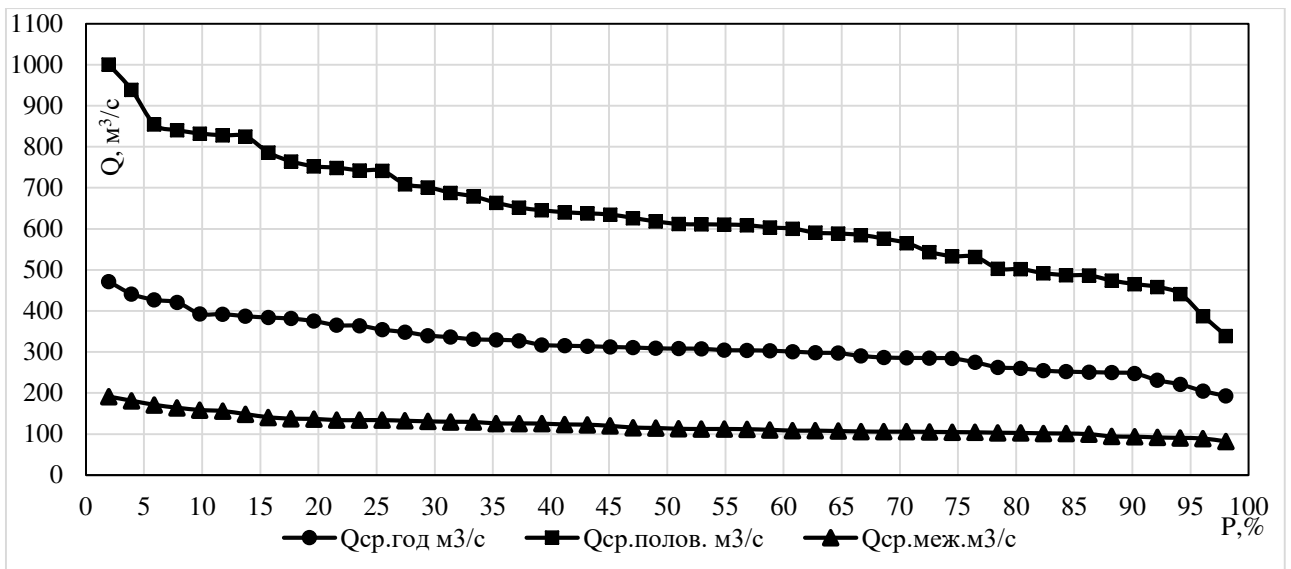


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

Выбор расчётного года (P=50%)

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1948 и 1954 гг.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1948г.:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},50\%}}{Q_{\text{п},1948}} = \frac{615}{589} = 1,04, \quad (2.2)$$

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},50\%}}{Q_{\text{м},1948}} = \frac{114}{141} = 0,8, \quad (2.3)$$

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1954г.:

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{п},50\%}}{Q_{\text{п},1954}} = \frac{615}{601} = 1,02, \quad (2.4)$$

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{м},50\%}}{Q_{\text{м},1954}} = \frac{114}{131} = 0,87. \quad (2.5)$$

В итоге принимаем тот год, который имеет коэффициент приведения ближе к единице, то есть тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

За расчётный год принимаем 1954 г.

Выбор расчётного года (P=90%)

За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае 1977 год.

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты. (таблицы 2.1 и 2.2).

Таблица 2.1 - Расчетный маловодный год без приведения и с приведением по межени и половодью

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	18	25	0	88	53	123	336	-53	112	84	-7	11
Изменения $Q_{90\%}$	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	7	0
$Q_{90\%}$ коррек.	56	42	60	147	336	588	665	503	287	161	144	84

Таблица 2.2 - Расчетный средневодный год без приведения

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%}$, $м^3/с$	74	67	60	235	389	711	1001	504	399	245	144	95

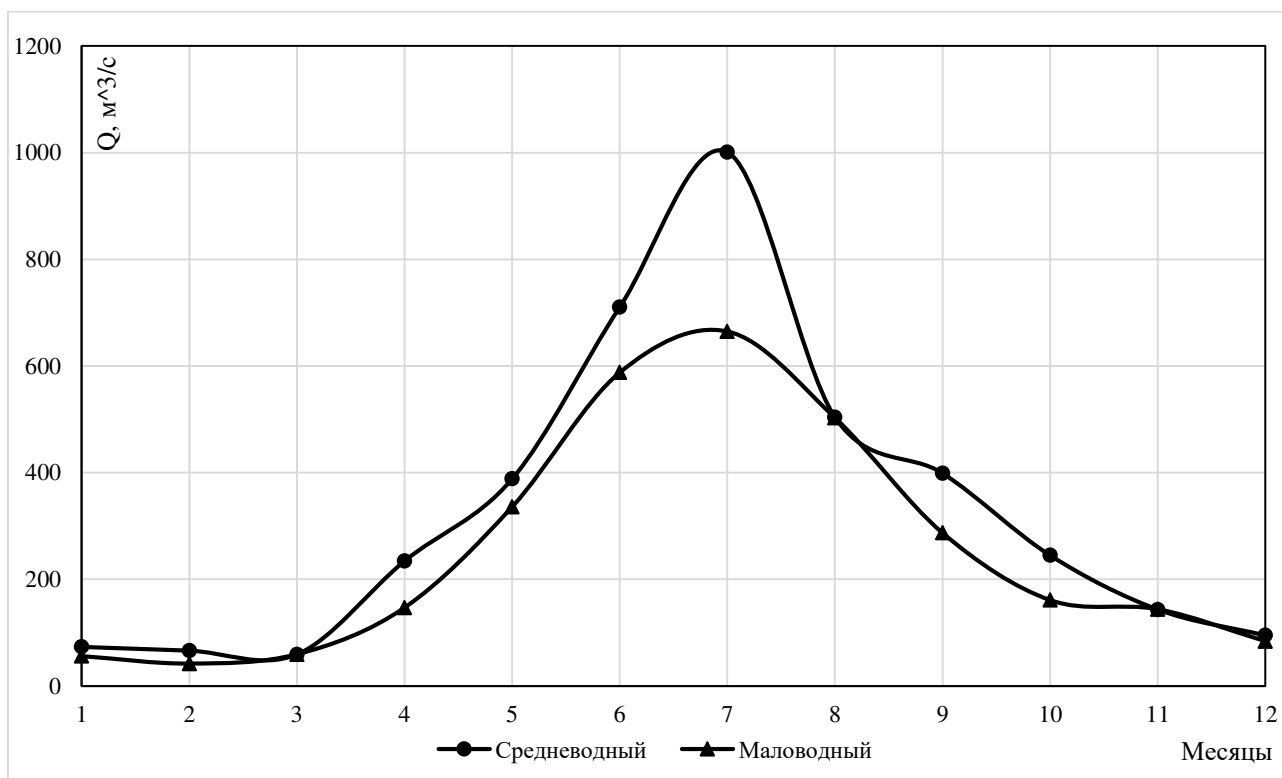


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Определение максимального расчетного расхода

Согласно, проектируемая бетонная водосливная плотина имеет II класс капитальности. Сооружение данного класса должно быть рассчитано на пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 1,0 % (основной расчётный случай). Размеры водосливных отверстий и их число определяется по данным поверочного расчетного случая

(пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,1 %).

Средний паводковый расход реки находится по формуле:

$$\bar{Q} = \frac{\sum Q_i}{n} = \frac{15820}{50} = 316, \quad (2.6)$$

где n – объём выборки (ряд лет).

Коэффициент вариации или изменчивости находится по формуле:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}}, \quad (2.7)$$

где K_i - модульный коэффициент, который определяется по формуле:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{cp}}. \quad (2.8)$$

Коэффициент асимметрии определяется по формуле:

$$C_s = \frac{\sum(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n}. \quad (2.9)$$

Результаты расчета представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Вычисление расходов, заданной обеспеченности средних годовых расходов воды

$p, \%$	Φ	M_s	k_s	Q_s
0,1	3,91	0,64	1,64	518
0,5	3,10	0,51	1,51	476
1	2,73	0,45	1,45	457

2.3 Построение суточных графиков нагрузки

Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах.

Суточные графики нагрузки и ИКН представлены в приложении А,

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a_{max} + b_{max} \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.10)$$

где t – порядковый номер месяца в году,

a, b – коэффициенты, определяемые по формулам:

$$b_{max} = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2} = \frac{35553 - 26825}{2} = 4364. \quad (2.12)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$P_t^{cp} = a_{cp} + b_{cp} \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.13)$$

=

$$b_{cp} = \frac{P_{зим}^{cp} + P_{лет}^{cp}}{2} = \frac{5049 + 3794}{2} = 627. \quad (2.15)$$

Результаты расчета счета максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения Новосибирского РДУ представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	P_t^{max}	\bar{P}_t
1	5353	5027
2	5191	4864
3	4911	4584
4	4587	4259
5	4307	3978
6	4145	3816
7	4144	3815
8	4306	3977
9	4585	4258
10	4909	4582
11	5189	4863
12	5352	5026

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлен на рисунке 2.3.

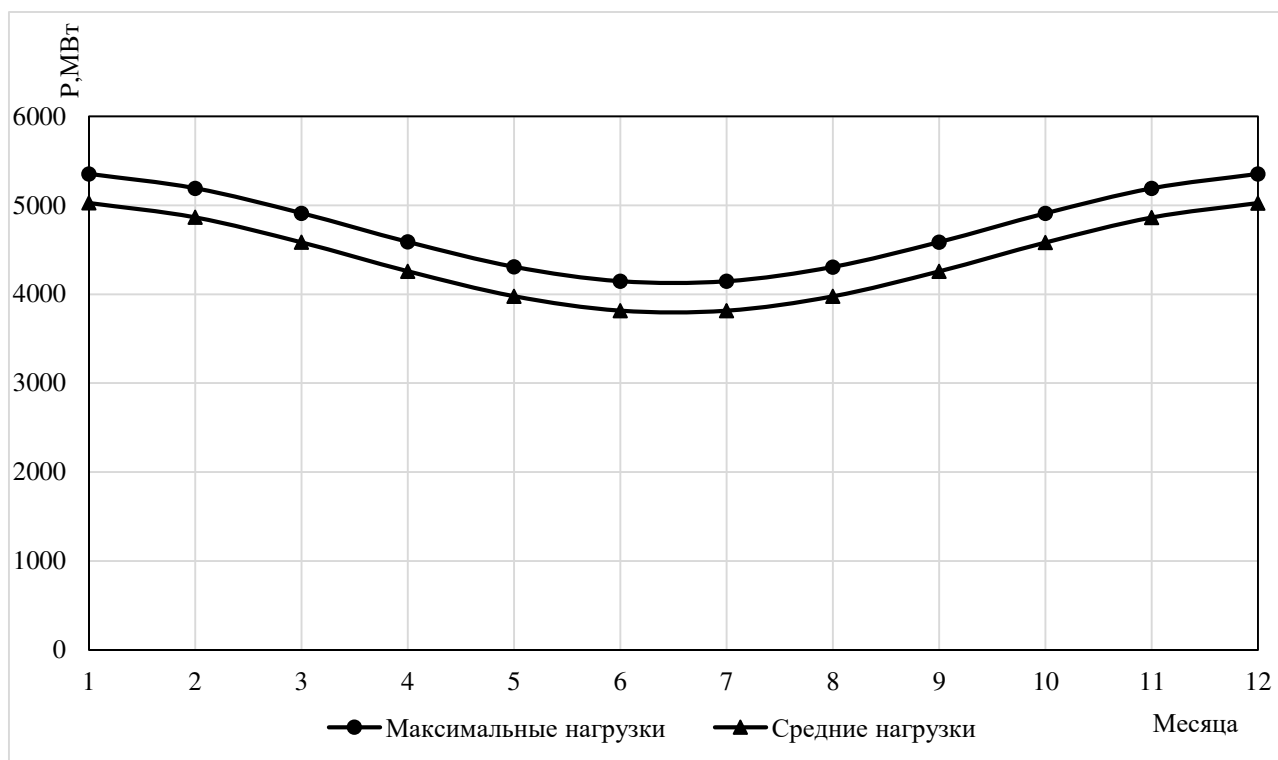


Рисунок 2.3 – Графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию. Участие в покрытии суточных графиков нагрузки задается по существующим ГЭС в виде установленной мощности и среднесуточной выработке:

$$N_{\text{уст.сущ}} = 235 \text{ МВт},$$

$$\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{сущ.гэс.зим}} = 843,5 \text{ млн. МВт}\cdot\text{ч}.$$

Используя ИКН по среднесуточной выработке, определили зону их работы в суточных графиках нагрузки для зимы, то есть построим прямоугольный треугольник, один катет которого равен выработке станции за сутки, а второй катет равен установленной мощности существующих ГЭС. Затем определили место полученных треугольников на интегральной кривой так, чтобы его катеты были параллельны координатным осям и проецируем участок, который он занял, на суточный график нагрузки.

2.5 Режимы работы ГЭС

2.5.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию.

Используя кривую связи по нижнему бьефу, произведен расчет работы по бытовому стоку и по ВХК, получены вырабатываемые мощности. Посчитана разность мощности по бытовому стоку и ВХК. Полученные значения просуммированы. Сумма получилась положительной, что соответствует избытку воды, то есть необходимо распределить её по месяцам.

Расчёты по бытовому стоку и требованиям участников ВХК произведены с использованием следующих зависимостей:

$$N = K_N \cdot Q \cdot H_{\text{подв}}, \quad (2.16)$$

Г

Д $H_{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС.

е

$$K_N = \frac{Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}}}{Z_{\text{нб}} \cdot (Q_{\text{нб}}(t))} \cdot \Delta h, \quad (2.17)$$

где $Z_{\text{вб}}$ - отметка верхнего бьефа (соответствует отметке НПУ=586 м);

$Z_{\text{нб}} \cdot (Q_{\text{нб}}(t))$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи по условию коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях.

Для вытеснения тепловых мощностей увеличил зимнюю выработку электроэнергии ГЭС сверх бытовой, что было достигнуто за счет зарегулирования водохранилища. Поэтому в период половодья проектируемого гидроузла ГЭС работает с мощностями, соответствующими требованиям ВХК. При этом избытки притока воды во время половодья аккумулируются в водохранилище для последующего использования в зимний период. Наибольшее вытеснение тепловых мощностей достигнуто в декабре – январе месяце, за счет излишков воды, полученных летом.

Результаты расчетов представлены в таблицах 2.6 – 2.8.

Таблица 2.6- Режим работы

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
-------	---	----	-----	----	---	----	-----	------	----	---	----	-----

Qбыт 90%	56	42	60	147	336	588	665	503	287	161	144	84
Qвхк	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240

Окончание таблицы 2.6

Qфильтр	1	1	1	2	5	9	10	8	4	2	2	1
Qиспарен	0	0	0	1	3	6	7	5	3	1	0	0
Qлед	1	1	1	1	-1	-2	-3	-2	-1	3	3	2
Сумма потерь	2	2	3	5	7	13	13	10	6	6	6	4
Qпол.быт	54	40	57	142	329	575	652	493	281	155	138	86
Zвб, м	586	586	586	586	586	586	586	586	586	586	586	586
Zнб, м	552	551	552	553	555	556	556	556	554	553	553	552
Нпол, м	33	34	33	32	30	29	29	29	31	32	32	33
Нводот (быт), МВт	14	10	15	40	90	153	172	145	78	43	41	24
Z вб(вхк), м	586	586	586	586	586	586	586	586	586	586	586	586
Z нб(вхк), м	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555
Н(вхк), м	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
N(вхк), МВт	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Нводо-Нвхк	-44	-48	-44	-19	31	95	114	86	19	-15	-18	-34

Годовой график мощностей представлен на рисунке 2.4.

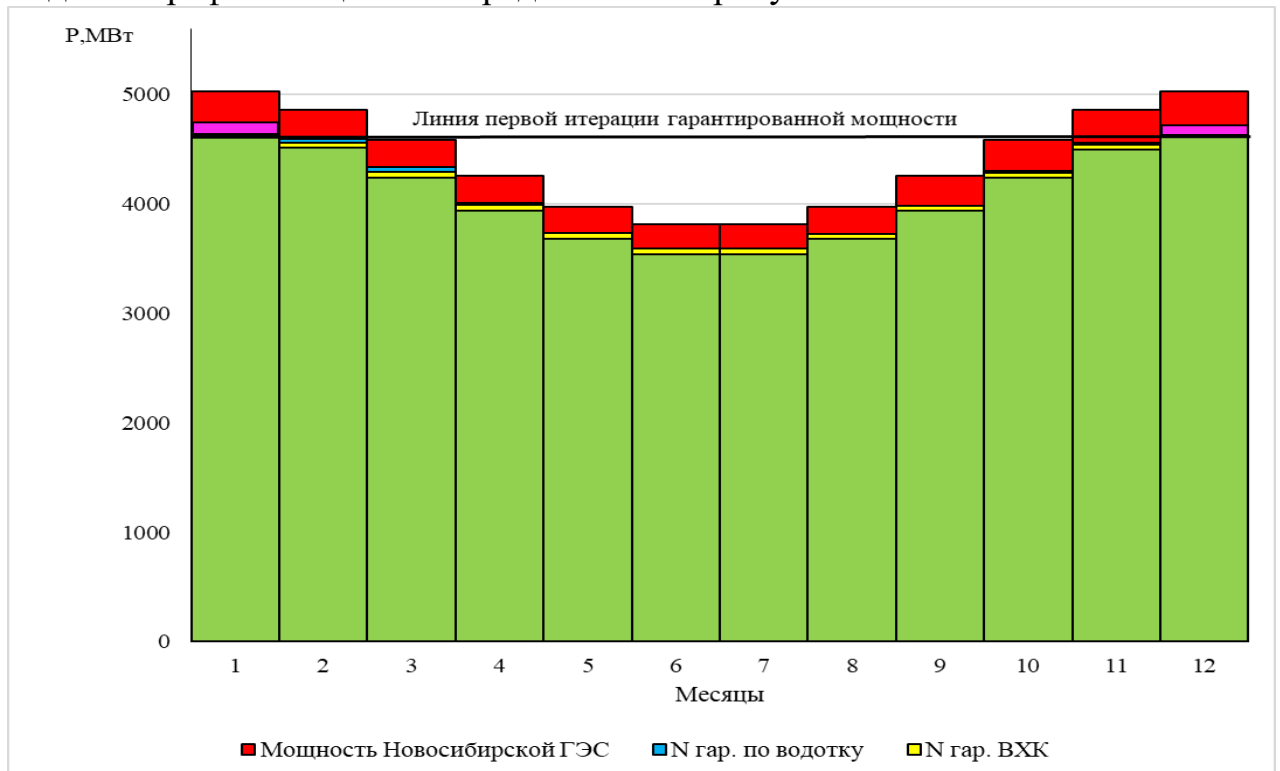


Рисунок 2.4 – Годовой график мощностей

2.5.2 Водноэнергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном и средневодном годах

Расчет начат с момента, когда водохранилище наполнено, то есть уровень воды в нем равен $\nabla_{НПУ} = 586$ м.

Результатом сработки маловодного года является получение отметки УМО (минимальной отметки верхнего бьефа), которая равна 576,7 м.

По кривой связи объемов водохранилища определяется полезный объем водохранилища.

Определение полезного объема водохранилища:

График сработки и наполнения водохранилища в маловодных и средневодных годах по водности условиях изображён на рисунке 2.5

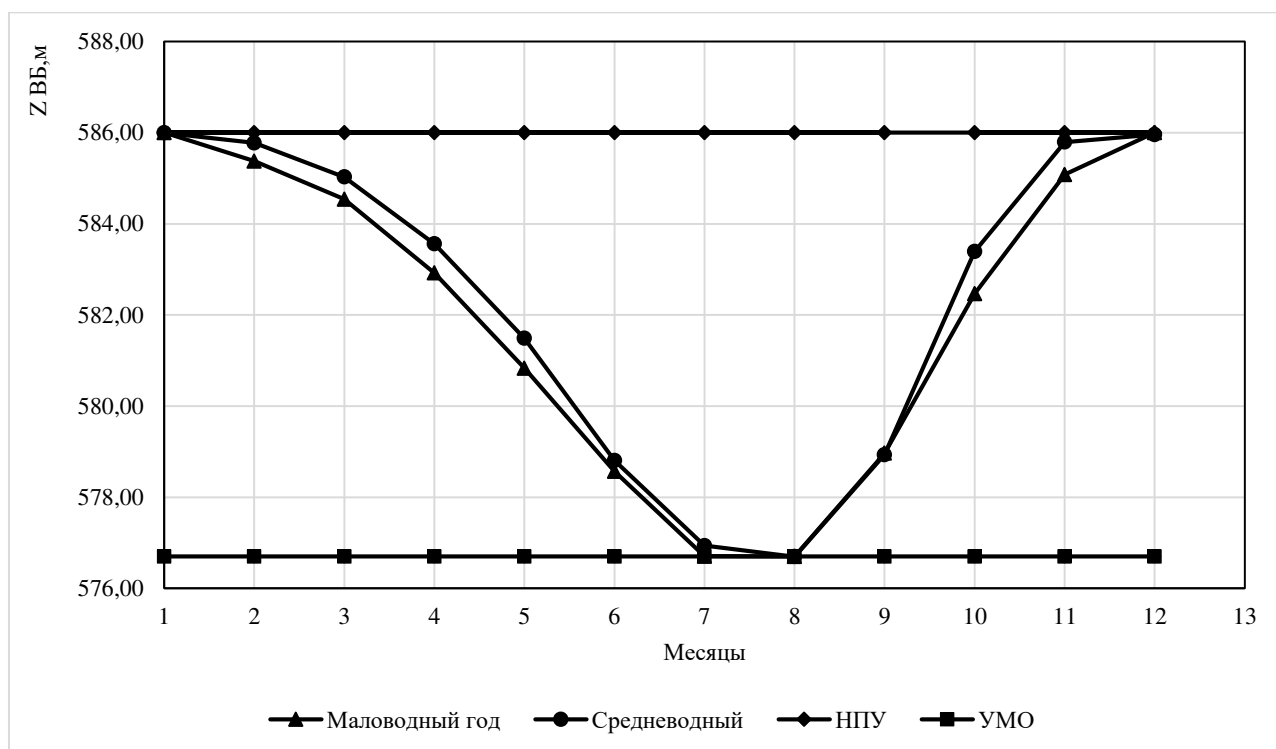


Рисунок 2.5-График наполнения и сработки водохранилища в маловодных и средневодных условиях водности

2.6 Определение установленной мощности проектируемой станции

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанции: Новосибирской ГЭС и проектируемой Чарышской ГЭС. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок. Чтобы вписать проектируемую ГЭС, разделим Новосибирскую ГЭС на 2 части, и впишем Чарышскую ГЭС.

Январь:

$$N_{\text{База}} = \frac{8,8 \cdot Q_{\text{сан.попуск.}} \cdot H_{\text{янв.}}}{1000} = 75 \text{ МВт} \quad (2.18)$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000} = 1,24 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}} = 0,41 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.20)$$

На ИКН проводим линию $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$, и определяем значение: $N_{\text{Пик}} = 52 \text{ МВт}$
 По полученным значения определяем рабочую мощность:

$$N_{\text{Раб.}} = N_{\text{База}} + N_{\text{Пик}} = 127 \text{ МВт} \quad (2.21)$$

Июнь:

$$N_{\text{База}} = \frac{8,8 \cdot Q_{\text{сан.попуск.}} \cdot H_{\text{июнь}}}{1000} = 49 \text{ МВт} \quad (2.22)$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000} = 0,93 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.23)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}} = 0,26 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.24)$$

На ИКН проводим линию $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$, и определяем значение: $N_{\text{Пик}} = 29 \text{ МВт}$
 По полученным значения определяем рабочую мощность:

$$N_{\text{Раб.}} = N_{\text{База}} + N_{\text{Пик}} = 78 \text{ МВт} \quad (2.25)$$

3. Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

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

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

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе;
 $z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{min} = 200 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где $N_{уст}$ – установленная мощность Лесовской ГЭС из выражения;
 k_N – коэффициент мощности;
 $H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

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

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

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линии ограничения по установленной мощности	Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		
$Q_{нб},$ $м^3/с$	$Z_{нб}, м$	$H_{нпу}, м$	$H_{умо}, м$	$H_{звб1}, м$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
5	550,30	35,70	26,40	32,62	498	29,59	574,96	25,62
15,2	550,82	35,18	25,88	32,10	505	29,17	570,46	25,22
18,9	550,98	35,02	25,72	31,94	510	28,89	565,92	24,82
53,2	552,01	33,99	24,69	30,91	515	28,61	561,34	24,42
65,2	552,22	33,78	24,48	30,70	520	28,33	556,72	24,02
83,1	552,45	33,55	24,25	30,47	525	28,06	552,07	23,62
92,4	552,55	33,45	24,15	30,38	530	27,80	547,37	23,22
120,5	552,78	33,22	23,92	30,14	535	27,54	542,64	22,82
149,8	553,00	33,00	23,70	29,92	540	27,28	537,86	22,42
170,5	553,18	32,82	23,51	29,74	545	27,03	533,04	22,02
180,9	553,29	32,71	23,41	29,64	550	26,79	528,18	21,62
241,5	553,99	32,01	22,71	28,93	555	26,55	523,27	21,22
324,8	555,01	30,99	21,69	27,91	560	26,31	518,31	20,82
360	555,35	30,65	21,35	27,57	565	26,08	513,31	20,42
400	555,67	30,33	21,03	27,26	570	25,85	508,26	20,02
450	556,00	30,00	20,70	26,93	575	25,62		
480	556,21	29,79	20,49	26,71				
500	556,37	29,63	20,33	26,55				
520	556,56	29,44	20,14	26,36				
540	556,77	29,23	19,93	26,15				
560	557,00	29,00	19,70	25,92				
580	557,23	28,77	19,47	25,69				

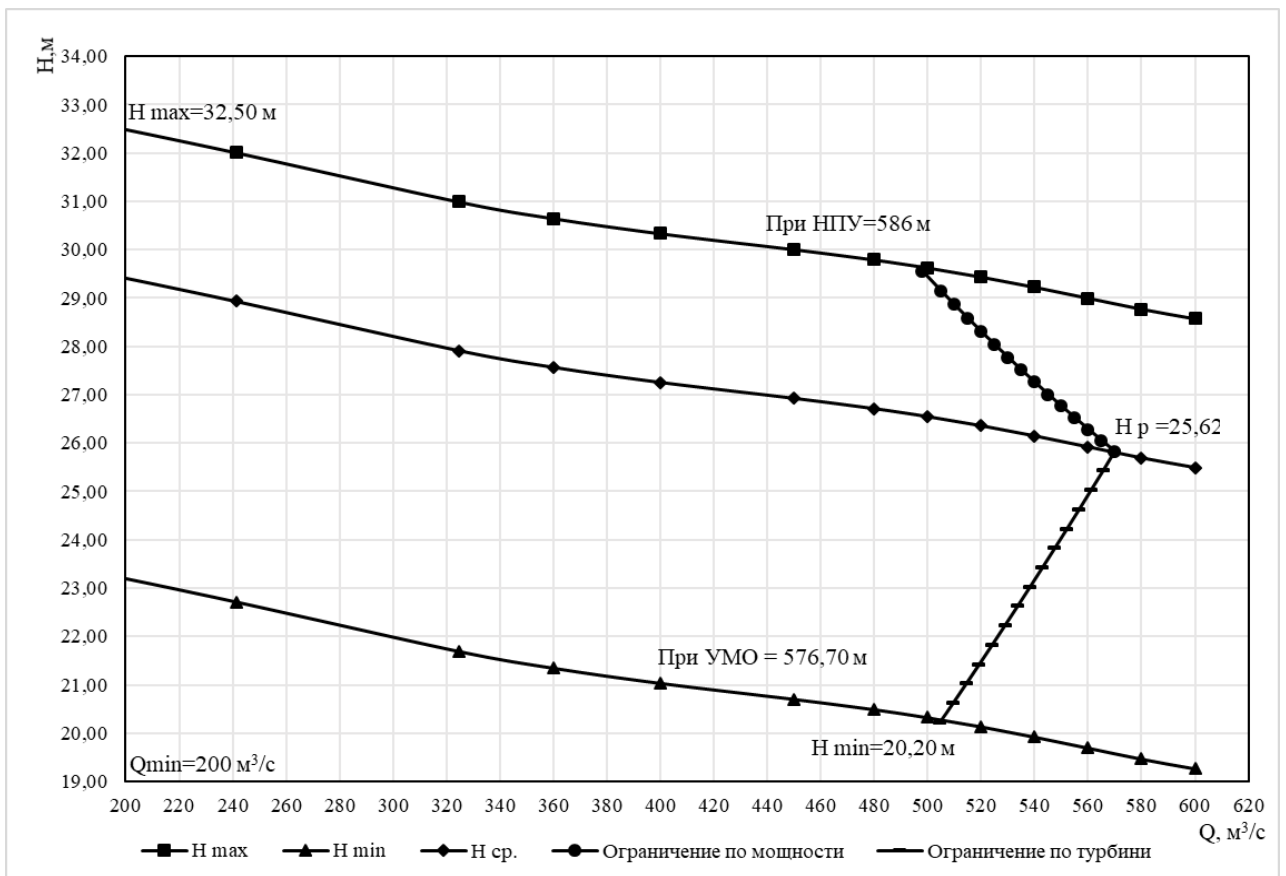


Рисунок 3.1 – Режимное поле Чарышской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{\max} = 32,5 \text{ м,}$$

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 25,62 \text{ м,}$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{\min} = 20,20 \text{ м.}$$

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

В таблице 3.2 представлены характеристики модельных гидротурбин, подходящих по вышеперечисленным условиям.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ40-а-В	ПЛД40-б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, м$	40	40
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}, об/м$	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 opt}, л/с$	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м opt}$	0,913	0,904
Привед. максимальный расход	$Q'_{1max}, л/с$	1800	1700
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 м}, м$	0,65	0,65
Напор модельной турбины	$H_{мод}, м$	0,46	0,46
Температура	$t_{мод}, °C$	4	4
Коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	10	20

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{MO}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{\nu_H}{\nu_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где η_{M0} – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптимума (таблица 3.2);

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

D_{1M} – диаметр модельной гидротурбины (таблица 3.2);

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным [3];

H_M – напор на модельной гидротурбине (таблица 3.2);

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины, формула (3.7);

ν_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

ν_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины (таблица 3.2).

Для поворотно - лопастных гидротурбин коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, определяется из следующего условия:

$$\varepsilon = 0,75.$$

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным [3]. Для модельных гидротурбин - таблица 3.2.

Средняя температура реки Вятка:

$$t_H = 12 \text{ }^\circ\text{C}.$$

По справочным данным [3] определяем кинематический коэффициент вязкости:

$$\nu_H = 1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{Г\text{ ср}} = 0,97.$$

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I\text{ p}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г\text{ ср}}, \quad (3.5)$$

где $\eta_{Г\text{ ср}}$ – средний коэффициент полезного действия генератора.

Число агрегатов:

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

где N'_a – мощность агрегата.

Очевидно, в общем случае число агрегатов получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа и, следовательно, затем уточнения мощности агрегата, после округления числа агрегатов до целого числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.2);

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [3].

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

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{max} , H_p и H_{min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Г ср}}. \quad (3.9)$$

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

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии, соответствующие максимальному и минимальному напору.

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.18), подстановкой в формулу не расчётного напора, а максимального.

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

Из анализа выбираем гидротурбину ПЛ40-В-560 со следующими параметрами:

$$D_1 = 5,6 \text{ м,}$$

$$D_0 = 1,16 \cdot D_1 = 1,25 \cdot 5,6 = 6,5 \text{ м,} \quad (3.11)$$

$$z_0 = 43.$$

Главная универсальная характеристика турбины ПЛ40-б-В с построенным режимным полем представлена в приложении Б, рисунок Б.1.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Полное представление о таких режимах дает кавитационная характеристика, которая представляет собой совмещение кривой связи нижнего бьефа и характеристики $H_S(Q_{НБ})$ при различном числе работающих агрегатов ГЭС.

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{р.к.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.12)$$

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

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

- для максимального напора H_{max} и номинальной мощности;
- для расчетного напора H_p и номинальной мощности;
- для минимального напора H_{min} и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_S = 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma * H - \Delta H_S + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.13)$$

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

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

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{нб}(Q_{нб})$;

$\Delta Z_{x.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных ПЛ-турбин $\Delta Z_{x.пл.}=0$.

Рассчитываем отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания. Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

$$Z_{PK}(H_{min}) = Z_{нб} (Q (H_{min})) + H_s(H_{min}) \quad (3.14)$$

$$Z_{PK}(H_{min}) = Z_{нб} (Q (H_{min})) + H_s(H_{min}) \quad (3.15)$$

$$Z_{PK}(H_{min}) = Z_{нб} (Q (H_{min})) + H_s(H_{min}) \quad (3.16)$$

Результаты сведём в таблицу 3.3

Таблица 3.3 - Параметры гидротурбины

D_1	5,6
$Q'(H_{min})$	1,16
$Q'(H_{расч})$	1,25
$Q'(H_{max})$	0,95
$Q(H_{min})$	167,58
$Q(H_{расч})$	202,37
$Q(H_{min})$	173,23
$Z_{нб}(Q(H_{min}))$	553,64
$Z_{нб}(Q(H_{расч}))$	554,12
$Z_{нб}(Q(H_{max}))$	553,72

Окончание таблицы 3.3

$\sigma(H_{\min})$	0,32
$\sigma(H_{\text{расч}})$	0,34
$\sigma(H_{\max})$	0,23
$H_s(H_{\min})$	1,69
$H_s(H_{\text{расч}})$	-0,50
$H_s(H_{\max})$	0,74
$Z_{\text{рк}}(H_{\min})$	555,33
$Z_{\text{рк}}(H_{\text{расч}})$	553,63
$Z_{\text{рк}}(H_{\max})$	554,46

Для безкавитационного режима работы принимаем минимальную отметку установки рабочего колеса $Z_{\text{рк}}(H_{\text{расч}}) = 553,63$ м.

3.2.2 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

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

По номограмме [6] предварительно определяем маслонапорную установку МНУ8/1-40-8-2.

3.3 Расчет и построение спиральной камеры

Спиральная камера служит для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат.

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.

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{\text{сп}} = 225^\circ$ – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры для напора $H = 29,7$ м.

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,578 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 5,6 = 8,84 \text{ м}, \quad (3.17)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 8,55, \quad (3.18)$$

$$r_a = \frac{D_{\text{нап}}}{2} = \frac{8,55}{2} = 4,28 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Радиус расположения выходных кромок статора:

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{7,45}{2} = 3,73 \text{ м}, \quad (3.20)$$

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{онм}}} = \frac{43330}{9,81 \cdot 25,62 \cdot 0,91} = 184 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{184 \cdot 225}{360} = 115 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.22)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{V_{\text{вх}}} = \frac{115}{6,2} = 9,2 \text{ м}^2. \quad (3.23)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{ВХ}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{ВХ}} - r_a)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ \quad (3.24)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом. Результаты расчета сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет спиральной камеры

величина	Сечения											
	ВХ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	ВЫХ
r_i	8,84	8,42	8,01	7,59	7,18	6,77	6,35	5,94	5,52	5,11	4,70	4,28
b_i	5,82	5,48	5,14	4,81	4,47	4,13	3,79	3,46	3,12	2,78	2,44	2,10
r_k	5,27	5,18	5,09	5,00	4,91	4,82	4,73	4,64	4,55	4,46	4,37	4,28
r_k/r_a	1,23	1,21	1,19	1,17	1,15	1,13	1,11	1,09	1,06	1,04	1,02	1,00
$\ln(r_k/r_a)$	0,21	0,19	0,17	0,16	0,14	0,12	0,10	0,08	0,06	0,04	0,02	0,00
r_i/r_a	2,07	1,97	1,87	1,78	1,68	1,58	1,49	1,39	1,29	1,20	1,10	1,00
$\ln(r_i/r_a)$	0,73	0,68	0,63	0,57	0,52	0,46	0,40	0,33	0,26	0,18	0,09	0,00
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	4,23	3,72	3,23	2,76	2,32	1,90	1,50	1,14	0,80	0,50	0,23	0,00
$r_k \cdot \text{ctg} \gamma$	19,6 6	19,33	18,99	18,65	18,31	17,98	17,64	17,30	16,96	16,63	16,29	15,95
$r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln(r_k/r_a)$	4,12	3,72	3,32	2,92	2,54	2,16	1,78	1,41	1,05	0,70	0,35	0,00
m_i	3,72	3,38	3,04	2,71	2,37	2,03	1,69	1,36	1,02	0,68	0,34	0,00
J_i	4,11	3,67	3,25	2,84	2,44	2,06	1,71	1,37	1,06	0,77	0,52	0,29
φ_i	225, 00	200,9 0	177,5 8	155,0 8	133,4 8	112,8 6	93,31	74,93	57,85	42,22	28,20	15,82

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{\text{СП}} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.3.

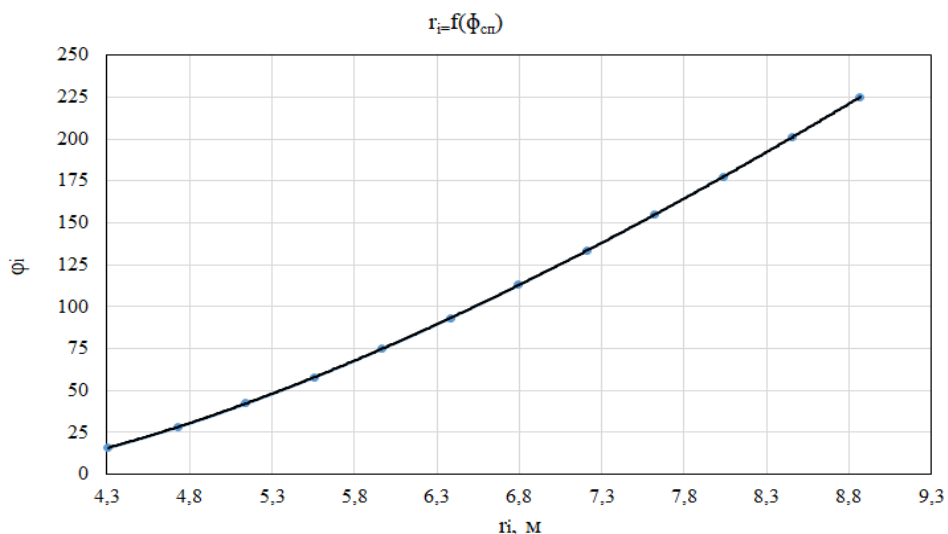


Рисунок 3.3 – График зависимости $\varphi_{\text{СП}} = f(r_i)$.

Результаты расчета представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5. – Радиус сечений спиральной камеры

φ	0	25	50	75	100	125	150	175	200	225
r	4,28	4,59	5,32	5,94	6,50	7,01	7,50	7,96	8,41	8,84

Определение ширины подвода:

$$B' = 2,63 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 5,6 = 14,73 \text{ м}, \quad (3.25)$$

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

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{184}{400} = 1,46 \text{ м}. \quad (3.26)$$

Определим ширину подвода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 14,73 + 1,46 = 16,19 \text{ м}.$$

Чертеж спиральной камеры представлен в приложении Б, рисунок Б2.

3.4 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

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33}, \quad (3.27)$$

где $\tau_{доп} = 30 \div 35$ МПа.

Принимаем $\tau_{доп} = 32$ МПа, а крутящий момент $M_{кр}$ определяем по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 43330}{115,4} = 3,66 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.28)$$

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 3,66}{35} \right)^{0,33} = 0,813 \text{ м.} \quad (3.29)$$

3.5 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В нашем случае целесообразно устанавливать подшипник сегментного типа на водяной смазке.

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

Радиальную силу на рабочем колесе определяем по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 43330}{115,4 \cdot 5,6} = 53,64 \text{ кН.} \quad (3.30)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{П}}$, с учетом облицовки, обычно принимается на $(15 \div 20)$ мм больше D_6 :

$$d_{\text{П}} = D_B + 0,02 = 0,85 + 0,02 = 0,87 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{П}} \cdot h_{\text{П}}} = \frac{53,6}{0,87 \cdot 0,4} = 154,14 \text{ кПа,} \quad (3.32)$$

где: $h_{\text{П}} = 0,4$ м, взят по справочным таблицам в соответствии с D_B .

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

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \quad (3.33)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{П}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 115,4 \cdot 0,87}{30} = 10,51 \text{ м/сек,} \quad (3.34)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 10,51 = 304,79 \text{ кПа.}$$

Условие выполнено.

4. Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений 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.

В энергосистеме Алтайского края присутствуют в основном подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Чарышская» 220 кВ с расстоянием 30 км.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

Исходя из СТО [9], мощность энергоблока присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 45 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ-840/150-52 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные представлены в таблице 1.2.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-840/150-52

Номинальная мощность, МВ·А		$U_{Г\text{ ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{Г}, \text{о.е.}$	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{Г\text{ ном}}$	$P_{Г\text{ ном}}$				x_d''	x_d'	x_d
56,25	55	10,5	0,8	97,7	0,2	0,35	0,93

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{56,25 - 56,25 \cdot 0,01}{0,8} = 55,69 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 1.3.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 80000/220–У1

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
80	242	10,5	11	320	105	0,600

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

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

Время работы блока в течение года:

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

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

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

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,07 \cdot 8729 = 916,49 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{T\text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,32}{1} \cdot \left(\frac{55,69}{80} \right)^2 \cdot 2405$$

$$\Delta W_H = 372,95 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для трех трансформатора:

$$I_{пот(1)} = (\Delta W_{xx} \cdot \beta_1 + \Delta W_H \cdot \beta_2) = 916,49 \cdot 0,006 + 372,95 \cdot 0,009$$

$$I_{пот(1)} = 8,86 \text{ тыс. руб./год} \quad (4.6)$$

Для 3 блоков:

$$I_{пот} = 3 \cdot 8,86 = 26,567 \text{ тыс. руб./год.}$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{расч} = 2 \cdot \frac{(P_{Г\text{ ном}} - P_{с.н.})}{\cos\varphi_G} = 2 \cdot \frac{(45 - 45 \cdot 0,01)}{0,8} = 111,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦН-160000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 1.4.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

$S_{ном},$ МВА	$U_H, \text{ кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{ кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{ кВт}$	$I_x, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
125	242	10,5	11	380	90	0,5

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

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

$$\tau = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \quad (4.8)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.9)$$

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

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

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8729$$

$$\Delta W_{\text{xx}} = 2749,48 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.10)$$

где n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{111,4}{125}\right)^2 \cdot 2405$$

$$\Delta W_{\text{н}} = 725,61 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}(1)} = (\Delta W_{\text{xx}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2) = 785,57 \cdot 0,006 + 725,61 \cdot 0,009$$

$$I_{\text{пот}(1)} = 11,24 \text{ тыс. руб./год} \quad (4.12)$$

Для 2 блоков, который состоит из одного укрупненного и одного одиночного:

$$I_{\text{пот}} = 8,86 + 11,24 = 20,1 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.4 Выбор трансформаторов СН

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от $S_{\Gamma \text{ ном}}$:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = 0,01 \cdot \frac{56,25}{0,8} = 562,5 \text{ кВт} \cdot \text{А} \quad (4.13)$$

Согласно СТО [10], в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Согласно СТО [17], должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

По каталогу завода «КЕНТАУСКИЙ ТРАНСФОРМАТОРНЫЙ ЗАВОД» выбираются трансформаторы ТСЗ-4000/10/6, стоимостью каждый 6000 тыс. руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные данные трансформатора ТСН-63-10,5/0,4

$S_{\text{НОМ}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
0,63	10,5	0,4	4

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{130 - 1,3}{0,8} = 160,875 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.14)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_{\text{с}} = 0,8;$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 330 кВ и выше $K = 1$, при напряжении 220 кВ –

$K = 1,2$, при напряжении 110 кВ – $K = 1,4$.

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат}} / \cos \varphi_c)} + 1 = \frac{130 - 1,3}{(1,2 \cdot 135 / 0,8)} + 1 = 1,64 \quad (4.15)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 2$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{160,875}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,162 \text{ кА} \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_{\text{i}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 162 = 169,96 \text{ А} \quad (4.17)$$

где $\alpha_{\text{i}} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_{\text{T}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока для линии напряжением $U=220\text{кВ}$ выбираем провод марки АС – 240/32.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{160,875}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,408 \text{ кА} \quad (4.18)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, $610 \text{ А} > 408 \text{ А}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,118	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{с.н.}} + t \cdot K_{ору}, \quad (4.19)$$

где K_T – стоимость силового трансформатора ТДЦ 80000/220–У1 (60 млн.руб.);

K_{T_2} – стоимость силового трансформатора ТДЦ-125000/220-У1, (140 млн.руб.);

$K_{T_{с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (6 млн.руб.);

$K_{ору}$ – стоимость ячейки КРУЭ;

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – число ячеек КРУЭ

Стоимость одной ячейки КРУЭ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{круз} = 2 \text{ млн.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 3 \cdot 60000 + 10 \cdot 6000 + 6 \cdot 2000 = 252000 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 1 \cdot 140000 + 10 \cdot 60000 + 12 \cdot 6000 + 5 \cdot 2000 = 270000 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i, \quad (4.20)$$

где $E_H = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 252000 + 26,567 = 37800,03 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 272000 + 20,1 = 40500,01 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%$$

$$P = \frac{40500,01 - 37800,03}{40800,01} \cdot 100\% = 26,99\%. \quad (4.21)$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 29,99% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [19] – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–220 кВ: (2 ВЛЭП 220 кВ, 2 блоков). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими системой шин.

4.7 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.

4.7.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,22 \cdot \frac{10,5^2}{56,25} = 0,392 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ}. \quad (4.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_K\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,52 \text{ Ом}. \quad (4.24)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{150} = 264,5 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 30 = 13,05 \text{ Ом}. \quad (4.26)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{\phi 1} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}. \quad (4.27)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.28)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,392}{0,045 \cdot 314} = 0,028 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{264,5}{0,035 \cdot 314} = 24,07 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

$$r_{\text{Л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,118 \cdot 30 = 10,89 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\phi}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,32 \cdot 230^2}{80^2} = 2,9 \text{ Ом}. \quad (4.32)$$

4.7.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	S	Тип	Номер	Название	U_ном	...	Pa...	P_n	Q_n	P_r	Q_r	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Te...
1	<input type="checkbox"/>	Нагр	1	КРУЭ	230											230,00		
2	<input type="checkbox"/>	Нагр	2	Генератор 1	10											10,00		
3	<input type="checkbox"/>	Нагр	3	Генератор 2	10											10,00		
4	<input type="checkbox"/>	Нагр	4	Генератор 3	10											10,00		
5	<input type="checkbox"/>	Нагр	5	Блок 1	10											10,00		
6	<input type="checkbox"/>	Нагр	6	Сеть	230											230,00		
7	<input type="checkbox"/>	Нагр	7	Блок 2	10											10,00		
8	<input type="checkbox"/>	Нагр	8	Блок 3	10											10,00		

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	S	Тип	N_нач	N_кон	...	I...	Название	R	X	B	Kт/r	N...	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>	Тр-р	5	1			Блок 1 - КРУЭ	2,90	80,50		0,043			24	662		38 266	
2	<input type="checkbox"/>	Выкл	2	5			Генератор 1 - Блок 1											
3	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	6			КРУЭ - Сеть	3,54	13,05									
4	<input type="checkbox"/>	Тр-р	7	1			Блок 2 - КРУЭ	2,90	80,50		0,043			24	662		38 266	
5	<input type="checkbox"/>	Выкл	4	8			Генератор 3 - Блок 3											
6	<input type="checkbox"/>	Тр-р	8	1			Блок 3 - КРУЭ	2,90	80,50		0,043			24	662		38 266	
7	<input type="checkbox"/>	Выкл	3	7			Генератор 2 - Блок 2											

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	<input type="checkbox"/>		1	Генератор 1	2	0,028	0,392	0,028	0,392	0,028	0,392	11,865
2			2	Генератор 2	3	0,028	0,392	0,028	0,392	0,028	0,392	11,865
3			3	Генератор 3	4	0,028	0,392	0,028	0,392	0,028	0,392	11,865
4			4	Сеть	6	24,067	264,950	24,067	264,950	24,067	264,950	220,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.7, 4.8, 4.9 и сведены в таблицу 4.7.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	1					6,3581	-87,67

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1	1		1ф	1					3,1714	-87,66			3,1714	-87,66			3,1714	-87,66		

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	2					17,4938	-85,92

Рисунок 4.9 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.7 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	7	12,7	14,8
3ф	7	6,36	9,89
3ф	1	17,49	44,53

4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{г,ном} = 1,05 \cdot 3,09 = 3,25\ \text{кА}; \quad (4.33)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т,ном}} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,19\ \text{кА} \quad (4.34)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{160,875}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,2 \text{ кА}, \quad (4.35)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{160,875}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,4 \text{ кА}. \quad (4.36)$$

4.9 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

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

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10 и разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 3738 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 46,43 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.СКВ}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 118,2 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 161 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} = 63 \text{ кА}$	$t_{\text{ОТКЛ}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = 193,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на аperiodическую составляющую выключателя ВГГ–10:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 46,43 \cdot e^{-0,01/0,035} = 19,08 \text{ кА}. \quad (4.37)$$

$$\frac{i_{\text{ат}}}{\frac{\sqrt{2}}{I_{\text{п0}}}} \cdot 100\% = 41\%$$

$$41\% < 45\%$$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°С; верхнее предельное значение температуры 55°С; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°С). АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4.10 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3738 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11– Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

4.11 Выбор параметров КРУЭ

4.11.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.12. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 317,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 3,74 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{\text{y}} = 9,5 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.13 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

4.11.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 317,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

В КРУЭ 220кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П-220 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

5. Релейная защита и автоматика генератора

Основное силовое оборудование электрических станций, подстанций и электрических сетей в процессе своей работы может выходить из строя в результате повреждений и ненормальных режимов, происходящих непосредственно на них, либо на других элементах энергосистемы. Избежать этих повреждений и ненормальных режимов невозможно, но возможно минимизировать их последствия. Для этого и применяется релейная защита. Её основная функция заключается в своевременном обнаружении повреждений и отключении повреждённых участков сети. Эти меры помогают предотвратить масштабные повреждения дорогостоящего оборудования.

5.1 Расчет номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{Г,НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{56,25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3093 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная полная мощность генератора;
 $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генератора, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Г,НОМ}^{(2)} = \frac{I_{НГ}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{3093 \cdot 1}{3500/5} = 4,42 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где $K_{СХ}$ – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{НОМ,ВГ1} = \frac{I_{НОМ,РОТ}}{1,2255} \cdot U_{НОМ,РОТ} = \frac{1115}{1,2255} \cdot 290 = 264 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем генератора возбуждения 270 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{НОМ,2} = \frac{S_{НОМ,ВГ1}}{U_{НОМ,РОТ}} = \frac{270000}{290} = 910 \text{ А} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{910}{1000/5} = 4,55 \text{ А} \quad (5.5)$$

5.2 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВ-840/150-52– 56,25 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от длительной форсировки;
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ 80000/220–У1:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора));
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных коротких на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции сети 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).
- Контроль изоляции выводов(КИВ)

Защиты воздушных линий 220 кВ:

Основные защиты:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- МТЗ на стороне с комбинированным пуском напряжения;
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения

5.3 Описание защит и расчёт их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах. Данный вид защиты действует на отключение генератора, гашение полей, на пуск пожаротушения генератора и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов. Подключается к трансформаторам тока и к линейным выводам статора генератора.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3093 = 154,65 \text{ А}, \quad (5.6)$$

где $K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;
 f_i – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;
 $I_{\text{Н}}$ – номинальный ток генератора равный 3092 А.

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.7)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, равный 2.

Исходя из вышеуказанного условия (3.2) принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{\text{CP.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 3092 = 463,94 \text{ А}. \quad (5.8)$$

Чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока определяет коэффициент торможения, величина которого выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных КЗ.

Максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_N = \frac{1,13}{0,2} \cdot 3092 = 17475,16 \text{ А}, \quad (5.9)$$

где E_d'' – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;
 x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,2.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

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

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 17475,16 = 1747,52 \text{ А}, \quad (5.10)$$

где $K_{\text{АП}}$ – коэффициент апериодической составляющей равный 2.

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_N}{I_T}, \quad (5.11)$$

где K_N – коэффициент надежности, 2;
 I_T – ток трехфазного КЗ на выводах генератора, 17475,16 А.

Тогда:

$$K_T > \frac{1747,52 \cdot 2}{17475,16};$$

$$K_T > 0,2;$$

K_T принимается равным 0,35.

Уставка начального торможения выбирается исходя из условия (5.12) и равна:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_N}{0,3} = 0,5 \cdot I_N. \quad (5.12)$$

Далее рассчитывается тормозной ток B , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки B должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{CP.0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.13)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,75$ (при этом условие выполняется).

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

$$I_{отс} = (2 \div 12) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 3092 = 18\,552 \text{ А} \quad (5.14)$$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1:

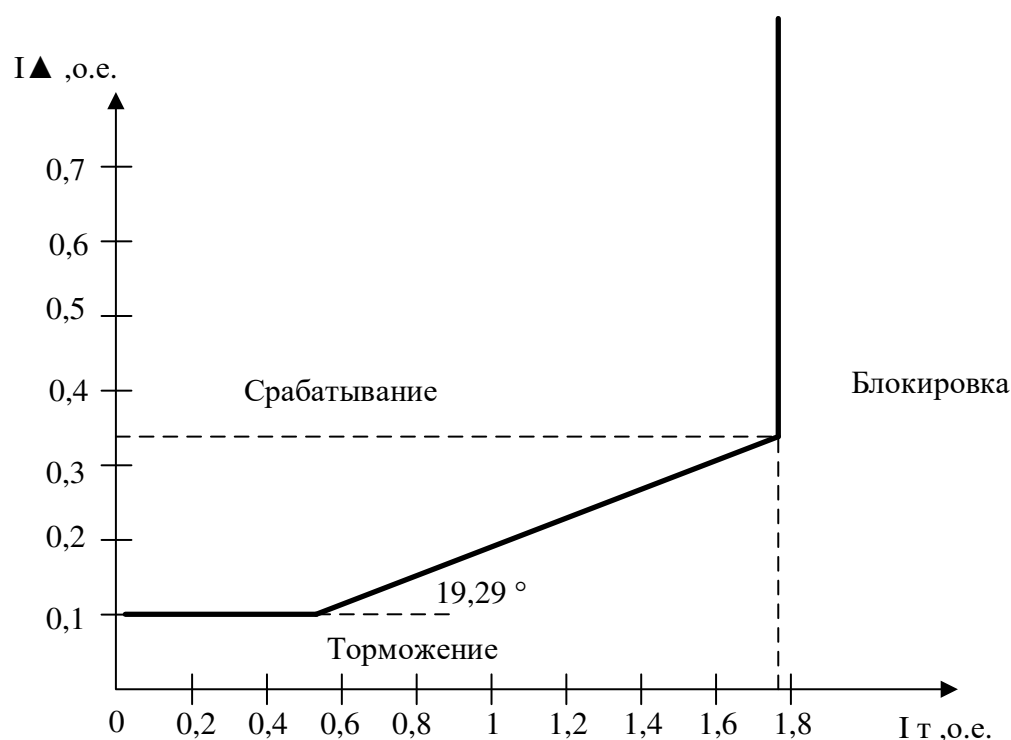


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

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

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

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

Первый орган – это орган U_0 , реагирующий на основную составляющую напряжения нулевой последовательности. Он защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны фазных выводов и включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, которое измеряется обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармонике 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.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,012 + 0,7 + 0,008 + 0,25;$$

$$C_{\Sigma} = 0,97 \text{ мкФ/ф} \quad (5.14)$$

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ} \quad (5.15)$$

где $U_{\text{НОМ ВН}}$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, кВ.

Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,97}$$

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 285 \text{ В} \quad (5.16)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение U_0 по обмотке ВН трансформатора;

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

Суммарный емкостный ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,97 \cdot 10^{-6};$$

$$I_C = 5,53 \text{ А} \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}}, \quad (5.18)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 K_B – коэффициент возврата;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}^{\frac{0,1}{3}}} \cdot 285$$

$$U_{\text{ср}} \geq 2,47 \text{ В.}$$

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В. В связи с этим принимаются следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

Второй орган – это орган U_{03} , реагирующий на соотношение напряжения третьей гармоники и напряжения в нейтрали на выводах генератора. Данный орган защищает около 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Уставка для органа U_{03} выбирается по коэффициенту торможения K_T от 1 до 3. В данном случае K_T принимается равным 1,2. Тогда расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от K_T будет равно:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,313 \quad (5.19)$$

Уставка срабатывания U_{03} принимается минимальной и равной 0,2 В.

Из выражения 3.14 видно, что орган U_{03} при K_T равном 1,2 работает селективно и защищает 31,25% обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 1050}{10500/100} = 140 \text{ В} \quad (5.20)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1>$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 1050}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.21)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

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

5.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Данная защита предназначена для ликвидации 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 содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа принимается равной $0,07 \cdot I_H$.

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 500 \text{ с}$.

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21, \quad (5.22)$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем;

t – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17, \quad (5.23)$$

где K_H – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,17 \cdot I_H = 0,17 \cdot 3093 = 533,58 \text{ А}. \quad (5.24)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока $I_{*2\text{ПУСК}}$:

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{30}{0,17^2} \approx 1008 \text{ с}. \quad (5.25)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2} \quad (5.26)$$

Отсюда:

$$I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} = 30 = A_{\text{ИО}} \quad (5.27)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 3.1:

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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	83,33	120	187,5	333,33	750

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.3:

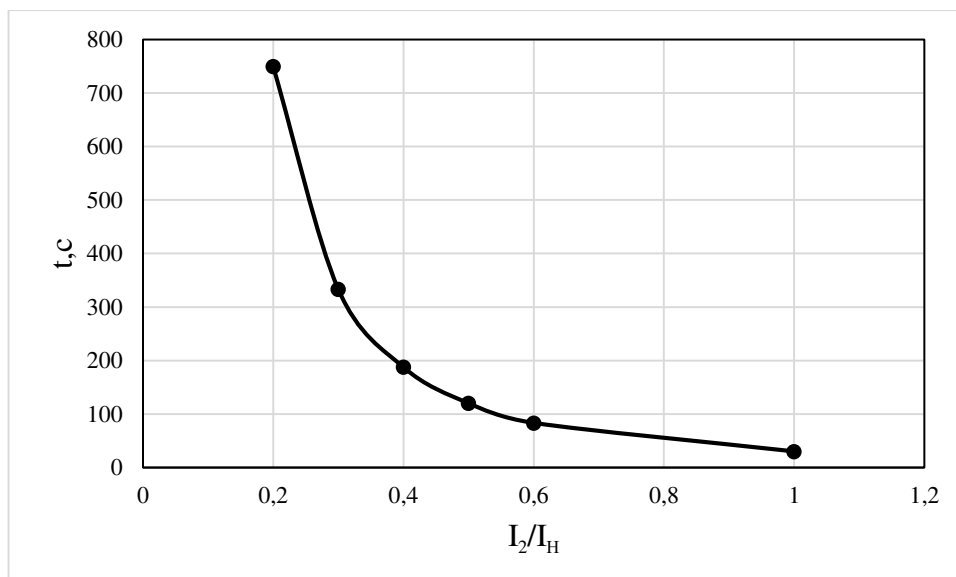


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d\text{ВН}}'' + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})} = 0,0036 \text{ о. е.}, \quad (5.29)$$

где $X''_{d_{вн}}$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_{Г}$ – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_{Т}$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I^*_{2с.з.} \cdot 2 \cdot \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = 0,0036 \cdot 2 \cdot \frac{121}{10,5} = 0,17 \quad (5.30)$$

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

5.6 Защита от симметричных перегрузок (П1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{Н} \cdot I_{Н}}{K_{В}} = \frac{1,05 \cdot I_{Н}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{Н} = 1,07 \cdot 3093 = 3314 \text{ А}, \quad (5.31)$$

где $K_{Н} = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_{В} = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени 0,9 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{K_{Н} \cdot I_{Н}}{K_{В}} = \frac{1,08 \cdot I_{Н}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{Н} = 1,1 \cdot 3093 = 3409 \text{ А}, \quad (5.32)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 3.2:

Таблица 5.2 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена ниже на рисунке 5.4.

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

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

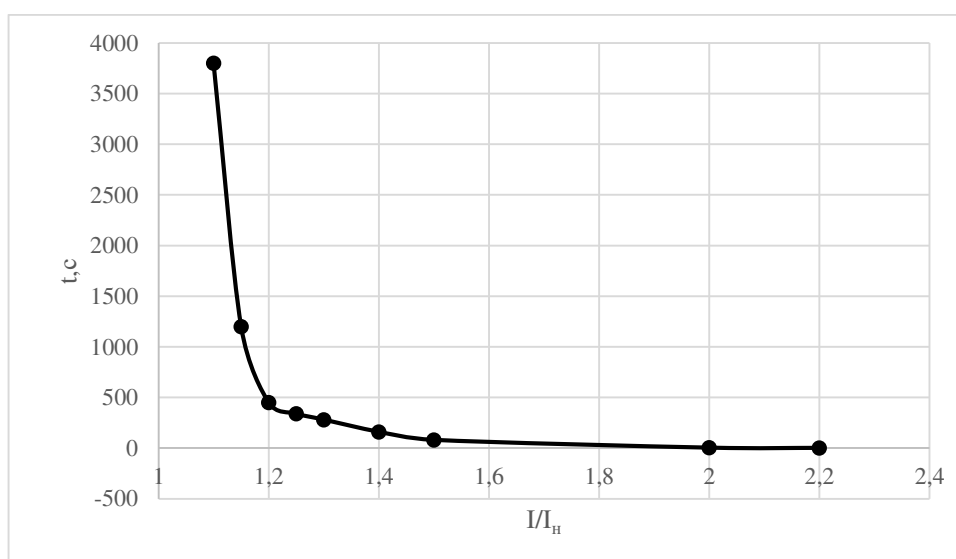


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{НОМ} = 1,53 \cdot 23800 = 4734 \text{ А} \quad (5.33)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ($U_T <$). Напряжение срабатывания принимается равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66 \text{ В.} \quad (5.34)$$

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

5.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} = 1,07 \cdot 910 = 975 \text{ А} \quad (5.35)$$

где $I_{НОМ.Р}$ – номинальный ток ротора.

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} = 1,1 \cdot 910 = 1003 \text{ А.} \quad (5.36)$$

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

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5:

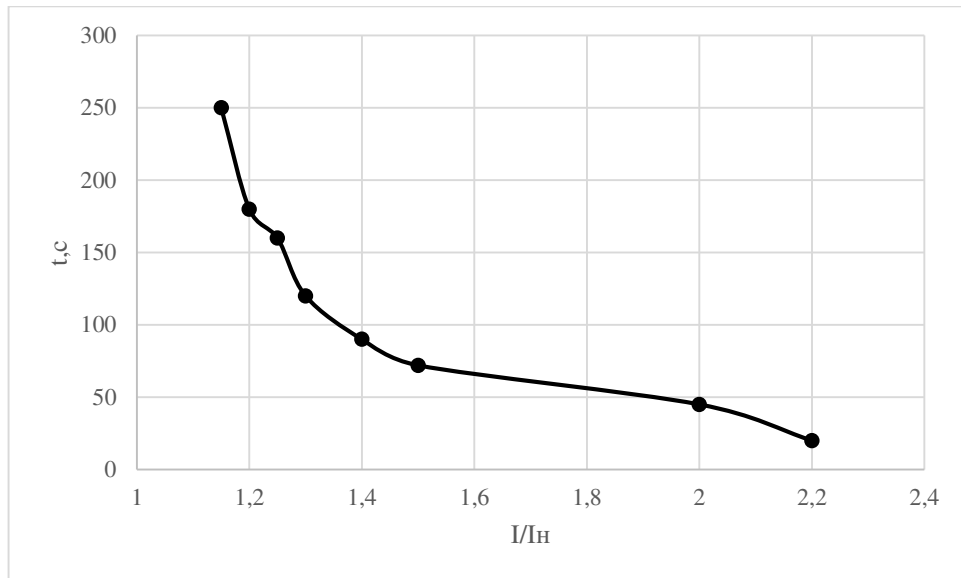


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,25 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 2,25 \cdot 910 = 2043 \text{ А.} \quad (5.37)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Чарышской ГЭС – Ягодная:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 18,18 + \frac{0,8}{2} \cdot 13,52$$

$$Z_1 \leq 19,96 \text{ Ом} \quad (5.38)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;
 $Z'_{1Л}$ – сопротивление линии;
 K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{0,11}{100} \cdot \frac{115^2}{80} = 18,18 \text{ Ом.} \quad (5.39)$$

Сопротивление линии 220 кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{13,05^2 + 3,54^2} = 13,52 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{56,25}{80} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{56,25}{242^2} \cdot 13,52 = 0,067 \quad (5.41)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,067 \cdot 1,96 = 0,13, \quad (5.42)$$

где Z_6 – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{56,25} = 1,96 \text{ Ом.} \quad (5.43)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,049 \cdot \frac{\frac{3500}{5}}{\frac{10500}{100}} = 0,88 \text{ Ом.} \quad (5.44)$$

Принимается уставка $Z_{1СЗ}=0,88$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3093} = 1,96 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,8} = 3,81 \text{ о. е.} \quad (5.46)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Принимаем $I_{\Phi} = 2,5 \text{ о. е.}$

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.47)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34. \quad (5.48)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 70,31^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято: φ

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,34 \text{ о. е.} \quad (5.49)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,34 \cdot 1,96 = 0,68 \text{ Ом.} \quad (5.50)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,68 \cdot 3500 / 5}{10500 / 100} = 4,51 \text{ Ом.} \quad (5.51)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 4,51 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,13 \text{ Ом}, Z_{\text{СМ2}} = 0,68 \text{ Ом.}$

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 3.6.

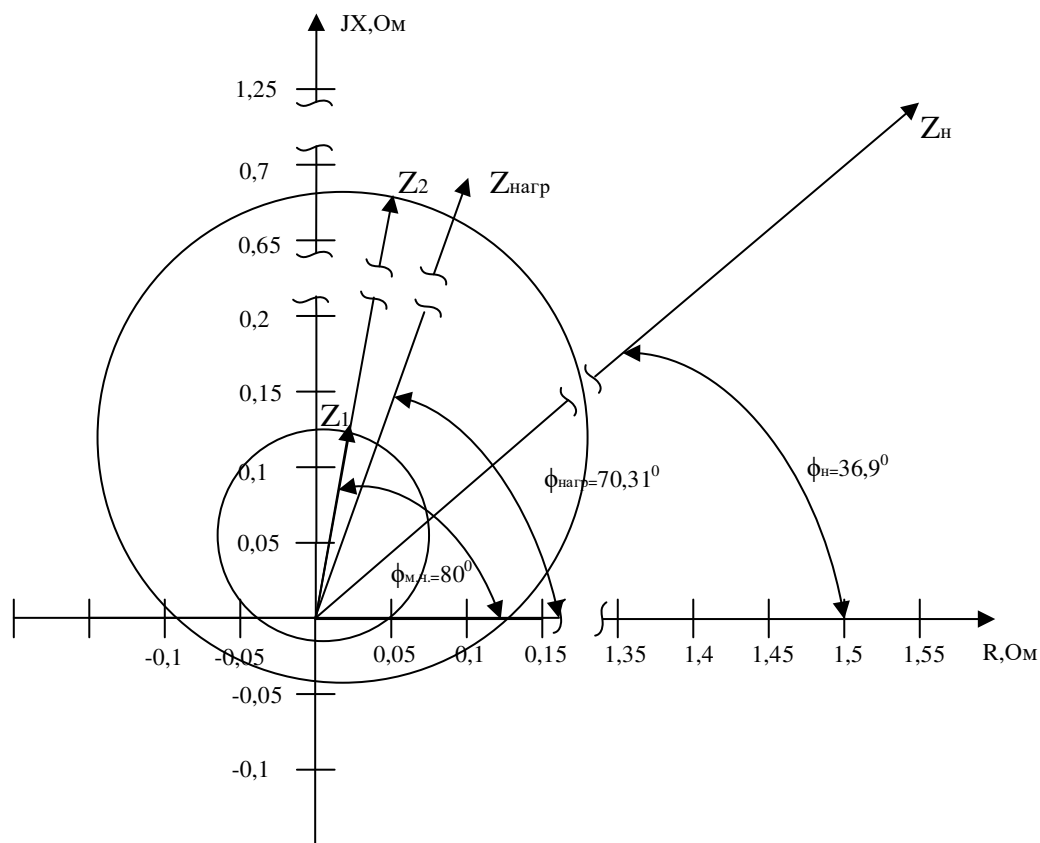


Рисунок 5.6 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.9 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.

5.10 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,66 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,35	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,21 А	
		Тормозной ток, В	$1,75 \cdot I_H$	7,74 А	
		Ток отсечки, $I_{отс}$	$6 \cdot I_H$	26,52 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2U_H$	120
		2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4U_H$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,31 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_H$	0,75 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,17 \cdot I_H$	0,75А

Окончание таблицы 5.4

Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{\text{СИГН}}$	$1,07 \cdot I_H$	4,73 А
		ПО	$I_{1\text{ПУСК}}$	$1,1 \cdot I_H$	4,86 А
		ОТС	$I_{1\text{ОТС}}$	$1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}$	5,41 А
			$U_{\text{СР}}$	-	66 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,067	0,88 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,34	4,51 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p \text{ СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$	4,74 А
		ПО	$I_p \text{ ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$	4,87 А
		Отсечка	$I_p \text{ ПУСК.}$	$2,25 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}$	9,97 А

Таблица 5.5 – Матрица отключений

Наименование			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение МШВ	Предупредительный сигнал	
Диф. защита продольная	IΔG		+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1							+	
		t_2	+	+	+					
	U_{03}	t	+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень	t_1	+	+					
		2 ступень	t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС I	t_1						+	
			t_2					+		
		t_3	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС	t_1						+	
			t_2					+		
t_3	+		+							
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+			
			t_2	+	+	+				
		2 ступень	t_1						+	
			t_2					+		
			t_3	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО							+	
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- здание ГЭС руслового типа;
- правобережная грунтовая плотина;
- центральная бетонная плотина.

6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины

6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения

По высоте сооружения и типу грунта – III класс, по установленной мощности – III класс, по последствиям возможных гидродинамических аварий на ГЭС – II класс. Принимаем класс, относящийся к наиболее ответственному классу – II класс.

6.2.2 Определение отметки гребня плотины и гребня быка

За отметку гребня плотины принимается:

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

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, $a = 0,8$ м.

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра, $k_w = 1,65 \cdot 10^{-6}$;

V – расчетная скорость ветра над уровнем воды, м/с;

L – длина разгона волны, м;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.
Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{V_{\text{НПУ}} - V_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{586 - 550}{2} = 18 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона при НПУ по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = 1,65 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{15^2 \cdot 2315}{9,81 \cdot 18} = 0,0049 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности для основного и поверочного случаев.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{V}; \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot L}{V^2}, \quad (6.7)$$

где t – период развития волн на водохранилище, $t = 6$ ч.
-для основного случая по формулам (6.6) и (6.7):

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 2315}{15^2} = 613;$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{15} = 14126,4.$$

Далее по графику [8] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$) и значениям $\frac{g \cdot t}{V}$ и $\frac{g \cdot L}{V^2}$ определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$.

Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} .

-для основного случая:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,039; \quad (6.8)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 2,65. \quad (6.9)$$

Следовательно:

$$\bar{h} = \frac{0,018 \cdot V^2}{g} = \frac{0,018 \cdot 20^2}{9,81} = 0,413 \text{ м}; \quad (6.10)$$

$$\bar{T} = \frac{1,6 \cdot V}{g} = \frac{2,5 \cdot 20}{9,81} = 2,446 \text{ с}. \quad (6.11)$$

-Вычислим среднюю длину волны для основного случая:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{2,446^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 9,35 \text{ м}. \quad (6.12)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d; \quad (6.13)$$

$18 > 4,675$, т.е. условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.14)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [8] в зависимости от значения (6.13):

-для основного случая при $K_i = 2,1$ по формуле (6.14):

$$h_{1\%} = 2,1 \cdot 0,413 = 0,867 \text{ м}$$

Высоту наката волн на откос 1% обеспеченности для фронтально подходящих волн при глубине перед сооружением $d \geq 2 \cdot h_{1\%}$, определим по формуле:

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%}, \quad (6.15)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по [8, табл.6];

k_{sp} – коэффициент, принимаемый по [8, табл.7];

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графикам [8, рис. 10] в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$, на глубокой воде.

Тогда: $k_r = 1$, $k_p = 0,9$, $k_{sp} = 1,2$.

Тогда по формуле (6.15):

$$k_{\text{run}} = 2,1 \text{ при } \overline{\lambda_d}/h_{1\%} = 10,79$$

$$h_{\text{run}1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,2 \cdot 2,1 \cdot 0,87 = 1,97 \text{ м.}$$

Тогда по формуле (6.3):

$$h_s = 1,966 + 0,0049 + 0,6 = 2,571 \text{ м.}$$

Тогда по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 586 + 3 = 589 \text{ м.}$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем $\nabla_{\text{ГГП}} = 589 \text{ м.}$

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимаю большую из двух:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГГП}}. \quad (6.16)$$

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}}, \quad (6.17)$$

где $\nabla_{\text{ГВ}}$ – отметка гребня водослива;

$H_{\text{ст}}$ – напор на гребне водослива, значения которого будет рассчитано в следующих пунктах.

6.2.3 Определение ширины водосливного фронта

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

Расчётный максимальный расход для первого класса капитальности является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,1% обеспеченности.

Данные для расчёта основного расчётного случая:

– $Q=1609 \text{ м}^3/\text{с}$ при обеспеченности 1 %;

– $\nabla_{\text{НПУ}} = 586,0 \text{ м}$;

– $УНБ_{\text{min}} = 5,6 \text{ м}$;

Данные для расчёта поверочного расчётного случая:

– $Q=4624 \text{ м}^3/\text{с}$ при 0,1% обеспеченности;

– $\nabla_{\text{ФПУ}} = 148,0 \text{ м}$;

– $\nabla_{\text{УНБmax}} = 12,8$;

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчётного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для

поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{\max \text{ осн}} - Q_{\text{ГЭС}} = 1293 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.18)$$

где Q_{\max} – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружений [6, 5.4 табл.2].

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_6} = \frac{1293}{35} = 36,93 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где q_6 – удельный расход на водосливе:

$$q_6 = 1,25 \cdot q_p = 1,2 \cdot 28 = 35 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.20)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 5,6 = 28 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.21)$$

где $h_{\text{НБ}} = 5,6 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе,

$[v_h] = 5 \text{ м/с}$ – не размывающая скорость для суглинка.

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону. Округляем B до 42 метров, принимаем $n = 3$ количество пролетов по 14 метра, так как требуется, при количестве пролетов более 7, резервный пролет.

6.2.4 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1293}{0,49 \cdot 42 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,86 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в дипломном проекте очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова типа А, $m = 0,49$

B – принимается только для водосливного фронта без быков.

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1293}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 42 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3}$$

$$H_{02} = 6,03 \text{ м} \quad (6.23)$$

где σ_ϕ – коэффициент формы водослива;
 $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия;
 σ_n – коэффициент подтопления;
 $\sigma_\phi = 1$ – для безвакуумного профиля, построенного по координатам Кригера – Офицера [9].

Коэффициент сжатия определяется по формуле Френсиса – Кригера:

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{5,86}{14} = 0,96, \quad (6.24)$$

где ε – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 6,03 - \frac{1,1 \cdot 0,73^2}{2 \cdot 9,81} = 6,01 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где v_0 – скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{1293}{(586 - 550) \cdot 49} = 0,73 \quad (6.26)$$

где α – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем $\alpha = 1,1$.
 Определим ближайшее стандартное значение напора:

$$H_{ст} = 6 \text{ м.}$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{ст} = 586,0 - 6 = 580,0 \text{ м.} \quad (6.27)$$

6.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_{p.пов} = Q_{\max \text{ повер}} - Q_{ГЭС}, \quad (6.28)$$

где $Q_{\max \text{ повер}}$ - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений;

$$Q_{p.пов} = 1906 - 316 = 1590 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поперочного расхода:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{p.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1590}{0,49 \cdot 42 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,72 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{p.пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1590}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 42 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}}$$

$$H_{02пов} = 6,72 \text{ м} \quad (6.30)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01пов}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{6,72}{15} = 0,95. \quad (6.31)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{p.пов}}{(\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot B} = \frac{1590}{(587 - 550) \cdot 49} = 0,88 \text{ м/с}, \quad (6.32)$$

где $\nabla\Phi\text{ПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку $\Phi\text{ПУ}$ – принимаем равной 49 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{пов} = H_{02пов} - \frac{\alpha \cdot v_{0пов}^2}{2g} = 5,4 - \frac{1,1 \cdot 0,79^2}{2 \cdot 9,81} = 6,68 \text{ м}. \quad (6.33)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{пов} = 580 + 6,68 = 586,68 \text{ м}. \quad (6.34)$$

6.3 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рис. 6.3). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.max}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_b)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1293^2}{9,18 \cdot (49)^2}} = 4,28 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 586 - 550 = 36 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{дно} - h'_{c1})}} = \frac{26,39}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (586 - 550 - 0)}} = 1,1 \text{ м} \quad (6.37)$$

$$h''_{c,2} = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,12}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,41}{1,12} \right)^3} - 1 \right) = 11,26 \text{ м} \quad (6.38)$$

Глубина в НБ $h_{НБ} = 5,6$ м, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{НБ}$).

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. В качестве гасителя энергии потока назначается водобойный колодец.

6.4 Расчет параметров водобоя и принятых гасителей

Гидравлический расчет водобойного колодца.

Так как протекание воды на выходе из водобойного колодца подобно протеканию через затопленный водослив с широким порогом, то величина перепада, образующегося при выходе потока из водобойного колодца в русло нижнего бьефа ΔZ определяется по формуле:

$$\Delta Z = \frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{НБ}^2} - \alpha \cdot \frac{q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2} = 1 \text{ м,} \quad (6.39)$$

где $\sigma = 0,9$ коэффициент запаса

Глубина водобойного колодца определяется по формуле:

$$d_k = \sigma \cdot h_c'' - (h_{\text{НБ}} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 11,26 - (5,5 + 1) = 5,78 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 586 - 550 = 36 \text{ м} \quad (6.41)$$

Произведем проверку сопряжения потока в нижнем бьефе.

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{26,39}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (36 - 0)}} = 1,1 \text{ м} \quad (6.42)$$

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{26,39}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (36 - 1,2)}} = 1,12 \text{ м} \quad (6.43)$$

$$h''_{c,2} = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right) = 11,26 \text{ м} \quad (6.44)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} + d_k = 586 - 550 + 5,78 = 41,78 \text{ м}$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = 1,04 \text{ м} \quad (6.45)$$

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = 1,04 \text{ м} \quad (6.46)$$

$$h''_{c,2} = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right) = 11,76 \text{ м} \quad (6.47)$$

Тогда определяем новую глубину колодца:

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

$$\Delta Z = \left(\frac{26,39^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,9^2 \cdot 5,6^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 26,39^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 11,76^2} \right) = 1 \quad (6.48)$$

$$d_{K2} = \sigma \cdot h_c'' - (h_{\text{НБ}} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 11,76 - (5,6 + 1) = 6,32 \text{ м} \quad (6.49)$$

$$\frac{d_{K2} - d_K}{d_{K2}} = \frac{6,32 - 5,78}{6,32} \cdot 100\% = 8,54\% \quad (6.50)$$

Принимаем глубину колодца:

$$d_{K2} = 6,32 \text{ м}$$

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{ДНО}} - d_K = 550 - 6,32 = 543,68 \quad (6.51)$$

Длина гидравлического прыжка:

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 11,76 - 1,04) = 53,28 \text{ м} \quad (6.52)$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителей:

$$l_{\text{в}} = 0,9 \cdot l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot 47,62 = 47,96 \text{ м} \quad (6.53)$$

6.5 Конструирование бетонной плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию. Как показывает опыт для гравитационной бетонной плотины на скальном основании оптимальным профилем является прямоугольный треугольник с заложение с низовой гранью $m_{\text{н}} = 0,7$.

Тогда:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 586 - 549 = 37 \text{ м} \quad (6.54)$$

$$B = m_{\text{н}} \cdot h = 0,7 \cdot 37 = 25,9 \text{ м} \quad (6.55)$$

Таблицы 6.1 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера-Офицера)

x	y	x·Hст	y·Hст
0	0,126	0	0,756
0,1	0,036	0,6	0,216
0,2	0,007	1,2	0,042
0,3	0	1,8	0

Окончание таблицы 6.1

0,4	0,006	2,4	0,036
0,5	0,027	3	0,162
0,6	0,06	3,6	0,36
0,7	0,1	4,2	0,6
0,8	0,146	4,8	0,876
0,9	0,198	5,4	1,188
1	0,256	6	1,536
1,1	0,321	6,6	1,926
1,2	0,394	7,2	2,364
1,3	0,475	7,8	2,85
1,4	0,564	8,4	3,384
1,5	0,661	9	3,966
1,6	0,764	9,6	4,584
1,7	0,873	10,2	5,238
1,8	0,987	10,8	5,922
1,9	1,108	11,4	6,648

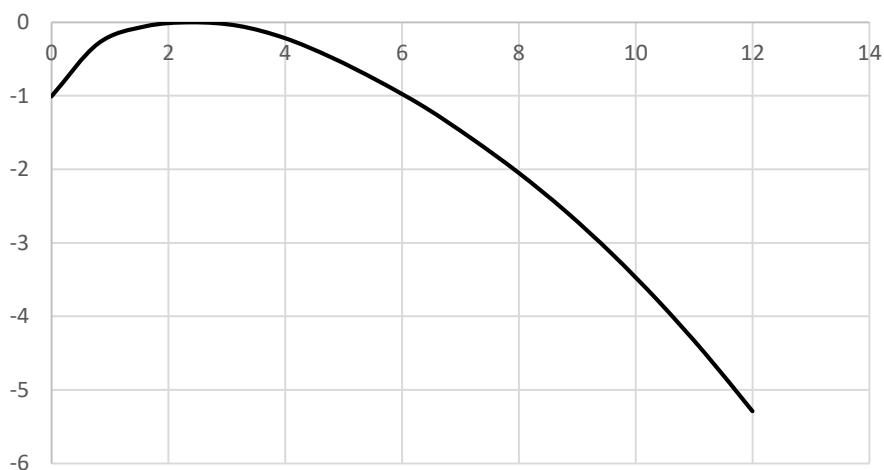


Рисунок 6.5 – Оголовок водосливной плотины

6.6 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.6.1 Быки

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

6.6.2 Устой

Для проектируемой плотины устроен сопрягающий устой для защиты, примыкающей к водосливу земляной плотины от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной. Между зданием ГЭС и водосбросной плотиной предусмотрен разделительный устой длиной 60 м.

6.6.3 Дренажные устройства

Вдоль напорной грани плотин устроен дренаж в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа должно быть не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,m}} = \frac{36 \cdot 1,2}{25} = 1,7 \text{ м} \quad (6.56)$$

где H_d – напор над расчетным сечением = 36 м,

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения = 1,2

$I_{кр,m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины, для гравитационных и массивно-контрфорсных плотин = 25.

6.6.4 Элементы подземного контура плотины

Подземный контур плотины включает: глубокую цементационную завесу и наклонный дренаж.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr,m}} = \frac{19,8 \cdot 1,2}{15} = 1,58 \text{ м} \quad (6.57)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе, определяются из фильтрационного расчёта $\Delta H_3 = 19,8$ м;

$J_{cr,m}$ – критический градиент напора на завесе принимаем $J_{cr,m} = 15$.

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}})$$

$$h_{зав} = 0,8 \cdot (586 - 553,03) = 26 \text{ м}. \quad (6.58)$$

Расстояние от напорной грани до завесы принимаем:

$$l_1 = 4,2 \text{ м}$$

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения и образования трещин в скальном основании под подошвой сооружения устраивают дренажи.

Диаметр дренажа принимаем $d = 0,15$ (м).

Заглубление дренажа относительно подошвы сооружения:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 26,68 = 14 \text{ м.} \quad (6.59)$$

Угол наклона дренажных скважин к вертикали 30^0 в сторону НБ.

6.6.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем продольную галерею на отметки 564.00.

Продольная галерея на отметке 551.00 цементационно-дренажная.

Размер продольной галереи принимаем сечением 3·пр4 на отметке 551.00 и сечением 2·3 м на отметке 564.00.

6.7 Фильтрационные и взвешивающее давление

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды.

Так как расчет ведется для устойчивости водосливной плотины, поэтому принимаем значение нагрузок, давящих на подошву плотины.

Для 2 класса сооружений:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}} = 586 - 553,03 = 32,97 \text{ м} \quad (6.60)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 32,97 = 13,2 \text{ м} \quad (6.61)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 32,97 = 6,59 \text{ м} \quad (6.62)$$

Сила взвешивающего давления определим по формуле:

$$W_{взв} = \rho_w \cdot g \cdot S_{эп} = 1 \cdot 9,81 \cdot 140 = 1374,4 \text{ кН} \quad (6.63)$$

где $S_{эп}$ - площади эпюры взвешивающего давления , определена с помощью AutoCAD, $S_{эп}=140 \text{ м}^2$..

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя две прямоугольных трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD, $S_{\phi}=210 \text{ м}^2$.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi} = 1 \cdot 9,81 \cdot 210 = 2060,1 \text{ кН} \quad (6.64)$$

6.8 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.

6.9.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 600 \text{ м}^2 .$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{600 \cdot 14 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{14 + 3,5} = 11301 \text{ кН/м.} \quad (6.65)$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot \gamma_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{720 \cdot 3,5 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{14 + 3,5} = 3390,340 \text{ кН/м} \quad (6.66)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g , \quad (6.67)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b = (587 - 580 + 0,5) \cdot 14 = 105 \text{ м}^2 \quad (6.68)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 105 \cdot \sqrt{105} \cdot 9,81 = 580,52 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{расч} = \frac{Q_3}{b+\delta_6} = \frac{580,52}{14+3,5} = 32,97 \text{ кН/м} \quad (6.69)$$

6.9.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды: с верхнего бьефа для основного случая:

$$T_B = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 37^2 \cdot 1}{2} = 6714,95 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.70)$$

с нижнего бьефа для основного случая:

$$T_H = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 22,5^2}{2} = 2483 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.71)$$

с нижнего бьефа для поверочного случая по формуле (6.71):

$$T_H = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 4,03^2 \cdot 1}{2} = 79,66 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

6.9.3 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \gamma_w h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 0,87 \cdot \left(\frac{9,35}{3,14} + \frac{0,25}{2} \right)$$

$$W_{\text{волн}} = 13 \text{ кН} \quad (6.72)$$

где h_0 :

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,87^2}{9,35} = 0,25 \text{ м}. \quad (6.73)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{9,35}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,87 = 1,16 \text{ м}. \quad (6.74)$$

6.9.6 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 принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.3, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	6715	12,33	82795
Тн	1	←	80	1,34	-106,7
Gб	0,95	↓	3221	4,2	-13527
Gпл	0,95	↓	10736	4	-42944
Wвзв	1	↑	1373	0	0
Wф	1	↑	2060	3	6180
Qз	0,9	↓	29,86	9,45	-282
Wволн	1	→	13	35,84	473
ΣN		↓↑		10553	
ΣM				32588	

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{10553}{25,9} + \frac{6 \cdot 32588}{25,9^2} = -115,98 \text{ Кпа} \quad (6.75)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 b – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -329,7 \text{ кН/м}^2, \quad (6.76)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;
 H_d^u – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;
 $m_u = \tan \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ Н/м}^2. \quad (6.77)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = 115,98 \text{ кН/м}^2. \quad (6.78)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 32,97 = -329,7 \text{ кН/м}^2. \quad (6.79)$$

Для нижней грани аналогично по формулам (6.80)-(6.87):

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = \frac{10553}{25,9} - \frac{6 \cdot 32588}{25,9^2} = -698,94 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.80)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -2011,5 \text{ кН/м}^2, \quad (6.81)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между нижней гранью и вертикалью.
 H_d^t – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;
 Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = 1139,45 \text{ кН/м}^2; \quad (6.82)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -2670,19 \text{ кН/м}^2 \quad (6.83)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,03 = -40,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.84)$$

6.10 Критерии прочности плотины

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

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.85)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая
 $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая
 $\gamma_{cd} = 0,9$;

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot (-2670,19)}{0,9} = -3560,25 \text{ кН/м}^2. \quad (6.86)$$

В расчетной зоне укладываем бетон марки В=10 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 6000 \text{ кН/м}^2$,

$$6000 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq -3560,25 \text{ кН/м}^2.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-115,98 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.87)$$

$$115,98 \text{ кН/м}^2 \geq 81,68 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.11 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных 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:

для основного случая:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.88)$$

$$R = (G_{nl} + G_B - W_{взв} - W_\phi + Q_z + G_{нб} + G_{вб} + G_{нон}) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega$$

$$R = (10736,06 + 3220,92 - 1373,4 - 2060,1 + 29,86) \cdot \operatorname{tg}33^\circ + 80$$

$$R = 17460 \text{ кН/м}, \quad (6.89)$$

где $\varphi = 36^\circ$ – внутреннее трение для грунта основания (суглинок);
 $c = 80 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для суглинка;
 $\omega = 34,21 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_g - T_n + W_{вол} + E_{зр} = 6714,95 - 79,66 + 13,2 = 6648,48 \text{ кН/м}.$$

$$F = 6648,48 \text{ кН/м}. \quad (6.90)$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{9687,83 \cdot 0,95}{6648,48 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$$1,38 \geq 1,2.$$

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Чарышская ГЭС согласно проекту, является средненапорной станцией, но по объему водохранилища и возможным последствиям аварии на станции, в частности прорыва напорного фронта относится к первому классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Деятельность службы эксплуатации регулируется Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений». Основным требованием закона является составление декларации безопасности ГТС, состав которой определяется специальным Положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание и порядок составления Декларации безопасности ГТС, осуществление ее государственной экспертизы и является обязательным при проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитального ремонта, восстановления или консервации.

Вся ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений 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 гидротехнических сооружений» собственник разрабатывает Декларацию. Декларация безопасности, в которой обосновывается безопасность ГТС, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидации явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Чарышской ГЭС

7.2.1 Общие положения

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к

повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет ее технический руководитель.

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

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

— РД 153.-34.0-03.301-00. - «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;

— И другими нормативными документами в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу. Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется службой по охране труда и технике безопасности Чарышской гидроэлектростанции и профсоюзным объединением работников предприятия.

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

Инструктажи во всех подразделениях на Чарышской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники.

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

7.2.2 Охрана труда при выполнении работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики, со средствами измерений и приборами учета электроэнергии, вторичными цепями

1. Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики, вторичные цепи (обмотки) измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянные заземления. В сложных схемах релейной защиты для группы электрически соединенных вторичных обмоток измерительных трансформаторов допускается выполнять заземление только в одной точке. Все работы в схемах устройств сложных защит выполняются по программам, в которых в том числе должны быть указаны меры безопасности.

2. При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов, устройств релейной защиты, электроавтоматики цепь вторичной обмотки трансформатора тока предварительно закорачивается на специально предназначенных для этого зажимах или с помощью испытательных блоков.

Во вторичной цепи между трансформаторами тока и установленной закороткой не допускается производить работы, которые могут привести к размыканию цепи.

3. При работах во вторичных устройствах и цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постороннего источника должны быть приняты меры, исключающие возможность обратной трансформации.

4. Производителю работ, имеющему группу IV, из числа персонала, обслуживающего устройства релейной защиты, электроавтоматики, разрешается совмещать обязанности допускающего. При этом он определяет меры безопасности, необходимые для подготовки рабочего места. Подобное совмещение разрешается, если для подготовки рабочего места не требуется выполнения отключений, заземления, установки временных ограждений в части электроустановки напряжением выше 1000 В.

5. Производителю работ, имеющему группу IV, единолично, а также членам бригады, имеющим группу III (на условиях, предусмотренных пунктом 6.13 Правил), разрешается работать отдельно от других членов бригады во вторичных цепях и устройствах релейной защиты, электроавтоматики, если эти цепи и устройства расположены в РУ и помещениях, где токоведущие части напряжением выше 1000 В отсутствуют, полностью ограждены или расположены на высоте, не требующей ограждения.

7.2.3 Охрана труда при выполнении работ на измерительных трансформаторах тока

1. Запрещается использовать шины в цепи первичной обмотки трансформаторов тока в качестве токоведущих при монтажных и сварочных работах.

2. До окончания монтажа вторичных цепей, электроизмерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть замкнуты накоротко.

3. При проверке полярности вторичных обмоток прибор, указывающий полярность, должен быть присоединен к зажимам вторичной обмотки до подачи импульса в первичную обмотку трансформаторов тока.

7.2.4 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Для строительства гидротехнических сооружений общий объём выемки грунта составит 150000 м³, также при наполнении водохранилища будет затоплена площадь 2000 м² при объеме 6,94 млн. м³ преимущественно, горной местности, необходимо предусмотреть мероприятия, не нарушающие экологию местности.

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ».

7.2.5 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объём 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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{200000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 9000 \text{ т.} \quad (7.1)$$

где N – объём бетонных работ, м³

q – удельный норматив образования, %

ρ – плотность бетона, т/м³

Лом и отходы, содержащие незагрязнённые чёрные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{75 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,5 \text{ т.} \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, м³

q – удельный норматив образования, %

ρ – удельный вес арматуры, т/м³

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

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

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- 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.

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

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

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

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- реакторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. 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 - дренчерами - 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 вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а так же автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

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

7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке.

Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

7.4 Охрана природы

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

– Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.);

– Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;

– Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;

– Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998;

- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996;
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ);
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ);
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ);
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ);
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ);
- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ).
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006;
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Чарышской ГЭС относятся:

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

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

1. Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.
2. Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища.
3. Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

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

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

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

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами

прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

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

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

7.4.2 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий.

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

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод; размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;

– применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);

– разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

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

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

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

7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

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

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

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

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

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

– эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по

предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

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

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

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

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

– системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);

– сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;

– очистные сооружения и устройства;

– противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;

– контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Чарышского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, переселению населения, восстановлению сельскохозяйственного производства и организации транспортных связей, лесорубке и лесоочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

В санитарном отношении р. Вятка является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется. Возможными источниками загрязнения поверхностных вод являются расположенные в зоне водохранилища животноводческие помещения, выгребные ямы при индивидуальных хозяйствах, а также строительный мусор, остающийся после выноса населенных пунктов.

Для ликвидации возможных источников загрязнения водных объектов, земельных ресурсов необходимо провести следующие виды работ:

1) очистка и обработка территории сносимых населенных пунктов, хозяйственных и животноводческих объектов;

2) лесоочистка территории водохранилища на площадях специального назначения.

3) перенос кладбищ и скотомогильников.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Вятка невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно

вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Строительство очистных сооружений в населенных пунктах не требуется. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющих на территории строительства Чарышской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб природному комплексу, памятникам культуры и в целом экосистеме зоны влияния Чарышского гидроэнергокомплекса с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Электричество является продуктом, которым не имеет возможности хранить. Та часть электроэнергии, которая вырабатывается, должна быть потреблена в данный момент, поставлена в электрические сети Единой энергосистемы, где происходит ее продажа на оптовом и розничном рынках. Цена электрической энергии выражается в рублях за потребленный киловатт-час.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Год	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность, МВт	23,34	130	130	130	130
Число часов использования установленной мощности	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии, млн МВт·ч	0,09336	0,52	0,52	0,52	0,52
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	933,6	5200	5200	5200	5200
Объем реализации электроэнергии, млн МВт·ч	92,4264	514,8	514,8	514,8	514,8
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1110,0	1143,0	1175,0	1206,0	1235,0
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	102,59	588,20	604,66	620,62	635,67
НДС к выручке, млн. руб.	17,10	98,03	100,78	103,44	105,94

Анализируя таблицу, можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено двумя факторами: вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей и ростом тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Текущие расходы формируются на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Текущими расходами называются затраты, необходимые для организации производственного процесса, создания продукции.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) – 0,02%

Эксплуатационные расходы определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	33,176
Прочие расходы	274	35,62
Итого		68,79

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,011
От 6 до 15 лет	0,014
От 16 до 25	0,23

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года. Данные по расходам на услуги регулирующих компаний представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	18,96
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	1,23
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./ МВт·ч	0,36
Итого		20,55

Текущие затраты по гидроузлу с 2025 г. по 2028 г. приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн. руб.	129,79	161,74	177,50	177,50	177,50
Расходы на страхование, млн. руб.	26,60	33,73	40,00	40,00	40,00
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	49,41	74,11	74,11	74,11	74,11
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	1,66	3,16	3,75	3,75	3,75
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	13,70	20,55	20,55	20,55	20,55
Налог на воду, млн. руб.	3,14	5,39	5,39	5,39	5,39
Итого, млн. руб.	224,31	298,68	321,30	321,30	321,30

Из таблицы 9.5 можно увидеть, что текущие затраты по гидроузлу снижаются за счет ежегодного уменьшения расходов на страхование и ремонт производственных фондов.

Структура текущих затрат по гидроузлу представлены на рисунке 8.2.

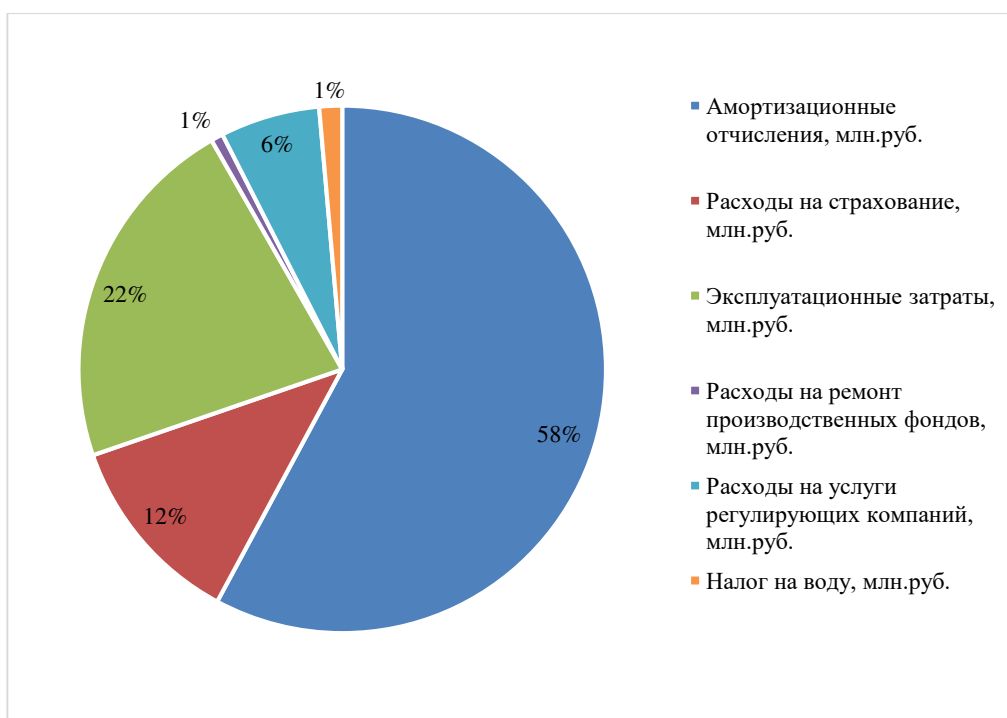


Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат по гидроузлу

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы после, окончания строительства проектируемой ГЭС, представляют собой оттоки денежных средств в региональный и федеральный бюджеты в соответствии с налоговым кодексом РФ и включают в себя:

- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на имущество – 2,2% от остаточной стоимости проекта;
- налог на воду – 4,8 руб. на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии;
- налог на добавленную стоимость (НДС) – 20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труд.

Предполагаемые налоговые расходы за 2028-2032 гг. приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Год	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, тыс. руб.	169,52	175,51	181,81	179,57	185,35
НДС, тыс. руб.	238,50	249,66	255,17	43,05	116,89
Взносы в соц. фонды, тыс. руб.	29,97	29,97	29,97	29,97	25,38
Налог на имущество, тыс. руб.	74,09	70,19	66,28	85,54	98,39
Итого	517,65	530,89	538,80	343,70	431,54

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод о том, что большую часть налогов составляют НДС и налог на прибыль.

Из таблицы 1.6 ежегодно наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения НДС и налога на прибыль.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Основной формой отражения производственной деятельности гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Данные за первые годы проекта представлена в млн. руб в таблице 9.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации.

Год	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто)	738,55	1138,53	1168,34	1196,25	1224,57
Текущие расходы	224,31	298,68	321,30	321,30	321,30
ЕВИТ (прибыль до налогообложения)	734,95	1133,14	1162,95	1190,86	1219,18
Скорректированный налог на прибыль	446,73	782,73	786,23	818,05	850,27
НОРАТ (чистая прибыль)	55,02	156,55	157,25	163,61	170,05
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

По данным таблицы 8.7 видно, что величина чистой прибыли напрямую зависит от величины выручки.

Чистая прибыль активно прирастает, что позволяет быстро и в больших объемах формировать доходы бюджета и денежные накопления предприятия.

Расчет чистой прибыли показывает, что проект будет увеличивать свою экономическую эффективность с 2022 по 2043 год.

Рост суммы чистой прибыли по проекту представлены на рисунке 8.3.

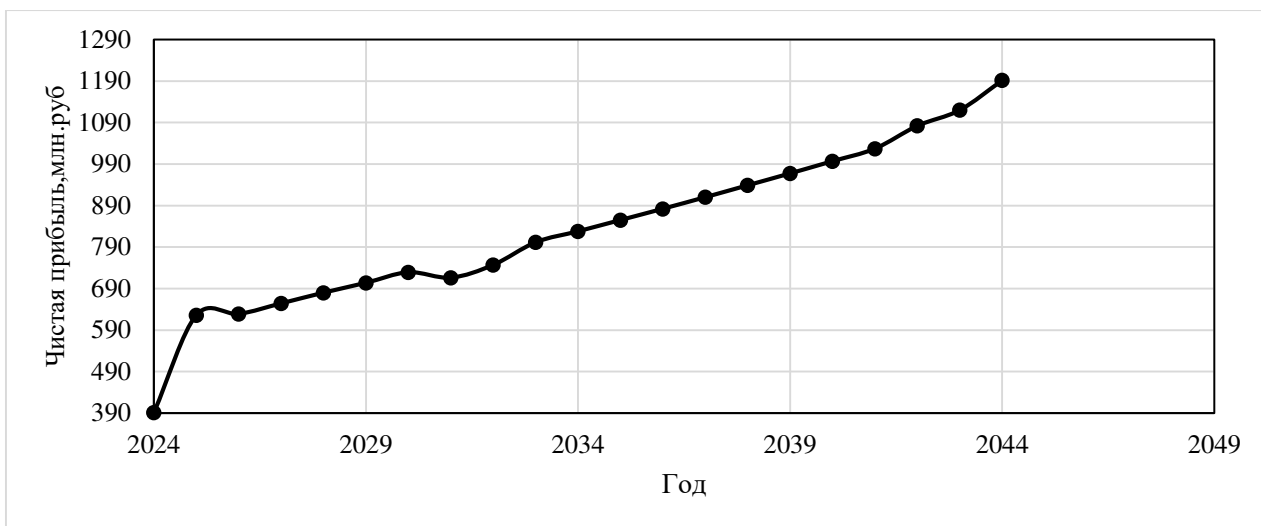


Рисунок 8.3 – Динамика чистой прибыли

8.5 Оценка инвестиционного проекта

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

8.6 Методология и исходные данные

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 [2].

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием программного продукта «ProjectExpert». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Чарышской ГЭС составляет 25 лет;
- созданная финансовая модель соответствующей реалиям российской экономики.
- предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Динамика тарифов на электроэнергию для Алтайского края принята в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро». Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

8.7 Коммерческая эффективность

Основные показатели коммерческой эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций, представленных в таблице 8.8.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии и мощности Чарышской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости - РВ, мес	144
Чистый приведенный доход – NPV, руб.	132,929
Индекс прибыльности – PI	1,03
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,94
Себестоимость руб./кВт·ч	0,29
Удельные капиталовложения, руб./кВт	55430

Из показателей, которые приведены в таблице 8.8 видно, что период окупаемости составляет 12 лет, такой срок будет приемлем и не убыточен для проекта.

Также индекс прибыльности больше единицы, что указывает на перспективность развития проектируемой ГЭС.

8.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов федерального и регионального бюджета от реализации данного проекта. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления

Год	2022	2023	2024	2025	2026
В Федеральный бюджет, млн. руб.	16,91	16,91	70,86	192,25	192,04
В региональный бюджет, млн. руб.	10,56	32,25	49,73	66,37	80,83
Налоговые поступления, млн. руб.	27,47	49,16	120,59	258,62	272,88

Как видно из таблицы 8.9 большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, она формируется из налога на имущество.

Происходит постепенный ввод в эксплуатацию новых мощностей, и связанный с этим рост производства электроэнергии, ввиду чего увеличиваются налоговые поступления.

8.9 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности позволяет определить, насколько сильно изменится эффективность проекта при определенном изменении одного и параметров проекта.

К факторам чувствительности относятся:

- инвестиционные затраты;
- ставки дисконтирования;
- цены сбыта.

Анализ изменение PI по следующим параметрам: ставке налогов, объему инвестиций, цене сбыта, заработной плате персонала в диапазоне от -5 до 5 %, получены следующие результаты и представлены на рисунках 8.4 – 8.7.

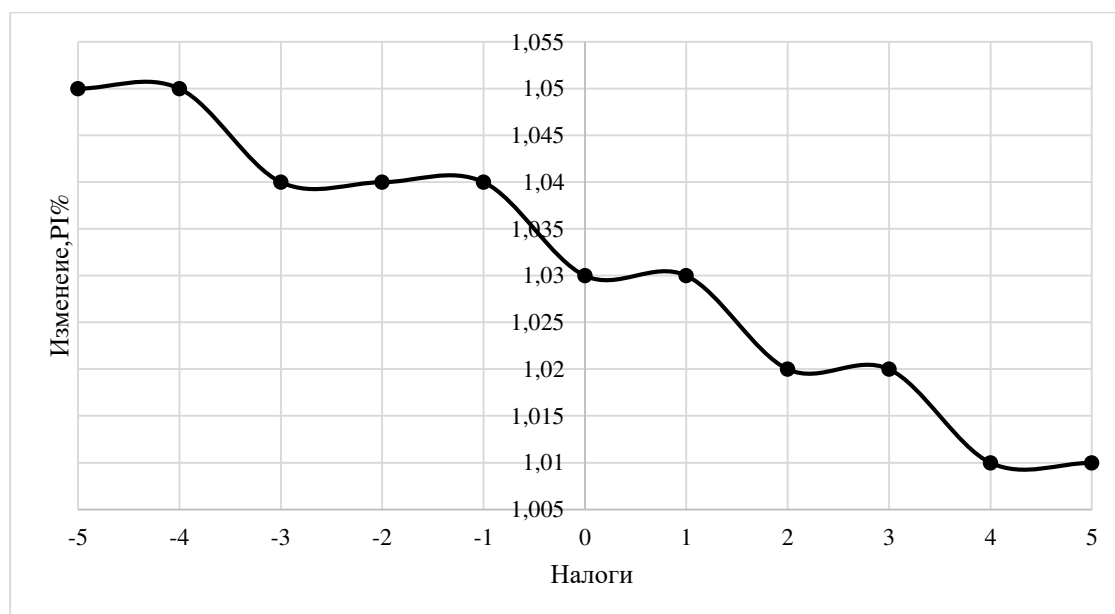


Рисунок 8.4 – Изменение величины PI от налогов

Из рисунка 8.4 можно сделать вывод, чем больше ставка PI для проекта, тем меньше налогов от проекта.

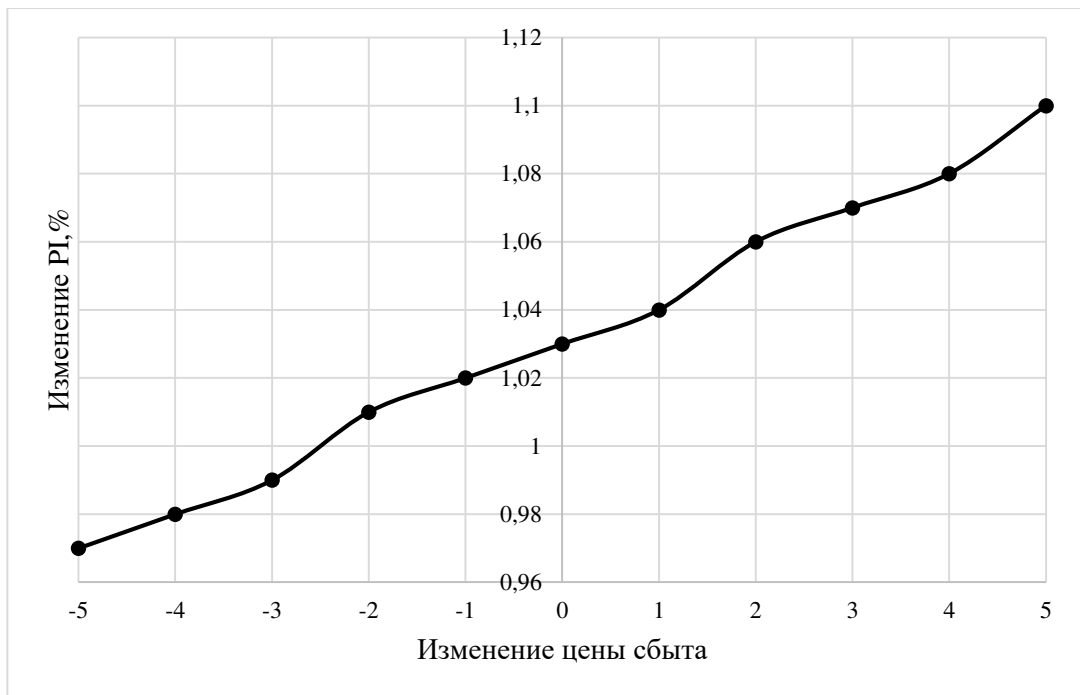


Рисунок 8.5 – Изменение величины PI от цены сбыта

По данному графику можно сказать, что такой показатель, как индекс прибыльности напрямую зависит от цены сбыта: с увеличением цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

Изменение величины PI от ставки дисконтирования представлено на рисунке 8.6:

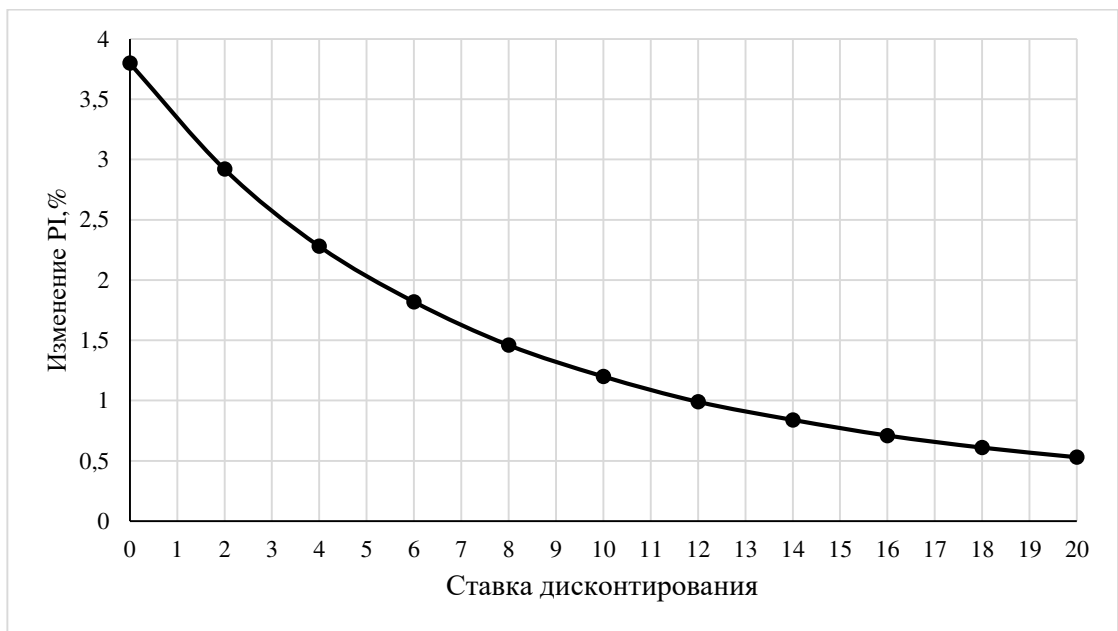


Рисунок 8.6 – Изменение величины PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования, %

По данному графику можно сделать вывод, что величина PI имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведенный доход.

9 Предложение по доработке сервомотора ПЛ турбины на примере Жигулевской ГЭС

Жигулёвская ГЭС — гидроэлектростанция на реке Волга в Самарской области. Входит в Волжско-Камский каскад ГЭС, является шестой ступенью каскада ГЭС на Волге. Электрическая мощность гидроэлектростанции 2488 МВт. Установлено 20 гидроагрегатов, указанных в таблице 9.1.

Таблица 9.1- Гидроагрегаты Жигулевской ГЭС

Порядковые номера гидроагрегатов	Тип турбин	Мощность гидроагрегатов
№;3;5;10;15	ПЛ30/587-В-930	120 МВт
№1,2;4;6;7;8;9;11;12;13;14;16;17;18;19;20	ПЛ30/877-В-930	125,5 МВт

9.1 Конструкция ПЛ турбины и принцип её работы

Вертикальные поворотные лопастные гидротурбины ПЛ30/587-В-930 и ПЛ30/877-В-930 спроектированы и изготовлены производственным объединением турбостроения «Силовые Машины». Гидротурбина предназначена для привода, непосредственно соединенного с ней генератора трехфазного тока с частотой 50 Гц и частотой вращения 68,2 об/мин.

Диапазон рабочих напоров: от 14 м до 25,5 м. Рабочее колесо является основным органом гидротурбины, преобразующим энергию потока в механическую энергию вращения ротора генератора.

Разрез по оси гидроагрегата представлен в приложении В1.

Рабочие колеса состоят из литого корпуса с диаметром сферы $0,5D_1$, шести лопастей для ПЛ30/877-В-930 и пять лопастей ПЛ30/587-В-930 из нержавеющей стали 10Х12НЗД-Л.

Механизм разворота спроектирован следующим образом - внутри цилиндра сервомотора при подаче масла под давлением перемещается поршень из высокопрочного чугуна, с четырьмя поршневыми кольцами. Поршень закреплён на штоке при помощи закладного кольца. На нижнем конце штока специальной гайкой закреплена крестовина. Лопасти через цапфу закреплены на опорном кольце. Цапфа в свою очередь соединяется посредством болтов и шпонок с рычагом, который серьгами и проушиной связан с крестовиной, перемещение которой обеспечивает разворот лопастей в заданное положение. Конструкция рабочего колеса предусматривает работу механизма поворота лопастей как при полном отсутствии смазки, так и в ограниченном объеме масла, не связанного с системой регулирования. В приложении В2 представлен разрез рабочего колеса гидротурбины ПЛ30/877-В-930.

9.2 Описание аварийного останова ГА-1

На Жигулевской ГЭС 11.03.2019 произошло аварийное отключение гидроагрегата по защите регулятора частоты, в дальнейшем при осмотре и опробовании выявлена неуправляемость лопастей рабочего. В последствии был проведен осмотр с применением эндоскопа верхней полости сервомотора рабочего колеса через сливной клапан. На рисунке 9.1 представлено место осмотра.

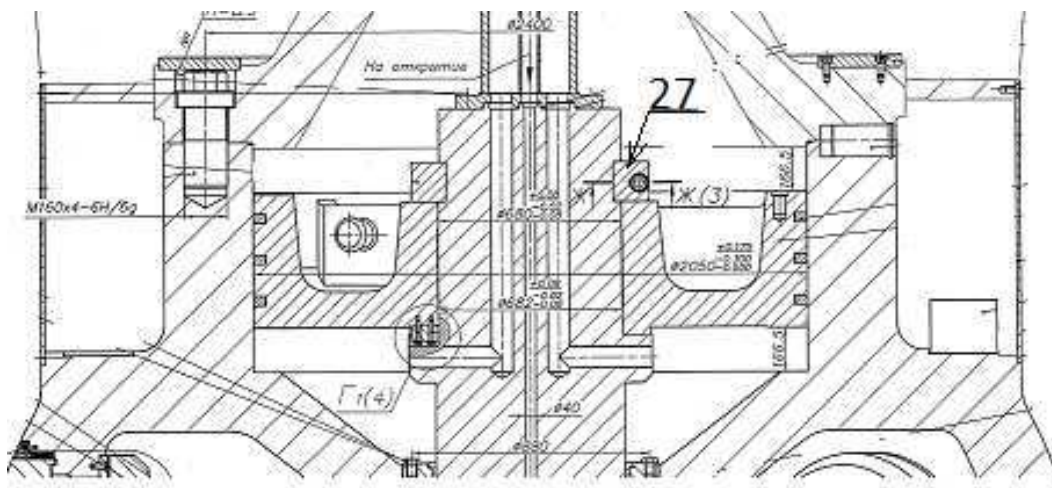


Рисунок 9.1 – Место осмотра рабочего колеса

На рисунке 9.2 представлена фотография с эндоскопа, на которой показано, что отсутствует проектное положение закладного кольца в узле соединения шток рабочее колесо-поршень рабочее колесо.



Рисунок 9.2 – Фотография с эндоскопа

На основании данных исследования произвели работу по переводу гидроагрегата в пропеллерный режим с жестким раскреплением лопастей рабочего колеса на постоянном угле установки лопастей РК +10°.

9.3 Недостатки пропеллерного режима работы гидротурбины в сравнении с поворотной-лопастной.

Гидротурбины, работающие с жестко закрепленными лопастями, имеют ряд недостатков:

- поток воды, поступающей на рабочее колесо регулируется только направляющим аппаратом. В связи с этим, на Жигулёвской ГЭС столкнулись с проблемой развитой кавитации, которое в последствие несёт: дополнительную вибрацию гидроагрегата, шум в машинном зале, износ рабочего колеса.

- невозможность работы гидротурбины с Групповым Регулятором Активной Мощности (ГРАМ). ГРАМ связывает все гидроагрегаты гидроэлектростанции, с учетом их индивидуальных особенностей и распределяет суммарную активную мощность между агрегатами. Лопастные гидротурбины, закрепленные в одном положении, имеют менее обширную оптимальную зону работы в сравнении с поворотной лопастной турбиной. И в следствии с этим, отсутствует возможность эксплуатировать гидротурбину в групповом режиме, и гидроагрегат работает на постоянной мощности с низким КПД.

9.4 Предложение по доработке сервомотора ПЛ турбины

Закладное кольцо поворотной-лопастной турбины представляет собой металлическую конструкцию, состоящее из двух частей, соединяющимися двумя болтами. Закладное кольцо служит крепежным элементом соединяющий шток и поршень цилиндра сервомотора. Для представления причины аварии гидроагрегата была построена 3D модель закладного кольца, показанная на рисунке 9.3. Закладное кольцо гидроагрегата №1 с турбиной ПЛ30/877--930 отсутствовало в проектном положении. Возможной причиной аварии является чрезмерные нагрузки на закладное кольцо под действием вращающего момента, что привело к поломки болтового крепления двух частей.

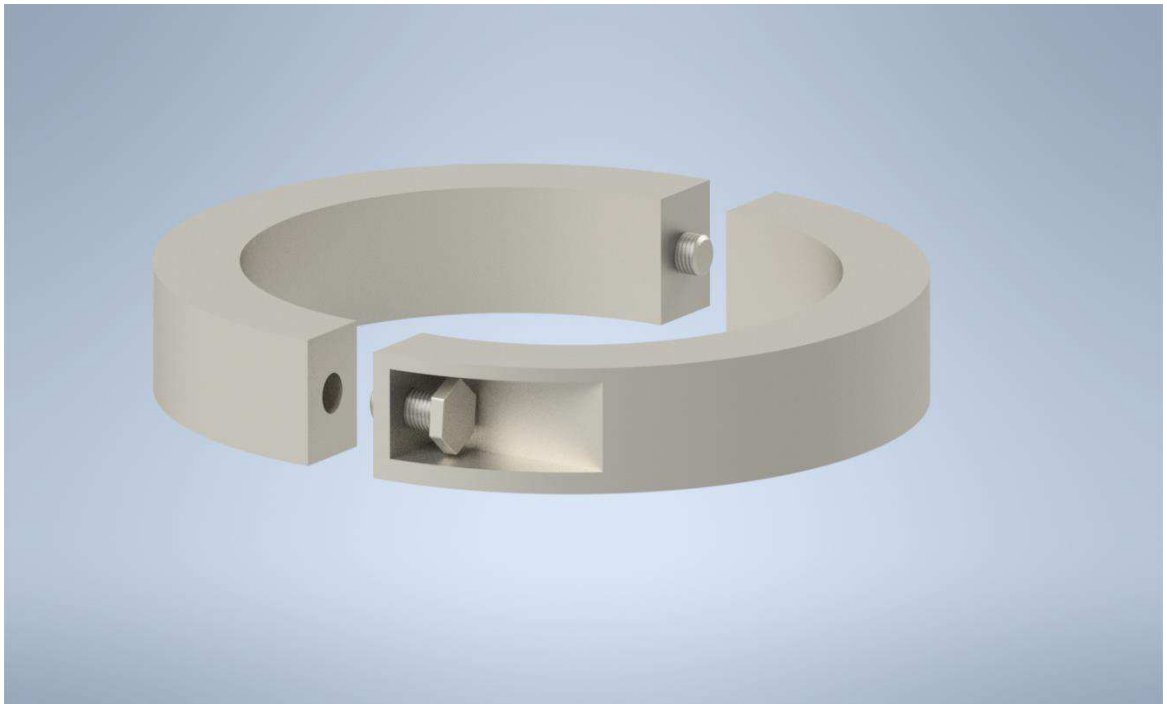


Рисунок 9.3- Закладное кольцо

Технология монтажа закладного кольца включает в себя:

- Перед монтажом происходит процесс охлаждения закладного кольца, в следствие чего происходит уменьшение объема стали (закладное кольцо уменьшается в размерах);

- После этого конструкция укладывается в пазы, и под действием высокой температуры происходит расширение металла. В следствии чего, закладное кольцо упруго встаёт в свое проектное положение.

Завод изготовитель эксплуатируемых турбин Жигулевской ГЭС ПАО «Силловые Машины» предлагает добавление шпоночного соединения при закреплении закладного кольца к поршню. На рисунке 9.5 показано место установки шпоночного соединения.

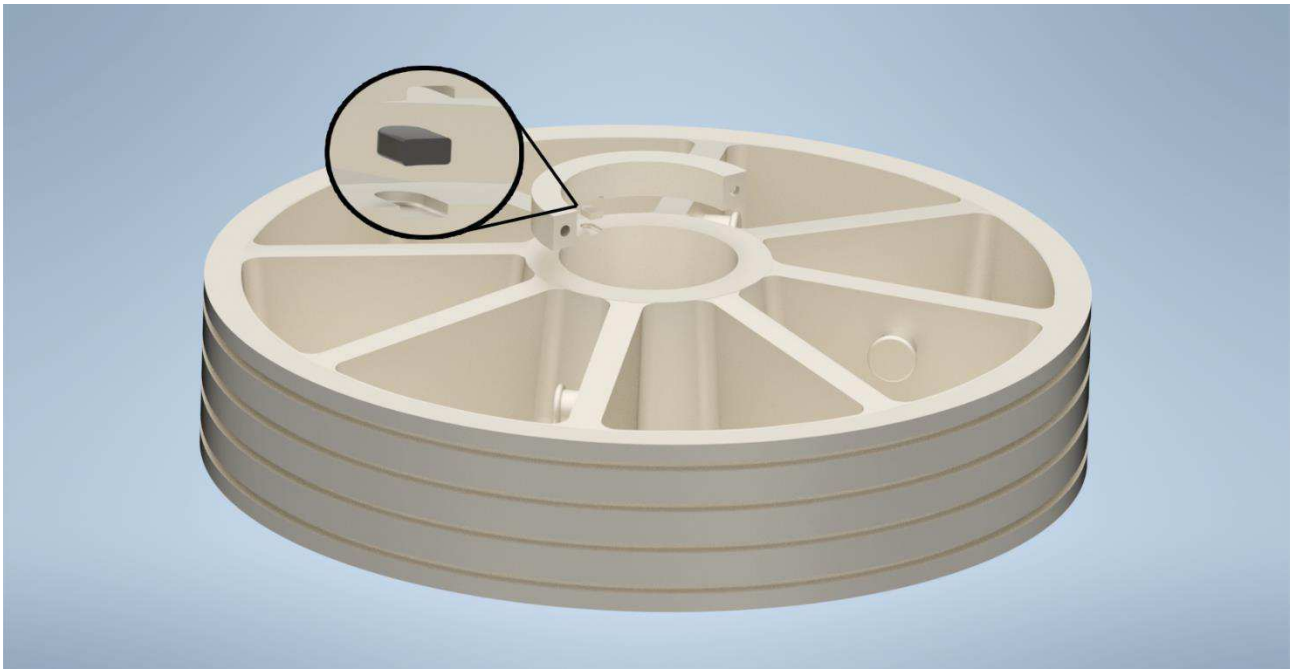


Рисунок 9.4 - Шпоночное соединение

На рисунке 9.5 показано увеличенное изображение шпонки. Шпоночное соединение позволит усилить узел крепления. Шпонка возьмёт на себя нагрузку, которая возможно, и повлияла на смещение закладного.

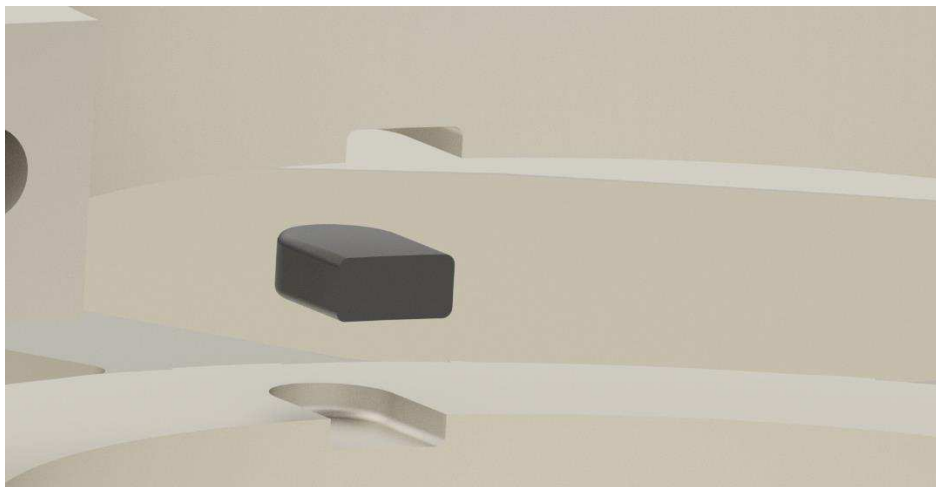


Рисунок 9.5-Шпонка

В рамках ВКР предлагается другой способ исполнения крепежного соединения, которое распределяет нагрузку равномерно. Предложение представлено на рисунке 9.6- Предложение по доработке закладного кольца.

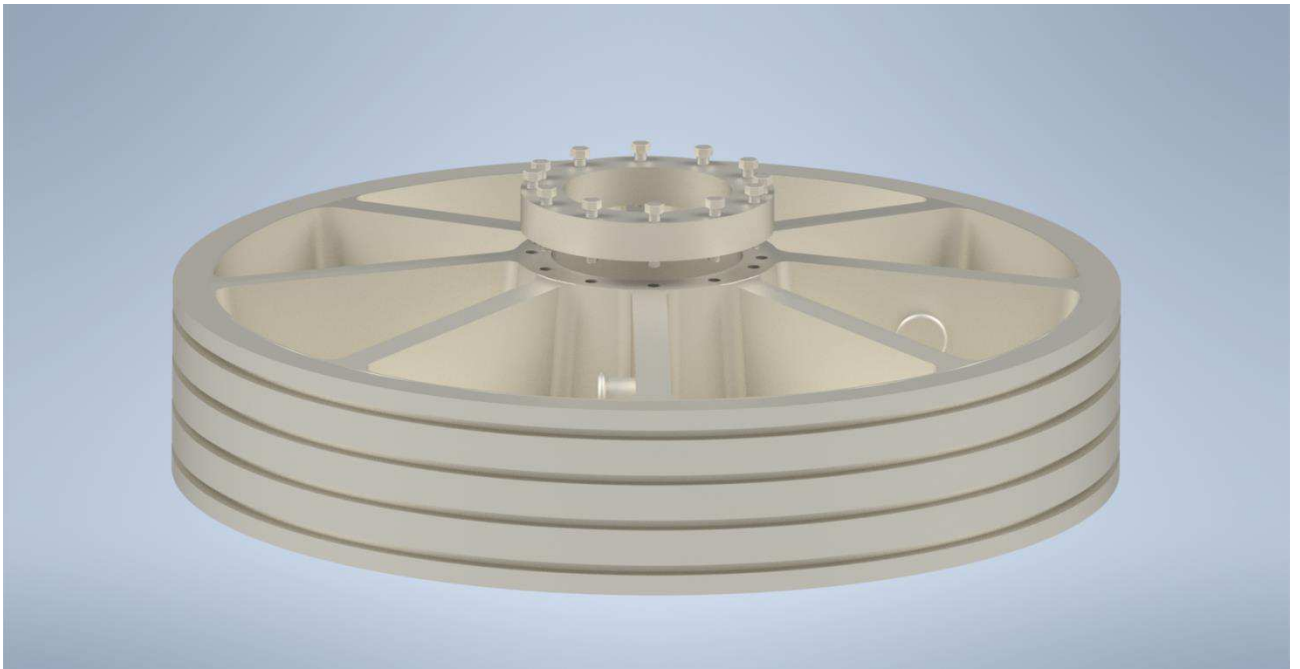


Рисунок 9.6 - Предложение по доработки закладного кольца

На рисунке 9.6 показано, болтовое соединение закладного кольца с поршнем. Закладное кольцо крепится к поршню шестью болтами. Данная конструкция применялась на турбинах ПЛ30/587-ВБ-930, которые устанавливались на Жигулевской ГЭС с момента ее строительства. Турбины ПЛ30/587-ВБ-930 проработали более 50 лет и в ходе эксплуатации не наблюдалось никаких аварийных остановов и поломок, связанных с потерей управляемости лопастей. Этот факт доказывает, что именно такое крепление поможет в дальнейшем избежать подобных поломок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры средненапорной Чарышской ГЭС на реке Чарыш, являющимся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 1% и поверочного 0,1% обеспеченности случаев: $Q_{1\%}=1609 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,1\%}=1906 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Чарышской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила $N_{уст}=130 \text{ МВт}$. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 576,3 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 586 м и УМО составляет 6,34 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 608 млн. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный $-H_{max}=32,5 \text{ м}$;
- расчетный $-H_{расч}=25,62 \text{ м}$;
- минимальный $-H_{min}=20,20 \text{ м}$.

По результатам расчетов выбора турбин был определен оптимальный вариант с шестью гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 5,6 м (ПЛ406-В-560).

По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин был спроектирован гидрогенератор СВ-840/150-52.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ-220кВ – "две системы рабочих шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 80000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТСН-63-10,5/0,4

В качестве генераторного выключателя, принять генераторный комплекс ВГГ-10, со встроенными трансформаторами тока и напряжения, разъединителем, ограничителем перенапряжения, имеющий большой ресурс и надежность.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой. Водосливная плотина принята бетонной. Также имеется грунтовые плотины с правого и левого берега.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля –39,6 м;
- здание ГЭС приплотиного типа;
- правобережная грунтовая плотина;

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойный колодец.

Разрезка водосливной части плотины деформационными швами произведена по быкам, разрезается каждый бык, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов. На каждом водосливном отверстии устраиваем швы надрезы до фундаментной плиты.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,38 для основного сочетаний нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений II класса – 1,2). Таким образом, плотина Чарышской ГЭС отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

- По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:
- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,29 руб/кВт·ч.
 - показатели эффективности НПВ-12,24 млн.руб
 - срок окупаемости –12 лет

Из этого можно сделать вывод, что строительство Чарышской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
5. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартиформ, 2008. – 8 с.
8. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
9. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
10. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 15 с.
11. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 6 с.
12. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартиформ, 2010. – 12 с.
13. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ»

[Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>

14. Каталог «Сухие трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // Компания «ЭТК Русский Трансформатор». – Режим доступа: <http://www.rus-trans.com>.

15. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.

16. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.

18. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.

19. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] : федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

20. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.

21. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.

22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

23. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

24. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

25. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.

26. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.

27. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.

28. Методические 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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты

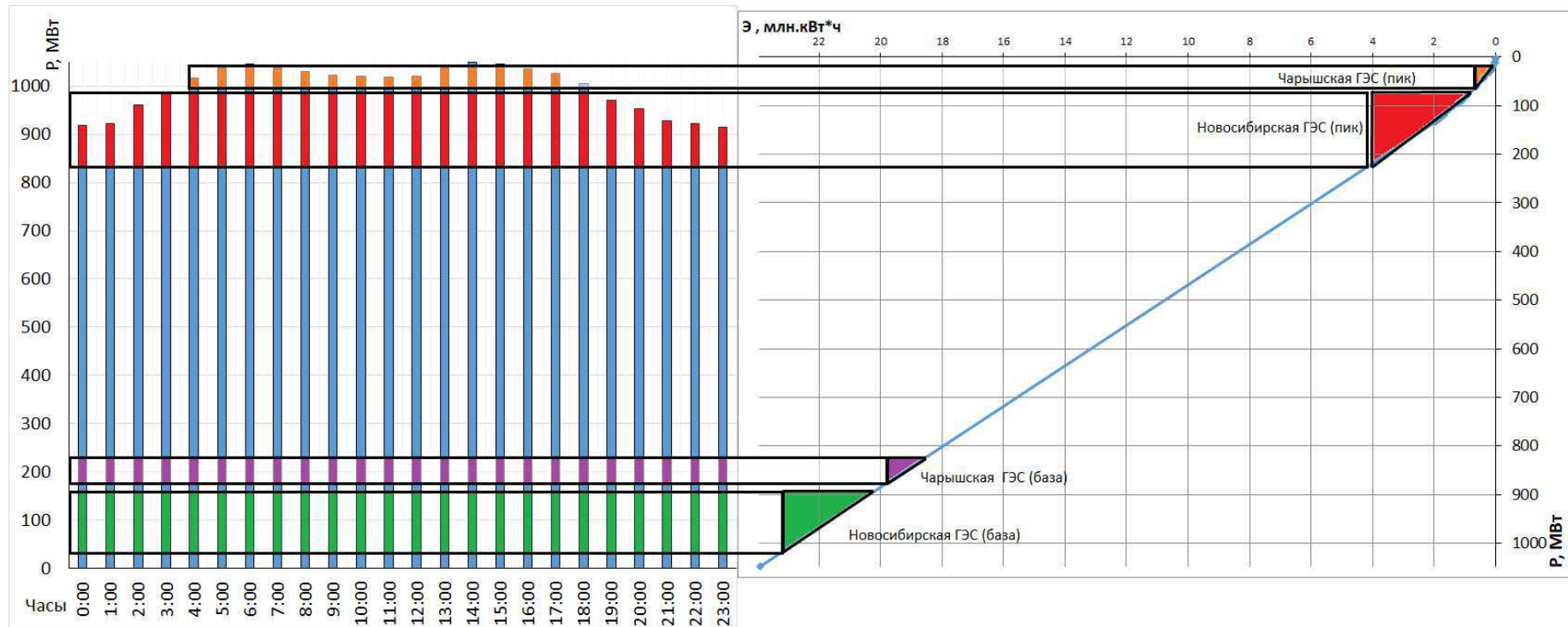


Рисунок А.1-Суточный график и ИКН за январь

Красным цветом обозначен режим работы Новосибирской ГЭС в пике; Фиолетовым цветом обозначен режим работы Чарышской ГЭС в базе; Оранжевым цветом обозначен режим работы Чарышской ГЭС в пике; Зеленым цветом обозначен режим работы Новосибирской ГЭС в базе.

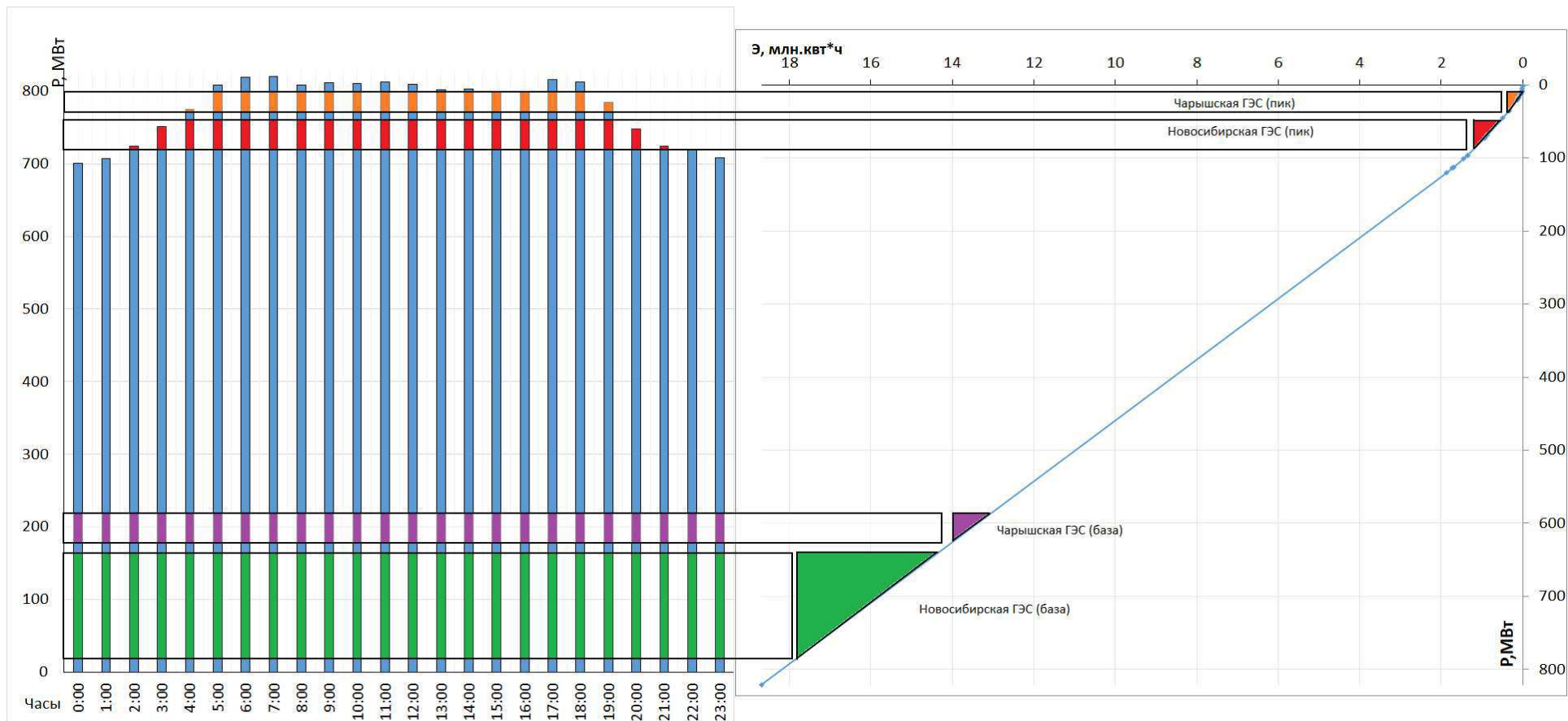


Рисунок А.2-Суточный график и ИКН за июнь

Красным цветом обозначен режим работы Новосибирской ГЭС в пике; Фиолетовым цветом обозначен режим работы Чарышской ГЭС в базе; Оранжевым цветом обозначен режим работы Чарышской ГЭС в пике; Зеленым цветом обозначен режим работы Новосибирской ГЭС в базе

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Параметры и характеристики гидротурбин

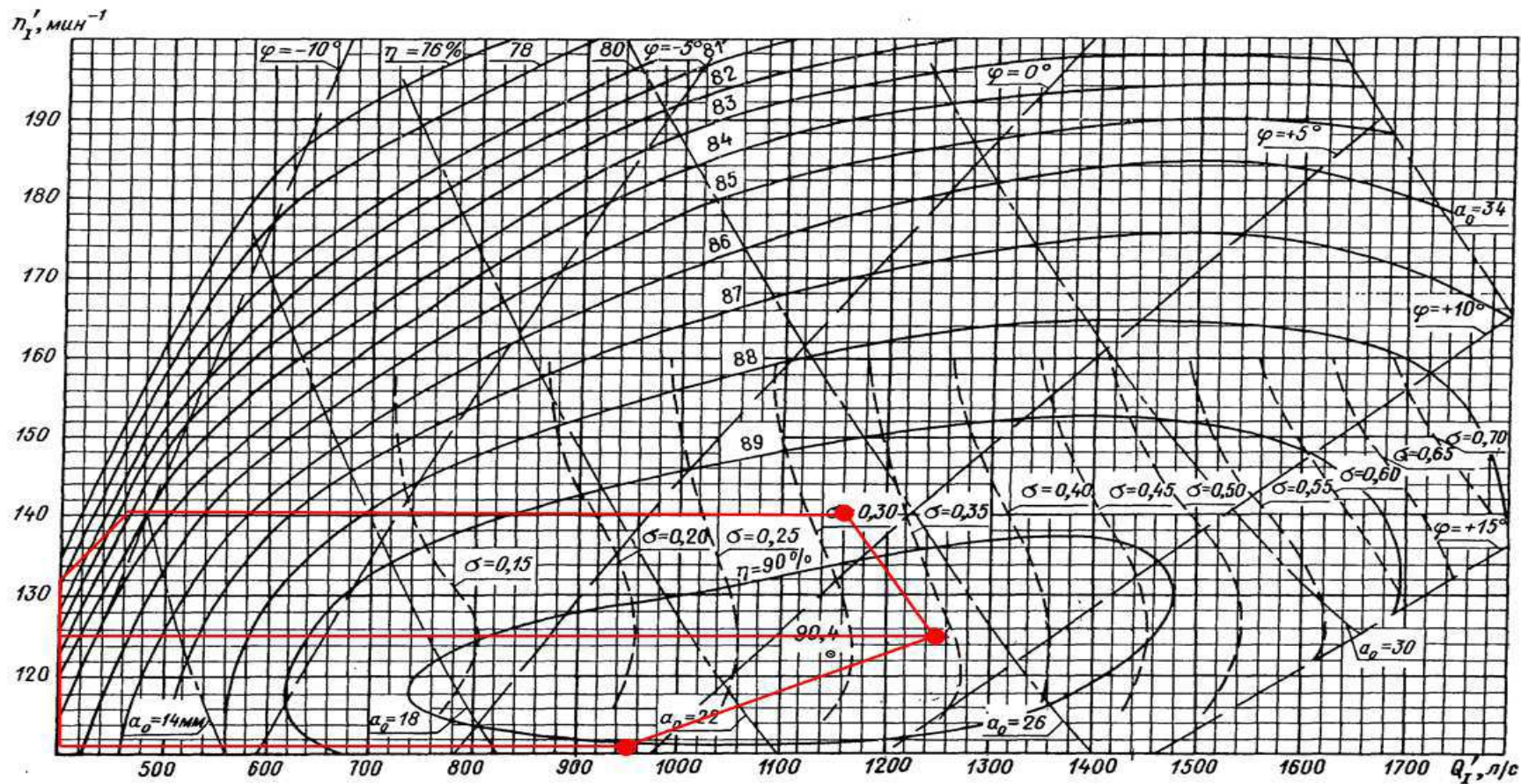


Рисунок Б.1-Главна универсальные характеристика ПЛ40Б-560

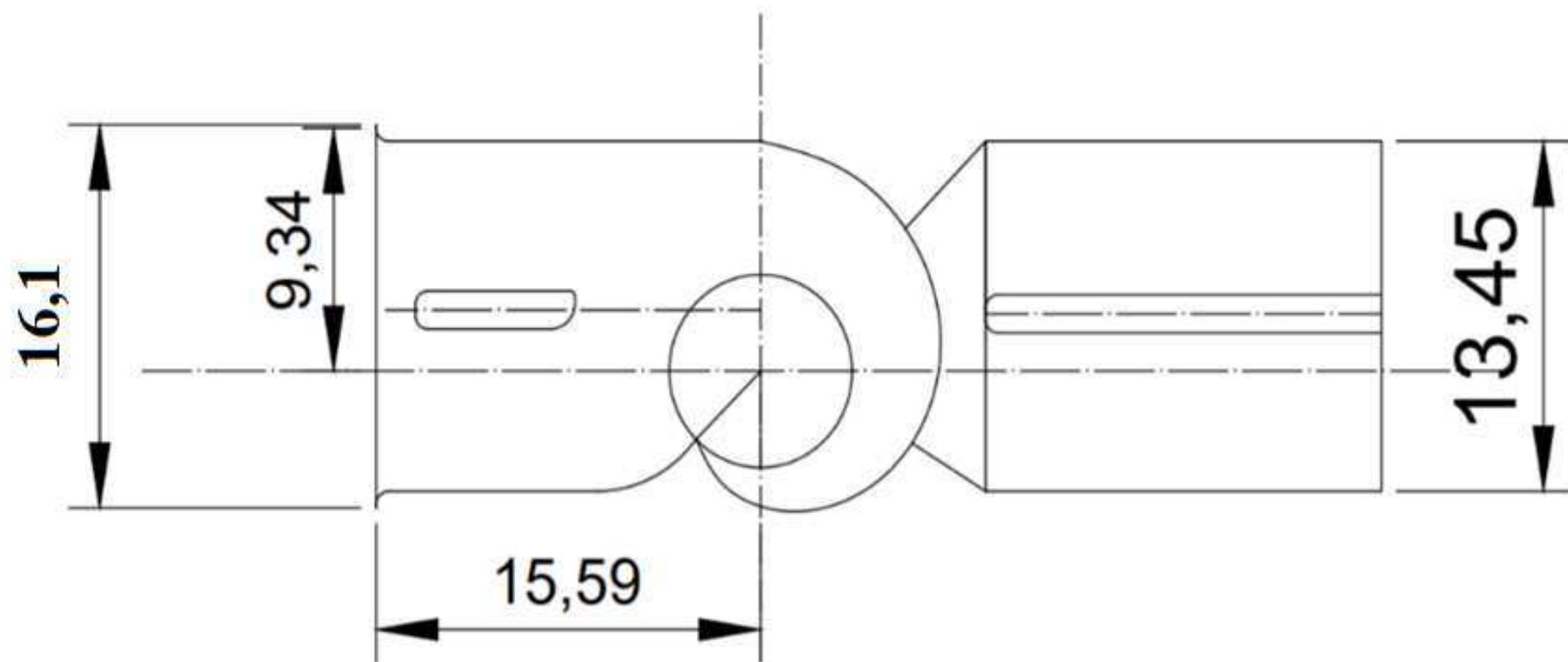


Рисунок Б.2-Спиральная камера

ПРИЛОЖЕНИЕ В

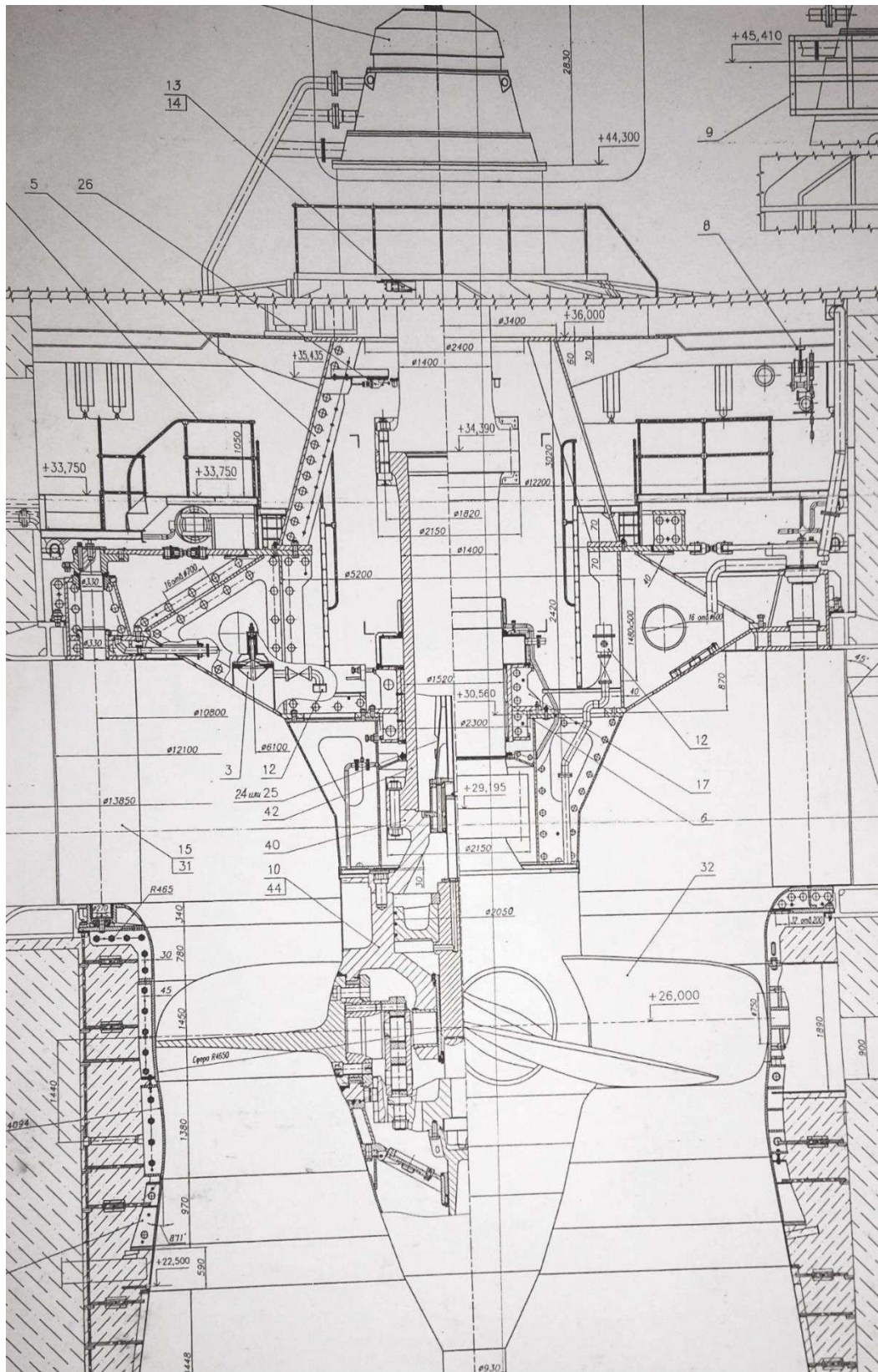


Рисунок Б.1- Разрез по оси гидроагрегата

Продолжение приложение В

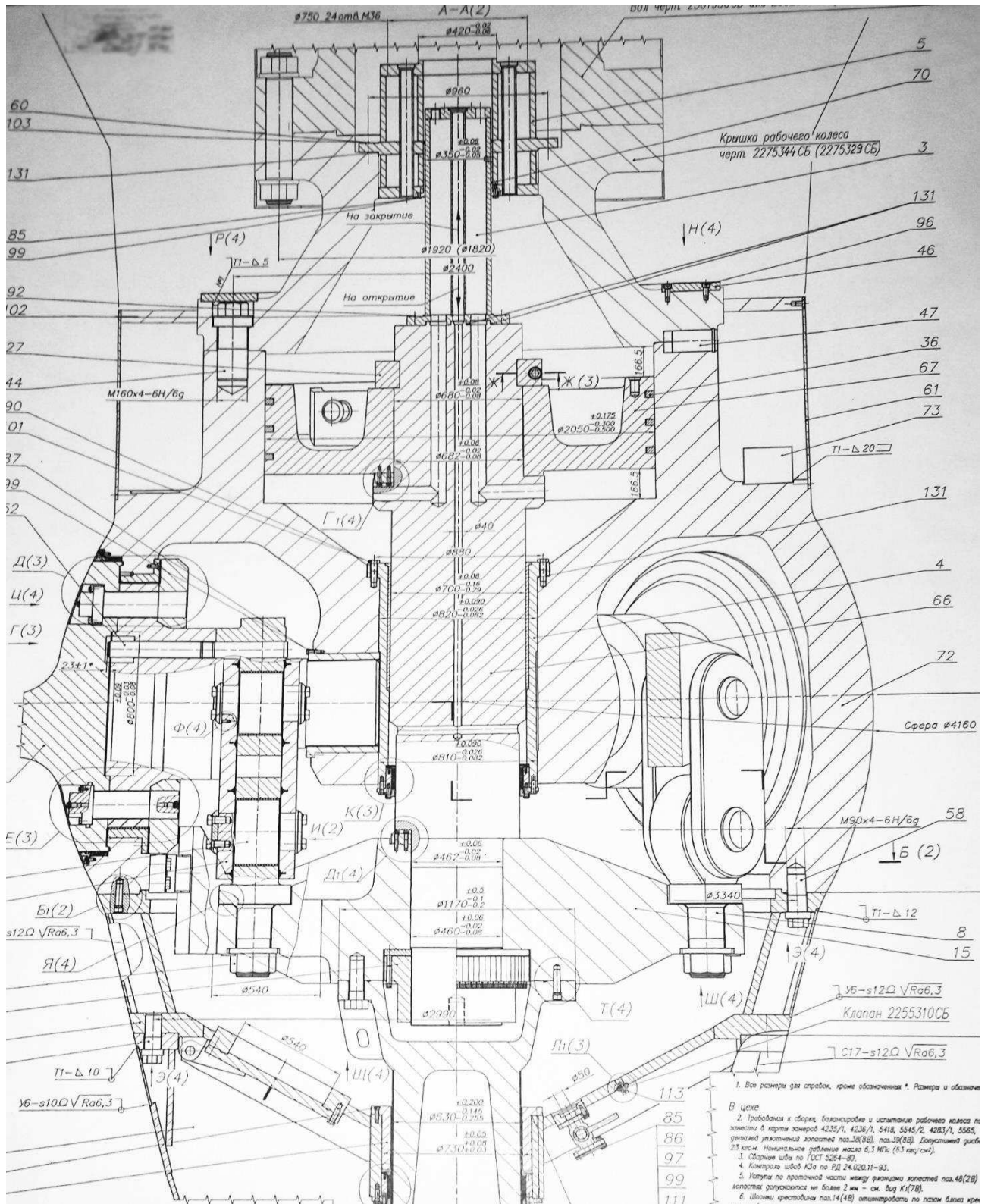


Рисунок Б.2 - Разрез по рабочему колесу

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧАРЫШСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧАРЫШ.
ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО ДОРАБОТКЕ СЕРВОМОТОРА ПЛ
ТУРБИНЫ НА ПРИМЕРЕ ЖИГУЛЕВСКОЙ ГЭС**

тема

Машинист
гидроагрегатов
оперативной службы
Филиала ПАО
«РусГидро»-

Руководитель

Кожуховский
подпись, дата

«Жигулевская ГЭС»
должность

И.С. Кожуховский
инициалы, фамилия

Выпускник

02.08.20
подпись, дата

В.А. Дружинин
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чарышской ГЭС на реке Чарыш. Предложение по доработке сервомотора ПЛ турбины на примере Жигулевской ГЭС»

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

Хурму 2.07.20 И.Т. Диниев
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

Замид 23.06.20 Э.Ю. Зотеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Абдул 02.07.20 А.Д. Масметиев
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Хурму 2.07.20 И.Т. Диниев
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

И.В. Миронков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Замид 23.06.20 В.Б. Зотеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

И.Т. Диниев И.Т. Диниев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

И.Т. Диниев 2.07.20 К.А. Караев
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

И.Т. Диниев 02.07.20 И.Т. Диниев
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

И.Т. Диниев 02.07.20 И.Т. Диниев
подпись, дата инициалы, фамилия