

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

ОТЗЫВ

руководителя Татарникова В.И. заведующего кафедрой ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ о бакалаврской работе «Проектирование Эржейской ГЭС на реке Малый Енисей. Система смазки и охлаждение узлов гидроагрегата, основные узлы и конструктивные исполнения, методы настройки, преимущества и недостатки на примере СШГЭС»
Шабалин Денис Валерьевич

Бакалаврская работа «Проектирование Эржейской ГЭС на реке Малый Енисей» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на 150 листах пояснительной записки, 6 чертежах и 2 плакатах. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен водно-энергетический расчёт, разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидросиловое оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС, разработаны мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы, а так же выполнены технико-экономические расчеты.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а так же стандартам «РусГидро».

В рамках спецвопроса были изучены схемы технического водоснабжения Саяно-Шушенской ГЭС, а также способ настройки.

Так же следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы над дипломным проектом Д.В.Шабалин показал хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению проекта, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Эржейской ГЭС на реке Малый Енисей. Система смазки и охлаждение узлов гидроагрегата, основные узлы и конструктивные исполнения, методы настройки, преимущества и недостатки на примере СШГЭС» заслуживает отличной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

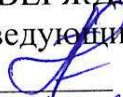
Дата: 16.06.2017


(подпись)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 В.И.Татарников
« 19 » 06 _____ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Шабалину Денису Валерьевичу.

Группа ГЭ13-02Б Направление (специальность) 130302 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Эржейской ГЭС на реке Малый Енисей. Система смазки и охлаждения узлов гидроагрегата, основные узлы и конструктивные исполнения, методы настройки, преимущества и недостатки на примере СШГЭС.

Утверждена приказом по университету № 30 от марта 2017

Руководитель ВКР В.И.Татарников заведующий кафедрой ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала Сибирского Федерального Университета.


Исходные данные для ВКР среднемесячные расходы реки малый Енисей; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем $V = f(Z_{вб})$; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q = f(Z_{нб})$; годовой максимум нагрузки 600 МВт; коэффициент мощности $k_N = 8,63$; потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,5$ м; отметка НПУ 840,30 м. Перечень разделов ВКР 1.Общая часть; 2.Водно-энергетический расчет; 3.Выбор основного и вспомогательного оборудования; 4.Электрическая часть; 5.Компоновка и состав сооружений; 6.Техника безопасности, мероприятия по охране природы; 7.Технико-экономические показатели; 8. Расчет и выбор устройств РЗ Эржейской ГЭС.

Перечень графического материала 1.Выбор установленной мощности Эржейской ГЭС; 2.Разрез по оси агрегата Эржейской ГЭС; 3.Главная схема электрических соединений Эржейской ГЭС; 4.Генеральный план Эржейской ГЭС; 5.Поперечный разрез водосливной плотины Эржейской ГЭС; 6.Сбор нагрузок на водосливную плотину Эржейской ГЭС; 7.Технико-экономические показатели проекта Эржейской ГЭС; 8. Система смазки и охлаждения узлов гидроагрегата, основные узлы и конструктивные исполнения, методы настройки, преимущества и недостатки на примере СШГЭС.

Руководитель ВКР


В.И.Татарников
(подпись, инициалы и фамилия руководителя)

Задание принял к исполнению


Д.В.Шабалин
(подпись, инициалы и фамилия студента)

«30» марта 2017 г.

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



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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В.И. Татарников
« 19 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭРЖЕЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАЛЫЙ
ЕНИСЕЙ.
СИСТЕМЫ СМАЗКИ И ОХЛАЖДЕНИЯ УЗЛОВ ГИДРОАГРЕГАТА,
ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ,
МЕТОДЫ НАСТРОЙКИ, ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ НА
ПРИМЕРЕ СШГЭС**

Руководитель	 _____	Заведующий кафедрой ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ	<u>В.И. Татарников</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 19.06.17 _____		<u>Д.В. Шабалин</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Эржейской ГЭС на реке Малый Енисей. Системы смазки и охлаждения узлов гидроагрегата, основные узлы и конструктивные исполнения, методы настройки, преимущества и недостатки на примере СШ ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 14.06.17 Э.Ю. Замеслов
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Алекс 14.06.17 А.В. Масленникова
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Игорь 15.06.17 И.Ю. Тюнина
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Макс 10.06.17 В.В. Казанцева
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Алекс 13.06.17 Ю.А. Лодкина
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.
Охрана окружающей среды

Дмитрий 14.06.17 В.В. Матвеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Влад 16.06.17 В.В. Матвеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Алекс 19.06.17 А.А. Чабанов
подпись, дата инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Эржейской 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
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Данные по энергосистеме	12
1.1.4 Инженерно-геологические условия	13
1.1.5 Сейсмические условия	13
1.2 Аналоги проектируемого гидроузла	13
2 Водно-энергетические расчёты	14
2.1 Выбор расчётного маловодного и средневодного года	14
2.2 Определение максимального расчетного расхода.....	17
2.3 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы	18
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	19
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	21
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС	25
2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	25
3 Основное и вспомогательное оборудование	27
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	27
3.1.1 Построение режимного поля	27
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	30
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	35
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	35
3.2.2 Гидромеханический расчет и построение металлической спиральной камеры	38
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	39
3.4 Выбор маслonaпорной установки	40
3.5 Выбор электрогидравлического регулятора	40
3.6 Определение геометрических параметров агрегатного блока и машинного зала.....	40
3.6.1 Определение отметки водозаборного отверстия	40
3.6.2 Расчет вала на прочность	41
3.6.3 Выбор геометрических размеров машинного зала.....	41
4 Электрическая часть	43
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд.....	43

4.2	Выбор блочных трансформаторов	43
4.2.1	Выбор блочных трансформаторов для схемы с единичными блоками	43
4.2.2	Выбор блочных трансформаторов для схемы с объединенными блоками	45
4.3	Выбор трансформаторов СН	45
4.4	Выбор синхронных генераторов	46
4.5	Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов	46
4.6	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.	48
4.7	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	49
4.8	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в программном комплексе «RastrWin»	49
4.9	Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения.	53
4.9.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов.	53
4.9.2	Выбор выключателей и разъединителей	54
4.9.3	Выбор трансформатора тока (ТТ)	55
4.9.4	Выбор трансформаторов напряжения.....	56
4.9.5	Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН)	56
4.10	Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении.....	56
4.10.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	56
4.10.2	Выбор трансформаторов напряжения.....	57
4.10.3	Выбор трансформаторов тока.....	58
4.10.4	Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН)	58
4.10.5	Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора	58
5	Релейная защита и автоматика ГЭС.....	60
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	60
5.2	Расчёт номинальных токов	61
5.3	Перечень защит основного оборудования.....	61
5.4	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	63
5.5	Продольная дифференциальная защита генератора.....	63
5.6	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	66
5.7	Защита от повышения напряжения	68
5.8	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	69
5.9	Защита от симметричных перегрузок.....	72
5.10	Дистанционная защита генератора	74
5.11	Защита ротора от перегрузки.....	76
5.12	Матрица отключений.....	78
5.13	Таблица уставок	80

6	Компоновка и сооружения гидроузла	81
6.1	Состав и компоновка гидроузла	81
6.2	Проектирование бетонной водосливной плотины	81
6.2.1	Определение класса гидротехнического сооружения.....	81
6.2.2	Определение отметки гребня плотины.....	81
6.2.3	Определение ширины водосливного фронта.....	84
6.2.4	Определение отметки гребня водослива	85
6.2.5	Проверка на пропуск поверочного расхода	86
6.2.6	Построение профиля водосливной грани.....	87
6.2.7	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	88
6.2.8	Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей	89
6.3	Конструкция бетонной плотины	91
6.3.1	Разрезка плотины швами.....	93
6.3.2	Быки.....	94
6.3.3	Устои	94
6.3.4	Галереи в теле плотины.....	94
6.3.5	Дренаж тела бетонных плотин	94
6.4	Цементационная завеса	95
6.5	Фильтрационные расчеты	97
6.6	Определение основных нагрузок на плотину	98
6.6.1	Вес сооружения	98
6.6.2	Сила гидростатического давления воды	99
6.6.3	Равнодействующая взвешивающего давления	99
6.6.4	Сила фильтрационного давления	99
6.6.5	Давление грунта	99
6.6.6	Волновое воздействие	100
6.6.7	Расчёт прочности плотины	100
6.6.8	Критерии прочности плотины	103
6.6.10	Расчёт устойчивости плотины	104
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	105
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	105
7.2	Охрана труда.....	105
7.3	Пожарная безопасность	108
7.4	Охрана природы	110
8	Оценка объемов реализации энергии и расходов	111
8.1	Оценка объемов продаж	111
8.1.1	Текущие расходы на производство электроэнергии.....	111
8.1.2	Налоговые расходы.....	114
8.2	Оценка суммы прибыли	114
8.3	Оценка инвестиционного проекта.....	115
8.3.1	Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта	115
8.3.2	Показатели коммерческой эффективности проекта	116
8.3.3	Бюджетная эффективность	117

8.4 Анализ рисков инвестиционных проектов	117
9 Системы смазки и охлаждения узлов гидроагрегата, основные узлы и конструктивные исполнения, методы настройки, преимущества и недостатки на примере СШГЭС.	120
9.1 Назначение и краткая характеристика	120
9.1.1 Турбинный подшипник на масляной смазке	119
9.1.2 Турбинный подшипник на водяной смазке.....	122
9.1.3 Генераторный подшипник	124
9.1.4 Подпятник	124
9.1.5 Система технического водоснабжения (ТВС)	125
9.1.6 Уплотнение вала	126
9.1.7 Станционное маслохозяйство	127
9.1.8 Прием и обработка трансформаторного масла	127
9.1.9 Прием и обработка турбинного масла ТП.....	128
9.1.10 Маслоохладители	128
9.2 Преимущества и недостатки.	129
9.2.1 Сравнение турбинного подшипника на водяной и масляной смазке	129
9.2.2 Преимущества и недостатки систем ТВС	130
9.3 Расчет потерь и выбор системы ТВС Эржейской ГЭС	131
Заключение	132
Список использованных источников	134
Приложение А Анализ исходных данных	136
Приложение Б Основное и вспомогательное оборудование	142
Приложение В Спиральная камера	144

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЭРЖЕЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Малый Енисей;
2. Местонахождение ГЭС Республика Тыва;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 390 м³/с;
 - б) всех турбин 756,9 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 1% 2859,49 м³/с;
0,1% 3889,41 м³/с;
0,01% 3937,00 м³/с;
 - г) минимальный 160 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 840,30 м;
ФПУ 841,30 м;
УМО 823,29 м
 - в) объемы:
полный 10,4 км³;
полезный 3,4 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 68,90 м;
 - б) расчетный 60,60 м;
 - в) минимальный 54,60 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 360 МВт;
гарантированная 215 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 5157 млн. кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная бетонная 131 м / 68,8 м;
 - б) правобережная бетонная 104 м / 74,8 м;
 - в) водосливная 57 м / 78,8 м;
 - г) стационарная 84 м / 89,4 м;
 - д) глухая бетонная сопрягающая стационарную водосливную... 42 м / 78,8 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 3 отверстий 11,5×16;
 - в) общая длина 57 м;
 - г) максимальная высота 78,8 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 6;
 - б) грунты в основании скала (диорит);

- в) тип спиральной камерыкруглая металлическая;
- г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов.....21,2 м;

11.Основное оборудование:

- а) тип турбиныРО75-В-530;
- б) тип генератора.....СВ-1130/140-48 УХЛ4;
- в) мощность генератора 120 МВт;
- г) частота вращения 125 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТЦ 160000/220-У1;

12.Технико-экономические показатели:

- а) себестоимость энергии 15 коп/кВт·ч;
- б) показатели эффективности: НПВ..... 12010 млн. руб.;
- Срок окупаемости6,1 года.

ВВЕДЕНИЕ

Использование гидроэнергетических ресурсов имеет ряд преимуществ перед использованием других энергоресурсов:

1. Гидроэнергия – возобновляемый источник. Использование гидроэнергии позволяет сократить потребление углеводородного топлива для нужд электроэнергетики.

2. Себестоимость 1 кВтч электроэнергии вырабатываемой на ГЭС на много меньше, чем на тепловой станции, откуда быстрая окупаемость капитальных вложений затраченных на строительство ГЭС.

3. На выработку электроэнергии на ГЭС требуется значительно меньше рабочей силы, из-за простоты технологического процесса.

4. ГЭС обладает высокой маневренностью и гибкостью в работе. ГА может быть запущен на холостой ход и включен в работу в течении короткого времени.

5. По сравнению с турбоагрегатами, гидроагрегаты имеют более высокий КПД.

6. На ГЭС значительно меньше аварийность и износ оборудования, следовательно они более надежны в эксплуатации.

7. Возможность получения электроэнергии в больших количествах и низкой стоимости, стимулирует развитие электроемких производств.

8. Одновременно со строительством ГЭС разрешаются вопросы комплексного использования рек для судоходства, орошения, водоснабжения.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Малый Енисей - приток реки Енисей. длина составляет 563, площадь бассейна 58 700 км². Берёт начало в Монголии.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат резкоконтинентальный. Зима морозная безветренная, в котловинах малоснежная. Лето умеренно тёплое в горах и жаркое в котловинах. Средняя температура января от -28 °С до -35 °С, июля 15- 20 °С. Зима длится с ноября по апрель. Снежный покров устанавливается в конце октября и достигает 15-20 см., в горах до 1-2 метров, сходит в середине апреля, в горах - в мае. Весна (апрель - май) - короткая, ясная, ветренная и сухая.

Осадков в котловинах выпадает 150-400 мм в год (в Тувинской котловине - 200-220 мм, в Тоджинской - 350- 400 мм), в горных районах от 400-600 мм до 800-1000 мм в год; максимум осадков летом. В основных земледельческих районах продолжительность безморозного периода 90-116 сут., вегетационный период в тех районах - 150-160 сут. На территории распространены участки многолетней мерзлоты.

1.1.2 Гидрологические данные

Исток реки находится в Монголии. Малый Енисей почти на всём своём протяжении является горной порожистой рекой. Ряд гидрологических наблюдений за рекой Вятка за период 1922-2071 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 390 \cdot 31536000 = 12,3 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

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	
$z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	$W, \text{ км}^3$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
768,67	0,00	768,67	0	768,67	0

Продолжение таблицы 1.1

Кривая связи верхнего бьефа		Кривая связи нижнего бьефа			
		зимняя			
$Z_{ВБ}, \text{ м}$		$W, \text{ км}^3$		$Z_{ВБ}, \text{ м}$	
774,33	0,18	769,26	24	769,40	30
778,84	0,35	769,78	48	770,02	60
782,68	0,53	770,19	69	770,50	86
787,51	0,80	772,52	251	772,52	314
793,21	1,25	773,60	416	773,80	520
797,94	1,78	774,90	690	774,95	862
802,09	2,35	776,50	1150	776,55	1438
807,05	3,10	778,00	1611	777,95	2014
811,74	3,83	779,00	1998	779,03	2497
816,71	4,64	780,10	2373	779,99	2966
821,75	5,55	781,94	3000	781,94	3937
826,04	6,43				
830,67	7,50				
836,03	9,00				
840,33	10,40				
845,37	11,80				
850,17	13,58				

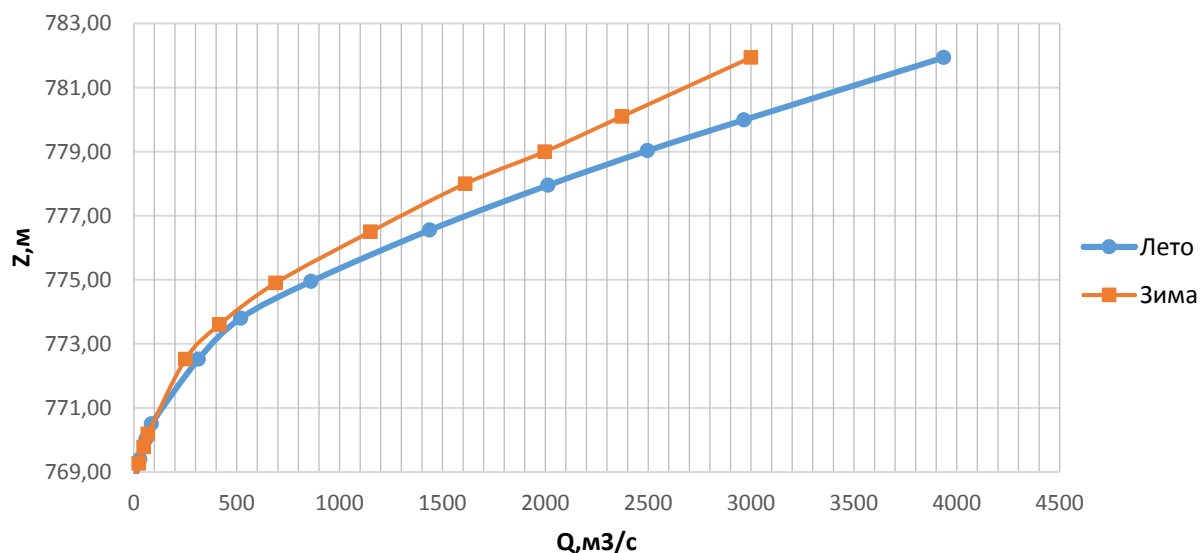


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

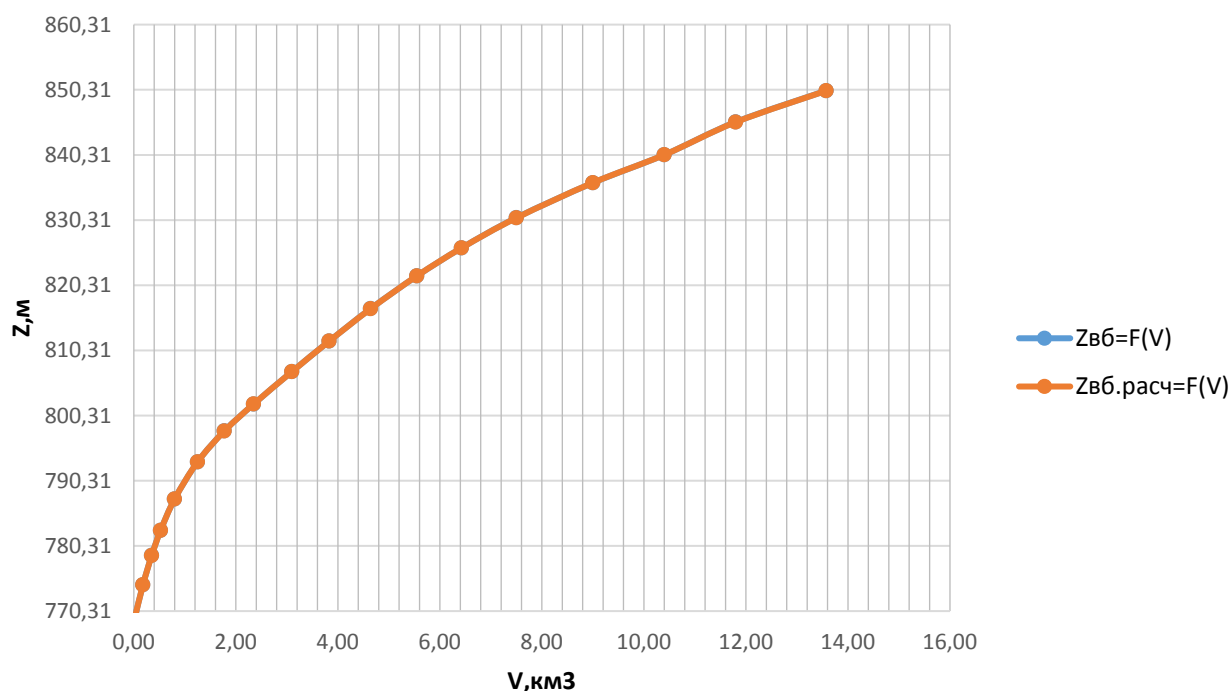


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м³/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	160	160	160	160	320	320	320	320	320	160	160	160
Потребление из водохранилища	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0
Льдообразование	7	7	7	7	-14	-14	-14	-14	-14	7	7	7

1.1.3 Данные по энергосистеме

Энергосистема:

- Годовой максимум нагрузки 600 МВт;
- Резервы: нагрузочный резерв системы 1%, аварийный резерв системы 5%;
- Коэффициент мощности $k_N = 8,63$.

1.1.4 Инженерно-геологические условия

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

В основании реки Вятка – диорит.

1.1.5 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Эржейской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 8 баллам шкалы MSK-64.

В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1964 по 2002 годы. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического и инструментального периодов установлено, что на участке Эржейской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 6 баллов.

1.2 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

– Богучанская ГЭС – в части ГТС.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

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 -VI месяцы; к периоду межени VII - 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 средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90 и 50% соответственно.

Результаты представлены в приложении А, таблица А.2.

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

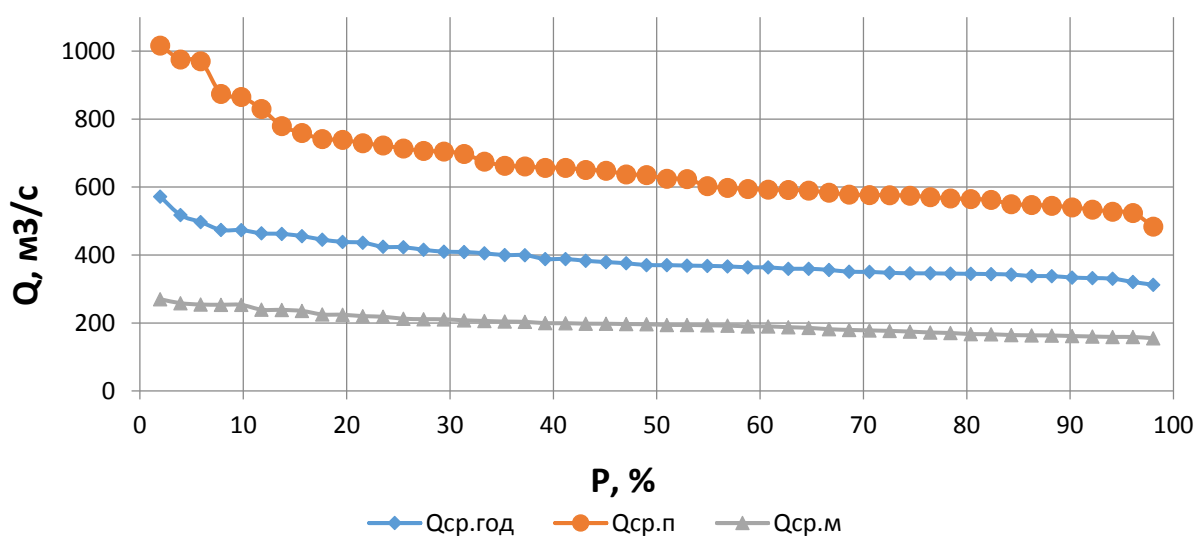


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

Выбор расчётного года (P=50%)

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1983 и 1979 гг.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1983г.:

$$K_M = \frac{Q_{M1956}}{Q_{M1983}} = \frac{771}{780} = 0,99, \quad (2.2)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II2005}}{Q_{II1983}} = \frac{1276}{1256} = 1,02, \quad (2.3)$$

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1979г.:

$$K_M = \frac{Q_{M1958}}{Q_{M1979}} = \frac{765}{784} = 0,98, \quad (2.4)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II1949}}{Q_{II1979}} = \frac{1274}{1244} = 1,02. \quad (2.5)$$

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 1983 г.

Выбор расчётного года (P=90%)

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 90%: 1973 и 2004 гг.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1966г.:

$$K_M = \frac{Q_{M1969}}{Q_{M1966}} = \frac{196}{172} = 1,14, \quad (2.6)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{M1937}}{Q_{M1966}} = \frac{635}{648} = 0,98. \quad (2.7)$$

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1931г.:

$$K_M = \frac{Q_{M1949}}{Q_{M1931}} = \frac{194}{179} = 1,08, \quad (2.8)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II1936}}{Q_{II1931}} = \frac{624}{637} = 0,98. \quad (2.9)$$

За расчётный год принимаем 1931 г.

Выбрав расчетные гидрографы, уточним годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты приведения (таблицы 2.1 и 2.2).

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

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
без прив.	217	159	153	320	592	828	518	361	320	195	151	190
с прив.	178	130	125	262	648	907	567	395	350	160	124	156

Таблица 2.2 - Расчетный средневодный год без приведения и с приведением по межени и половодью

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
без прив.	164	160	154	297	746	1004	584	488	363	161	151	171
с прив.	172	169	162	313	731	984	573	478	356	170	159	180

Скорректируем гидрограф средневодного года в те месяцы, где расход меньше по величине расхода за соответствующие месяцы маловодного года, т.е. IV месяц (таблица 2.3). Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 - Расчетные гидрографы средневодного года с приведением и с корректировкой

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
без прив.	164	160	154	297	746	1004	584	488	363	161	151	171
с прив.	192	149	162	293	731	984	573	478	356	190	159	180

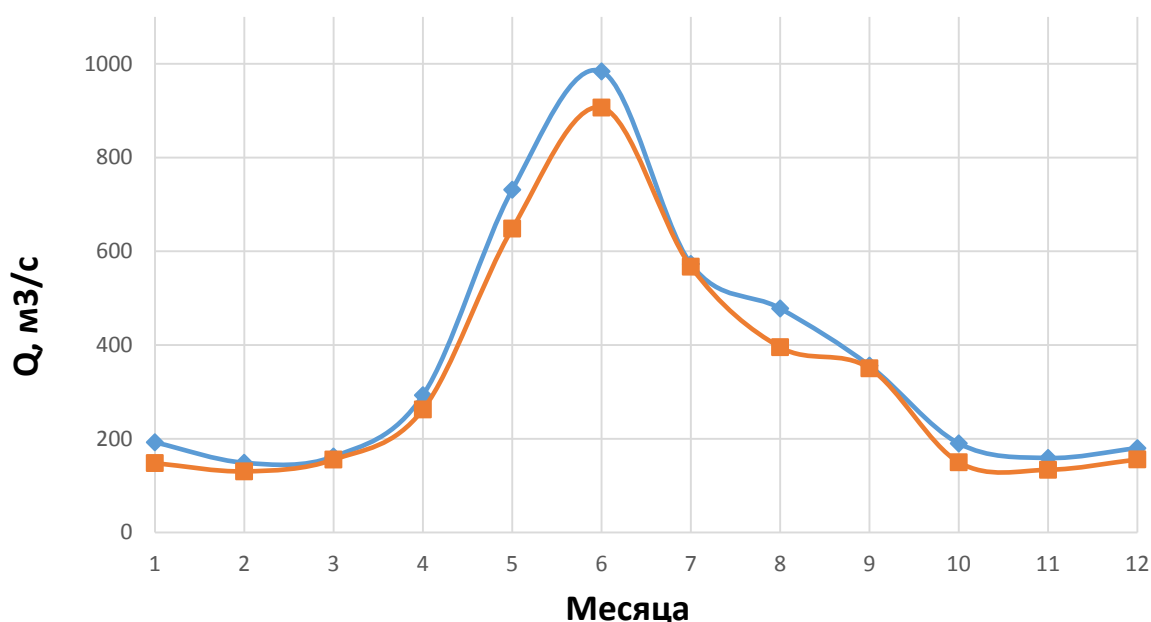


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Определение максимального расчетного расхода

Согласно [2], проектируемая бетонная водосливная плотина имеет I 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:

$$\bar{Q} = \frac{\sum Q_i}{n} = \frac{19506}{50} = 390 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (2.10)$$

где n – объём выборки (ряд лет).

Коэффициент вариации или изменчивости находится по формуле:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n}}, \quad (2.11)$$

где K_i - модульный коэффициент, который определяется по формуле:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}. \quad (2.12)$$

Коэффициент асимметрии определяется по формуле:

$$C_s = \frac{\sum(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n}. \quad (2.13)$$

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
0,01	5,94	2,31	3,31	3937,00
0,1	5,84	2,27	3,27	3889,41
1	3,60	1,4	2,40	2859,49

2.3 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы

Используя план генерации и потребления, с сайта системного оператора единой энергетической системы можем получить суточный график нагрузки для летнего и зимнего периодов.

Используя суточные мощности можем построить интегральную кривую нагрузки по координатам представленным в таблицах 2.5 и 2.6.

Таблица 2.5 – Данные для построения ИКН зимних суток

$\Delta t, ч$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, МВт$	$\Delta P \cdot t, МВт \cdot ч$	$\Sigma P, МВт$	$\Sigma \mathcal{E}, млн.кВт \cdot ч$
0	0	0	0	0	0
1	650	29	29	29	0,03
2	621	14	29	43	0,06
3	607	0	0	43	0,06
4	607	0	0	43	0,06
5	607	14	72	58	0,13
6	592	14	87	72	0,22
7	578	0	0	72	0,22
8	578	0	0	72	0,22
9	578	7	65	79	0,28
10	571	7	72	87	0,35
11	563	0	0	87	0,35
12	563	12	139	98	0,49
13	552	3	38	101	0,53
14	549	7	101	108	0,63
15	542	36	542	144	1,17
16	506	0	0	144	1,17
17	506	29	491	173	1,66
18	477	43	780	217	2,44
19	433	29	549	246	2,99
20	404	29	578	274	3,57
21	376	14	303	289	3,87
22	361	36	794	325	4,67
23	325	14	332	339	5,00
24	311	311	7453	650	12,45

Таблица 2.6 – Данные для построения ИКН летних суток

$\Delta t, ч$	Мощность потребления, ранжированная, МВт	$\Delta P, МВт$	$\Delta P \cdot t,$ МВт·ч	$\sum P, МВт$	$\sum \mathcal{E},$ млн.кВт·ч
0	520	0	0	0	0
1	520	0	0	0	0,00
2	520	0	0	0	0,00
3	506	14	41	14	0,04
4	506	0	0	14	0,04
5	473	34	169	47	0,21
6	473	0	0	47	0,21
7	459	14	95	61	0,30
8	459	0	0	61	0,30
9	446	14	122	74	0,43
10	432	14	135	88	0,56
11	432	0	0	88	0,56
12	419	14	162	101	0,72
13	405	14	176	115	0,90
14	405	0	0	115	0,90
15	405	0	0	115	0,90
16	405	0	0	115	0,90
17	385	20	344	135	1,24
18	371	14	243	149	1,49
19	277	95	1796	243	3,28
20	270	7	135	250	3,42
21	250	20	425	270	3,84
22	230	20	446	290	4,29
23	216	14	311	304	4,60
24		216	5186	520	9,79

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учётом введённых в работу ГЭС. (Приложение А, рисунок А.1,А.2).

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

$$P_t^{max} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.14)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a, b – коэффициенты, определяемые по формулам 2.5, 2.6.

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.15)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.16)$$

где $P_{зим}^{max}$ – максимальная нагрузка за зиму;

$P_{лет}^{max}$ – максимальная нагрузка за лето.

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываем аналогично:

$$P_t^{cp} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.17)$$

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлены в таблицах 2.7 и 2.8.

Таблица 2.7 – Расчетная таблица для построения графика максимальных годовых нагрузок

t , мес	$\cos(30^0 \cdot t - 15^0)$	a	b	P_{max} , МВт
1	0,96596	585	65	648
2	0,707388			631
3	0,25946			602
4	-0,25792			568
5	-0,70626			539
6	-0,96555			522
7	-0,96637			522
8	-0,70851			539
9	-0,261			568
10	0,256382			602
11	0,705133			631
12	0,965131			648

Таблица 2.8 – Расчетная таблица для построения графика среднегодовых нагрузок

t , мес	$\cos(30^0 \cdot t - 15^0)$	a	b	P_{max} , МВт
1	0,96596	463	56	517
2	0,707388			503
3	0,25946			478
4	-0,25792			449
5	-0,70626			424
6	-0,96555			410

Продолжение таблицы 2.8

t , мес	$\cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ)$	a	b	P_{max} , МВт
7	-0,96637			410
8	-0,70851			424
9	-0,261			449
10	0,256382			478
11	0,705133			503
12	0,965131			517

График средних и максимальных мощностей представлен на рисунке 2.3.

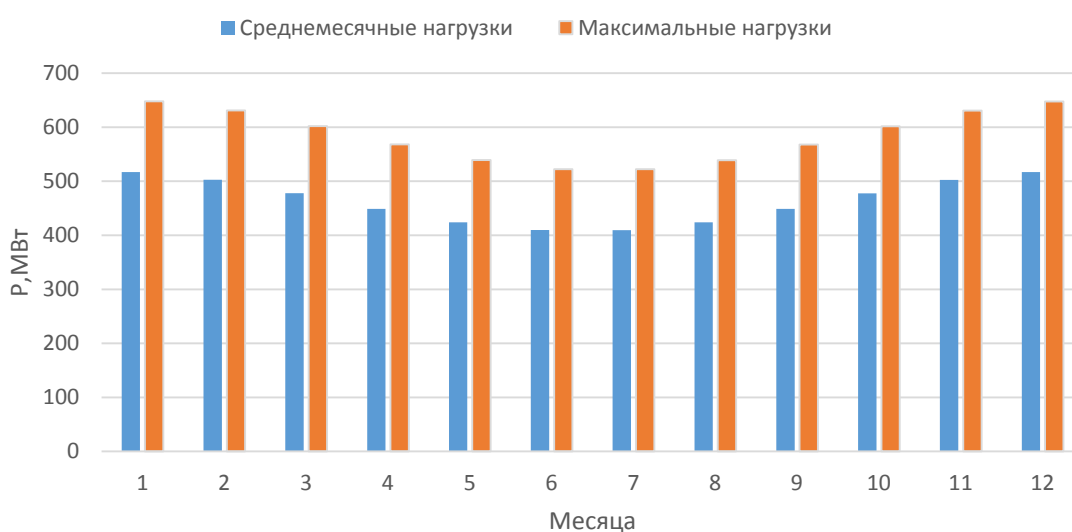


Рисунок 2.3 – Графики средних и максимальных мощностей

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС в рамках дипломного проектирования является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.18)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,8$;
 H – подведенный напор;
 $Q_{\text{полез}}$ – полезный бытовой расход.
 Подведенный напор:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.19)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ, м;
 $Z_{\text{НБ}}$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Расчеты сведены в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Расчет режима работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{пол}},$ м ³ /с	$Z_{\text{ВБ}}$ м	$Z_{\text{НБ}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт
1	148	140	840,33	771,28	69,05	87
2	130	122	840,33	771,01	69,32	77
3	155	147	840,33	771,39	68,94	92
4	262	254	840,33	772,73	67,60	156
5	648	660	840,33	774,66	65,67	392
6	907	919	840,33	774,80	65,53	545
7	567	579	840,33	774,54	65,79	345
8	395	407	840,33	773,92	66,41	245
9	350	362	840,33	773,64	66,69	219
10	150	142	840,33	771,31	69,02	89
11	134	126	840,33	771,28	69,27	79
12	156	148	840,33	771,01	68,93	92

Также необходимо рассчитать мощность ГЭС с учётом требований ВХК:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.20)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Расчеты сведены в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Расчет режима работы ГЭС по ВХК

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ВХК}},$ м ³ /с	$Z_{\text{ВБ}}$ м	$Z_{\text{НБ}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт
1	148	160	840,33	771,88	68,45	99,06
2	130	160	840,33	771,88	68,45	99,06
3	155	160	840,33	771,88	68,45	99,06
4	262	160	840,33	771,88	68,45	99,06
5	648	320	840,33	773,64	66,69	193,03
6	907	320	840,33	773,64	66,69	193,03
7	567	320	840,33	773,64	66,69	193,03
8	395	320	840,33	773,64	66,69	193,03
9	350	320	840,33	773,64	66,69	193,03
10	150	160	840,33	771,88	68,45	99,06
11	134	160	840,33	771,88	68,45	99,06

12	156	160	840,33	771,88	68,45	99,06
----	-----	-----	--------	--------	-------	-------

Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку и работы ГЭС по ВХК представлено в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Сравнение режимов работы по $N_{\text{быт}}$ и $N_{\text{ВХК}}$

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	сумма
$N_{\text{разн}}$	-12	-22	-7	57	199	351	152	52	26	-10	-20	-7	757

Из таблицы видим, что сработку нужно начинать с 10-ого месяца.

Теперь отобразим работу проектируемой ГЭС без регулирования на графике баланса энергии энергосистемы. Для этого необходимо сведения о среднемесячной выработке существующих гидроэлектростанций, которые взяты с сайта РусГидро. Далее, для большего вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет сработки водохранилища. 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, аккумулированных в водохранилище в период с мая по сентябрь месяц.

Баланс без учёта перераспределения энергий проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.4.

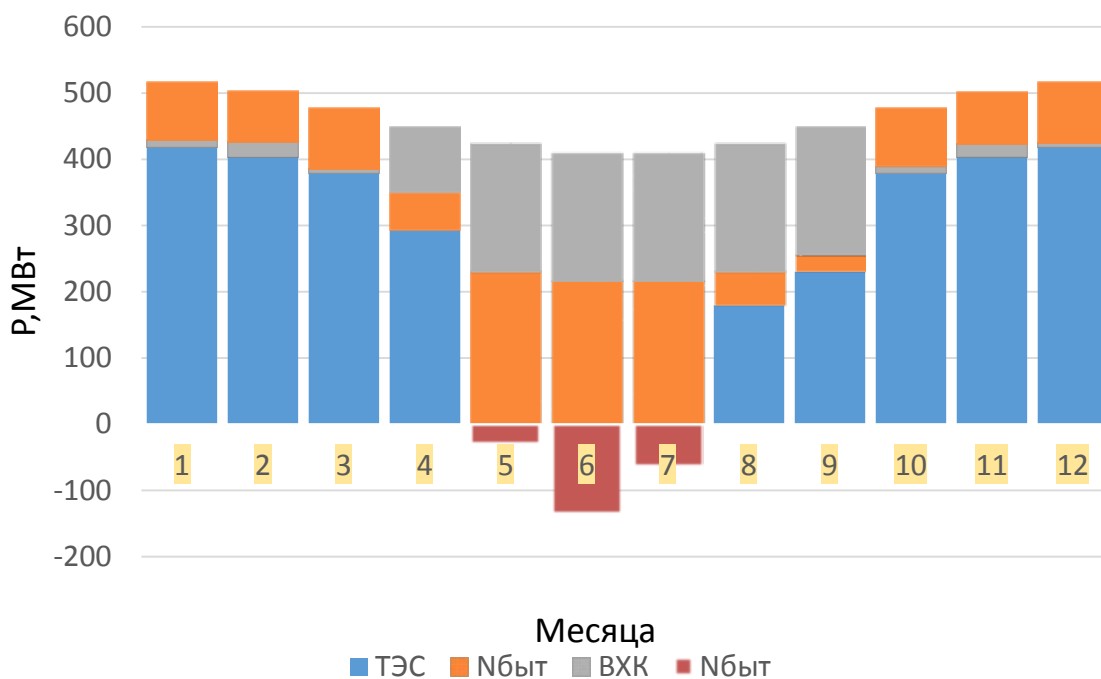


Рисунок 2.4 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, работающей на бытовом стоке

Баланс энергии с учётом перераспределения стока представлен на рисунке 2.5:

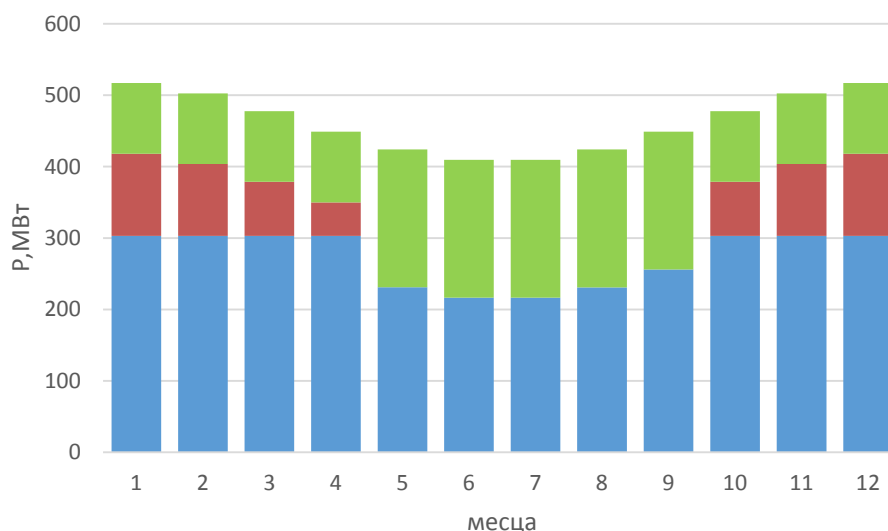


Рисунок 2.5 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учетом перераспределения бытовых мощностей

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС

Главная задача водноэнергетических расчётов – определение гарантированных мощностей для каждого месяца, минимального уровня сработки водохранилища (отметки УМО), среднемноголетней выработки. Также на основе данного расчёта происходит определение установленной мощности проектируемой станции.

При расчёте соблюдались следующие условия:

-обеспечение минимума холостых сбросов в средневодном году

-диапазон колебаний напоров на ГЭС не должен превышать 30-40% $H_{\max}^{подв}$ (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС).

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, то есть, с отметки НПУ=840,30 м.

Сработку средневодного года производим двумя способами:

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

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

За конечный вариант принимаем тот способ в котором больше среднемноголетняя выработка электроэнергии. Сработка за маловодный и средневодные годы представлена в приложении. (Приложение А, таблица А.1, А.2, А.3).

Выработка в средневодном году при сработке по мощностям получилась равной 5,45 млн. МВт·ч. При сработке по отметкам равной 5,38 млн. МВт·ч. Следовательно сработку будем осуществлять по первому способу.

График сработки – наполнения за маловодный и средневодный год представлен на рисунке 2.6.

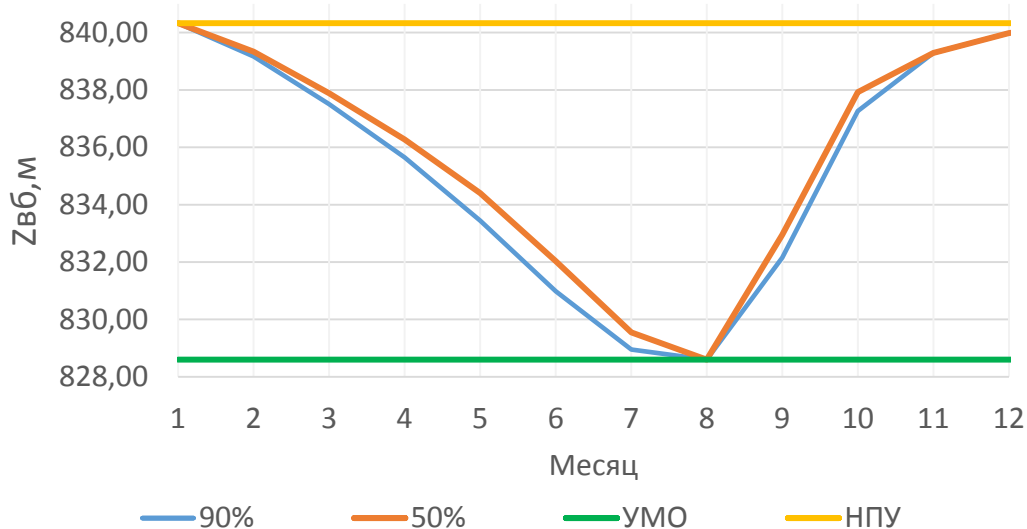


Рисунок 2.6 – График сработки и наполнения водохранилища

2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Для энергосистемы Сибири нагрузочный резерв составляет 1,2 %, аварийный составляет 7%. С учётом этого рассчитаем установленную мощность проектируемой Мундуйской ГЭС:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 360 \text{ МВт}, \quad (2.21)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{ав.рез.}^{ТЭС} + N_{нагр.рез.}^{ТЭС}, \quad (2.22)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования производится с учётом особенностей использования электроэнергии в нашей стране. Ремонт оборудования ГЭС производится в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, то есть когда на ГЭС имеется свободная мощность. В России это конец лета и осень. При этом, согласно стандартам РусГидро продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения-1 раз в 6 лет.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{360}{6} = 60 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.23)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left(\frac{320}{4} + \frac{320}{2} \right) \cdot \frac{1}{2} = 120 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.24)$$

Баланс мощности для энергосистемы Сибири представлен на рисунке 2.7.

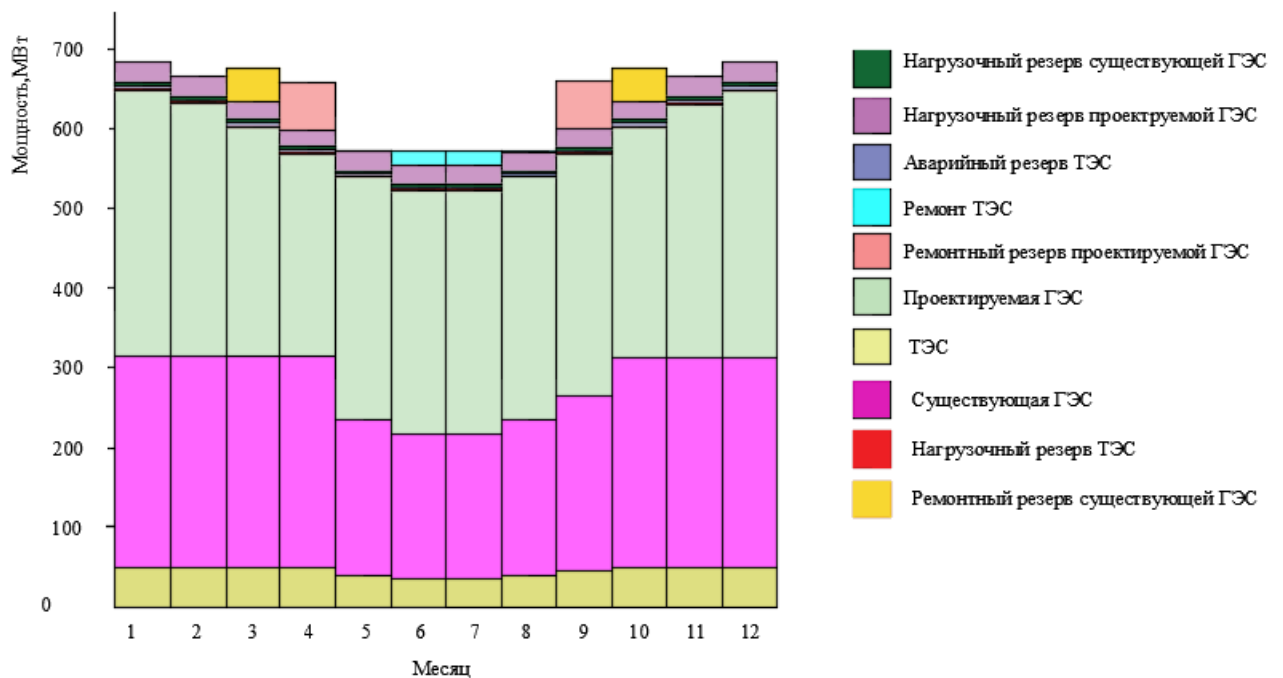


Рисунок 2.7 – Баланс мощности энергосистемы

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 характеристик выполняется 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:

$$Q_{min} = 206 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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 для летних и зимних условий							Напорные характеристики		
Qнб	знб зима	Qвхк	потери	Z НПУ	Z УМО	Zвб1,ян ср	H НПУ	H УМО	H звб1
2966	779,69	160,0	1	840,33	768,69	869,81	54,85	48,60	59,92
2497	774,62	160,0	1	840,33	842,95	869,81	59,92	53,67	64,99
2014	777,69	160,0	1	840,33	842,95	869,81	56,85	50,60	61,92
1438	777,85	160,0	1	840,33	842,95	869,81	56,69	50,44	61,76
862	774,69	160,0	1	840,33	842,95	869,81	59,85	53,60	64,92
500	773,07	160,0	1	840,33	842,95	869,81	61,39	55,14	66,46
314	772,16	160,0	1	840,33	842,95	869,81	62,38	56,13	67,46
86	770,06	160,0	1	840,33	842,95	869,81	64,48	58,23	69,55
60	769,69	160,0	1	840,33	842,95	869,81	64,85	58,60	69,92
30	769,22	160,0	1	840,33	842,95	869,81	65,32	59,07	70,40
0	768,69	160,0	1	840,33	842,95	869,81	65,85	59,60	70,92

Окончание таблицы 3.1

Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Н	Q	Н	Q
65,9	605,7	60,60	658,6
65,4	610,6	59,94	651,5
64,8	615,6	59,29	644,4
64,3	620,6	58,63	637,2
63,8	625,8	57,98	630,1
63,3	631,0	57,32	623,0
62,7	636,4	56,67	615,9
62,2	641,8	56,01	608,7
61,7	647,3	55,36	601,6
61,1	652,9	54,70	594,5
60,6	658,6	54,70	594,5

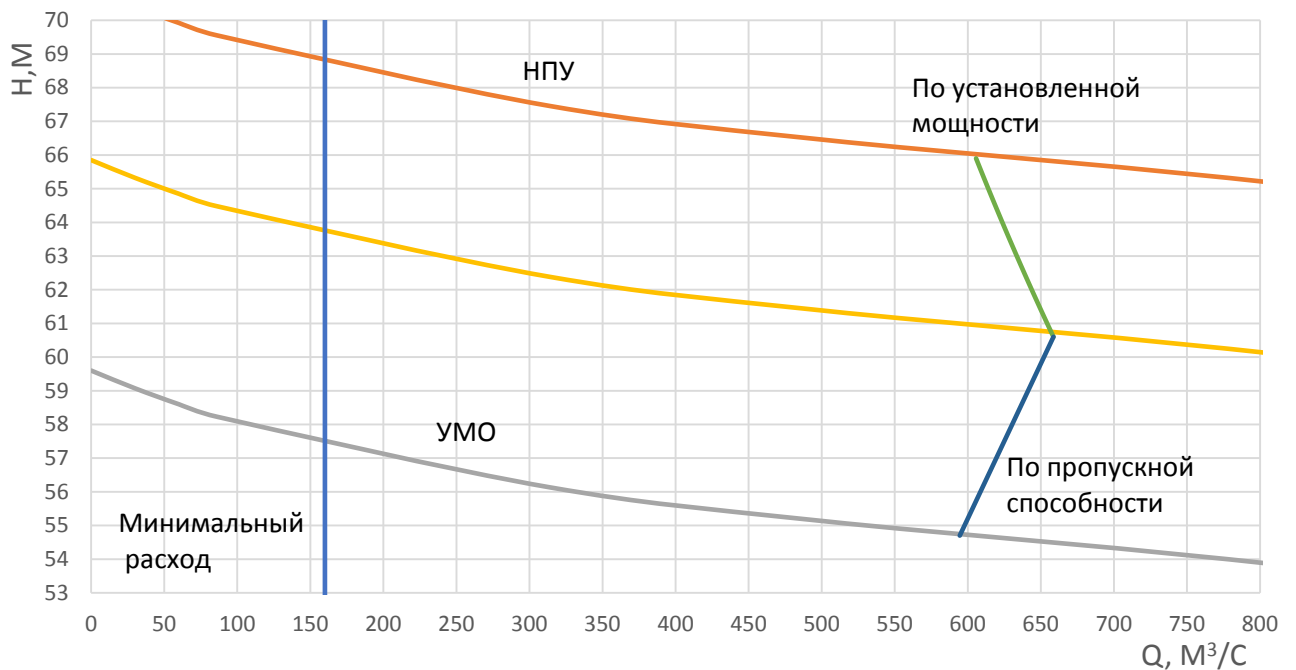


Рисунок 3.1 – Режимное поле Эржейской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

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

$$H_{max} = 68,90 \text{ м,}$$

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$Q^{max} = 659 \text{ м}^3/\text{с,}$$

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

$$H_p = 60,60 \text{ м,}$$

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

$$H_{min} = 54,60 \text{ м.}$$

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Для исходного диапазона напора по справочным материалам [1] определяем все возможные системы и типы гидротурбин, с учетом следующих условий:

1) значение предельного напора должно быть не меньше максимального расчетного;

2) отношение $H_{\min} / H_{\max} = 54,6 / 68,9 = 0,79$ должно быть не меньше справочных данных.

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

Диапазону напоров соответствуют только РО75-В, со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр РО75-В	Обозначение	Значение
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	75
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}} / H_{\text{max}}$	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 \text{ opt}}, \text{ об/м}$	83
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 \text{ opt}}, \text{ л/с}$	1020
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м opt}}$	0,920
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1 \text{ max}}, \text{ л/с}$	1200
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1 \text{ max}})$	0,13
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 \text{ м}}, \text{ м}$	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4

Температура	$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$	20
Коэффициент вязкости	$\nu_{\text{мод}}$	1,11

После определения типа гидротурбины, производится пересчет характеристик от модельных параметров к натурным. Для этого определяются значения приведенного расхода и КПД в расчетной точке P_1 , располагающейся на пересечении горизонтальной линии, проходящей через точку оптимума, и линии 5%-го запаса мощности:

$$Q'_{1p} = 1,17, \text{ м}^3/\text{с}; \eta_{1p} = 0,894.$$

Расчет параметров гидротурбины производится для ряда стандартных диаметров рабочего колеса D_1 по следующим формулам. Результаты расчета представлены в прил. А.

КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{\text{м опт}}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{м}}}} \right), \quad (3.4)$$

где $\eta_{\text{м опт}}$ – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптимума (табл.1);

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

$D_{1\text{м}}$ – диаметр модельной гидротурбины (табл.1);

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным

$H_{\text{м}}$ – напор на модельной гидротурбине (табл.1);

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

ν_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины, $\nu_H = 1,3$ при температуре воды $t = 10^\circ\text{C}$;

$\nu_{\text{м}}$ – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины (табл.1).

Мощность одного агрегата в расчётной точке:

$$N_a^* = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{\text{г ср}}, \quad (3.5)$$

где $\eta_{г\text{ ср}}$ – средний КПД генератора, $\eta_{г\text{ ср}} = 0,97$.

Число агрегатов устанавливаемых на ГЭС находится по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{\text{уст}}}{N_a^*}, \quad (3.6)$$

где N_a^* – мощность агрегата из выражения (1.2);

$N_{\text{уст}}$ – расчетная установленная мощность ГЭС, $N_{\text{уст}} = 360$ МВт.

Полученное число агрегатов в большинстве случаев является не целым числом. Поэтому для определения точного числа машин производится округление в большую сторону до числа агрегатов (Z_a) кратного 2 или 3 для симметричности главной схемы сети. После чего уточняется мощность ГА:

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

Поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре:

$$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.8)$$

Синхронная частота вращения с учетом поправки:

$$n'_c = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}{D_1}, \quad (3.9)$$

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

H_p – расчетный напор.

По полученной частоте вращения принимается ближайшее большее стандартное значение n_c .

Для определения зоны работы на главной универсальной характеристике и выбора наилучшего варианта производится расчет приведенных частот вращения для известных значений напоров H_{max} , H_p и H_{min} по формулам:

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

$$n'_p = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}, \quad (3.11)$$

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

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения.

На универсальные характеристики наносятся линии n'_{min} , n'_p и n'_{max} .

Для определения положения расчетных точек производится подбор значений η_T и Q'_I , таких что бы выполнялись равенства:

- для приведенной расчетной частоты вращения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Г ср}}; \quad (3.13)$$

- для приведенной минимальной частоты вращения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma \text{ cp}}}. \quad (3.14)$$

Определение данных точек позволяет произвести построение линии ограничения по турбине. Линия ограничения по генератору наносится из расчетной точки вверх параллельно линиям открытия направляющего аппарата до пересечения с линией n'_{max} . Ограничение турбины по минимальному расходу является левой границей зоны работы турбины. Для ее построения определяется приведенный расход при H_{max} и H_{min} и наносится соответственно на n'_{min} и n'_{max} :

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta p}}, \quad (3.15)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Зоны работы турбин показаны на рисунках 3.2, 3.3 и 3.4.

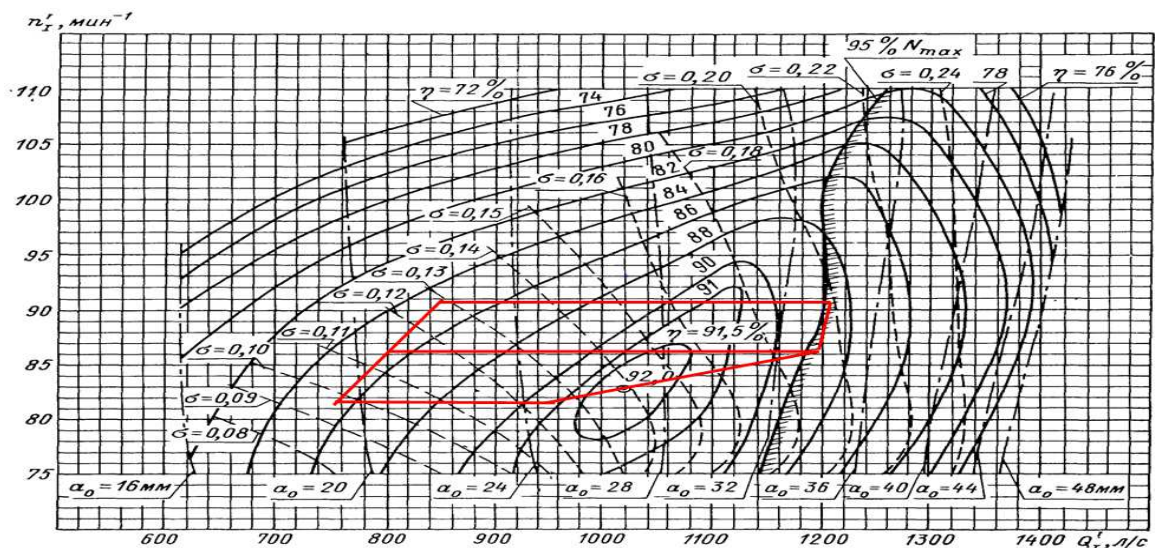


Рисунок 3.2 – Зона работы РО75-В500

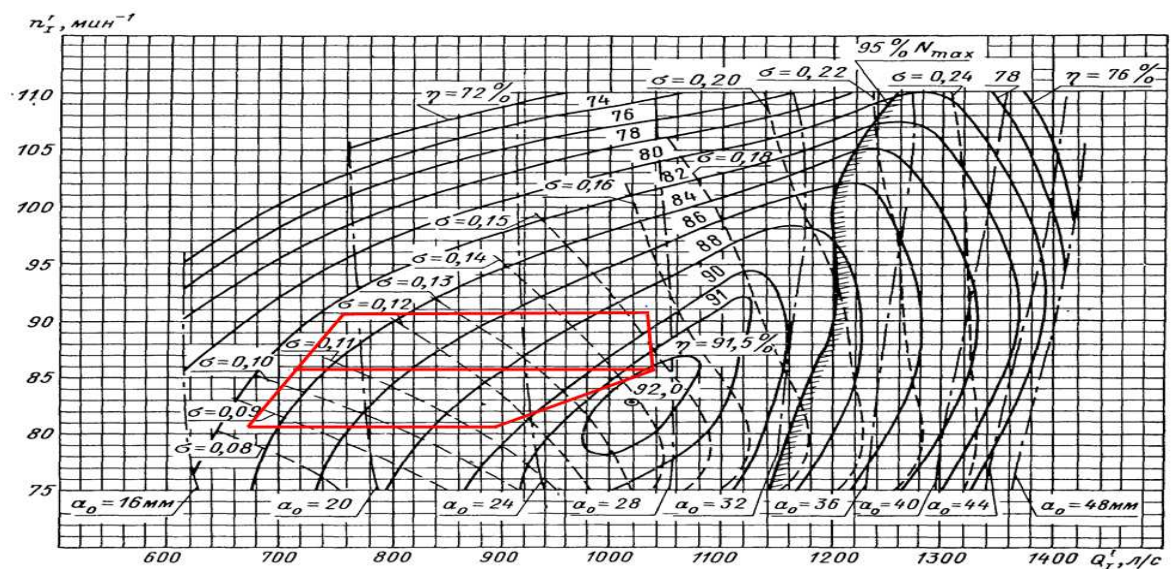


Рисунок 3 – Зона работы РО75-В370

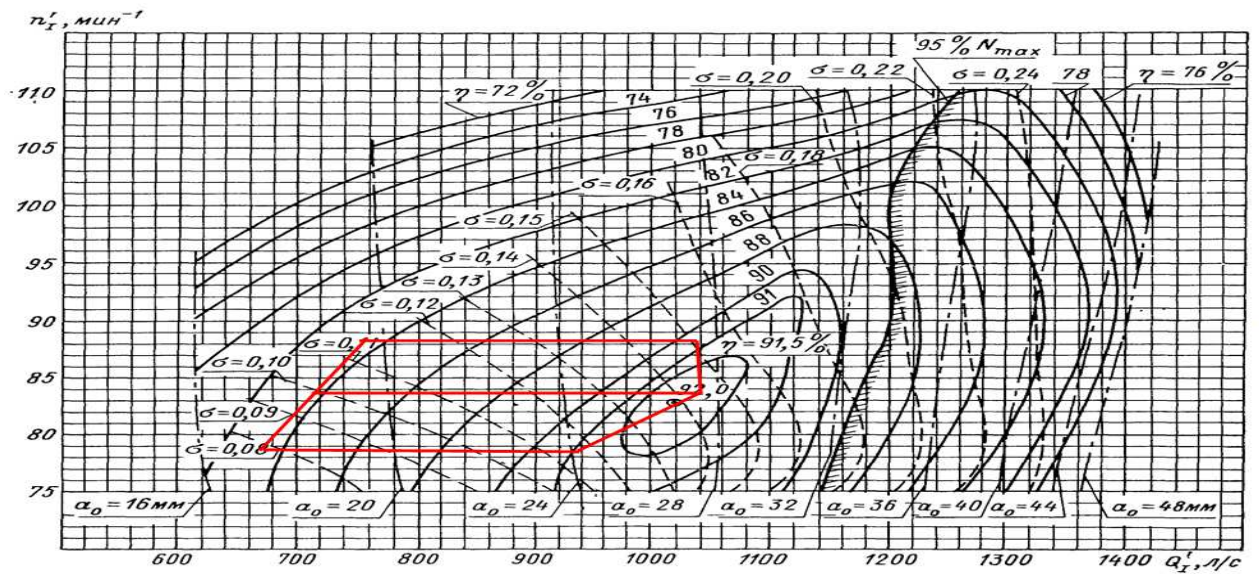


Рисунок 3.4 – Зона работы РО75-В530

Все расчеты сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры турбинного оборудования

D1м, м	3,75	5	5,3
Π г	0,948	0,950	0,951
Na*, МВт	87061	155101	174455
Za*	4,14	2,32	2,06
Za	6	3	3
Na, МВт(Вт)	60000	120000	120000
Δ	1,030	1,033	1,034
nc*, об/мин	174,9	131,3	123,9
nc, об/мин	187,5	136,4	125,0
n min, об/мин	83,4	80,9	78,5
n'p, об/мин	89,0	86,2	83,7
n'max, об/мин	93,7	90,8	88,2
Q1·ηт, Нр	0,950	1,069	0,952
Q1·ηт, Нmax	0,784	0,882	0,785
Q1', м³/с; (Нmax)	1,350	0,759	0,675
Q1', м³/с; (Нmin)	1,517	0,852	0,758
Q'·η при Нр	0,950	1,069	0,952
Q'·η при Нmax	0,784	0,882	0,785
q Нmin	0,758	0,852	0,758

q Нmax	0,675	0,759	0,675
--------	-------	-------	-------

После анализа полученных расчетов, а так же после построения зон работы турбины на универсальной характеристике к дальнейшему рассмотрению принимаются турбины отвечающие следующим условиям:

- 1) зона работы гидротурбины не должна выходить за области главной универсальной характеристики (в том числе не выходить за границу 5%-го запаса мощности до РО турбин);
- 2) гидротурбина должна иметь наибольший КПД;
- 3) рассматриваемый вариант должен обладать наименьшим количеством ГА при максимальной мощности.

Из всех рассмотренных вариантов данным условиям удовлетворяет турбина РО75-В-530 с зоной работы представленной на рисунке 3.5. Данный вариант и принимается для дальнейших расчетов.

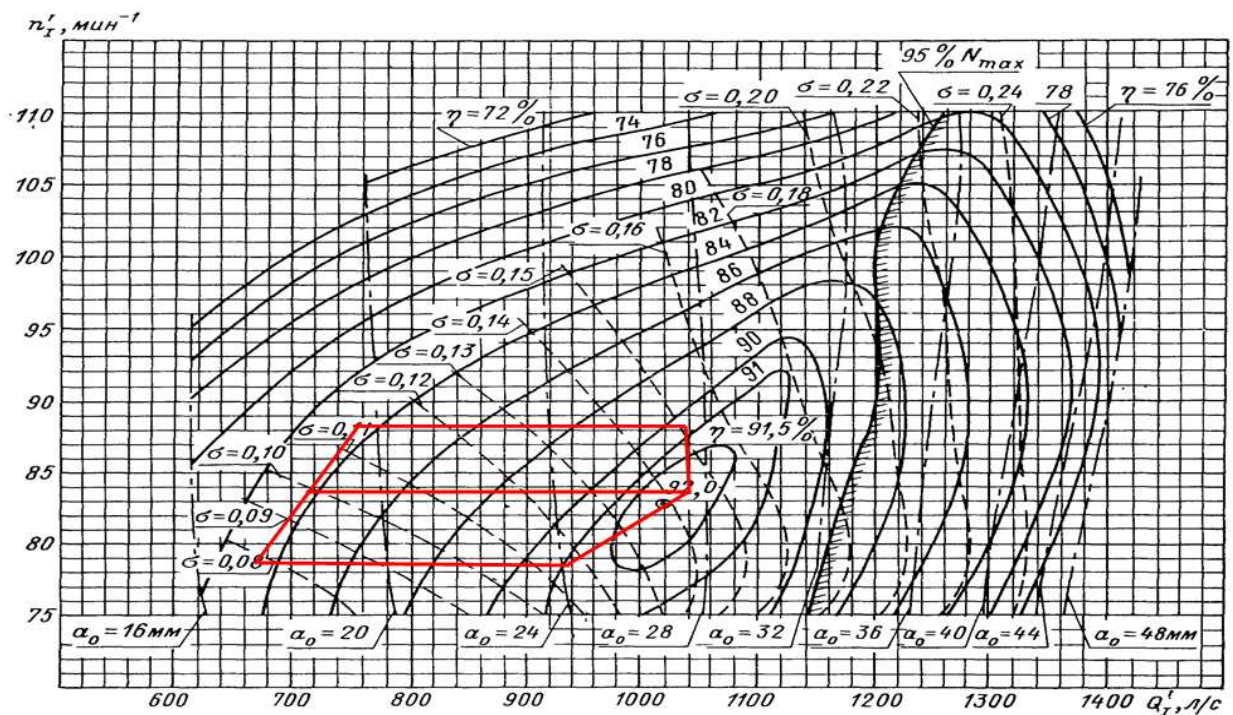


Рисунок 3.5 – Зона работы РО75-В530

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{PK} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S^{don}, \quad (3.16)$$

где $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{НБ}$, соответствующая расчетному значению высоты отсасывания;

H_S – высота отсасывания турбины;

Для обеспечения бескавитационной работы турбины необходимо выполнение условия: при всех возможных режимах эксплуатации турбины ее фактическая высота отсасывания не должна превышать допустимую:

$$H_S^{\phi} \leq H_S^{don}, \quad (3.17)$$

где H_S^{ϕ} – фактическая высота отсасывания турбины;

H_S^{don} – допустимая высота отсасывания турбины.

То есть для соблюдения условия (1.14) необходимо определить такое значение H_S^{don} , которое обеспечит бескавитационную работу турбины даже в самых тяжелых условиях. С этой целью рассматриваются три случая, требующие наибольшего заглубления РК:

- 1) Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
- 2) Работа одного агрегата с расчётной мощностью и расчётным напором;
- 3) Работа одного агрегата с минимальным напором и соответствующей мощностью на линии ограничения.

Допустимая высота отсасывания находится по формуле:

$$H_S^{don} = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - 1,5 \cdot \sigma \cdot H + Z_{Х.пл.}, \quad (3.18)$$

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

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

H – напор на турбине, определяемый уровнем ВБ и $Z_{НБ}(Q_{НБ})$;

$Z_{Х.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин.

Для радиально-осевых турбин $Z_{х.пл.}$ соответствует половине высоты направляющего аппарата $b_0/2$, т.е.:

$$Z_{х.пл.} = \frac{b_0}{2} = \frac{0,35 \cdot D_1}{2}, \quad (3.19)$$

где b_0 – высота НА (прил.Б).

Результаты расчета высоты отсасывания для трех случаев представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет высоты отсасывания

Величина	Режим №1	Режим №2	Режим №3
	$H_{max} = 68,9$ м	$H_p = 60,6$ м	$H_{min} = 54,6$ м
Q' , л/с	0,918	1,04	1,038
Q , м3/с	197,9	252,3	268,4
$Z_{НБ}(Q_{ВХК})$, м	771,3	771,7	771,9
σ	0,118	0,143	0,15
H_s , м	0,74	0,204	0,68
∇PK	771,68	771,14	771,62

В результате сравнения полученных высот отсасывания принимаем максимальное заглубление рабочего колеса $\nabla PK = 771,14$ м, при соответствующей высоте отсасывания $H_s^{don} = 0,204$ м. Полученная отметка РК не противоречит экономической целесообразности заглубления.

3.2.2 Гидромеханический расчет и построение металлической спиральной камеры

Задаваясь максимальным напором $H_{max} = 68,69$ м, к проектировке выбирается металлическая спиральная камера круглого сечения с углом охвата $\varphi=345^\circ$ (прил. Б). При расчете спиральной камеры должны учитываться три главных условия:

- 1) Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата.
- 2) Обеспечение одинаковой закрутки потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.
- 3) Подбор таких размеров радиальных сечений спиральной камеры, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

Принимая стандартные размеры статора в зависимости от нормализованных гидротурбин согласно [2], принимаем:

Внутренний диаметр статора $D_b = 7,1$ м;

Наружный диаметр статора $D_a = 8,39$ м;

Диаметр сопряжения СК и статора турбины $D_4 = 8,53$ м.

Высота точки сопряжения СК и статора от верховой грани НА $h_l=0,35$ м;

Скорость во входном сечении СК [2] $v_{вх} = 8$ м/с

Расчет производится в соответствии с методикой приведенной в [2].

Результаты расчета входного и неэллиптических сечений см. в табл.3.5 и 3.6 соответственно.

Таблица 3.5 – Параметры входного сечения турбинной камеры

φ , град	ω , о.е.	$Q_{вх}$, м ³ /с	$F_{вх}$, м ² /с	$\rho_{вх}$, м	$a_{вх}$, м	$R_{вх}$, м
345	0,9583	211,23	26,4	2,916	6,82	7,041

Таблица 3.6 – Параметры неэллиптических сечений

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----

φ , град	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{C}$	$D_4 \cdot \frac{\varphi}{C}$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	x, м	x^2 , м ²	ρ^2 , м ²	ρ , м	a, м	R, м
345	0,95 8	0,6 5	5,52	3,63	1,90	2,5 5	6,51	8,41	2,9 0	6,8 2	9,7 2
330	0,91 7	0,6 3	5,33	3,44	1,85	2,4 8	6,15	8,04	2,8 4	6,7 4	9,5 8
315	0,87 5	0,6 0	5,14	3,24	1,80	2,4 0	5,78	7,68	2,7 7	6,6 7	9,4 4
300	0,83 3	0,5 8	4,95	3,05	1,75	2,3 3	5,41	7,31	2,7 0	6,5 9	9,3 0
285	0,79 2	0,5 6	4,75	2,86	1,69	2,2 5	5,05	6,95	2,6 4	6,5 1	9,1 5
270	0,75 0	0,5 3	4,55	2,66	1,63	2,1 6	4,68	6,58	2,5 7	6,4 3	8,9 9
255	0,70 8	0,5 1	4,35	2,46	1,57	2,0 8	4,32	6,22	2,4 9	6,3 4	8,8 4
240	0,66 7	0,4 9	4,15	2,25	1,50	1,9 9	3,95	5,85	2,4 2	6,2 5	8,6 7
225	0,62 5	0,4 6	3,95	2,05	1,43	1,8 9	3,59	5,48	2,3 4	6,1 6	8,5 0
210	0,58 3	0,4 4	3,74	1,84	1,36	1,7 9	3,22	5,12	2,2 6	6,0 6	8,3 2
195	0,54 2	0,4 1	3,53	1,63	1,28	1,6 9	2,86	4,75	2,1 8	5,9 5	8,1 3
180	0,50 0	0,3 9	3,31	1,42	1,19	1,5 8	2,49	4,39	2,0 9	5,8 4	7,9 4
165	0,45 8	0,3 6	3,10	1,20	1,09	1,4 6	2,12	4,02	2,0 1	5,7 2	7,7 3
150	0,41 7	0,3 4	2,88	0,98	0,99	1,3 3	1,76	3,66	1,9 1	5,5 9	7,5 0

Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
φ , град	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{C}$	$D_4 \cdot \frac{\varphi}{c}$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	x, м	x^2 , м ²	ρ^2 , м ²	ρ , м	a, м	R, м
135	0,37 5	0,3 1	2,65	0,76	0,87	1,1 8	1,39	3,29	1,8 1	5,4 5	7,2 6
120	0,33 3	0,2 8	2,43	0,53	0,73	1,0 1	1,03	2,92	1,7 1	5,2 8	6,9 9

По зависимости $R = f(\varphi)$ строится график (рис.3.6), при помощи которого определяются радиусы для эллиптических сечений (табл. 3.7). По рассчитанным значениям выполнен чертеж спиральной камеры (прил. В).

Таблица 3.7 – Параметры эллиптических сечений

φ , град	ρ_1 , м	R, м	ρ_2 , м
105	2,4	6,68	2,56
90		6,34	1,00
75		5,95	0,76
60		5,55	0,52
45		5,10	0,25
30		4,66	-0,03
15		4,10	-0,37
0		3,55	-0,70

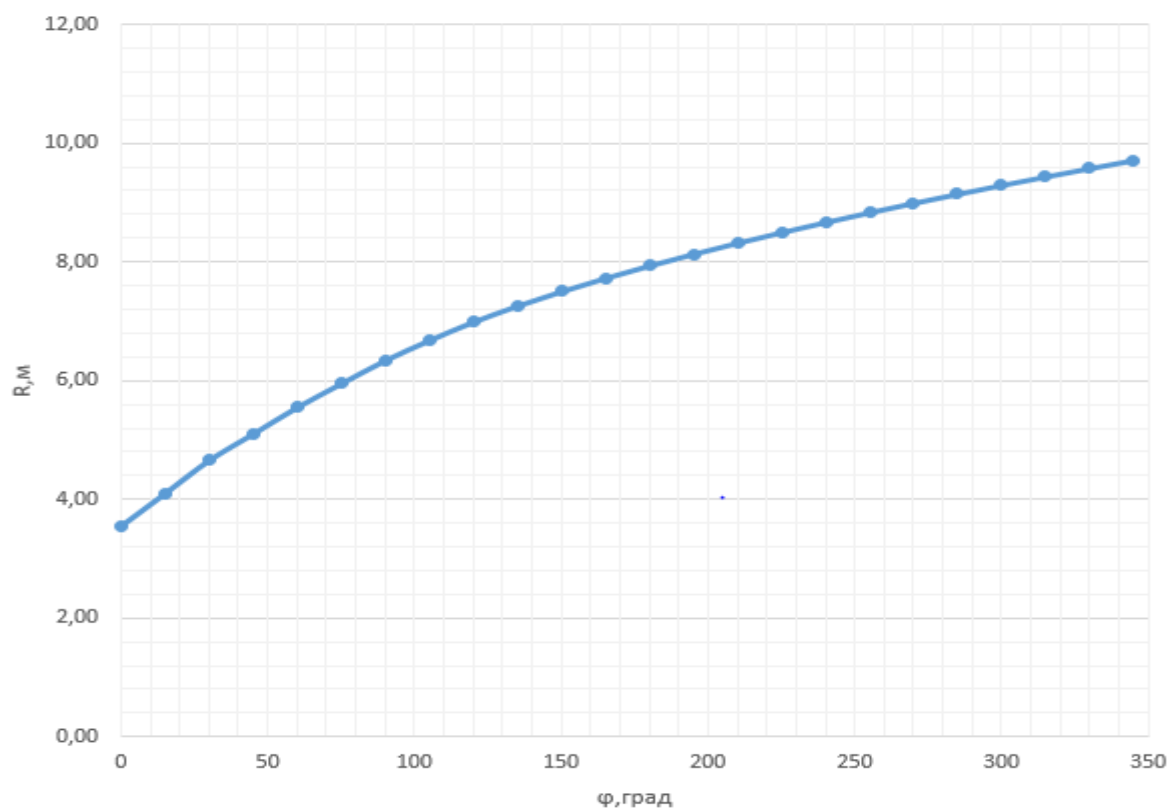


Рисунок 3.6 – Изменение наружного радиуса СК

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Для определения типа гидрогенератора рассчитаем некоторые параметры.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{120}{0,85} = 141,17 \text{ МВА}, \quad (3.20)$$

где $\cos\varphi$ принимаем 0,85.

Число полюсов:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{125} = 48 \quad (3.21)$$

По каталогу ОАО «Силовые машины» выбираем гидрогенератор СВ-1130/140-48УХЛ4. Параметры данного генератора представлены в табл.3.8.

Таблица 3.8 – Параметры генератора СВ-1130/140-48УХЛ4

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Тип гидрогенератора	СВ-1130/140-48УХЛ4		
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	141,17
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	12057
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	5,899
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	125
Сопротивление обмотки статора	x_d	о.е.	1,084

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Тип гидрогенератора	СВ-1130/140-48УХЛ4		
Переходное сопротивление	x'_d	о.е.	0,332
Сверхпереходное сопротивление	x''_d	о.е.	0,205
Система возбуждения	терристорная		
Исполнение	зонтичное		
Масса ротора	m_p	т	343
Масса общая	$m_{общ}$	т	625
Диаметр статора	$D_{ст}$	мм	11260
Диаметр ротора	D_p	мм	9420

Основные размеры генератора были назначены исходя из приближенных зависимостей (табл. 3.9).

Таблица 3.9 – Основные размеры генератора

Элемент генератора	Параметр	Зависимость	Значение
Статор	Высота корпуса $h_{ст}$	$(1,7 \div 1,9)l_a$	1,96 м
	Диаметр корпуса $D_{ст}$	$(1,05 + 0,0017n_0)D_i$	11,27 м
	Диаметр активной стали D_a	$D_i + (0,5 \div 0,9)$	9,42 м
Верхняя крестовина	Высота $h_{в.к.}$	$(0,1 \div 0,12)D_i$	0,89 м
	Диаметр лучей $D_{в.к.}$	$D_{ст}$	11,26 м
Подпятник	Высота $h_{п}$	$(0,15 \div 0,2)D_i$	1,34 м
	Диаметр кожуха $D_{п}$	$(0,4 \div 0,5)D_i$	1,57 м
Надстройка	Высота h_0	$0,3 \div 0,5$	0,40 м
	Диаметр d_0	$(0,2 \div 0,25)D_i$	1,78 м
Кратер	Диаметр $D_{кр}$	$(1,4 \div 1,5)D_i$	12,49 м

3.4 Выбор маслонапорной установки

Маслонапорная установка предназначена для питания маслом под давлением гидравлической системы регулирования гидротурбины [3]. Выбор МНУ можно осуществить по номограмме [3].

Для максимального напора и при диаметре турбины принимаем МНУ2,5/1-40-4-2.

3.5 Выбор электрогидравлического регулятора

Ввиду небольшой мощности гидротурбины отпадает необходимость создания больших усилий на лопатках направляющего аппарата, следовательно, принимаем диаметр золотника 100 мм, который принимается равным диаметру маслопроводов, идущих от золотника к сервомотору. В качестве регулятора принимаем ЭГР-МП-100-4 [3].

3.6 Определение геометрических параметров агрегатного блока и машинного зала

3.6.1 Определение отметки водозаборного отверстия

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 252,3}{3,14 \cdot 6,9^2} = 7,61 \text{ м/с} \quad (3.22)$$

где $Q = 252,3 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью (табл.2);

$D = 6,9 \text{ м}$ – диаметр водовода.

Минимальная разность отметок мёртвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{кр} = 0,5 \cdot D \cdot \left(\frac{v}{\sqrt{g \cdot D}} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 6,9 \cdot \left(\frac{7,61}{\sqrt{9,81 \cdot 6,9}} \right)^{0,55} = 7,09 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Тогда верхняя кромка водозабора будет располагаться на отметке:

$$\nabla_{\text{водозабора}} = \text{УМО} - H_{кр} = 768,69 - 13,05 = 810,24 \text{ м,} \quad (3.24)$$

где УМО – уровень мертвого объема водохранилища.

3.6.2 Расчет вала на прочность

Расчет вала на прочность производится с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий. Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33}, \quad (3.25)$$

где $\tau_{доп} = 30 \div 35 \text{ МПа}$.

Принимаем $\tau_{доп} = 30 \text{ МПа}$, а крутящий момент $M_{кр}$ определяем по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{снх}} = \frac{0,00974 \cdot 120000}{125} = 9,35 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (3.26)$$

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 9,35}{30} \right)^{0,33} = 1,11 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем диаметр вала 1,2 метра.

3.6.3 Выбор геометрических размеров машинного зала

По рекомендациям, исходя из диаметра шахты гидроагрегата, который до построения чертежа ориентировочно принимается равным внутреннему диаметру кромок статора турбины $D_{ш} = 7,10 \text{ м}$, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учётом размещения вспомогательного оборудования ширину машзала принимаем равной 25 метрам.

Ширину монтажной площадки принимаем равной 15 метрам. При такой ширине будет возможно раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учётом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 метров.

Определим ширину блока гидроагрегата. Для приплотинных заданий ГЭС длина блока:

$$B_{\text{бл}} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 5,3 \approx 21,2 \text{ м} \quad (3.27)$$

Теперь определим длину машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{бл}} \cdot n_{\text{агр}} + B_{\text{м.п.}} = 21,3 \cdot 3 + 21,3 = 85,2 \text{ м} \quad (3.28)$$

Высоту и пролёт машинного зала назначаем минимально возможными из условия проноса наиболее крупного монтажного узла. Принимаем $H_{\text{мз}}=22,2$ метров.

В связи с тем, что вес ротора составляет 343 т, а количество агрегатов 3 согласно стандарту РусГидро [5] в машинном зале назначается один мостовой кран грузоподъёмностью 400 тонн.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Основные требования предъявляемые к главным схемам ГЭС:

1. надежность и безотказность в работе
2. маневренность схемы т.е. возможность лёгкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы, как в эксплуатации, так и при расширении станции, ремонтпригодность;
3. простота и наглядность;
4. экономичность, минимум затрат на ресурсы и времени на строительство РУ.

При учете основных требований, для Эржейской ГЭС в качестве РУ, для ВН будет применяться ОРУ, так как капитальные вложения по ОРУ меньше капитальных вложений по варианту КРУЭ.

В энергосистеме присутствуют подстанции с напряжением 220 кВ и 110 кВ. Использование напряжения 110 кВ не допустимо по условию максимальной дальности линии для данного напряжения. Принимаем класс напряжение распределительного устройства:

$$U_{РУ}^{РДУ} = 220 \text{ кВ.}$$

На Эржейской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- генераторы;
- от подстанции Эржей 35 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

На Эржейской ГЭС – одно напряжения собственных нужд: 6 кВ.

Главная схема электрических соединений представлена на чертеже «Главная схема Эржейской ГЭС». Вычерчивание главной схемы выполнено с учётом требований стандартов [9], [10], [11], [12].

4.2 Выбор блочных трансформаторов

4.2.1 Выбор блочных трансформаторов для схемы с единичными блоками.

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:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{Г ном}} - S_{\text{с.н.}} = 141 - 141 \cdot 0.01 = 139,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $S_{\text{с.н.}}$ – полная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу фирмы "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТЦ 160000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТЦ 160000/220-У1

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{К}}, \%$	$\Delta P_{\text{К}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{кВт}$	$I_{\text{Х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
160	242	13,8	6	315	130	0,35

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6227}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 4884 \text{ ч/год}, \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 0,9$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}} = 32$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,03$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 70$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 0,9 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8729,1 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,130 \cdot 8729,1 = 1134,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,315}{1} \cdot \left(\frac{139}{160} \right)^2 \cdot 4884 = 1162,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{H}}), \quad (4.6)$$

где β_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам [11];

$$\beta_1 = 0,00338 \text{ тыс. руб./}(\text{кВт} \cdot \text{ч});$$

$$И_{\text{пот1}}^{220} = 0,00338 \cdot (1134800 + 1162200) = 7764 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}};$$

Для четырёх блоков:

$$И_{\text{пот1}}^{220} = 3 \cdot 4430,2 = 23293 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов для схемы с объединенными блоками

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:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot (S_{\text{Г ном}} - S_{\text{с.н.}}) = 141 - 141 \cdot 0.01 = 279,2 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.7)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы. ТЦ-400000/220-71У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТЦ-400000/220—71У1

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВт}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{К}}, \%$	$\Delta P_{\text{К}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{кВт}$	$I_{\text{Х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
400	242	13,8	11	880	140	0,6

$$\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{279,2}{400} = 0,698.$$

Исходя из того, что максимально допустимое отношение $\frac{S_{расч}}{S_{ном}} = 0,8$, принимаем схему с простыми блоками.

4.3 Выбор трансформаторов СН

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от $S_{Г ном}$:

$$(4.8) \quad S_{с.н.} = 0,01 \cdot S_{Г ном} = 0,01 \cdot 141 = 1,41 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Полная мощность необходимая на собственные нужды:

$$S_{с.н.} = 3 \cdot 0,01 \cdot S_{Г ном} = 3 \cdot 0,01 \cdot 141 = 4,23 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.}$$

Выбирается два трансформатора ТСЗ-2500/13,8/6 УЗ производства фирмы «Трансна». Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Каталожные данные трансформатора ТСЗ-2500/13,8/6 УЗ

$S_{ном}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{ кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{ кВт}$	$\Delta P_{ХХ}, \text{ кВт}$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$			
2500	13,8	6	6	21,0	3,8

4.4 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ-1130/140-48УХЛ4 производства ОАО «Силовые машины». Паспортные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Паспортные данные генератора СВ-1130/140-48УХЛ4

Номинальная мощность, МВ·А		U _{Г ном} ,кВ	cos φ _Г ,о.е.	η	Индуктивные сопротивления		
S _{Г ном}	P _{Г ном}				x _d "	x _d '	x _d
140	120	13,8	0,85	0,96	0,205	0,332	1,084

4.5 Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{Г} \cdot (S_{Г} - S_{CH}); \quad (4.9)$$

$$S_{\Sigma} = 3 \cdot (141 - 2,82) = 414,54 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{нат.} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,82;$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{нат.} / \cos \varphi_c)} = \frac{411,54}{(1,2 \cdot 135 / 0,8)} = 2,05 \text{ шт.} \quad (4.10)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{л} = 3 + 1 = 4$ шт.

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{414,54}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,248 \text{ кА.} \quad (4.11)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 330 = 260 \text{ А} \quad (4.12)$$

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

$\alpha_T = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 95/16, которому соответствует минимальный допустимый ток.

Допустимый продолжительный ток $I_{доп} = 330 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{414,54}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,3297 \text{ кА.} \quad (4.13)$$

$I_{доп} > I_{п.ав}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Параметры провода марки АС-95/16

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,306	0,397	$2,87 \cdot 10^{-6}$

4.6 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.

Рассматриваемые схемы различаются количеством ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = t \cdot K_{ОРУ} + n \cdot K_T + m \cdot K_{Т.с.н.}, \quad (4.14)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов;

$K_{Т.с.н.}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ячейки ОРУ;

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – число ячеек ОРУ.

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком по формуле (4.14):

$$K_1 = 9 \cdot 41 \cdot 3 + 3 \cdot 300 + 2 \cdot 16,5 = 2040 \text{ млн. руб.}$$

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

$$Z_i = a_{\Sigma} \cdot K_i + И_i, \quad (4.15)$$

где $a_{\Sigma} = 0,09$ - норма суммарных амортизационных отчислений (отчисления на ремонт и капитальный ремонт) и затрат на эксплуатацию электроустановки (текущий ремонт и зарплата персоналу).

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.15):

$$Z_1 = 0,09 \cdot 2040 + 0,23 = 387,83 \text{ млн. руб.}$$

4.7 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 220 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем 3 выключателями;
- автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;
- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Число присоединений РУ-220 кВ: 6 (4 ВЛЭП 220 кВ, 3 трансформатора). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант одна рабочая секционированная выключателем система шин. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.1.

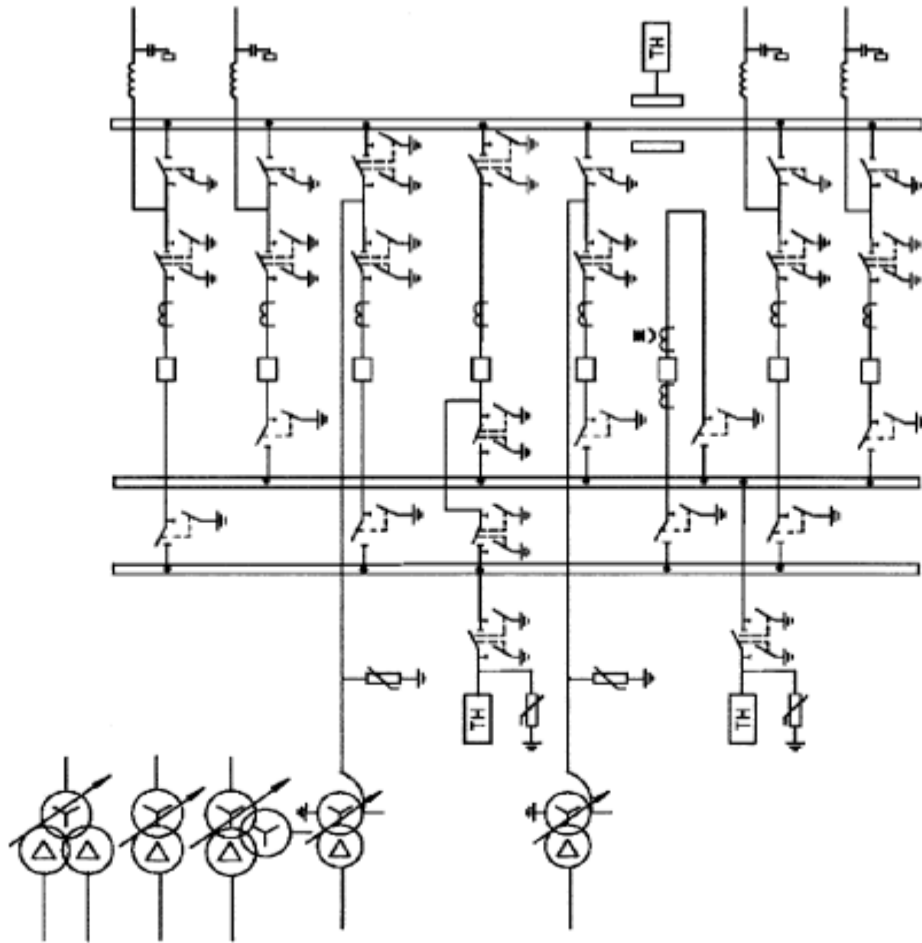


Рисунок 4.1- Схема распределительного устройства высшего напряжения 220 кВ
«Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин»

4.8 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в программном комплексе «RastrWin»

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,205 \cdot \frac{13,8^2}{141} = 0,276. \quad (4.16)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\phi} = 15,59 \text{ кВ.} \quad (4.17)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{К}\%} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{6 \cdot 220^2}{100 \cdot 160} = 18,15 \text{ Ом.} \quad (4.18)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{220^2}{150} = 32,26 \text{ Ом.} \quad (4.19)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = \frac{x_{0,\text{УД}} \cdot l}{n} = \frac{0,397 \cdot 120}{4} = 11,91 \text{ Ом} \quad (4.20)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\phi 1} = 230 \text{ кВ.} \quad (4.21)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.22)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{50} = 0,08 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

$$r_c = \frac{x_c}{50} = \frac{32,26}{50} = 0,65 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

$$r_{\text{л}} = \frac{r_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,306 \cdot 120}{4} = 9,18 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

$$r_{\text{T}} = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{U_0^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{315}{2} \cdot \frac{230^2}{160^2} = 0,32 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Схема для расчёта в программном комплексе представлена на рисунке 4.2.

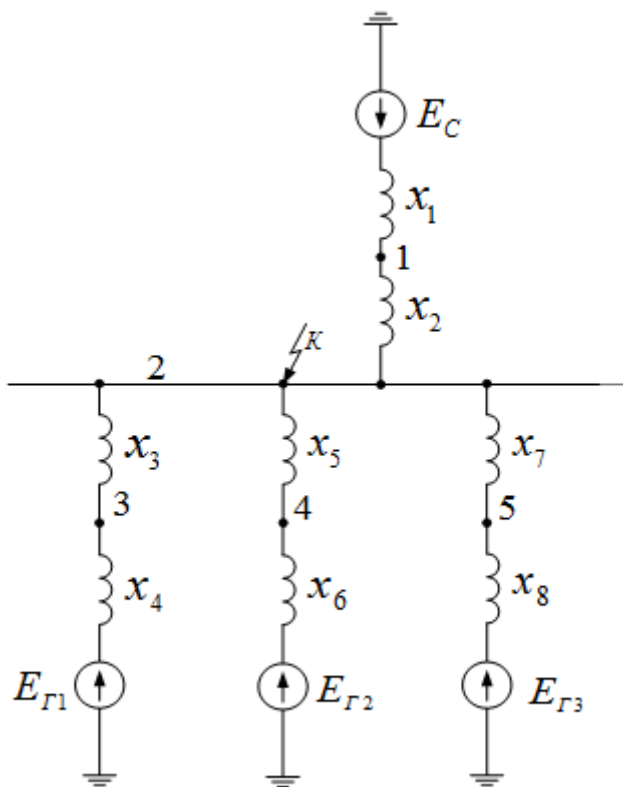


Рисунок 4.2 - Схема для расчёта в программном комплексе RastrWin

На рисунках 4.3, 4.4, 4.5 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета, а на рисунках 4.6, 4.7 и 4.8 представлены результаты расчёта.

	<input type="checkbox"/>	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Система		230
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Шина 220 кВ		230
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Г1		14
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Г2		14
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Г3		14

Рисунок 4.3- Узлы

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	1	2		Система - Шина 220 кВ	0,65	32,26
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Шина 220 кВ - Г1	0,32	18,15
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	4		Шина 220 кВ - Г2	0,32	18,15
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	5		Шина 220 кВ - Г3	0,32	18,15

Рисунок 4.4- Ветви

	S	s0	N agr	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Г1	3	0,080	0,276	0,040	0,59	0,040	0,59	15,590
2			2	Г2	4	0,080	0,276	0,040	0,59	0,040	0,59	15,590
3			3	Г3	5	0,080	0,276	0,040	0,59	0,040	0,59	15,590
4			5	С	1	17,700	352,700	17,700	352,70	17,700	352,70	230,000

Рисунок 4.5- Генераторы

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1	1	1	1	3ф	2			3,8800

Рисунок 4.6- Состав для трёхфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	3			47,9534	-86,67

Рисунок 4.7- Состав для трёхфазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1	1ф	2			5,8252	-86,67

Рисунок 4.8- Состав для однофазного КЗ

Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы представим в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

Точка КЗ	$i_{уд}$	$k_{уд}$	$I_{по(3)}$	$I_{по(1)}$
Шина 220 кВ	10,3	2,43	3,88	5,82
Вывода генератора (13,8 кВ)	123,45	2,45	47,95	-

4.9 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения.

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

4.9.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов.

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г3:

$$I_{\Gamma, \text{раб.мах}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma, \text{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{141}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 6,19 \text{ кА}, \quad (4.27)$$

$$I_{\Gamma, \text{раб.мах}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma, \text{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{НОМ}} \cdot K_T} = 1,05 \cdot \frac{141}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 15,94} = 388 \text{ А}. \quad (4.28)$$

Рабочий ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$\begin{aligned} I_{\text{Л1-Л2, раб.мах}} &= \frac{1,05 \cdot S_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot (S_{\Gamma 1-\Gamma 3} - S_{\text{ТСН}})}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} \\ &= \frac{1,05 \cdot (3 \cdot 141 - 2 \cdot 4)}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 285,6 \text{ А}; \end{aligned} \quad (4.29)$$

$$I_{\text{Л1-Л3, раб.утж}} = \frac{S_{\Gamma 1-\Gamma 3} - S_{\text{ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3 \cdot 141 - 2 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = 363 \text{ А}. \quad (4.30)$$

4.9.2 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата распределительного устройства примем элегазовый выключатель ВГТ-220 фирмы «ЗЭТО».

Выключатели серии ВГТ-220-40/2500ХЛ1 применяются в открытых распределительных устройствах 220 кВ. Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 220 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации на открытом воздухе с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м.

Каталожные данные выключателя представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7- Каталожные данные выключателя ВГТ-220-40/2500ХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВГТ-220-40/2500
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб макс}} = 548 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$

$I_{\text{по}} = 3,88 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 9,42 \text{ кА}$	

Выполним проверку по току термической стойкости:

$$W_{\text{к,норм}} = I_T^2 \cdot t_T, \quad (4.31)$$

$$W_{\text{к,норм}} = 50^2 \cdot 4 = 10000 \text{ кА} \cdot \text{с},$$

где $t_T = 4 \text{ с}$;

$I_T = 50 \text{ кА}$ – ток термической стойкости.

$$W_{\text{к,расч}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_B + t_{\text{пз}}), \quad (4.32)$$

$$W_{\text{к,расч}} = 3,88^2 \cdot (3 + 0,01) = 45,31 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

$$W_{\text{к,норм}} > W_{\text{к,расч}}$$

Следовательно, выключатель проходит проверку на термическую стойкость.

Выбран: Разъединитель РГ- 220 УХЛ1.

Разъединитель типа РГ-220 УХЛ1, производства «ЗЭТО». Разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа РГ- 220 предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой

50 Гц с номинальным напряжением 220, с созданием видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей как с одной стороны, так и с двух сторон.

Серия разъединителей РГ- 220 на номинальное напряжение 220 кВ сертифицирована для российского рынка. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ Р 52726-2007, а также полностью адаптированы к российским условиям.

Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Каталожные данные разъединителя представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8- Каталожные данные разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РГ- 220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 548 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 3,88 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст.}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{дин.ст.}} = 80 \text{ кА}$
$i_y = 9,42 \text{ кА}$	

4.9.3 Выбор трансформатора тока (ТТ)

Выбран: трансформатор тока ТВГ-220, встроенный в вывода выключателя.

Трансформатор тока ТОГФ опорный фирмы «ЗЭТО», предназначен для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 или 60 Гц

класса напряжения 220кВ.

Трансформатор предназначен для установки в открытые распределительные устройства и другие установки класса напряжения 220кВ. Климатическое исполнение «У», категория размещения 1 по ГОСТ 15150.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 5Р;
- Номинальный ток вторичной обмотки В: 5;

4.9.4 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран: трансформатор напряжения ЗНОГ-220.

Двухполюсный трансформатор напряжения ЗНОГ-220 фирмы «ЗЭТО» предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 220 кВ. ЗНОГ-220 климатическое исполнение «У».

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 3Р;
- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальная мощность В·А: 200.

4.9.5 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН)

Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПН-220 УХЛ1, предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 220 кВ. Производитель «ЗЭТО».

В данном проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения. ОПН-220 УХЛ1.

4.10 Выбор и проверка коммутационных аппаратов на генераторном напряжении

4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении примем газовый выключатель ВГГ-20-50/6300 УЗ фирмы «Высоковольтный союз».

Газовые высоковольтные выключатели серии ВГГ, предназначены для эксплуатации в электроустановках номинальным напряжением 20 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м.

Каталожные данные выключателя представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9- Каталожные данные ВГГ-20-50/6300 УЗ

Параметры	Расчётные данные	ВГГ-20-50/6300 УЗ
Номинальное напряжение, кВ	13,8	20
Ток максимальный рабочий, кА	6,19	6,3
Ток КЗ, кА	47,95	50

Выполним проверку по току термической стойкости по (4.31) и (4.32):

$$W_{к,норм} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$W_{к,норм} = 50^2 \cdot 4 = 10000 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

где $t_T=4$ с;

$I_T = 63$ кА – ток термической стойкости.

$$W_{к,расч} = I_{п.о}^2 \cdot (t_B + t_{рз}),$$

$$W_{к,расч} = 47,59^2 \cdot (3 + 0,01) = 6817 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

$$W_{к,норм} > W_{к,расч}$$

Следовательно, выключатель проходит проверку на термическую стойкость.

Выбран: Разъединитель РВПЗ-2-20/12500 УЗ.

Разъединитель типа РВПЗ-2-20/12500 УЗ, производства «ЗЗТО».

Каталожные данные разъединителя представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10- Каталожные данные разъединитель РВПЗ-2-20/12500 УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РВПЗ 10
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 548 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 47,95 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст.}} = 100 \text{ кА}$ $I_{\text{дин.ст.}} = 250 \text{ кА}$
$i_y = 123,45 \text{ кА}$	

4.10.2 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран: трансформатор напряжения НОЛ-СЭЦ-20 .

Трансформатор напряжения НОЛ-СЭЦ-20, производства, «Электроцит Самара», предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 20 кВ.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2S;
- Класс точности обмотки для защиты: 3P;
- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальная мощность В· А: 75.

4.10.3 Выбор трансформаторов тока

Выбран: трансформатор тока ТОЛ20.

Трансформатор тока ТОЛ20 (ООО «Свердловский завод трансформаторов тока») предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления в установках переменного тока. Трансформатор ТОЛ20 рассчитан для эксплуатации в районах с умеренным климатом (климатическое исполнение «У»), по ГОСТ 15150.

Основные данные:

Класс точности обмотки для учета: 0,2S;

Класс точности обмотки для защиты: 5P;

Номинальный ток вторичной обмотки В: 5;

4.10.4 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН)

Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПН-П1-15/18/102УХЛ1 предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 13,8 кВ. Производитель «ЗЭТО».

В данном проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения.

4.10.5 Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ» (г. Москва), 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°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 %

при температуре 35°C). АС-МЗ предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ ромсвязькомплект». 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

5 Релейная защита и автоматика

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

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

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

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

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1130/140-48УХЛ4
мощность номинальная	полная	141
	активная	120
номинальное напряжение		13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота		50
частота вращения		125
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора		5,9
ток ротора при номинальной нагрузке		1,9
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	1,084
	переходное $X'd$	0,332
	сверхпереходное $X''d$	0,205
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,147
емкость обмотки статора		1,02

Таблица 5.2- Параметры силового трансформатора

Тип	ТЦ 160000/220-У1
мощность номинальная	160
номинальное напряжение	220
напряжение короткого замыкания	6
группа соединений	Y_n/Δ

5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{P_{\text{НОМ}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{120/0,85}{\sqrt{3}\cdot 13,8} = 5,9 \text{ кА}; \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)}\cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{5906\cdot 1}{8000/5} = 3,69 \text{ А}; \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{120/0,85}{\sqrt{3}\cdot 220} = 0,37 \text{ А};$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН}}^{(1)}\cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{370\cdot\sqrt{3}}{1000/5} = 3,2 \text{ А};$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [8, глава 3] принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-1130/140-48 УХЛ4-140 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения при сбросах нагрузки);
- 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 ТЦ-160000/220-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 маслососа и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220кВ;
- Контроль изоляции сети 13,8 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты ОРУ 220кВ:

- Продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ;
- АПВ (с контролем отсутствия напряжения).

Противоаварийная автоматика:

- Автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ);
- Автоматическая ликвидация асинхронных режимов (АЛАР);
- Автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ);
- Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН).

Защиты воздушных линий 220кВ:

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);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 13,8кВ;
- МТЗ на стороне 6 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН;

5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно–производственного предприятия «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне 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.

5.5 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_H = 5900$ А.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{ср0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{нб(н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H, \quad (5.3)$$

где $K_{одн} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,05 \cdot 5906 = 295 \text{ А.}$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(НН)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.4)$$

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

Принимаем уставку: $I_{\text{ср0}} = 0,16 \cdot I_{\text{Н}} = 945 \text{ А.}$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.5)$$

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

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

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$I_{\text{МАКС}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\text{Г}}'}{X_d''} \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.6)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 32522 = 3252 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{макс}}}, \quad (5.7)$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ – Коэффициент надежности;

I_{T} – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

$$K_{\text{T}} > \frac{3282 \cdot 2}{128870} = 0,2.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53 \quad (5.8)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53. \quad (5.9)$$

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

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{отс} = 2 \dots 12I_H$.

Принимаем уставку: $I_{отс} = 6I_H$.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

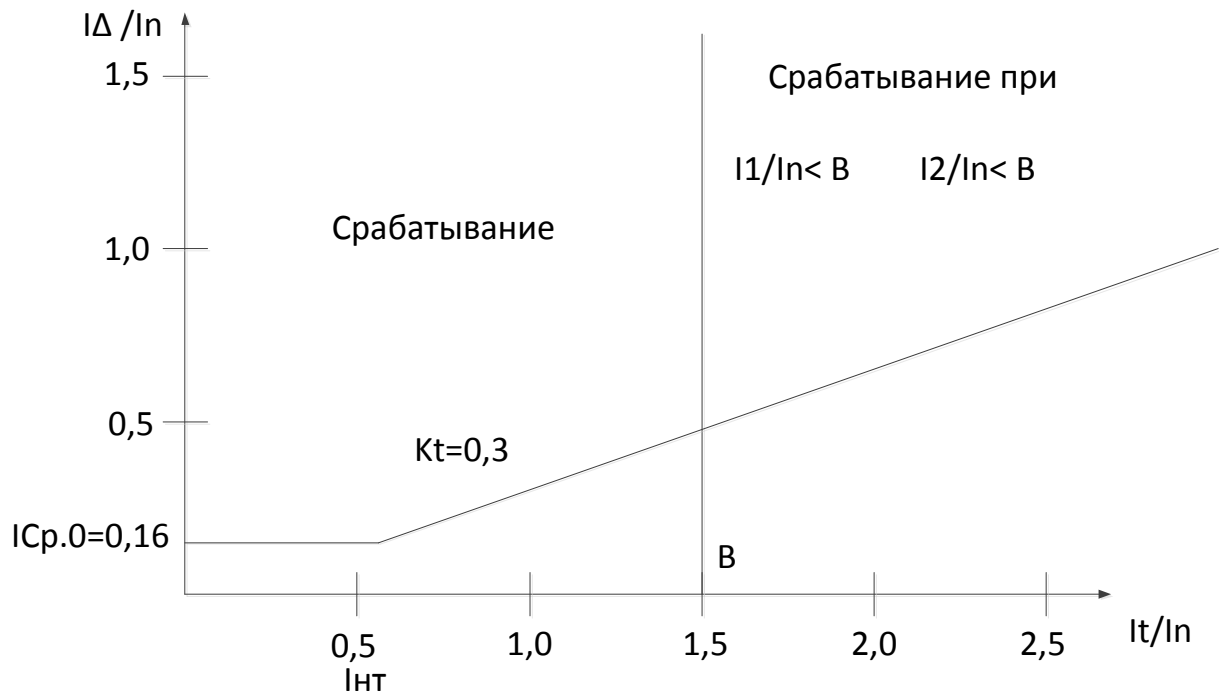


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1-й орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

2-й орган (U_{03}) реагирует на основную составляющую напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

U_{03} включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

1) Напряжение срабатывания органа основной составляющей выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$ представлена на рисунке 5.2

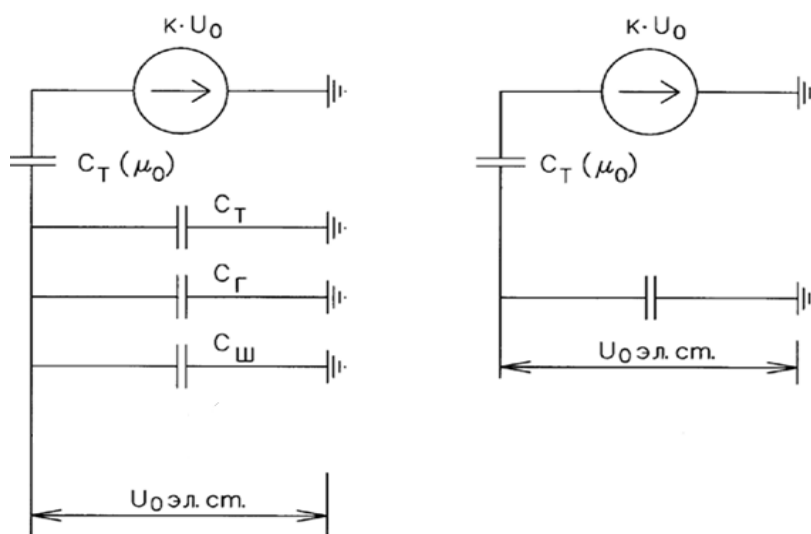


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T \cdot (\mu_0)}{C_T \cdot (\mu_0) + C_\Sigma} \quad (5.10)$$

где U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T \cdot (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,009 мкФ/фазу;

C_Γ – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 1,02 мкФ/фазу (по данным завода);

C_{T-} – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

$C_{\text{ш}}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = 42,33 \text{ кВ} \quad (5.11)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_{\text{ш}} + C_{\text{НЕС}(T)} + C_{\text{НЕС}(\Gamma)} = \\ = 0,0073 + 1,02 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 1,425 \text{ мкФ/фазу} \quad (5.14)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 12,2 \text{ А} \quad (5.15)$$

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

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 42330 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,425} = 133 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 133}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 2,63 \text{ В}, \quad (5.16)$$

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

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемое в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой равной 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с, действует на сигнал; U_{02G} с уставкой равной 10 В с выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата с последующим отключением выключателя генератора, гашением полей ГГ и ВГ, остановом турбины и сбросом аварийно-ремонтных затворов; U_{0G} с уставкой равной 15 В с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,3 \text{ о.е.} \quad (5.17)$$

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

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

5.7 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В} \quad (5.18)$$

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

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

$$U_{CP2} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В} \quad (5.19)$$

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

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

5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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

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

$$I_{*2} = I_2/I_H, \quad (5.20)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;
 I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.21)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган $I_{2\text{сигн}}$, срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени ($t = 9$ с, действует в предупредительную сигнализацию).

Уставка сигнального органа:

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07I_H.$$

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 $t_{\text{макс}} = 600$ с.

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18 \quad (5.22)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15. \quad (5.23)$$

$$I_{*2\text{пуск}} = 0,15I_H. \quad (5.24)$$

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

$$t_{доп} = 20/0,15^2 \approx 880 \text{ с.}$$

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

$$t_{CP} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.25)$$

$$A_{и0} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{CP}. \quad (5.26)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.1. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.2.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность, с	20	55	80	125	220	500

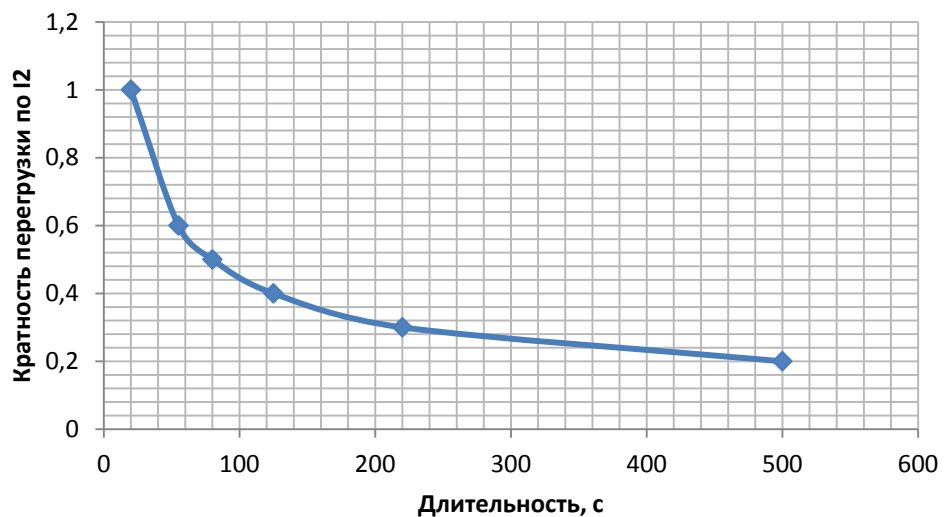


Рисунок 5.2 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{МИН}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{МАКС}} = 600 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

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 КЗ.

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 КЗ на шинах ВН и на отходящих ВЛ;
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

А) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3(X_d'' + X_2 + 2X_{\text{T}})} = \frac{1}{1,3(0,205 + 0,147 + 2 \cdot 18,15)} = 0,021 \text{ о.е.}, \quad (5.27)$$

где X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 X_2 – сопротивление обратной последовательности генератора;
 X_{T} – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_{\text{МИН}}^{(\text{ВН})} \cdot K_{\text{T}}}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}} \cdot 2 = 2668 \text{ А}, \quad (5.28)$$

$$I_{\text{МИН}}^{*\Sigma} = I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma\Gamma}}{2 \cdot (x_{\Sigma\Gamma} + x_{\text{л}})} + \frac{E_{\text{С}}}{2 \cdot (x_{\text{С}} + \frac{x_{\text{л}}}{n-1})}$$

$$I_{\text{МИН}}^{*\Sigma} = I_{\text{КЗ}}^{(2)} = 2,83.$$

$$I_{\text{МИН,Г}}^* = \frac{I_{\text{МИН}}^{*\Sigma}}{N_{\text{Ген}} + N_{\text{Лин}}} = \frac{2,83}{3+4} = 0,40.$$

$$I_{\text{МИН,Г}}^{\text{ВН}} = I_{\text{МИН}}^* \cdot I_{\text{ВН,Б}}$$

$$I_{\text{мин,Г}}^{\text{ВН}} = 0,4 \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 230} = 160,7 \text{ А.} \quad (5.29)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq 2668 \text{ А.} \quad (5.30)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.
отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.9 Защита от симметричных перегрузок

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:

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

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

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

Выдержка времени $t = 9,0$ с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{сигн}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 I_{\text{Н}}. \quad (5.32)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.2. Сама характеристика представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика

Кратность перегрузки, I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	3600	900	360	300	240	120	60	1

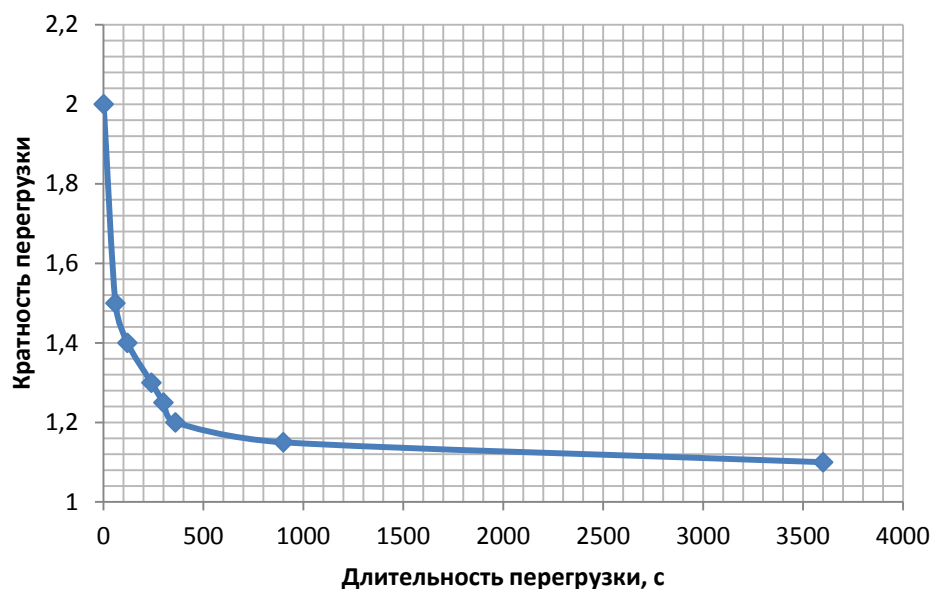


Рисунок 5.3 - Интегральная перегрузочная характеристика

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 I_{НОМ}. \quad (5.33)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66 \text{ В}. \quad (5.34)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.10 Дистанционная защита генератора

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 Iи IIквadrante со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

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

Z_I , приведенное к напряжению 220кВ, может быть принято:

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 21,96 + \frac{0,8}{4} \cdot 11,91 = 19,95 \text{ Ом.} \quad (5.35)$$

В относительных единицах:

$$Z_{1\text{о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,06 \cdot \frac{160}{160} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{160}{230^2} \cdot 0,137 = 0,049. \quad (5.36)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{о.е.}} \cdot Z_6 = 0,049 \cdot 1,35 = 0,066 \text{ Ом,} \quad (5.37)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{13,8^2}{141} = 1,35.$

Уставка на реле равна:

$$Z_{1\text{с.з.}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,066 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 0,77 \text{ Ом.} \quad (5.38)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,8 \text{ Ом.}$

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Принимаем, исходя из рассчитанных данных уставку 50 Ом/сек.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 5900} = 1,35 \text{ Ом,} \quad (5.39)$$

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 и напряжении на зажимах статора $0,95U_H$ (без учета насыщения):

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ}}}}{X_d} = \frac{4 - 0,95}{1,084} = 2,81, \quad (5.40)$$

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

X_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Вследствие насыщения принимаем $I_{\phi} = 2,5$

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

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

$$\cos \varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.42)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки $\varphi_{\text{нагр.}\phi} \approx 68$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗП}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}}{K_H} = \frac{0,38}{1,05} = 0,36 \text{ о.е.} \quad (5.43)$$

$$Z_{\text{СЗП}} = Z_{\text{СЗП о.е.}} \cdot Z_{\sigma} = 0,36 \cdot \frac{13,8^2}{141} = 0,486 \text{ Ом.} \quad (5.44)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{\text{СРП}} = \frac{Z_{\text{СЗП}} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,486 \cdot 8000/5}{13800/100} = 5,63 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{П}} = 5,7 \text{ Ом}$.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.4.

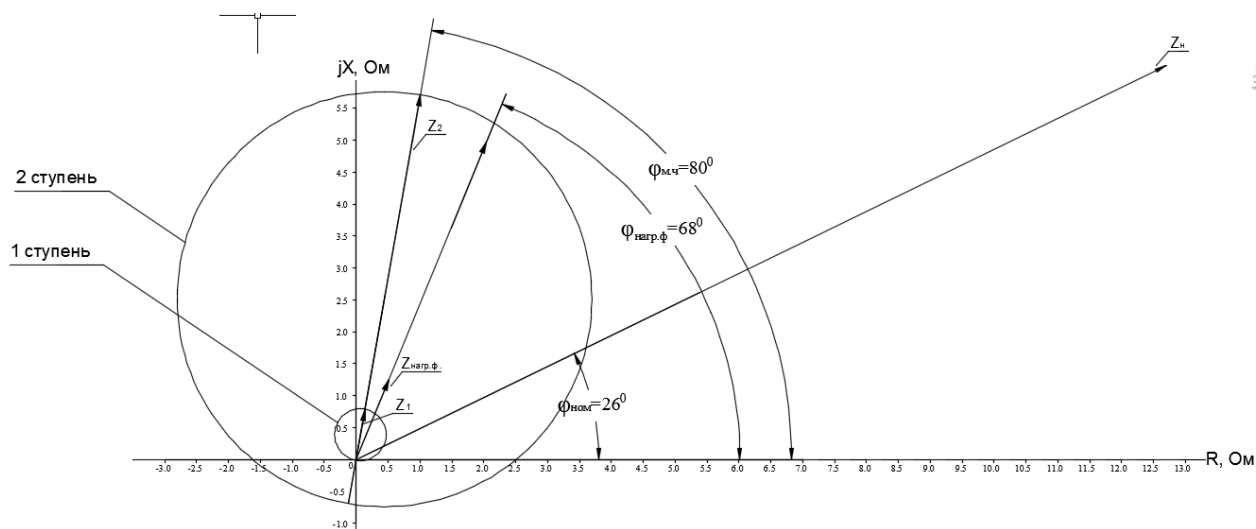


Рисунок 5.4 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{СМ I} = 0,096$ о.е., $Z_{СМ II} = 0,68$ о.е.

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.11 Защита ротора от перегрузки

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

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

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

$$I_{P.ПУСК.} = \frac{1,1 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,12 I_{НОМ.Р.} \quad (5.47)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.3), и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/In	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	длительно	210	150	120	90	72	60	20

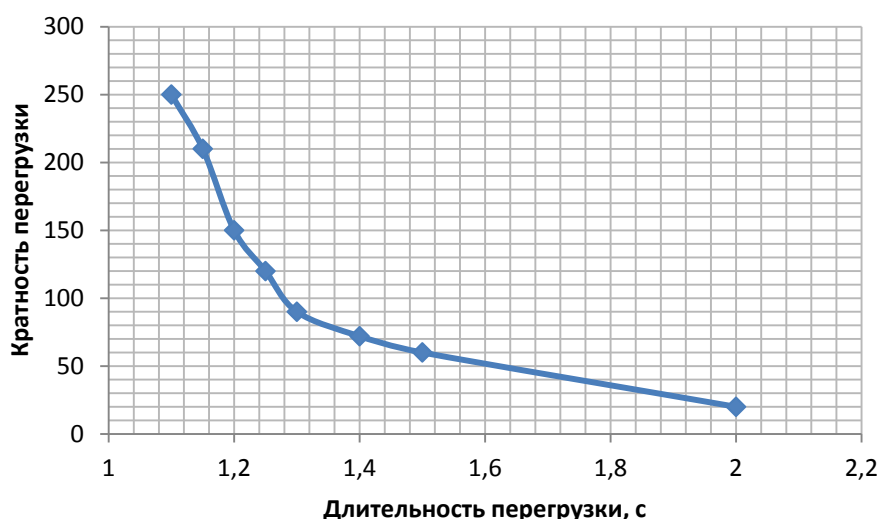


Рисунок 5.4 - Перегрузочная способность обмотки ротора

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

$$I_{P.ОТС.} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 2,19 I_{НОМ.Р.} \quad (5.48)$$

Расчет уставок выполнен без учета коэффициента выпрямления, равного $K_{сх} = 0,816$ (по переменному току).

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

5.12 Матрица отключений

Матрица отключений представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Матрица отключений

Защиты		Действия						
наименования	обозначение	откл. В/Г	гашение полей	останов турбины и сброс АРЗ	пуск ПЖТ ГГ	откл. В-220 и ТСН	разгрузка по Р	предупр. сигнал
Диф. защита, продольн.	$I_{\Delta G}$							
Диф. защита, поперечн.	$I_{\Delta >}$							
ЗЗГ	U_{0G}	t_1						+
		t_2					+	
		t_3	+	+	+			
	U_{03}	t	+	+	+			
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+				
		2 ступень t_2	+	+				

Окончание таблицы 5.4

Защиты		Действия наименования	Защиты обозначение	Действия наименования	Защиты обозначение	Действия наименования	Защиты обозначение	Действия наименования	
наименования	обозначение								
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО						+	
		ИО	+	+					
	ОТС I	t ₁				+			
		t ₂	+	+					
Защита от симм. к.з. и перегрузок	I ₁	СО						+	
		ИО	+	+					
		0 T C	t ₁					+	
			t ₂	+	+				
ДЗ	Z<	1 ступ.	t ₁					+	
			t ₂	+	+	+			
		2 ступ.	t ₁					+	
			t ₂	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО						+	
		ИО	+	+					
		отсечка	+	+					

5.13 Таблица уставок

Уставки представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Уставки

Защиты		Уставки			
наименование	обозначение	наименование	относительные единицы	именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,16 \cdot I_H$	0,59 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1,84 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	5,53 А	
Диф. Защита поперечная	$I\Delta$	Ток срабатывания, $I_{CP.}$	$0,27 \cdot I_H$	0,99 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
			Уставка срабатывания	-	0,2
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 степень	U_{CP1}	$1,4U_H$	140 В
		2 степень	U_{CP2}	$1,2U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2CИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,26 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,55 А
		ОТС I	$I_{2C.З.}$	$0,21 \cdot I_H$	0,77 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{CИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,95 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,06 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,51 А
			U_{CP}	-	66 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 степень	Z_I	0,049	0,8 Ом
		2 степень	Z_{II}	0,36	5,7 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_P CИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	3,95 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,12 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,13 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	8,07 А

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- здание ГЭС приплотинного типа;
- правобережная бетонная плотина.
- левобережная бетонная плотина.

6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины

6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [2]. По объёму водохранилища, присвоен: I. Коэффициент надёжности для сооружений I класса:

$$\gamma_n = 1,25.$$

6.2.2 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

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

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

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

где $h_{1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

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

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где $v = 20$ м/с – расчетная скорость ветра;

K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 20 м/с;

$K_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$;

$L = 1,2$ км – длина разгона волны;
 d – средняя глубина водохранилища перед плотиной.
 Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{840,3 - 768,69}{2} = 35,80 \text{ м} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона волны по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 1200}{9,81 \cdot 35,80} = 0,00287 \text{ м}$$

Вычислим безразмерные величины:

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 1200}{20^2} = 29,43;$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 5 \cdot 60 \cdot 60}{20} = 8829.$$

где t – период развития волн на водохранилище, $t = 5$ ч.

Далее по графику [32] 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 $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$.

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,01, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 1,1, \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,095, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4,5. \quad (6.8)$$

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

$$\bar{h} = \frac{0,01 \cdot V^2}{g} = \frac{0,01 \cdot 20^2}{9,81} = 0,408 \text{ м} \quad (6.9)$$

$$\bar{T} = \frac{1,2 \cdot V}{g} = \frac{1,2 \cdot 23}{9,81} = 2,243 \text{ с} \quad (6.10)$$

Вычислим среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{2,243^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 7,85 \text{ м} \quad (6.11)$$

Проверка на глубоководность:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d \quad (6.12)$$

$$35,8 > 3,93$$

Условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.13)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику, $K_i = 2,1$.

$$h_{1\%} = 0,856 \text{ м}$$

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе по формуле (6.2):

$$h_s = 0,00287 + 0,856 + 0,8 = 1,66 \text{ м}$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 840,3 + 1,66 = 841,96 \text{ м}. \quad (6.14)$$

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

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}}, \quad (6.15)$$

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

$H_{ст}$ – напор на гребне водослива, значение 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. Данные для расчета представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1- Данные для расчёта основного случая

Q 0,01% м ³ /с	Q 0.1% м ³ /с	Отметка дна м.	Q агрегата м ³ /с	НПУ м.	ФПУ м.	УНБ м, Q _{0.1%} = 3889 м ³ /с
3937	3889	768,69	251,8	840,3	841,33	782,65

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:

$$Q_p = Q_{max} \cdot (n - 1) \cdot Q_{га} = 3889 - (3 - 1) \cdot 251,8 = 3385 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.16)$$

где n – количество проектируемых ГА;

Q_{max} – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружений.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5 \cdot 13,96 = 69,8 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.17)$$

где $h_{НБ} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{дна} = 782,65 - 768,69 = 13,96 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{max\text{осн}}$;

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

Удельный расход на водосливе:

$$q_с = 1,25 \cdot 69,68 = 87,25 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_с} = \frac{3385}{87,25} = 38,8 \text{ м}. \quad (6.18)$$

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду [8], поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

Округляем B до 48 метров, принимаем $n = 3$ количество пролетов по 16 метров.

6.2.4 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений предварительно определяем напор на гребне водослива, без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{3385}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,18 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где m - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем очертание водосливной стенки Кригера-Офицера (рисунок 6.1.);

B - принимается только для водосливного фронта без быков.

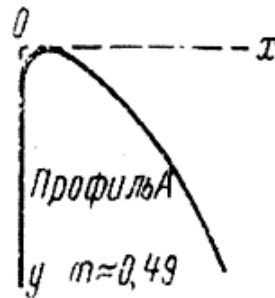


Рисунок 6.1 - Очертание водосливной стенки Кригера-Офицера тип А

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{3385}{0,49 \cdot 0,932 \cdot 1 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,67 \text{ м}, \quad (6.20)$$

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

σ_n - коэффициент подтопления;

m - коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля.

Коэффициент бокового сжатия определяется по формуле:

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot (\varepsilon + (n - 1) \cdot \varepsilon_0) \cdot \frac{H_{01}}{b \cdot n} = 1 - 0,2 \cdot (0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45) \cdot \frac{10,18}{16 \cdot 3} = 0,932, \quad (6.21)$$

где ε_6 - коэффициент, учитывающий форму быков в плане.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 10,67 - \frac{1,1 \cdot 0,875^2}{2 \cdot 9,81} = 10,63 \text{ м}, \quad (6.22)$$

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

$$\begin{aligned} v_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1) \delta_B)} = \\ &= \frac{3385}{(840,3 - 769,69) \cdot (48 + (3-1) \cdot 3)} = 0,875 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \end{aligned} \quad (6.23)$$

где α – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем равным 1,1;

δ_B – толщина быка, равная 3 м.

Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [32]:

$$H_{\text{ст}} = 12 \text{ м},$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 840,3 - 12 = 828,3 \text{ м}, \quad (6.24)$$

6.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{мах повер}} - Q_{\text{ГЭС}} = 3937 - 3 \cdot 251,8 = 3182 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.25)$$

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

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3182}{0,49 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,77 \text{ м}. \quad (6.26)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3182}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 48 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,22 \text{ м}. \quad (6.27)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot (\varepsilon + (n - 1) * \varepsilon_0) \cdot \frac{H_{01пов}}{b * n} = 1 - 0,2 \cdot (0,7 + (3 - 1) * 0,45) \cdot \frac{9,77}{16 * 3} = 0,898. \quad (6.28)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{р.пов}}{(\nabla\Phi\PY - \nabla ДНА) \cdot (B + (n-1)\delta_B)} = \frac{3182}{(841,33 - 768,69) \cdot (48 + (3-1) \cdot 3)} = 0,811 \text{ м/с}, \quad (6.29)$$

где $\nabla\Phi\PY$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно о принимаем равной 841,33 м.

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

$$H_{пов} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{ пов}}^2}{2g} = 10,49 - \frac{1,1 \cdot 0,81^2}{2 \cdot 9,81} = 10,18 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\Phi\PY_p = \nabla ГВ + H_{пов} = 828,30 + 10,18 = 838,48 \text{ м} < 841,33 \text{ м}. \quad (6.31)$$

6.2.6 Построение профиля водосливной грани

По проектному напору определяются координаты для построения оголовка плотины практического профиля [3, табл 6-12]. Для получения действительных координат кривой необходимо умножить их на $H_{ст} = 12 \text{ м}$. Оголовок плотины представлен на рисунке 6.2.

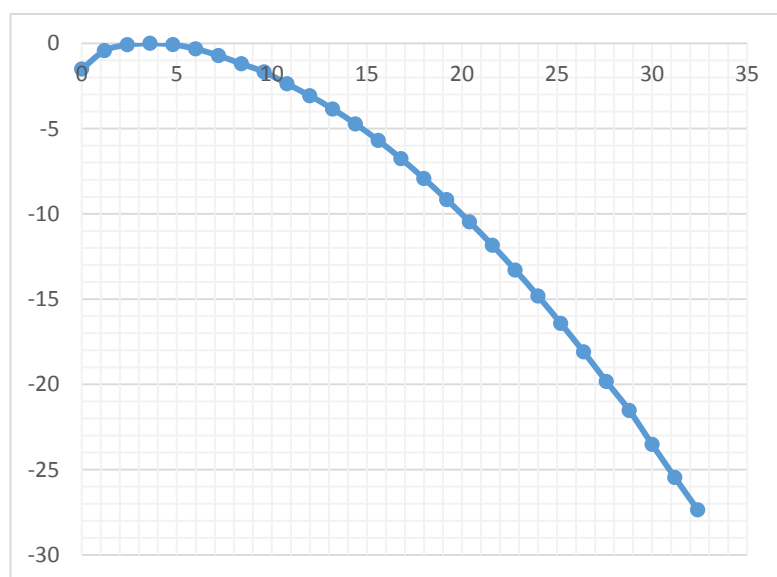


Рисунок 6.2 – Оголовок плотины

Высота водослива:

$$C_B = \nabla_{НПУ} - H_{ст} - \nabla_{дна} = 840,3 - 12 - 768,69 = 59,61. \quad (6.32)$$

6.2.7 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 сжатом сечении (рисунок 6.2).

Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения сопряженной глубины и бытовой глубины устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

- 1) $h''_c > h_{НБ}$ – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
- 2) $h''_c = h_{НБ}$ – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
- 3) $h''_c < h_{НБ}$ – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

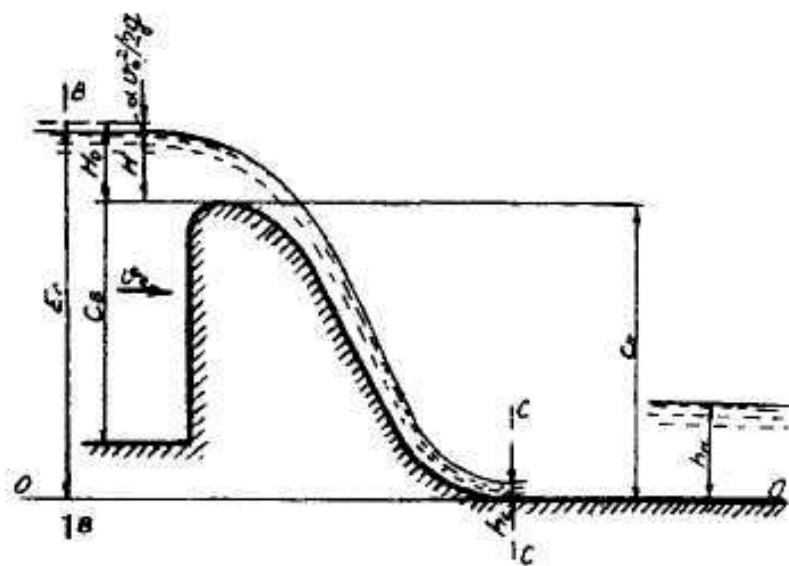


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3385^2}{(48+(3-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 7,61 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 840,3 - 768,69 = 71,61 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{71,61}{7,61} = 9,41. \quad (6.35)$$

По графику [33] в зависимости от коэффициента скорости определяем ξ_c и ξ''_c :

$$\xi_c = 0,26.$$

$$\xi''_c = 2,7.$$

Первая и вторая сопряженные глубины равны, соответственно:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,26 \cdot 7,61 = 1,98 \text{ м.} \quad (6.36)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,7 \cdot 7,61 = 20,55 \text{ м.} \quad (6.37)$$

$h''_c > h_{нб}$ – отогнанный прыжок

$$20,55 \text{ м} > 13,96 \text{ м.}$$

6.2.8 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей.

Так как высота плотины составляет 90,81 и в основании скала ,принимаю гашение энергии потока с помощью отброса струи.

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{НБmax} + 1 = 14,06 + 1 = 15,06 \text{ м,} \quad (6.38)$$

где $h_{НБmax} = 14,06 \text{ м}$ – глубина в НБ при $Q_{0,01\%}$.

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 768,69 + 15,06 = 783,75. \quad (6.39)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 840,3 - 783,75 = 56,55 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 1 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 56,55} = 33,31 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.41)$$

где φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 1$.
Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{75,57}{33,31} = 2,27 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где $q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B_{\text{полн}} + (3-1) \cdot 3} = \frac{3385}{48} = 70,52 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$.

Число Фрудо:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{33,31^2}{9,81 \cdot 2,62} = 49,86. \Rightarrow K_a = 0,85 \quad (6.43)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.44)$$

где K_a – Коэффициент аэрации,
 α – угол наклона носка, $\alpha = 30$.

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} - h_{\text{НБ}} = 840,3 - 768,69 - 14,06 = 57,65 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где Z_0 – напор, создаваемый плотиной.

По формуле (6.45):

$$\begin{aligned} L &= 0,85 \cdot 56,55 \cdot 1^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{57,65}{56,55} - 1 \right) \cdot \frac{1}{1^2 \cdot \sin^2 30}} \right) \\ &= 84,84 \text{ м}. \end{aligned}$$

Выполним проверку достаточности отлета струи:

$$0,4 \cdot Z_0 = 0,4 \cdot 57,65 = 23,06 \text{ м}. \quad (6.46)$$

$$L > 0,4 \cdot Z_0; \quad (6.47)$$

$$84,84 \text{ м} > 23,06 \text{ м}.$$

Условие $L > 0,4 \cdot Z_0$ выполнено.

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.48)$$

где $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}} = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{49,86}) \cdot \sqrt{49,86} \cdot \sqrt[4]{\frac{13,96}{1}} \cdot 2,62 = 40,12 \text{ м};$

d – средняя крупность отдельностей, принимает $d=1 \text{ м}$.

Таким образом:

$$H_p = 40,12 - 13,96 = 26,16 \text{ м}.$$

Расстояние до размыва

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1}, \quad (6.49)$$

где $\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.50)$

$$\text{tg}\alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,27 \cdot \cos 30 + 15,06 - 13,96)}{33,31^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,618,$$

$$L_1 = 84,84 + \frac{40,12}{0,618} = 149,72 \text{ м}.$$

Ширина ямы размыва:

$$b = 2,5h_{\text{кр}} + 3,7H_p, \quad (6.51)$$

$$b = 2,5 \cdot 7,61 + 3,7 \cdot 26,16 = 115,81 \text{ м}.$$

6.3 Конструирование бетонной плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее

экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями, схема треугольного профиля плотины изображена на рисунке 6.4.

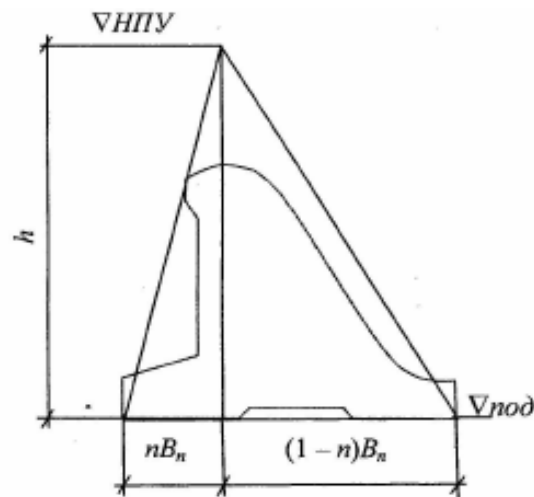


Рисунок 6.4 - Схема треугольного профиля плотины

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяем выражение ширины подошвы плотины B_n^I :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}} = \frac{71,61}{\sqrt{\frac{2400}{1000}(1-n)+n(2-n)-0,5}}, \quad (6.52)$$

где α_1 – коэффициент снижения фильтрационного давления путём установки противофильтрационного устройства, принимаемый 0,5;

h – высота воды, действующей на плотину, по формуле:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 840,3 - 768,69 = 71,61 \text{ м} \quad (6.53)$$

Определяем отметку подошвы плотины:

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} = 768,69 \quad (6.54)$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяем выражение ширины подошвы плотины B_n^{II} :

$$B_n^{\text{II}} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg}\varphi\left(\frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1\right)} = \frac{1,25 \cdot 71,61}{0,7\left(\frac{2400}{1000} + n - 0,5\right)}, \quad (6.55)$$

где φ – где угол внутреннего трения грунта основания, $\varphi = 35^\circ$;

γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения, $\gamma_n = 1,25$.

Задавая значения n определим значения B_n^{II} , B_n^{I} (рис.6.5).

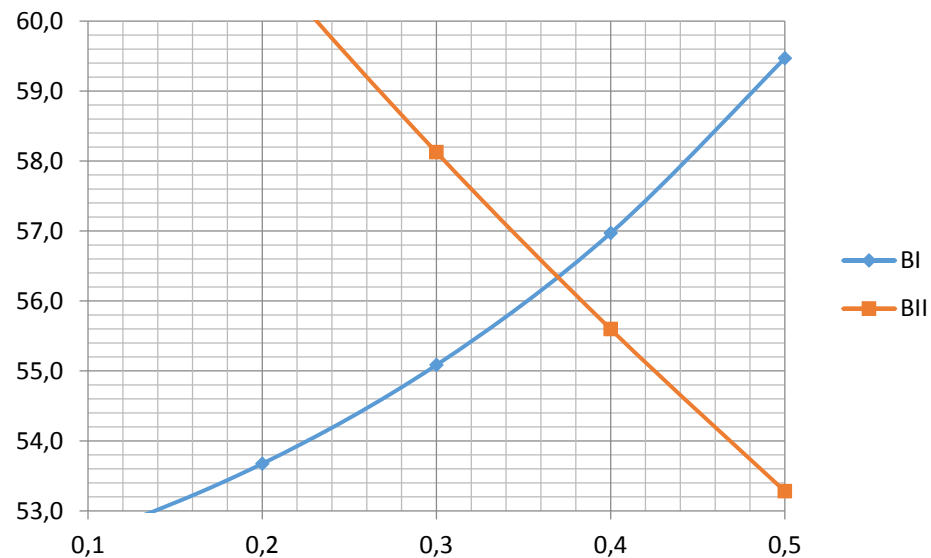


Рис. 6.5 –Точка пересечения по условию сдвига и растягивающим напряжениям

Точкой пересечения кривых по условию сдвига и по растягивающим напряжениям являются координаты, $n = 0,37$ и $B = 59,34$ м. Принимаем ширину по основанию $B = 56,34$ м.

6.3.1 Разрезка плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Швы устраиваются по быкам.

Расстояние между швами водосливной плотины определяется по формуле:

$$S = \delta_6 + b = 3 + 16 = 19 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где δ_6 – толщина быка;

b – ширина пролета.

Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м, но по опыту гидротехнического строительства на территории России ширина секций не должна превышать 20м.

6.3.2 Быки

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

Согласно рекомендациям для затворов шириной 16 м, толщина быка принимается в диапазоне (0,12÷0,16) ширины затвора либо больше. Для расчетной ширины водослива толщина быка составляет (1,92-2,56) м.

С учетом конструктивного запаса, принимаем толщину быка равной 3 м.

Ширина и длина паза ремонтного затвора 0,5 м. Ширина паза рабочего затвора принимаем 0,8 м. Длина паза рабочего затвора принимаем равной 1,5 м. Толщина быка между пазами 2 м.

6.3.3 Устои

Устои плотин предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу.

В нашем случае устраиваем два отдельных устоя, один из которых отделяется водосливную плотину от глухой бетонной плотины, а другой отделяет водосливную от глухой части бетонной плотины.

6.3.4 Галереи в теле плотины

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

Принимаю нижнюю галерею для устройства дренажа шириной 3 м и высотой - 4 м и верхние смотровые 2 м и 3 м соответственно.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр скважин принимаем 20 см, расстояние между осями дрен 3 м.

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

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр,м}}, \quad (6.57)$$

где $H d$ – напор над расчетным сечением; γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения; $I_{кр, м}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины (для гравитационных плотин равен 25);

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}}_{\text{ВХК}} \quad (6.58)$$

$$H_d = 840,3 - 770,96 = 69,36 \text{ м.}$$

$$a_{\text{др}} \geq \frac{69,36 \cdot 1,25}{25} = 3,47 \text{ м.}$$

Принимаем $a_{\text{др}} = 4 \text{ м.}$

$$h_{\text{др}} = (0,5 - 0,7) \cdot h_{\text{зав}} \quad (6.59)$$

6.4 Цементационная завеса

Вертикальную преграду фильтрационным потокам выполняем в виде цем. завесы.

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлена на рисунке 6.б.

Величина отступа цем. завесы от напорной грани:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}} \quad (6.60)$$

где $B_{\text{п}}$ - ширина подошвы плотины.

$$l_1 = 0,08 \cdot 59,34 = 4,75 \text{ м.}$$

Принимаем $l_1 = 5,8 \text{ м.}$

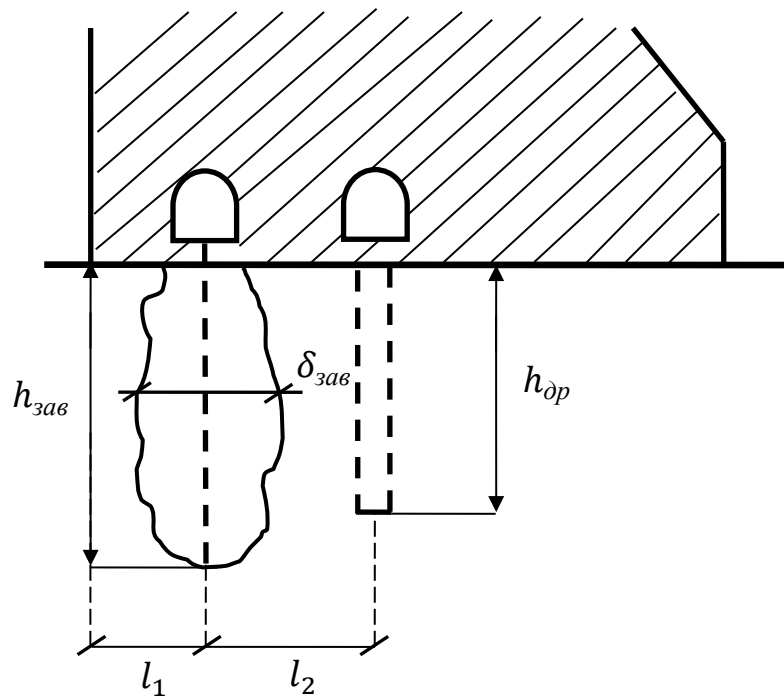


Рисунок 6.6 - Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние l_2 принимается из условий:

$$l_2 > \frac{\delta_{зав}}{2}, \quad (6.61)$$

$$l_2 > 1,74 \text{ м.}$$

Принимаем $l_2 = 6 \text{ м.}$

Диаметр дренажа принимаем $d = 0,2 \text{ м.}$

Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_d, \quad (6.62)$$

$$h_{зав} = 0,5 \cdot 69,36 = 34,68 \text{ м.}$$

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

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{зав} \geq \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n, \quad (6.63)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;
 $J_{кр} = 15$ – критический градиент для завесы.

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. завесой в основании [1, черт.7] находим ΔH :

$$\Delta H = H_d - H_{as}, \quad (6.64)$$

где H_d – полный фильтрационный напор;
 H_{as} – напор на цем. завесе (рассчитано в п.5).

$$\Delta H = 69,36 - 27,74 = 41,62 \text{ м.}$$

Таким образом:

$$\delta_{зав} \geq \frac{41,62}{15} \cdot 1,25 = 3,47 \text{ м.}$$

Принимаем $\delta_{зав} = 3,5$ м.

Глубина дренажа:

$$h_{др} = (0,5 - 0,7) \cdot h_{зав}. \quad (6.65)$$

$$h_{др} = 0,5 \cdot 34,68 = 17,34 \text{ м.}$$

6.5 Фильтрационные расчеты

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{НПУ} = 840,3$ м, нижнего бьефа - $\nabla_{УНБ_{\min}} = 770,94$ м, при пропуске водохозяйственного расхода $Q_{вхк} = 160 \text{ м}^3/\text{с}$.

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании по [1, черт.7, таблица 5]. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании (I класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (6.66)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2. \quad (6.67)$$

где H_{as} – напор на цем. завесе;
 H_{dr} – напор на дренаже.

Зная величину $H_d = 69,36$ м, вычисляем из соотношений (6.66) и (6.67)

H_{as} и H_{dr} .

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 69,36 = 27,74 \text{ м.} \quad (6.68)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 69,36 = 13,87 \text{ м.} \quad (6.69)$$

6.6 Определение основных нагрузок на плотину

6.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCAD:

$$S_{пл} = 1955,3 \text{ м}^2;$$

$$S_{б} = 2381,1 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{1955,3 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{16 + 3} = 39520 \text{ кН/м,} \quad (6.70)$$

где $S_{пл}$ – площадь сечения водосливной плотины без зуба;

b – ширина пролета;

$\delta_{б}$ – ширина быка.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot g \cdot \rho_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{2381,1 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{16 + 3} = 9025 \text{ кН/м,} \quad (6.71)$$

где $S_{б}$ – площадь сечения быка без зуба.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 216,48 \sqrt{216,48} \cdot 9,81 = 1719 \text{ кН,} \quad (6.72)$$

где f - площадь затвора находится по формуле:

$$f = (\nabla_{ФПУ} - \nabla_{ГВ} + 0,5) \cdot b = (841,33 - 828,3 + 0,5) \cdot 16 = 216,48 \text{ м}^2. \quad (6.73)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{расч} = \frac{Q_3}{b + \delta_{б}} = \frac{1719}{16 + 3} = 90,45 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.74)$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{g \cdot h_1^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 71,61^2 \cdot 1}{2} = 25640 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.75)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 840,3 + 768,69 = 71,61 \text{ м}$.

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{g \cdot h_2^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 2,25^2 \cdot 1}{2} = 25,31 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.76)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 770,94 + 768,69 = 2,25 \text{ м}$.

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_w = 133 \cdot 10 = 1330 \text{ кН}, \quad (6.77)$$

где $S_{\text{эп}}$ - площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая, равная 133 м^2 .

6.6.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\phi} = \gamma_w \cdot S_{\phi} = 10 \cdot 819,4 = 8194 \text{ кН}, \quad (6.78)$$

где S_{ϕ} - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна $819,4 \text{ м}^2$.

6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.79)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$;
 h_H – толщина слоя наносов $h_H = 2 \text{ м}$;
 φ_H – угол внутреннего трения для наносов, $\varphi_H = 20^\circ$.

$$p_H = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 9.8 \text{ кПа.}$$

Равнодействующая давления наносов:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2}, \quad (6.80)$$

$$E_H = \frac{9.8 \cdot 2}{2} = 9.8 \text{ кН.}$$

6.6.6 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 0,856 \cdot \left(\frac{7,85}{3,14} + \frac{0,29}{2} \right) = 11,12 \text{ кН.} \quad (6.81)$$

где h_0 по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,856^2}{7,85} = 0,29 \text{ м.} \quad (6.82)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{7,85}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,856 = 0,93 \text{ м.} \quad (6.83)$$

Плечо волнового воздействия находится по формуле:

$$L = \text{НПУ} - \text{ДНО} - y_c = 840,3 - 768,69 - 0,93 = 70,68 \text{ м.} \quad (6.84)$$

6.6.7 Расчёт прочности плотины

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 «+».

Все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Действующие нагрузки

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	25640	23,87	612026
Тн	1	←	25,31	0,75	-19
Gб	0,95	↓	8574	13,1	-112316
Gпл	0,95	↓	37544	9,72	-364928
Wвзв	1	↑	1330	0	0
Wф	1	↑	8194	15,34	125696
Qз	1	↓	81,4	23,5	-1913
Wволн	1	→	11,1	70,7	784,5
ΣN		↓↑		36675,2	
ΣM				259339,4	

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении по подошве плотины (при расчёте на погонный метр длины) выполняется по формулам для отметки $\nabla 768,69$:

– для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{36675,16}{59,34} + \frac{6 \cdot 259339,4}{59,34^2} = -176,15 \text{ КПа}, \quad (6.85)$$

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:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -176,15 \cdot 0 - 10 \cdot 69,36 \cdot (1 - 0) = -694 \text{ КПа}, \end{aligned} \quad (6.86)$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} \text{ min} = 840,3 - 770,94 = 69,36 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \text{ctg} \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и горизонталью.

Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{ctg} \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.87)$$

Главное напряжение:

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = \\ &= -176,15 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 28 \cdot 0 = -178 \text{ КПа.}\end{aligned}\quad (6.88)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 69,36 = -694 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.\quad (6.89)$$

–для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{36675,2}{59,34} - \frac{6 \cdot 249669,4}{59,34^2} = -1059,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.\quad (6.90)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -1059,9 \cdot 0,87^2 - 10 \cdot 2,25 \cdot (1 - 0,87^2) = -807,75 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.\end{aligned}\quad (6.91)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где $\alpha_2 = 50^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью;
 $H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 770,94 - 768,69 = 2,25 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\begin{aligned}\tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \\ &= -(10 \cdot 2,25 - 1059,9) \cdot 0,87 = 902,58 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.\end{aligned}\quad (6.92)$$

Главные напряжения:

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -1059,9 \cdot (1 + 0,87^2) + 10 \cdot 2,25 \cdot 0,87^2 = -1845,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.\end{aligned}\quad (6.89)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 2,25 = -22,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.\quad (6.93)$$

Результаты расчетов напряжений представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Напряжения действующие на плотину(кН/м²)

Напорная грань		Низовая грань	
σ_y^u	-176,15	σ_y^t	-1059,9
σ_x^u	-694	σ_x^t	-807,7
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	902,58
σ_1^u	-176,15	σ_3^t	-1845,2
σ_3^u	-694	σ_1^t	-22,5

6.6.8 Критерии прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.94)$$

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 $\gamma_{cd} = 1$;

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 1845}{1} = 2306,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.95)$$

В расчетной зоне предварительно подбираем бетон класса В=3,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{кН/м}^2$, $2800 \text{кН/м}^2 \geq 2700,75 \text{кН/м}^2$.

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

$$-176,15 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.96)$$

$$-176,15 \text{кН/м}^2 \geq 173 \text{кН/м}^2$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.6.10 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.97)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{nl} + G_B - W_{взв} - W_\phi + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (37544 + 8573 - 1330 - 8194 + 81,4) \cdot 0,7 + 100 \cdot 59,34 = \\ &= 33917 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \end{aligned} \quad (6.98)$$

где $\tan \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для скалы в основании (диорит);

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

$\omega = B_n \cdot 1 = 59,34 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{вол} + E_H = \\ &= 25640 - 25,31 + 11,1 + 11,76 = 25637 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.99)$$

Таким образом условие на сдвиг по формуле (6.96) принимает вид:

$$\frac{33917 \cdot 0,95}{25637 \cdot 1} \geq 1,257 \text{ кН/м}^2,$$

$$1,257 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 1,250 \text{ кН/м}^2.$$

Анализируя расчётные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном и особом сочетаниях нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации проектируемой ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации проектируемой ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений проектируемой ГЭС оснащается контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. В состав эксплуатационного персонала вводятся специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

7.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным

правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

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

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

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

органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

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

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе в случаях, определённых в пункте 5.14 Правил [13];

- допуск к работе;

- надзор во время работы;

- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы;

Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются: выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск в случаях, определённых в пункте 5.14 Правил [13]: ответственный руководитель работ, допускающий, производитель работ, наблюдающий, члены бригады.

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

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

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

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности изложены в федеральном законе от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

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

Подготовка инженерно-технических работников, рабочих и служащих проектируемой гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на проектируемую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - 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 устанавливаются дренчерные оросители.

7.4 Охрана природы

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для проектируемой ГЭС проводим анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании проектируемой ГЭС являются следующие нормативы:

- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7–ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды»;

- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52–ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»;

- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015 с изм. и доп., вступ. В силу с 01.01.2016);

- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200–ФЗ (ред. от 01.05.2016);

- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации проектируемой 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.

8 Оценка объемов реализации энергии и расходов

8.1 Оценка объемов продаж

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность, МВт	360	360	360	360
Число часов использования установленной мощности	4200	4200	4200	4200
Выработка электроэнергии, МВт·ч	126000	126000	126000	126000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2	2	2	2
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	210	210	210	210
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	125790	125790	125790	125790
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1007	1042	1077	1110
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	10555877	10922765	11289652	11635575
НДС к выручки, тыс.руб.	1610218	1666184	1722150	1774918

Выручка растет, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» 2017-2042.

8.1.1 Текущие расходы на производство электроэнергии.

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ОАО «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.

Амортизационные отчисления рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,21%.

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

Период расчета в программе 252 месяца, период окупаемости 80 месяцев.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2017 года представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	238436
Прочие расходы	274,0	258192
Итого		496628

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения стоимости представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,04
От 6 до 15 лет	0,06
От 16 до 25	0,08
Свыше 25 лет	0,1

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по нормативам Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2016– 2041 года. Расходы на услуги регулирующих организаций представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс. руб/МВт	48736
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб/МВт·ч	3412
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс. руб/МВт·ч	114

Итого	52149
-------	-------

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Малый Енисей, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт*ч электроэнергии.

Текущие затраты приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	миллионы рублей				
	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления	156492	156492	156492	156492	156492
Расходы на страхование	48110	46607	45105	43603	42100
Эксплуатационные затраты	190512	190512	190512	190512	190512
Расходы на ремонт производственных фондов	3007	2913	4229	4088	3947
Расходы на услуги регулирующих компаний	52149	52149	52149	52149	52149
Налог на воду	14534	14930	14930	14930	14930
Итого	464803	463603	463416	461773	460130

Величина текущих затрат представлена на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Величина текущих затрат, млн.руб.

8.1.2 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт* ч - 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 8.1.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Налог на прибыль, млн.руб.	473	508	527	546	566
НДС, млн.руб.	255	508	525	541	558
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	1	1	1	1	1
Налог на имущество, млн.руб.	114	107	104	100	97

8.2 Оценка суммы прибыли

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Годовая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Скорректированная сумма прибыли, в первые годы эксплуатации

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	2735	2832	2927	3016	3112
Текущие расходы, млн.руб.	464	463	463	461	460

Продолжение таблицы 8.7

ЕБИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	2270	2368	2464	2555	2651
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	37	39	41	42	44
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	2232	2329	2423	2512	2607
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 8.2.

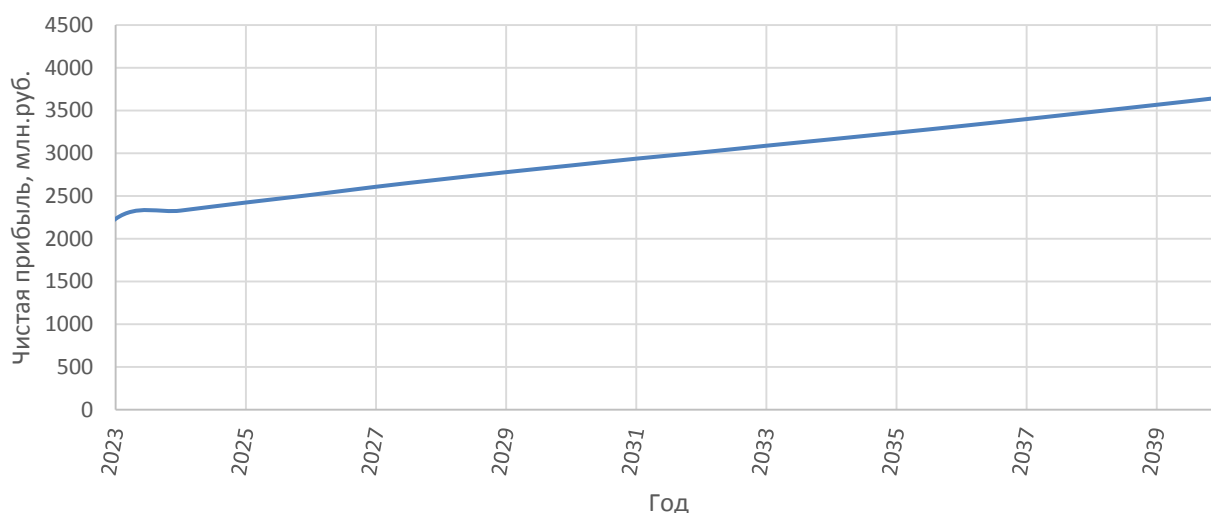


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9)

8.3.1 Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен 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.

б) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Эржейской ГЭС на реки Малый Енисей мощностью 360МВт составляет 20лет, в т.ч. 2 года до пуска агрегата и 18 лет в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Прогнозные тарифы определены из условий обеспечения общественной и коммерческой эффективности проекта.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии и мощности станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Эржейской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию для Сибирского федерального округа принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

8.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Эржейской ГЭС на реке Малый Енисей мощностью 360 МВт.

Под расходами понимаются кредитные средства, а также собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Эржейской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования,%	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	73,0
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	12010

Продолжение таблицы 8.8.

Индекс прибыльности – PI	1,50
Себестоимость руб./кВт·ч	0,15
Удельные капиталовложения, руб./кВт	94619,0

8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся:

- притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Налоговые поступления, млн. руб.	859	1140	1173	1205	1238
В Федеральный бюджет, млн. руб.	744	1032	1069	1104	1140
В региональный бюджет, млн. руб.	114	107	104	100	97

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

8.4 Анализ рисков инвестиционных проектов

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится для того, чтобы учесть и спрогнозировать влияния изменений различных первоначальных параметров: инвестиционных затрат, притока денежных средств, уровня реинвестиций (средств, полученных в виде доходов по инвестициям и вновь направленных на инвестирование тех же объектов)

Целями проведения этого анализа является оценка степени влияния изменения каждого (или нескольких сразу) из входных параметров, чтобы предусмотреть наилучшее развитие ситуации в проекте.

Степень устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям условий реализации обычно характеризуется показателями границ

безубыточности (предельных уровней объемов производства), цен производимой продукции и других параметров.

Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, ставки налогов, и объем сбыта, им уделено особое внимание.

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения PI на рисунке 8.3.

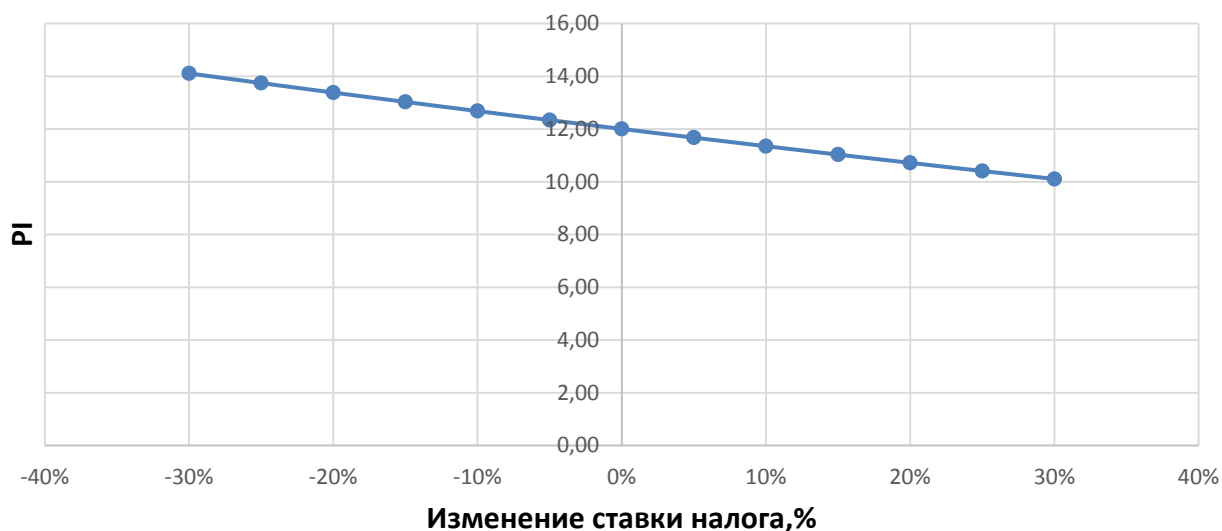


Рисунок 8.3 –Изменение NPV от изменения ставки налогов.

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения PI, уменьшение – обратный эффект представлено на рисунке 8.4.

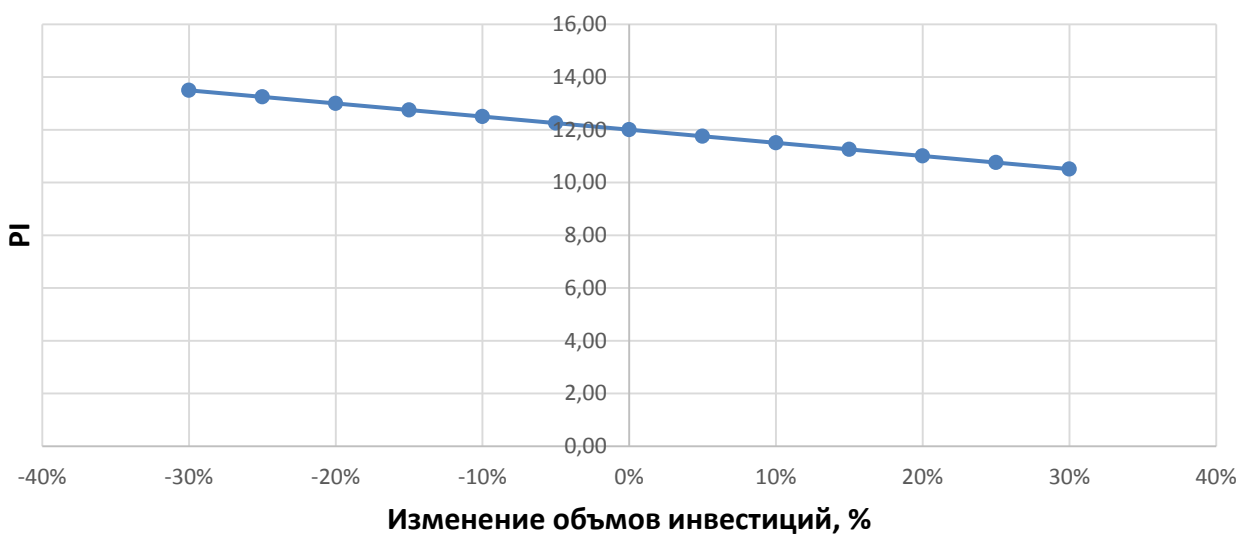


Рисунок 8.4–Изменение NPV от изменения объёма инвестиций

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше PI (рис. 8.5).

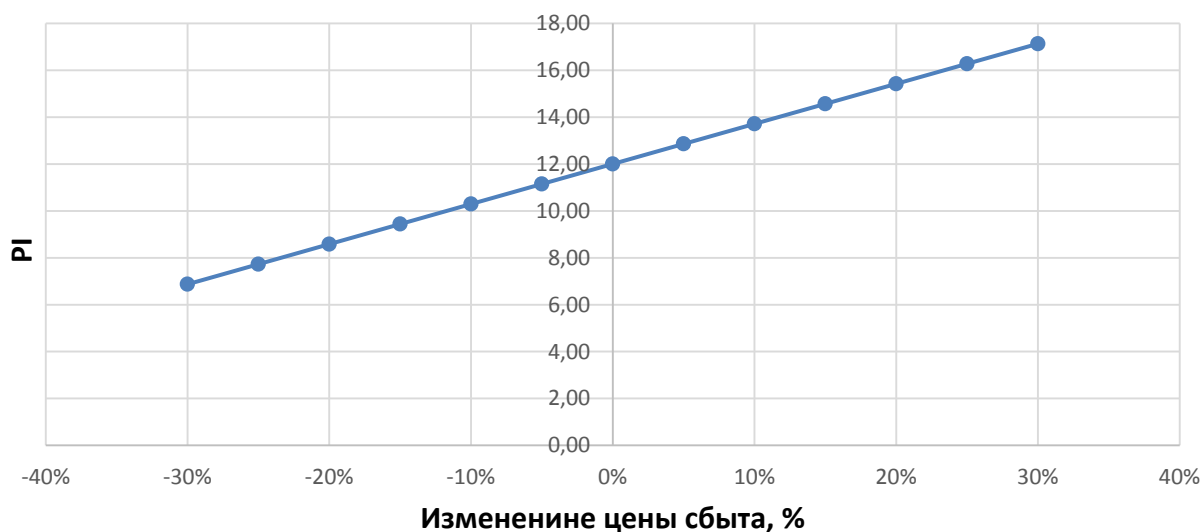


Рисунок 8.5 – Изменение NPV от изменения цены сбыта

При увеличении цены сбыта происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет (рис.8.6).

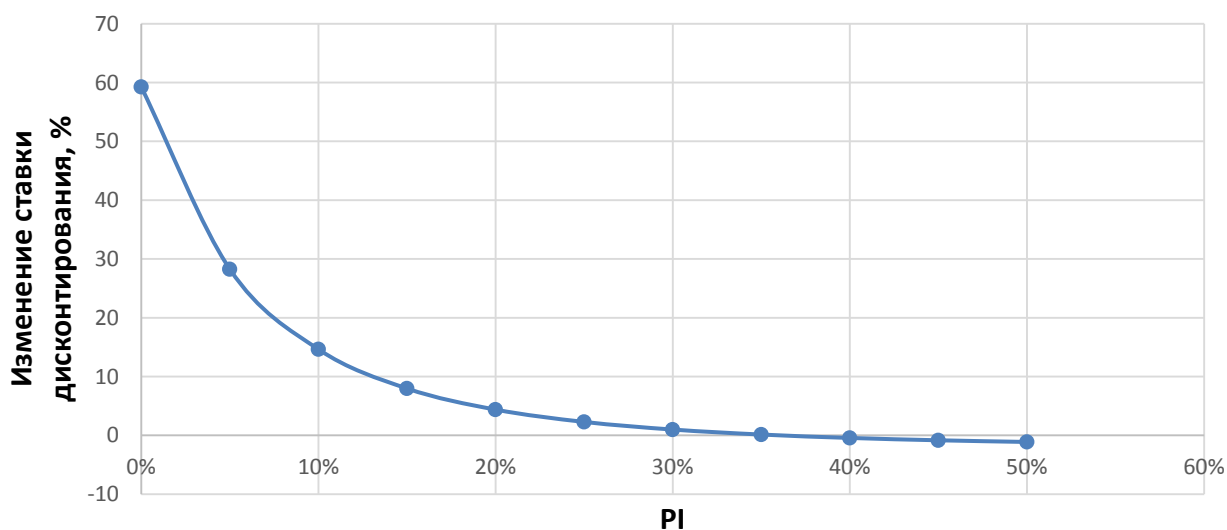


Рисунок 8.6 – Изменение NPV от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования
- Уменьшение объема сбыта продукции
- Увеличение ставки налогов

9 Системы смазки и охлаждения узлов гидроагрегата, основные узлы и конструктивные исполнения, методы настройки, преимущества и недостатки на примере СШГЭС

Направляющий подшипник гидротурбины вместе с подшипником генератора обеспечивает строгую вертикальность вала агрегата и его безвибрационную работу, воспринимая боковые усилия, действующие на вал в процессе работы турбины. Применяемые в настоящее время турбинные подшипники могут быть разделены по роду антифрикционного материала на две группы: с резиновыми вкладышами, смазываемые и охлаждаемые водой; с баббитовыми сегментами, смазываемые и охлаждаемые жидким маслом.

Подпятники и подшипники современных гидрогенераторов располагаются в кольцевых ваннах, заполненных маслом (маслованнах), и работают на самосмазке (без принудительной прокачки масла). В процессе работы гидрогенератора масло в ваннах нагревается потерями трения. Охлаждение масла осуществляется водяными трубчатыми охладителями, размещенными внутри маслованн. Циркуляция масла в маслованне с его переходом через охладители обеспечивается вращением диска и системой перегородок. Маслоохладители делятся на два основных типа: с U-образными трубками, размещенными перпендикулярно стенкам маслованны, и с кольцевыми трубками, окружающими подпятник. Маслоохладители первого типа устанавливаются в специальные люки ванн, а их крышки и фланцы для присоединения к трубопроводам находятся снаружи. Маслоохладители второго типа целиком размещаются внутри маслованн; соединения охладителей с подводными и отводящими трубопроводами также находятся внутри ванн.

Трубки маслоохладителей обычно изготавливаются из латуни. Их наружный диаметр 19 мм, а толщина стенки 1 мм. Общая длина трубок охладителей определяется потерями в подпятнике или подшипнике и типом охладителя.

9.1 Назначение и краткая характеристика

9.1.1 Турбинный подшипник на масляной смазке

Турбинный подшипник предназначен для фиксации положения вращающегося вала турбины и выполнен сегментным, самосмазывающимся, на жидкой масляной смазке. В процессе работы подшипник воспринимает радиальные нагрузки, возникающие от механического, гидравлического и электрического дисбалансов ротора агрегата и не препятствует его осевому перемещению.

Конструктивно подшипник состоит из следующих основных корпусных деталей: цельный сварной корпус, ванна из четырех частей, верхняя и нижняя крышки, выгородка вала. Выгородка окончательно собирается, сваривается и отгружается на ГЭС с валом турбины.

Корпус установлен на крышке турбины и закреплен шпильками и коническими штифтами (рис. 9.1, 9.2). Для ужесточения крепления корпус дополнительно расклинен относительно крышки турбины установкой фиксирующих клиньев подшипника. В корпусе установлены двенадцать самоустанавливающихся сегментов с баббитовым покрытием по поверхности трения. Зазор между валом и сегментами регулируется с помощью мерных прокладок, которые окончательно обрабатываются на ГЭС. Эксплуатационный зазор вал-сегмент должен составлять 0,20... 0,25 мм. Между сегментами и корпусом подшипника предусмотрена изоляция от подшипниковых токов, возникающих в роторе агрегата. Конструкция подшипника обеспечивает возможность выема сегментов для замены или ремонта без полной разборки подшипника.

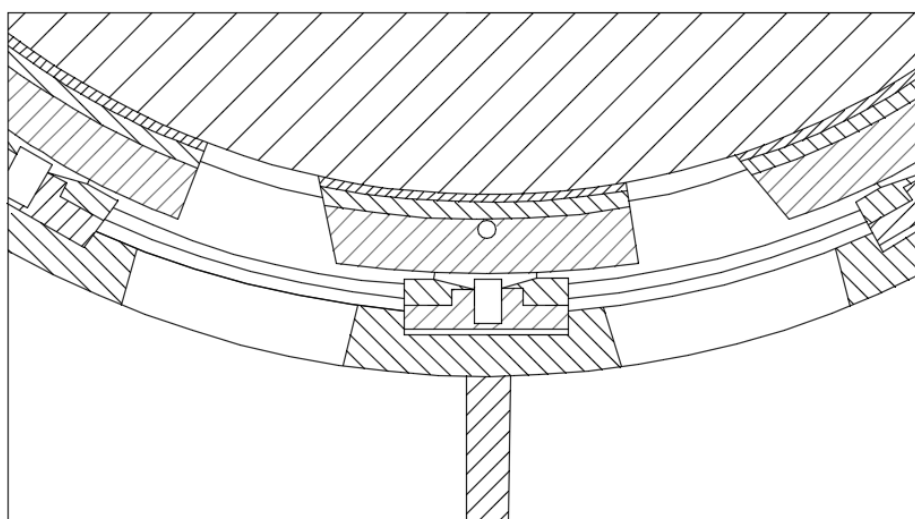


Рисунок 9.1-Турбинный подшипник с масляной смазкой СШГЭС

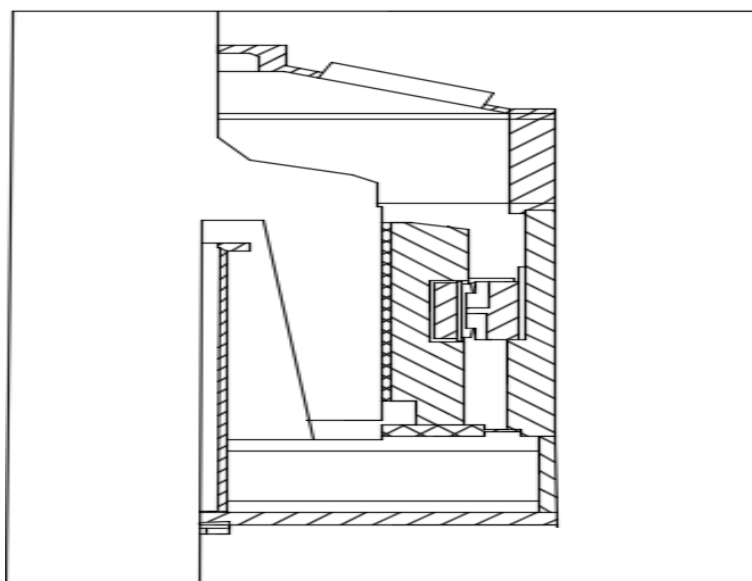


Рисунок 9.2- Турбинный подшипник с масляной смазкой СШГЭС

В нижней наружной части корпуса установлены десять встроенных маслоохладителей с радиаторами из латунных трубок размером 19x1 мм. По трубкам маслоохладителей циркулирует охлаждающая вода, которая подводится от системы технического водоснабжения ГЭС и отводится в нижний бьеф.

В корпусе подшипника имеются два лаза для доступа к уплотнению вала.

На корпусе каждого маслоохладителя имеются патрубки и фланцы для подсоединения трубопроводов подвода охлаждающей воды. Давление подводимой воды должно составлять 0,30-0,35 МПа (3-3,5 кгс/см²). Необходимый расход охлаждающей воды для подшипника одной турбины составляет 10-12 л/с. Давление и расход воды контролируется манометром и датчиком-реле расхода. Допустимое время работы подшипника без подачи охлаждающей воды - не более 15 минут. Подшипник может работать при одном удаленном маслоохладителе.

Предохранение от попадания пыли и влаги в верхнюю ванну и корпус подшипника осуществляется войлочными уплотнительными кольцами.

В верхней крышке подшипника предусмотрены смотровые окна, закрытые органическим стеклом. На верхней крышке также установлено защитное ограждение вала.

На крышке подшипника имеется кронштейн для крепления золотника противоразгонной защиты.

Подшипник оснащён датчиками температурного контроля сегментов и масла и датчиками уровня масла.

Для заполнения подшипника маслом и слива масла из него предусмотрены шаровые краны с фланцами, установленные на ванне (для заполнения) и нижней крышке (для слива).

Объем масла в направляющем подшипнике составляет около 3,2 м³.

Марка используемого масла одинакова с маркой масла, заливаемого в систему регулирования.

9.1.2 Турбинный подшипник на водяной смазке

Применяемые в настоящее время подшипники гидротурбин могут быть разделены на две группы: со вкладышами на резиновой основе, которые смазываются и охлаждаются водой, и вкладышами на баббитовой основе, которые смазываются и охлаждаются маслом (рис. 9.3, 9.4).

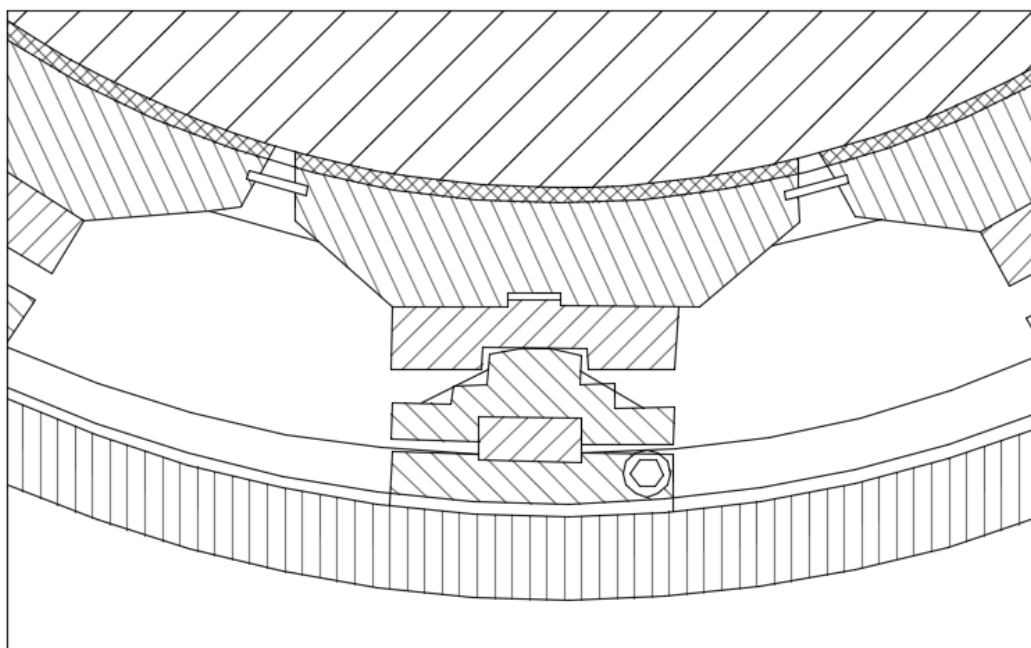


Рисунок 9.3- Турбинный подшипник с водяной смазкой СШГЭС

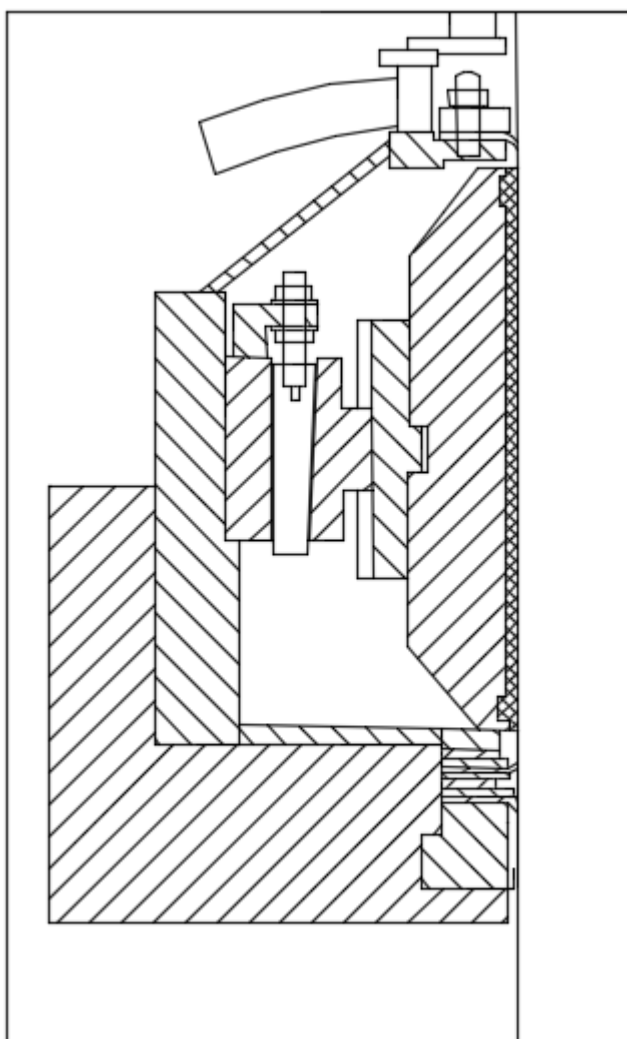


Рисунок 9.4- Турбинный подшипник с водяной смазкой СШГЭС

По исполнению подшипников приняты два варианта: кольцевой и сегментный. Сегментные подшипники более технологичны, менее трудоемки при изготовлении и удобнее в эксплуатации на ГЭС.

9.1.3 Генераторный подшипник

Направляющий подшипник - сегментный. В радиальном направлении сегменты опираются на сферическую поверхность винтовых регулируемых опор, снизу сегменты опираются на изоляционное кольцо, соединенное с центральной частью. Поверхность трения сегментов облицована эластичным металлопластмассовым (ЭМП) покрытием. Это покрытие не требует шабровки на монтаже, оно подготовлено к работе на заводе - изготовителе. Для фиксации сегментов при регулировке зазоров в цилиндре центральной части крестовины имеются по два резьбовых отверстия на каждый сегмент для отжимных болтов.

Циркуляция масла в ванне обеспечивается радиальными отверстиями во втулке подшипника, работающими при вращении как центробежные насосы.

Подшипник допускает:

- пуск без предварительного подъема ротора на тормозах
- домкратах при нормальных рабочих пусках, независимо от времени стоянки агрегата, предшествующей пуску;
- работу в течении 15 мин. при отсутствии подачи воды в маслоохладители при нормальной рабочей температуре сегментов;
- пуск сразу же после остановки агрегата (часто производить не рекомендуется)
- остановку агрегата на выбеге без торможения.

Для предотвращения выхода паров масла масляная ванна снабжена системой уплотнений.

Охлаждение масла осуществляется маслоохладителями, расположенными внутри ванны.

Уровень масла контролируется приборами

9.1.4 Подпятник

Подпятник является одним из наиболее ответственных сборочных единиц гидрогенератора. Нормальная работа подпятника во многом зависит от его правильного и тщательного монтажа. Поэтому работы по подготовке втулки подпятника, диска подпятника, а также сборке и регулировке подпятника должны выполняться высококвалифицированными работниками.

Подпятник двухрядный с самоустанавливающимися неподвижными сегментами и балансирной связью между смежными сегментами внутреннего и наружного рядов. Подпятник установлен в масляной ванне, расположенной на конической опоре, закрепленной на крышке турбины.

Диск подпятника с помощью фиксирующих и крепежных элементов соединен со втулкой подпятника, которая аналогичным образом соединена с центральной частью остова ротора. Между втулкой и диском находится подпятник двухрядный с изоляционной прокладкой, являющаяся частью диска. Сегменты подпятника опираются на регулируемые винтовые опоры, закрепленные в корпусе подпятника. Винтовые опоры имеют вкладыши с закаленной сферической опорной поверхностью, дающей возможность сегментам поворачиваться и самоустанавливаться при пуске и работе. Между сегментами и сферой опорного болта расположены тарельчатые пружинные опоры. Плоскость трения сегментов облицована эластичным металлопластмассовым (ЭМП) покрытием. Это покрытие не требует шабровки на монтаже, оно подготовлено к работе на заводе - изготовителе. Корпус и ванна масляная подпятника Подпятник работает на самосмазке.

Образование масляной пленки, создаваемой вращением диска, облегчается эксцентриситетом, создаваемым сдвигом тарельчатой опоры относительно оси сегмента в сторону вращения.

Для контроля уровня масла в ванне подпятника установлены датчики уровня масла.

Охлаждение масла осуществляется охладителями, установленными на боковых поверхностях маслованны.

Подпятник допускает:

- пуск без предварительного подъема ротора на тормозах
- домкратах при нормальных рабочих пусках, независимо от времени стоянки агрегата, предшествующей пуску;
- работу в течении 15 мин. при отсутствии подачи воды в маслоохладители при нормальной рабочей температуре сегментов
- пуск сразу же после остановки агрегата (часто производить не рекомендуется)
- остановку агрегата на выбеге без торможения.

Со стороны вала турбины к дну маслованны крепится цилиндрическая выгородка. Для предотвращения выхода паров масла масляная ванна снабжена системой уплотнения

9.1.5 Система технического водоснабжения (ТВС)

Система технического водоснабжения (ТВС) осуществляет охлаждение устройств технологических узлов и систем гидроагрегатов, блочных трансформаторов и кондиционеров.

Различают:

-**Самотечное водоснабжение** применяется на ГЭС при напорах от 12 до 60—70 м и на НС, имеющих неопорожняемый верхний бассейн. Вода забирается из ВБ, из спиральной камеры или трубопровода. При напорах выше 40—50 м понижается давление с помощью редуционных клапанов.

Данная система выбрана для Эржейской ГЭС.

-Самотечно-сифонное водоснабжение применяется на ГЭС, если охладители генератора или другие водопотребители расположены на 2—4 м выше УМО водохранилища. В этом случае для создания первоначального вакуума в верхней точке сифона используется вакуум-насос.

-Насосная схема питания применяется на ГЭС и насосных станциях при напорах до 12 м и выше 60—70 м, а также независимо от напора у насосной станции, где возможно опорожнение верхнего бассейна. Вода забирается из НБ горизонтальными или вертикальными-насосами. Пуску агрегата должен предшествовать пуск системы технического водоснабжения.

-Эжекторная схема питания забирает из ВБ лишь часть общего расхода, с помощью которого засасывает из НБ остальную часть потребного расхода. Эжекторная установка проста и надежна в эксплуатации. Она применяется при напорах 40—200 м.

Система техводоснабжения СШГЭС- эжекторного принципа. Каждый гидроагрегат снабжен двумя регулируемые эжекторами (1Э и 2Э).

Эжектор 1Э подает воду к теплообменникам системы охлаждения обмотки статора, маслоохладителям подпятника, подшипника генератора, подшипника турбины и уплотнению вала. Вода, прошедшая теплообменники статора, подается к маслоохладителям трансформатора. Эжектор 2Э подает воду к воздухоохладителям генератора, и на резерв охлаждения маслоохладителей трансформаторов. В системе ТВС трансформаторов установлено переливное устройство, предотвращающее превышение давления воды в маслоохладителях трансформаторов над статическим давлением масла в них. На трубопроводах между эжекторами и потребителями установлены фильтры с электроприводом поворотных сеток, имеющие возможности промывки фильтра на ходу. На трубопроводах системы ТВС установлены задвижки с ручным приводом, дисковые поворотные затворы и шаровые краны, а также часть запорной арматуры снабжена электрическими приводами.

Каждый из эжекторов, расположенных в потере на отм. 305,25 м соединен со спиральной камерой гидроагрегата и нижним бьефом. "Острая" рабочая вода подводится из спиральной камеры (30% общего объема) и в результате эжектирования (разрежения) производится забор воды (70% общего объема) из нижнего бьефа (рисунок 9.5).

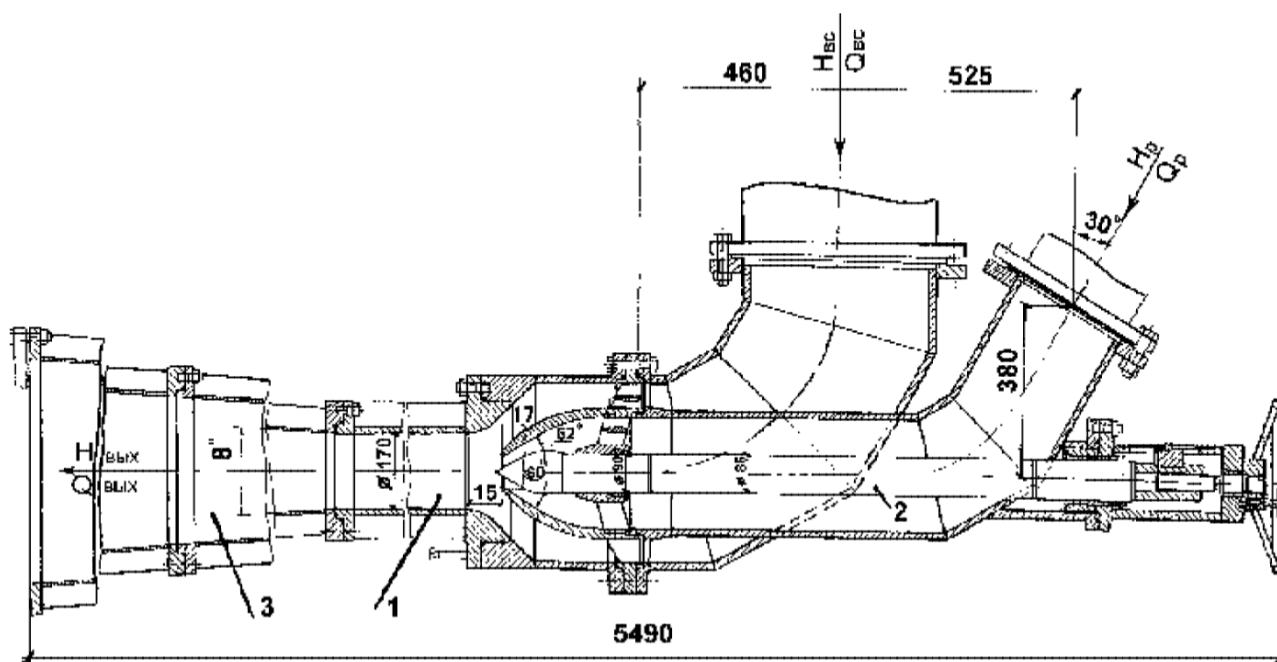


Рисунок 9.5- Водоструйный эжектор СШГЭС

Суммарный максимальный расход воды на техводоснабжение одного гидроагрегата при t° речной воды 16°C равен $2020\text{ м}^3/\text{час}$.

9.1.6 Уплотнение вала

Уплотнение вала служит для предотвращения попадания воды из проточного тракта в крышку турбины как при работающей, так и при остановленной турбине. Оно состоит из двух уплотнений: рабочего и ремонтного.

Рабочее уплотнение воротникового типа уплотняющим элементом являются две резиновые или полиуретановые манжеты толщиной 6 мм. Ответной поверхностью трения является поверхность цилиндрической нержавеющей накладки вала турбины. Для смазки поверхностей трения в уплотнение осуществляется подвод чистой воды в пространство между резиновыми манжетами. Давление подводимой воды должно указываться в заводских инструкциях.

9.1.7 Станционное маслохозяйство

Станционное маслохозяйство предназначено:

- для приемки, хранения, обработки и выдачи потребителям смазочных и изоляционных масел;
- для сбора отработанного масла и его регенерации для повторного применения.

Марки масел, заливаемых в основные узлы оборудования ГЭС приведены в таблице 9.1.

Марки масел, заливаемых в основные узлы оборудования ГЭС

Наименование узлов	Марка масла
Система регулирования гидротурбины и система смазки гидрогенератора.	SHELL TURBO T46
Бак фазы главного трансформатора ОРЦ-533000/500	NITRO 11 GX
Бак фазы главного трансформатора ОРНЦ-533000/500	ТКп ТУ-38-101-890-81
Гидроприводы затворов водоприемников турбин и сегментных затворов.	И-20А

При эксплуатации маслохозяйства должно обеспечиваться бесперебойное снабжение трансформаторными, турбинными и смазочными маслами.

9.1.8 Прием и обработка трансформаторного масла

Для хранения трансформаторного масла предусмотрен один бак емкостью 75м³.

В помещении трансформаторной мастерской размещается:

- 3 бака емкостью по 20м³ каждый, предназначенные для приема масла из СМХ и трансформаторов и последующей обработки и залива в трансформаторы.
- баки вакуумной плотности емкостью 10 м³ для хранения и обработки масла Т-750(Б12) и ТКп ТУ-38-101-890-81/
- два насоса применяемых для закачки обрабатываемых масел.

9.1.9 Прием и обработка турбинного масла ТП

Для обработки и хранения масла SHELL TURBO T46 предусмотрены два бака емкостью по 65м³ установленные в баковом помещении.

Для обработки и хранения масла SHELL TURBO T46 предусмотрены два бака емкостью по 65 м³ установленные в баковом помещении.

В аппаратной SHELL TURBO T46 установлены:

- маслоочистительная установка ОТМ-5000;
- два насоса предназначенных для перекачки и выдачи масла.

9.1.10 Маслоохладители

Эффективное охлаждение масла в подпятнике осуществляется за счет встроенных в масляную ванну водяных трубчатых охладителей. Маслоохладители выполняются из прямых или U-образных латунных трубок, концы которых развальцованы. Внутри трубок протекает охлаждающая вода. С наружной стороны трубки омываются маслом. К трубным доскам посредством болтов прикреплены на резиновых прокладках сварные стальные или литые

чугунные крышки. Верхняя крышка снабжена двумя патрубками для присоединения трубопровода подачи и отвода воды. Маслоохладители с U-образными трубками и одной крышкой при одинаковых внешних размерах имеют увеличенную поверхность теплоотдачи и меньше гидравлических соединений внутри масляной ванны, отчего уменьшается вероятность попадания воды в масло по сравнению с маслоохладителями с прямыми трубками и двумя крышками.

В качестве материала трубок могут быть использованы: медь, мельхиор или латунь – в зависимости от типа охлаждающей воды. В редких случаях может применяться нержавеющая сталь или титан. Так же для увеличения продолжительности службы маслоохладителей возможно применение трубок с большей толщиной стенки.

В процессе изготовления трубок придается необходимая форма, в дальнейшем происходит их вальцевание в трубную доску.

После сборки все охладители подвергаются испытаниям гидравлическим давлением в 5 атмосфер в течение 30 минут.

9.2 Преимущества и недостатки.

9.2.1 Сравнение турбинного подшипника на водяной и масляной смазке

Преимуществами турбинного подшипника на водяной смазке являются:
-меньше межремонтный период, тем самым достигается более высокая надежность;

-более точная установка зазоров;

-допускается прекращение подачи воды на охлаждение в течении 15 мин.

Недостатки турбинного подшипник на масляной смазке:

-существуют утечки масла;

-масло- пожароопасная среда.

-необходимости в ряде вспомогательного оборудования для смазки подшипника (резервуары, насосы и т.п.) и в ответственных и трудоемких операциях по приемке, подготовке, заполнению, доливке, замене и утилизации турбинного масла;

Преимуществами направляющих подшипников на резиновой основе с водяной смазкой перед баббитовыми со смазкой маслом являются:

-Простота, удобство и надежность эксплуатации вследствие отсутствия необходимости в ряде вспомогательного оборудования для смазки подшипника (резервуары, насосы и т.п.) и в ответственных и трудоемких операциях по приемке, подготовке, заполнению, доливке, замене и утилизации турбинного масла;

-Способность частичного демпфирования вибраций вала вследствие эластичности резины;

-Уменьшение консольности рабочего колеса турбины за счет возможности более низкого высотного расположения резинового подшипника;

-Уменьшение механических потерь вследствие меньшего коэффициента трения;

-Отсутствие необходимости в сложных уплотнениях, предотвращающих попадание воды из зоны рабочего колеса в баббитовый подшипник, а также попадание масла из подшипника в проточную часть турбины, применение которых усложняет конструкцию турбины, а значит, снижает надежность ее эксплуатации;

-Экологичность эксплуатации ввиду полного отсутствия масла в узле.

-Экономическая выгода ввиду более низкой стоимости материалов пар трения, технологии изготовления, эксплуатационного и ремонтного обслуживания.

Несмотря на довольно широкое распространение в гидротурбинах резиновых подшипников, традиционные конструкции как кольцевых, так и сегментных подшипников обладают и некоторыми недостатками, в числе которых:

-Обрастание элементов подшипника моллюском дрейссеной;

-Необходимость облицовки вала в зоне подшипника нержавеющей сталью;

-Высокая трудоемкость регулировки зазоров у подшипников кольцевого типа;

-Более быстрое возрастание биения вала турбины в ходе эксплуатации у сегментных резиновых подшипников по сравнению с другими типами подшипников;

-Низкая надежность опорных элементов сегментного резинового подшипника.

-Немедленный выход подшипника из строя (сгорание резины) при внезапном прекращении подачи водяной смазки или ее недостаточности вследствие плохой теплопроводности резины.

9.2.2 Преимущества и недостатки систем ТВС

Самотечное водоснабжение не требует специального оборудования для осуществления питания системы ТВС, но не может применяться на станциях, где большое изменение отметок верхнего бьефа

Насосная система зависит от электропитания и от технического состояния двигателей. Так же требуется учитывать потребление электроэнергии двигателями.

Эжекторная схема не имеет недостатков по сравнению с другими схемами питания системы ТВС: проста и надежна.

9.3 Расчет потерь и выбор системы ТВС Эржейской ГЭС

Пример несложного расчета убеждает в этом. На охлаждение одного агрегата Эржейской ГЭС расходуется приблизительно $400 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($0,11 \text{ м}^3/\text{с}$). Среднегодовой расход через турбины на Эржейской ГЭС составляет $\sim 375 \text{ м}^3/\text{с}$ или от него расход воды на охлаждение составит $0,03\%$. Принимая расход воды на охлаждение как потерю электроэнергии, получим от годовой выработки Эржейской ГЭС $1,8 \cdot 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ потерю $0,54 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$.

$$\mathcal{E}_{\text{пот}} = \mathcal{E}_{\text{год}} \cdot 0,03\% = 1,8 \cdot 10^9 \cdot 0,0003 = 0,53 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \quad (9.1)$$

Существующее отечественное насосное оборудование средних напоров потребляет $0,2-0,35 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ ($0,275$ в среднем) электроэнергии на 1 м^3 перекачиваемой воды. В год на один агрегат для охлаждения, на рассматриваемых ГЭС, будет потреблено электроэнергии насосами:

$$\mathcal{E} = V \cdot k = 400 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 0,275 = 0,96 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (9.2)$$

где k – потребляемая величина электроэнергии насосом на 1 м^3 .

Из сравнения затрат и потерь видно, что потребление электроэнергии насосами ТВС было бы почти вдвое больше, чем потери её в случае забора воды на охлаждение из водохранилища. Необходимо учитывать, что насосное оборудование требует обслуживания, профилактики, ремонта. Поэтому самотечные системы ТВС или системы, в которых подача воды осуществляется с помощью эжекторов, имеют преимущество и по эксплуатационным затратам, и по надежности (не имеют вращающихся элементов и трущихся поверхностей). На Саяно-Шушенской ГЭС эти потери электроэнергии составили $29,6 \cdot 10^6$ и $21,6 \cdot 10^6$ соответственно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры средненапорной Эржейской ГЭС высотой 78,81 м на реке Малый Енисей, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев: $Q_{0,1\%}=3389,41\text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%}=3937,00\text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Эржейской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила $N_{уст}=360\text{ МВт}$. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 823,29 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 840,30 м и УМО составляет 3,4 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1344 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 $-H_{max} = 68,90\text{ м}$;
- расчетный $-H_{расч} = 60,60\text{ м}$;
- минимальный $-H_{min} = 54,60\text{ м}$.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС Q_{max} , соответствующий расчетному напору, составляет 756,9 м³/с.

По результатам расчетов выбора турбин был определен оптимальный вариант с тремя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 5,3 м (РО75–В–530).

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин был спроектирован гидрогенератор СВ-1130/140-48 УХЛ4.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ–220кВ – "две системы сборных шин с обходной". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТЦ–160000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ – 2500/13,8/6.

В качестве генераторного выключателя принят ВГГ-20-50/6300-У3 фирмы «Высоковольтный союз».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 57 м;
- здание ГЭС приплотинного типа – 84,80 м;
- право и левобережная грунтовые плотины;

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 59,34 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 768,69 м;
- число водосливных отверстий – 3;
- отметка гребня – 847,50 м;
- ширина гребня – 20,39 м.

На водосливной части применяется способ отлета струи.

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 1,257 для основного случая (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Эржейской 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 – 0,15 руб/кВт·ч.

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 2017-2042гг. . – 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

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Малый Енисей за период 1922-1971 гг.

Год	Расходы в кубических метрах в секунду												Q _г
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1922	117	102	86	133	311	947	680	556	396	325	192	213	338
1923	162	143	130	157	651	1050	577	479	257	186	163	181	345
1924	134	115	101	166	189	2692	349	429	491	349	246	285	462
1925	209	198	186	299	414	710	781	533	311	219	160	184	350
1926	124	98	89	129	533	858	666	314	331	249	207	250	321
1927	163	133	127	154	266	988	651	550	503	222	166	187	343
1928	141	131	114	183	216	962	722	562	391	314	189	228	346
1929	172	156	151	260	763	1834	370	320	325	246	240	254	424
1930	186	183	178	201	349	680	769	621	462	358	260	304	379
1931	164	160	154	297	746	1004	584	488	363	161	151	171	370
1932	126	107	83	163	183	864	751	568	467	225	195	232	330
1933	167	157	140	169	911	1627	417	385	355	216	172	202	410
1934	153	123	121	370	666	1006	562	651	604	429	257	323	439
1935	183	164	162	198	941	2485	343	337	266	189	130	168	464
1936	109	104	99	136	195	923	704	680	621	337	266	335	376
1937	202	198	195	213	562	873	695	414	633	373	281	346	415
1938	214	207	189	219	864	1479	388	530	385	228	169	204	423
1939	151	92	91	186	840	1112	586	576	592	361	290	358	436
1940	208	201	173	241	627	885	369	319	219	192	154	161	312
1941	112	100	97	160	254	3456	396	370	402	213	198	206	497
1942	156	141	138	231	817	1982	426	325	349	297	272	335	456
1943	198	192	183	189	769	991	710	740	586	467	299	362	474
1944	238	170	139	180	225	893	754	553	399	209	186	209	346
1945	158	139	136	213	607	1361	488	580	533	450	296	381	445
1946	233	231	225	240	331	651	805	494	444	286	201	258	367
1947	190	145	134	195	799	3047	337	444	456	426	302	388	572
1948	217	159	153	320	592	828	518	361	320	195	151	190	334
1949	136	117	95	139	558	1804	1213	775	502	367	268	238	518
1950	175	161	155	243	893	1183	379	527	393	252	204	234	400
1951	168	153	135	192	281	976	598	592	426	322	210	262	360
1952	193	182	180	219	680	888	547	536	337	231	175	198	364
1853	130	120	118	204	740	2249	435	497	405	304	231	246	473
1954	178	172	166	343	503	621	621	544	379	233	183	201	345
1955	146	135	116	172	207	1657	355	538	527	385	284	338	405
1956	246	163	158	210	621	799	509	349	361	257	213	241	344
1957	180	178	172	207	373	772	704	663	406	237	228	195	360
1958	149	146	141	225	577	902	592	541	272	198	139	174	338
1959	128	112	104	142	240	964	828	721	562	402	216	242	388
1960	173	167	143	246	444	1021	607	503	373	343	275	301	383
1961	226	225	216	266	710	1154	459	459	337	238	178	192	388
1962	138	125	120	151	172	959	636	625	420	355	225	246	348
1963	170	148	146	237	695	1095	533	399	251	243	136	157	351
1964	119	111	105	234	592	740	1024	756	411	266	219	218	400
1965	160	129	122	175	929	1219	361	508	287	207	142	177	368
1966	132	121	109	126	188	1036	817	787	414	272	222	222	371

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _г
1967	165	150	148	207	396	917	473	585	367	201	180	196	332
1968	144	127	124	178	959	1124	408	515	246	240	148	152	364
1969	115	109	107	145	204	763	1095	814	657	414	219	265	409
1970	176	137	132	355	473	777	777	639	296	204	145	164	356
1971	121	95	93	148	296	931	871	769	417	278	183	225	369

Таблица А.2 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

Расходы в кубических метрах в секунду

m	P, %	Q _{ср.год.}	Год	Q _{ср.пол.}	Год	Q _{ср.меж.}	Год
1	1,96	572	1947	1017	1947	270	1943
2	3,92	518	1949	976	1941	258	1937
3	5,88	497	1941	970	1949	254	1947
4	7,84	474	1943	874	1935	254	1934
5	9,80	473	1853	865	1853	253	1945
6	11,76	464	1935	830	1924	239	1946
7	13,73	462	1924	780	1942	239	1930
8	15,69	456	1942	759	1943	235	1960
9	17,65	445	1945	741	1939	225	1955
10	19,61	439	1934	739	1933	224	1942
11	21,57	436	1939	729	1938	220	1961
12	23,53	424	1929	722	1929	218	1939
13	25,49	423	1938	714	1945	213	1956
14	27,45	415	1937	707	1969	211	1929
15	29,41	410	1933	705	1964	211	1954
16	31,37	409	1969	698	1934	208	1925
17	33,33	405	1955	675	1950	206	1951
18	35,29	400	1950	663	1959	204	1938
19	37,25	400	1964	661	1965	203	1950
20	39,22	388	1959	657	1955	200	1957
21	41,18	388	1961	657	1971	199	1924
22	43,14	383	1960	650	1968	198	1936
23	45,10	379	1930	648	1966	198	1948
24	47,06	376	1936	637	1931	197	1952
25	49,02	371	1966	635	1937	196	1969
26	50,98	370	1931	625	1936	194	1949
27	52,94	369	1971	624	1961	194	1962
28	54,90	368	1965	603	1923	193	1853
29	56,86	367	1946	598	1952	192	1959
30	58,82	364	1952	595	1963	190	1944
31	60,78	364	1968	592	1970	190	1940
32	62,75	360	1951	592	1927	188	1970
33	64,71	360	1957	590	1960	186	1928
34	66,67	356	1970	584	1957	182	1964
35	68,63	351	1963	578	1922	180	1931
36	70,59	350	1925	577	1958	178	1967
37	72,55	348	1962	576	1930	177	1963

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.2

m	P, %	Qcp.год.	Год	Qcp.пол.	Год	Qcp.меж.	Год
38	74,51	346	1944	575	1951	175	1933
39	76,47	346	1928	571	1928	172	1966
40	78,43	345	1954	567	1932	171	1935
41	80,39	345	1923	565	1944	167	1958
42	82,35	344	1956	562	1962	167	1922
43	84,31	343	1927	550	1925	165	1927
44	86,27	338	1922	548	1967	164	1926
45	88,24	338	1958	545	1946	163	1971
46	90,20	334	1948	540	1926	162	1932
47	92,16	332	1967	534	1954	160	1923
48	94,12	330	1932	528	1956	159	1968
49	96,08	321	1926	524	1948	159	1965
50	98,04	312	1940	484	1940	155	1941

Таблица А.3 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зима				Лето			
Час	P, МВт	W, млн. кВт · ч	P, МВт	Час	P, МВт	W, млн. кВт · ч	y, МВт
1	650	0	0	1	520	0,00	0
2	621	0,03	29	2	520	0,00	0
3	607	0,06	43	3	520	0,04	14
4	607	0,06	43	4	506	0,04	14
5	607	0,13	58	5	506	0,21	47
6	592	0,22	72	6	473	0,21	47
7	578	0,22	72	7	473	0,30	61
8	578	0,22	72	8	459	0,30	61
9	578	0,28	79	9	459	0,43	74
10	571	0,35	87	10	446	0,56	88
11	563	0,35	87	11	432	0,56	88
12	563	0,49	98	12	432	0,72	101
13	552	0,53	101	13	419	0,90	115
14	549	0,63	108	14	405	0,90	115
15	542	1,17	144	15	405	0,90	115
16	506	1,17	144	16	405	0,90	115
17	506	1,66	173	17	405	1,24	135

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.3

Зима	Лето
------	------

Час	P, МВт	W, млн. кВт · ч	P, МВт	Час	P, МВт	W, млн. кВт · ч	y, МВт
18	477	2,44	217	18	385	1,49	149
19	433	2,99	246	19	371	3,28	243
20	404	3,57	274	20	277	3,42	250
21	376	3,87	289	21	270	3,84	270
22	361	4,67	325	22	250	4,29	290
23	325	5,00	339	23	230	4,60	304
24	311	12,45	650	24	216	9,79	520

Таблица А.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

М	Расход, м ³ /с									V _t , км ³		
	Б	потери				ВХК	вдх.	ГЭС	НБ	изм.	нач.	кон.
		П	И	Ф	Л							
10	142	0	0	1	7	160	147	289	290	0,4	10,4	10,0
11	126	0	0	1	7	160	213	339	340	0,6	10,0	9,5
12	148	0	0	1	7	160	227	375	376	0,6	9,5	8,9
1	140	0	0	1	7	160	248	388	389	0,6	8,9	8,2
2	122	0	0	1	7	160	252	374	375	0,7	8,2	7,6
3	147	0	0	1	7	160	192	339	340	0,5	7,6	7,1
4	254	0	0	2	7	160	32	286	287	0,1	7,1	7,0
5	660	0	1	2	-14	320	-341	319	320	-0,9	7,0	7,9
6	919	0	2	2	-14	320	-580	339	340	-1,5	7,9	9,4
7	579	0	3	2	-14	320	-259	321	322	-0,7	9,4	10,1
8	407	0	4	2	-14	320	-88	319	320	-0,2	10,1	10,3
9	362	0	2	1	-14	320	-44	319	320	-0,1	10,3	10,4

Окончание таблицы А.4

М	Отметка, м						H _t , м	N _t , МВт
	ВБ			НБ	H _t , м	N _t , МВт		
	нач.	кон.	ср.					
10	840,33	839,17	839,75	772,01	67,06	175		
11	839,17	837,50	838,34	772,31	65,37	200		
12	837,50	835,65	836,57	772,50	63,43	215		
1	835,65	833,44	834,54	772,57	61,36	215		
2	833,44	830,98	832,21	772,50	59,11	200		
3	830,98	828,95	829,97	772,31	57,08	175		
4	828,95	828,60	828,77	771,99	56,22	146		
5	828,60	832,15	830,37	772,20	57,60	166		
6	832,15	837,26	834,71	772,31	61,78	189		

Продолжение приложения А

Продолжение окончания таблицы А.4

М	Отметка, м						H _t , м	N _t , МВт
	ВБ			НБ	H _t , м	N _t , МВт		
	нач.	кон.	ср.					

7	837,26	839,29	838,28	772,20	65,41	190
8	839,29	839,98	839,64	772,20	66,77	193
9	839,98	840,33	840,15	772,19	67,28	194

Таблица А.5 – Сработка водохранилища в среднемводном году по способу 1

М	Расход, м ³ /с									V _t , км ³		
	Б	потери				ВХК	вдх.	ГЭС	НБ	изм.	нач.	кон.
		П	И	Ф	Л							
10	170	0	0	1	7	160	118	288	289	0,3	10,40	10,1
11	159	0	0	1	7	160	178	337	338	0,5	10,1	9,6
12	180	0	0	1	7	160	190	370	371	0,5	9,6	9,1
1	172	0	0	1	7	160	208	380	381	0,5	9,1	8,6
2	169	0	0	1	7	160	234	403	404	0,6	8,6	8,0
3	162	0	0	1	7	160	250	412	413	0,6	8,0	7,3
4	313	0	0	2	7	160	133	446	447	0,3	7,3	7,0
5	731	0	1	2	-14	320	-341	390	391	-0,9	7,0	7,9
6	984	0	2	2	-14	320	-580	404	405	-1,5	7,9	9,4
7	573	0	3	2	-14	320	-259	314	315	-0,7	9,4	10,1
8	478	0	4	2	-14	320	-88	390	391	-0,2	10,1	10,3
9	356	0	2	1	-14	320	-44	312	313	-0,1	10,3	10,40

Окончание таблицы А.5

М	Отметка, м					
	ВБ			НБ	H _t , м	N _t , МВт
	нач.	кон.	ср.			
10	840,33	839,40	839,86	772,00	67,18	175
11	839,40	838,01	838,70	772,30	65,74	200
12	838,01	836,49	837,25	772,48	64,12	215
1	836,49	834,72	835,60	772,53	62,44	215
2	834,72	832,56	833,64	772,64	60,39	220
3	832,56	830,04	831,30	772,69	58,03	216
4	830,04	828,60	829,32	772,84	55,91	226
5	828,60	832,15	830,37	772,58	57,22	202
6	832,15	837,26	834,71	772,65	61,44	224
7	837,26	839,29	838,28	772,17	65,45	186
8	839,29	839,98	839,64	772,58	66,39	234
9	839,98	840,33	840,15	772,15	67,32	190

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Сработка водохранилища в маловодном году по способу 2

М	Расход, м ³ /с									V _t , км ³		
	Б	Потери				ВХК	вдх.	ГЭС	НБ			
		П	И	Ф	Л					изм.	нач.	кон.
10	170	0	0	1	7	160	147	317	318	0,4	10,40	10,0
11	159	0	0	1	7	160	204	363	364	0,5	10,0	9,5
12	180	0	0	1	7	160	215	395	396	0,6	9,5	8,9
1	172	0	0	1	7	160	239	411	412	0,6	8,9	8,3
2	169	0	0	1	7	160	242	411	412	0,6	8,3	7,7
3	162	0	0	1	7	160	182	344	345	0,5	7,7	7,2
4	313	0	0	2	7	160	82	395	396	0,2	7,2	7,0
5	731	0	1	2	-14	320	-424	307	308	-1,1	7,0	8,1
6	984	0	2	2	-14	320	-580	404	405	-1,5	8,1	9,6
7	573	0	3	2	-14	320	-176	397	398	-0,5	9,6	10,1
8	478	0	4	2	-14	320	-88	390	391	-0,2	10,1	10,3
9	356	0	2	1	-14	320	-44	312	313	-0,1	10,3	10,40

Окончание таблицы А.6

М	Отметка, м					
	ВБ			НБ	H _t , м	N _t , МВт
	нач.	кон.	ср.			
10	840,33	839,17	839,75	772,18	66,89	192
11	839,17	837,57	838,37	772,44	65,27	214
12	837,57	835,82	836,70	772,60	63,45	227
1	835,82	833,72	834,77	772,68	61,47	229
2	833,72	831,39	832,55	772,68	59,27	220
3	831,39	829,49	830,44	772,34	57,52	179
4	829,49	828,60	829,05	772,60	55,88	200
5	828,60	832,95	830,78	772,12	58,06	161
6	832,95	837,92	835,44	772,65	62,16	227
7	837,92	839,29	838,61	772,62	65,33	235
8	839,29	839,98	839,64	772,58	66,39	234
9	839,98	840,33	840,15	772,15	67,32	190

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Сводная таблица для РО75-В

D1	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6
η	0,949	0,950	0,950	0,950	0,951	0,951	0,951
N*	111942	125632	139979	155101	174455	194763	223580
Z*	3,22	2,87	2,57	2,32	2,06	1,85	1,61
Za	4	3	3	3	3	2	2
Na	90000	120000	120000	120000	120000	180000	180000
m1	1,032	1,033	1,033	1,033	1,034	1,034	1,034
nc1'	154,4	145,9	138,2	131,3	123,9	117,3	109,5
nc1	166,7	150,0	142,8	136,4	125,0	125,0	115,4
n'min	84,0	80,0	80,4	80,9	78,5	82,9	82,0
n'	89,6	85,3	85,7	86,2	83,7	88,4	87,5
n'max	94,4	89,9	90,3	90,8	88,2	93,2	92,2
Q'1* η m (p)	1,110	1,320	1,185	1,069	0,952	1,279	1,114
Q'1* η m (min)	0,916	1,089	0,977	0,882	0,785	1,055	0,919

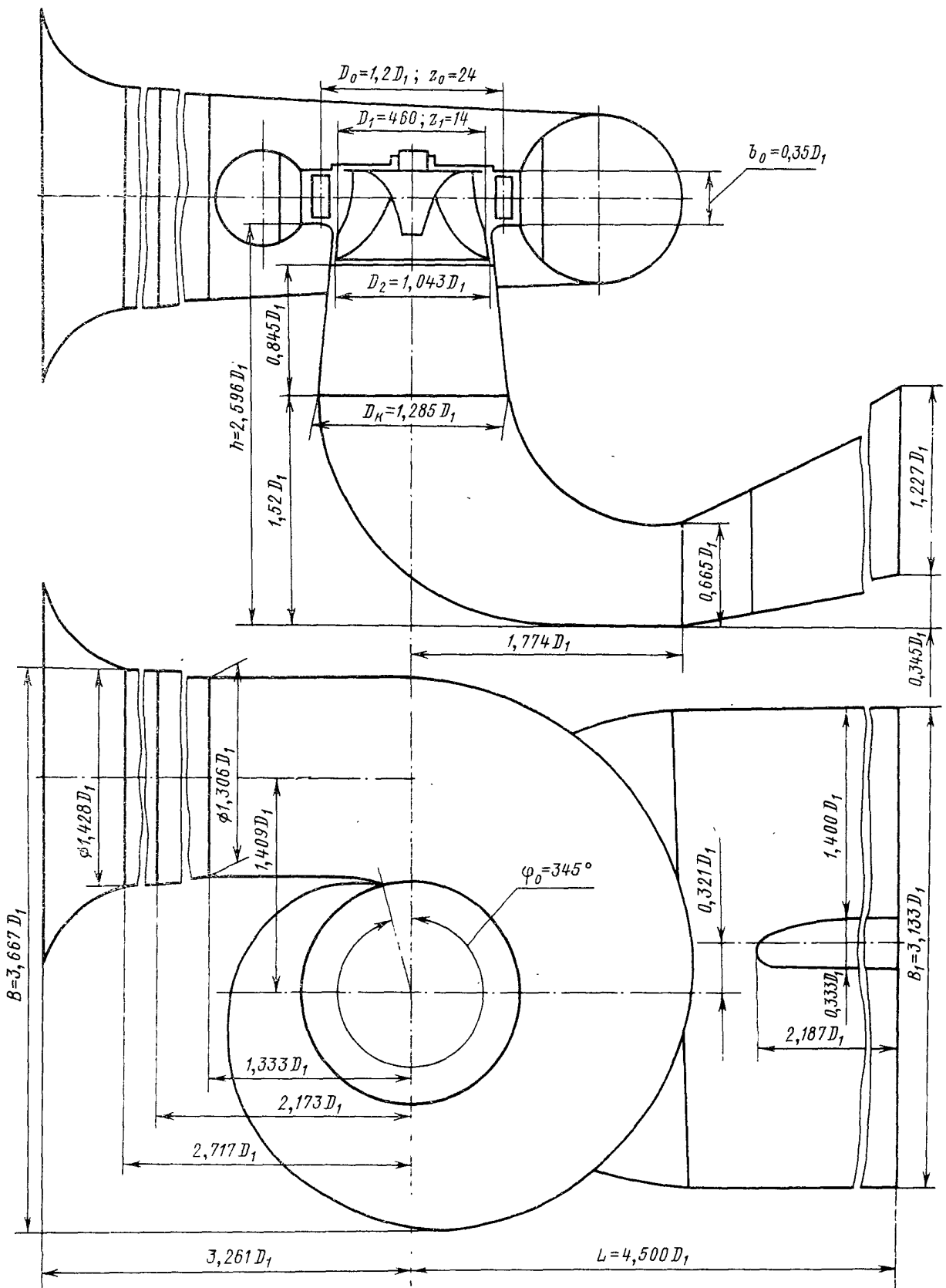


Рисунок Б.1- Проточная часть модели гидротурбины PO75-B

ПРИЛОЖЕНИЕ В

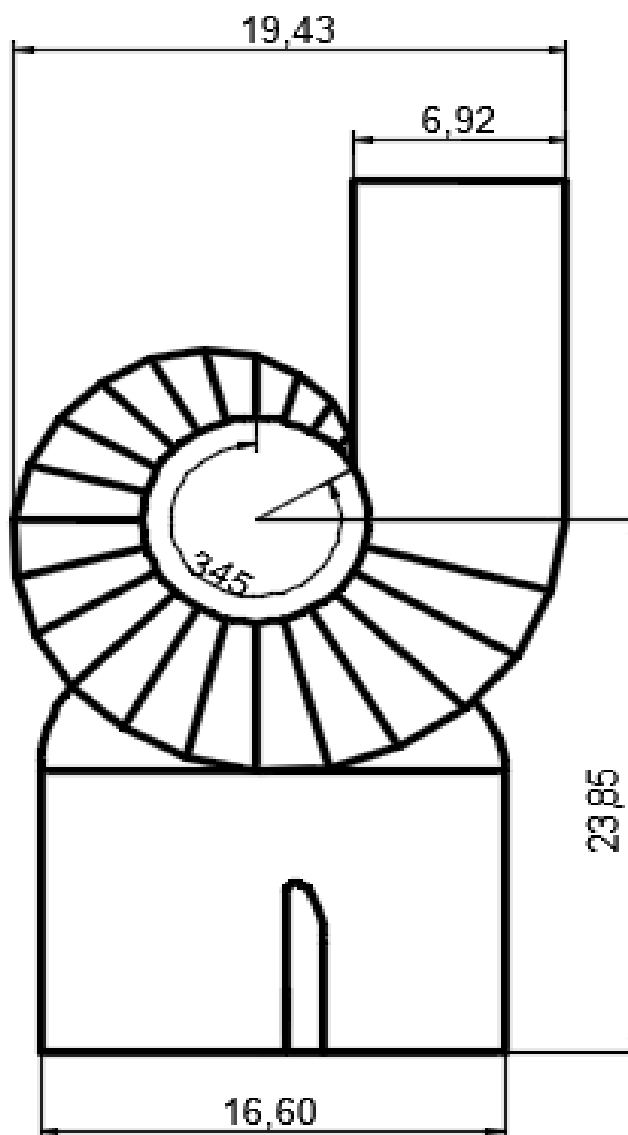
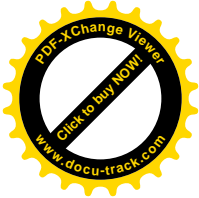
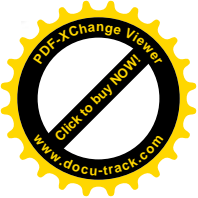


Рисунок В.1 – Спиральная камера



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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В.И. Татарников
« 19 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭРЖЕЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАЛЫЙ
ЕНИСЕЙ.
СИСТЕМЫ СМАЗКИ И ОХЛАЖДЕНИЯ УЗЛОВ ГИДРОАГРЕГАТА,
ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ,
МЕТОДЫ НАСТРОЙКИ, ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ НА
ПРИМЕРЕ СШГЭС**

Руководитель _____
подпись, дата

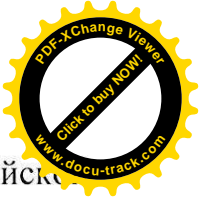
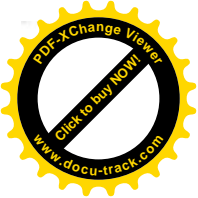
Заведующий
кафедрой ГГЭЭС
Саяно-Шушенского
филиала СФУ

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Д.В. Шабалин
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Эржейск ГЭС на реке Малый Енисей. Системы смазки и охлаждения узлов гидроагрегата, основные узлы и конструктивные исполнения, методы настройки, преимущества и недостатки на примере СШ ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 14.06.17 Э.Ю. Замеслов
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Алекс 14.06.17 А.В. Масленникова
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Игорь 15.06.17 И.Ю. Тюшняков
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Макс 10.06.17 В.В. Казанцева
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Алекс 13.06.17 И.А. Лодкина
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.
Охрана окружающей среды

Алекс 14.06.17 В.В. Мельник
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Виктор 16.06.17 В.В. Мамасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Алекс 19.06.17 А.А. Чабанов
подпись, дата инициалы, фамилия