

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХЕМЧИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ХЕМЧИК.
ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АККУМУЛИРОВАНИЯ И ХРАНЕНИЯ
ЭНЕРГИИ

Руководитель

подпись, дата

Доцент кафедры
ГЭС и ЭС
Саяно-Шушенского
филиала СФУ
ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

Р.Ю.Беляев
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

В.Е.Маады
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Курагинской ГЭС на реке Кизир. Оптимизация взаимодействия между малыми ГЭС и солнечными электростанциями».

Консультанты по разделам:

| | | |
|---|---------------|-------------------|
| Водно-энергетические расчёты | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Основное и вспомогательное оборудование | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Электрическая часть | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Релейная защита и автоматика | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Компоновка и сооружение гидроузла | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Пожарная безопасность. Охрана труда | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Охрана окружающей среды | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Технико-экономическое обоснование | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |
| Нормоконтролер | _____ | _____ |
| | подпись, дата | инициалы, фамилия |

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КУРАГИНСКОЙ ГЭС | 7 |
| 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС | 9 |
| 1.1 Природные условия | 9 |
| 1.1.1 Климат | 9 |
| 1.1.2 Гидрология | 9 |
| 1.1.3 Геология | 10 |
| 1.1.4 Сейсмология..... | 11 |
| 1.1.5 Полезные ископаемые | 11 |
| 1.2 Энергоэкономическая характеристика района | 11 |
| 1.3 Аналог проектируемого гидроузла | 12 |
| 2 Водно – энергетические расчеты..... | 13 |
| 2.1 Определение класса ГТС | 13 |
| 2.2 Регулирование стока воды..... | 13 |
| 2.2.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности..... | 13 |
| 2.2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет | 14 |
| 2.2.3 Тип регулирования водохранилища | 15 |
| 2.3 Определение установленной мощности станции..... | 15 |
| 2.3.1 Баланс энергии | 15 |
| 2.3.2 Сработка – наполнение в маловодном году | 16 |
| 2.3.3 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок | 17 |
| 2.3.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования | 17 |
| 2.3.5 Баланс мощностей | 19 |
| 2.4 Водно – энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году | 20 |
| 3 Основное и вспомогательное оборудование..... | 21 |
| 3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов | 21 |
| 3.1.1 Режимное поле | 21 |
| 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам..... | 22 |
| 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины | 26 |
| 3.3 Расчёт и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата..... | 28 |
| 3.4 Выбор типа серийного генератора | 30 |
| 3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины | 31 |
| 3.5.1 Расчёт вала на прочность | 31 |
| 3.5.2 Расчёт подшипника..... | 31 |
| 3.6 Выбор типа маслонапорной установки..... | 33 |
| 3.7 Выбор электрогидравлического регулятора..... | 33 |
| 4 Электрическая часть..... | 34 |

| | | |
|-------|---|----|
| 4.1 | Исходные данные для проектирования электрической части | 34 |
| 4.2 | Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС | 34 |
| 4.3 | Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС | 35 |
| 4.3.1 | Выбор синхронных генераторов | 35 |
| 4.3.2 | Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком..... | 35 |
| 4.3.3 | Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком..... | 37 |
| 4.3.4 | Выбор трансформаторов собственных нужд | 38 |
| 4.4 | Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий..... | 38 |
| 4.5 | Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта (ТЭР)..... | 40 |
| 4.6 | Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения | 41 |
| 4.7 | Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin. | 41 |
| 4.8 | Расчет токов короткого замыкания..... | 43 |
| 4.9 | Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима..... | 43 |
| 4.10 | Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ..... | 44 |
| 4.11 | Выбор трансформаторов тока и напряжения | 46 |
| 4.12 | Выбор параметров КРУЭ..... | 46 |
| 5 | Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора | 47 |
| 5.1 | Релейная защита и автоматика | 47 |
| 5.2 | Перечень защит блока..... | 47 |
| 5.3 | Расчёт номинальных токов..... | 48 |
| 5.4 | Описание защит и расчет их уставок..... | 49 |
| 5.4.1 | Продольная дифференциальная защита генератора $I\Delta G$ | 49 |
| 5.4.2 | Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))..... | 52 |
| 5.4.3 | Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)..... | 55 |
| 5.4.4 | Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$) | 56 |
| 5.4.5 | Защита от симметричных перегрузок ($I1$) | 59 |
| 5.4.6 | Дистанционная защита генератора $Z1 <$, $Z2 <$ | 61 |
| 5.4.7 | Защита от перегрузки обмотки ротора | 64 |
| 5.5 | Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор..... | 65 |
| 6 | Компоновка и сооружения гидроузла | 67 |
| 6.1 | Определение отметки гребня бетонной плотины | 67 |
| 6.2 | Гидравлические расчеты | 68 |
| 6.2.1 | Расчет пропускной способности водосливной плотины | 68 |
| 6.2.2 | Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая..... | 68 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 6.2.3 | Определение количества и размера водовыпусков..... | 69 |
| 6.2.4 | Определение ширины водосливного фронта | 70 |
| 6.2.5 | Определение напора на водосливе | 70 |
| 6.2.6 | Определение отметки гребня водослива | 71 |
| 6.2.7 | Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае..... | 72 |
| 6.2.8 | Построение профиля водосливной грани..... | 72 |
| 6.2.9 | Расчет водобойного колодца..... | 74 |
| 6.3 | Конструирование плотины | 75 |
| 6.3.1 | Определение ширины подошвы плотины | 75 |
| 6.3.2 | Разрезка бетонной водосливной плотины швами..... | 76 |
| 6.3.3 | Быки..... | 76 |
| 6.3.4 | Устой | 77 |
| 6.3.5 | Дренаж в теле бетонной плотины..... | 77 |
| 6.3.6 | Галереи в теле плотины..... | 78 |
| 6.4 | Конструирование элементов подземного контура плотины | 78 |
| 6.4.1 | Противофильтрационная завеса..... | 78 |
| 6.4.2 | Дренажные устройства в основании..... | 78 |
| 6.5 | Обоснование надежности и безопасности плотины | 79 |
| 6.5.1 | Определение основных нагрузок на плотину | 79 |
| 6.6 | Оценка прочности плотины..... | 83 |
| 6.7 | Критерии прочности плотины и ее основания | 84 |
| 6.8 | Обоснование устойчивости плотины..... | 85 |
| 7 | Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Курагинского гидроузла | 86 |
| 7.1 | Общие сведения о районе строительства | 86 |
| 7.2 | Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства..... | 87 |
| 7.3 | Мероприятия по подготовке ложа водохранилища | 88 |
| 7.4 | Отходы, образующиеся при строительстве | 89 |
| 7.5 | Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации | 90 |
| 7.6 | Мероприятия по охране атмосферного воздуха..... | 91 |
| 7.7 | Водоохранная зона..... | 91 |
| 8 | Пожарная безопасность. Охрана труда. Безопасность ГТС | 93 |
| 8.1 | Безопасность гидротехнических сооружений | 93 |
| 8.2 | Опасные производственные факторы, действующие на предприятии . | 94 |
| 8.2.1 | Обязанности работника в части охраны труда..... | 94 |
| 8.3 | Противопожарная безопасность..... | 95 |
| 9 | Технико – экономические показатели | 99 |
| 9.1 | Оценка объемов реализации электроэнергии..... | 99 |
| 9.2 | Текущие расходы по гидроузлу | 100 |
| 9.3 | Налоговые расходы..... | 102 |
| 9.4 | Оценка прибыли..... | 103 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 9.5 | Анализ денежных потоков | 104 |
| 9.6 | Оценка инвестиционного проекта | 104 |
| 9.6.1 | Методология, исходные данные | 105 |
| 9.7 | Коммерческая эффективность..... | 105 |
| 9.8 | Бюджетная эффективность..... | 106 |
| 9.9 | Анализ чувствительности | 106 |
| 10 | Перспективные технологии аккумулирования и хранения энергии | 108 |
| 10.1 | Технологии накопления электроэнергии..... | 108 |
| 10.1.1 | Проблема сохранения энергии..... | 108 |
| 10.1.2 | Эффекты от накопления | 108 |
| 10.1.3 | Действенные методы накопления..... | 109 |
| 10.2 | Новые накопители электроэнергии..... | 110 |
| 10.2.1 | Перспективные технологии аккумулирования для России | 111 |
| 10.3 | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 112 |
| | ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно – энергетические расчеты..... | 116 |
| | ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование | 125 |
| | ПРИЛОЖЕНИЕ В Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора | 131 |

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КУРАГИНСКОЙ ГЭС

1. **Наименование реки**.....Хемчик;
2. **Местонахождение ГЭС**..... Республика Тыва;
3. **Тип проектируемой установки**.....ГЭС;
4. **Характерные расходы воды:**
 - a) среднемноголетний.....500 м³/с;
 - b) всех турбин.....669 м³/с;
 - c) максимальный с обеспеченностью: 1,0%.....2912 м³/с;
0,1%.....3394 м³/с;
минимальный.....253 м³/с;
5. **Параметры водохранилища:**
 - a) Характер регулирования стока.....годовой;
 - b) отметка: НПУ.....597,00 м;
ФПУ.....598,00 м;
УМО.....585,67 м;
 - c) объёмы: полный.....12,71 км³;
полезный.....5,70 км³;
6. **Напоры ГЭС:**
 - a) максимальный.....47,00 м;
 - b) расчетный.....40,10 м;
 - c) минимальный.....33,40 м;
7. **Энергетические характеристики:**
 - a) мощность: установленная.....95 МВт;
гарантированная.....46 МВт;
 - b) среднемноголетняя выработка энергии.....0,366 млрд. кВт · ч;
8. **Плотины:**
 - a) станционная бетонная плотина;
 - b) глухая левобережная плотина;
 - c) глухая правобережная плотина;
 - d) гравитационная бетонная водосбросная плотина;
9. **Водосбросные сооружения:**
 - a) тип.....водобойный колодец;
 - b) число и размер пролетов.....2x8 м;
 - c) общая длина.....36 м;
 - d) максимальная высота.....600,00 м;
10. **Здание ГЭС**
 - a) тип здания.....приплотинное;
 - b) число агрегатов.....3;
 - c) грунт в основании.....гранит;
 - d) тип спиральной камеры.....бетонная трапецеидальная;
 - e) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;
 - f) расстояние между осями агрегатов.....18,6 м;
11. **Основное оборудование**

- a) тип турбины.....ПЛ50-В-450;
- b) тип генератора.....СВ-654/50-36;
- c) мощность генератора.....50000 кВт;
- d) частота вращения.....166,7 об/мин;
- e) тип трансформаторов.....ТДЦ 63000/220-У1;

12. Техничко-экономические показатели:

- a) себестоимость электроэнергии.....1,11 руб./кВт;
- b) удельные капиталовложения: руб./кВт.....713,34;
- c) показатели эффективности: НПВ.....214 млн. руб.;
 ИП.....13,85;
 Срок окупаемости.....180 месяцев;

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Хемчик — река расположена в Республике Тыва относящегося к системе Шапшальского хребта, принадлежит бассейну Енисея. Длина реки — 320 км, площадь бассейна — 27 000 км². Берёт начало на восточном склоне хребта Козер.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат в районе створа резко континентальный.

Средняя температура января - 26°С, средняя температура июля + 19°С.

Летом столбик термометра может подниматься выше + 35°С, а зимой опускаться ниже -40 °С.

Устойчивые морозы начинаются около 5 ноября и заканчиваются в конце марта. Замерзает река в ноябре, вскрывается в конце апреля.

Продолжительность периода с устойчивыми морозами составляет в среднем 135 дней.

В районе створа устойчивый снежный покров образуется в первой декаде ноября. Среднегодовое количество осадков составляет 1000 - 1500 мм.

1.1.2 Гидрология

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Кизир в период 1932 – 1981 гг. приведен в таблице А.1.

На рисунках 1.1 – 1.2 представлены кривые связи верхнего и нижнего бьефов, соответственно.

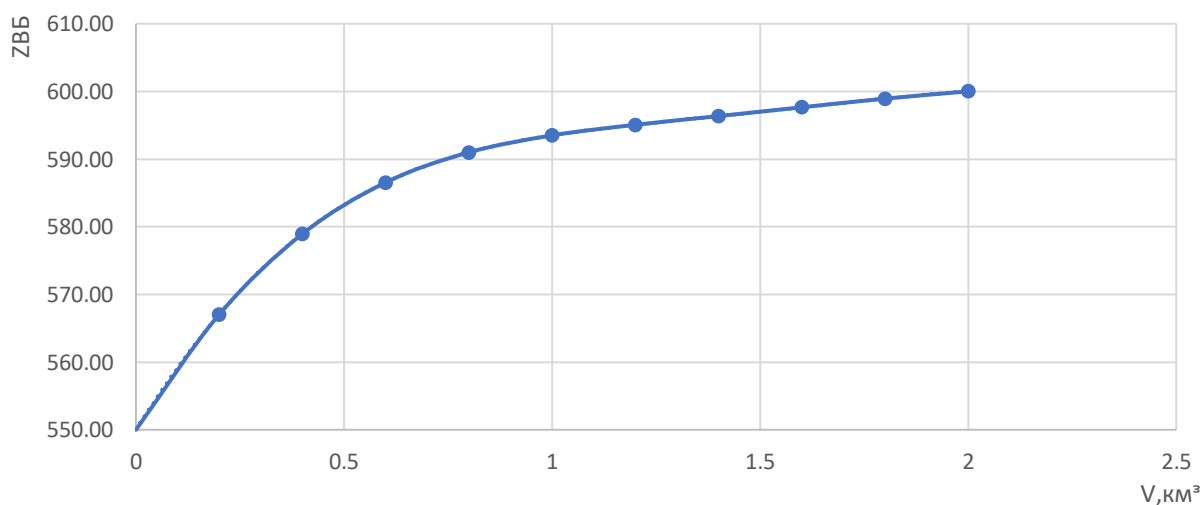


Рисунок 1.1 – Зависимость отметки ВБ от объёма

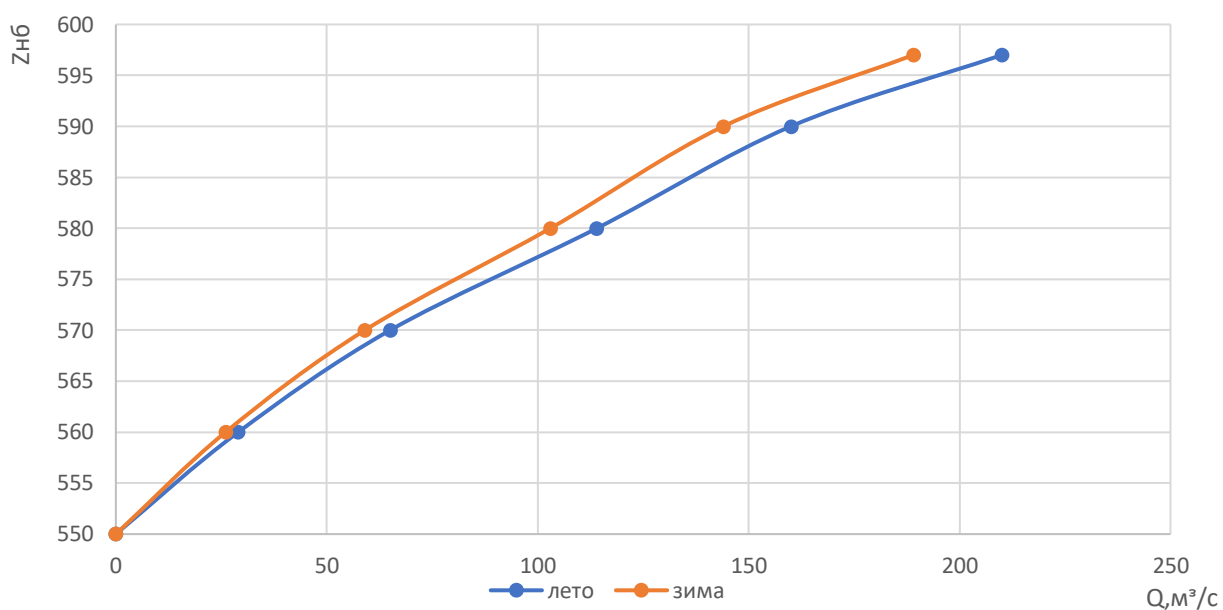


Рисунок 1.2 – Зависимость отметки НБ от расхода

1.1.3 Геология

В районе створа залегают скальные породы: гранит.

Гранит — горная порода с уникальными природно-физическими свойствами. К его основным преимуществам относится прочность, которая защищает его от физических и химических воздействий. В отличие от других материалов, он не подвержен плесени и грибку, а срок службы гораздо выше.

Месторасположение створа проектируемого гидроузла представлено на рисунке 1.3.

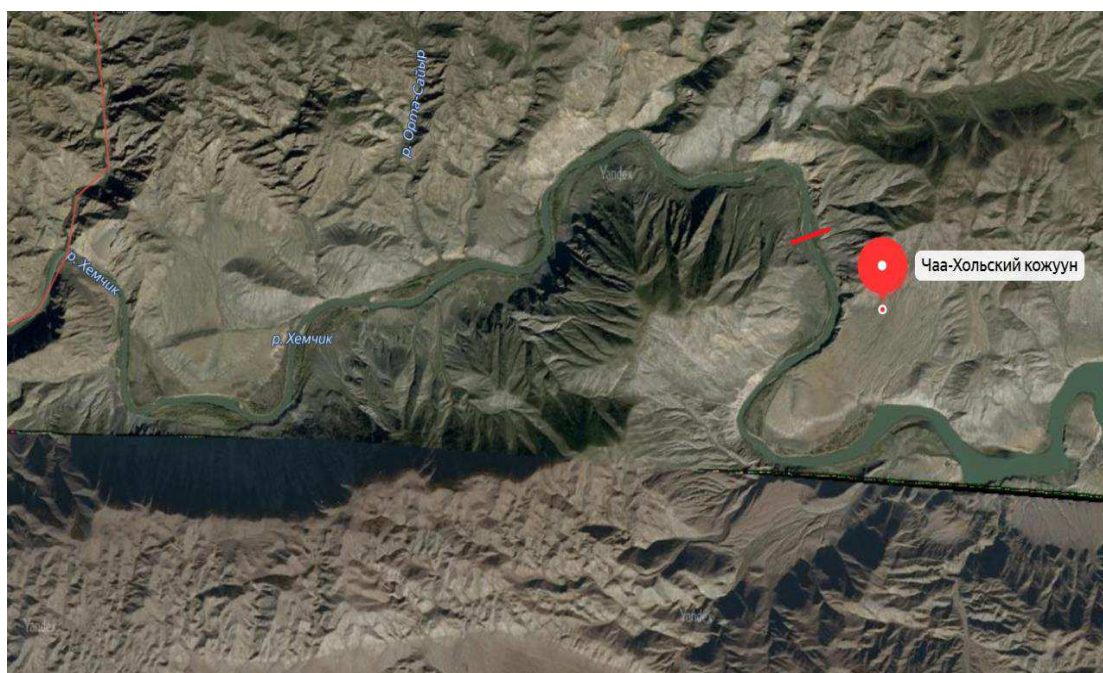


Рисунок 1.3 – Месторасположение створа проектируемого гидроузла

1.1.4 Сейсмология

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2015-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Хемчинской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 5 баллам шкалы MSK-64.

1.1.5 Полезные ископаемые

В Республике Тыва (район строительства) открыто и разведано множество месторождений минеральных ресурсов. На ее территории выявлены значительные месторождения коксующегося и энергетического угля, кобальта, золота, цветных и редких металлов, редкоземельных элементов, глины, песка, гравия, фосфоритов и других природных ресурсов. Однако эксплуатация значительной части ресурсов в полной мере не ведется в связи с высокой себестоимостью добычи и транспортировки.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

В настоящее время энергосистема Республики Тыва несбалансированная. На востоке имеется переизбыток мощности, на западе ее дефицит. Хемчинский гидроузел располагается в западной части района.

Основной задачей Хемчинской ГЭС будет являться обеспечение электроэнергией заводов и сохранение устойчивости энергосистемы данного региона.

На фоне сложившейся ситуации в регионе, принято решение, что экономически целесообразно и технически верно работать на изолированную энергосистему.

Суточные и годовые графики данной энергосистемы представлены на рисунках 1.4 – 1.5 соответственно.

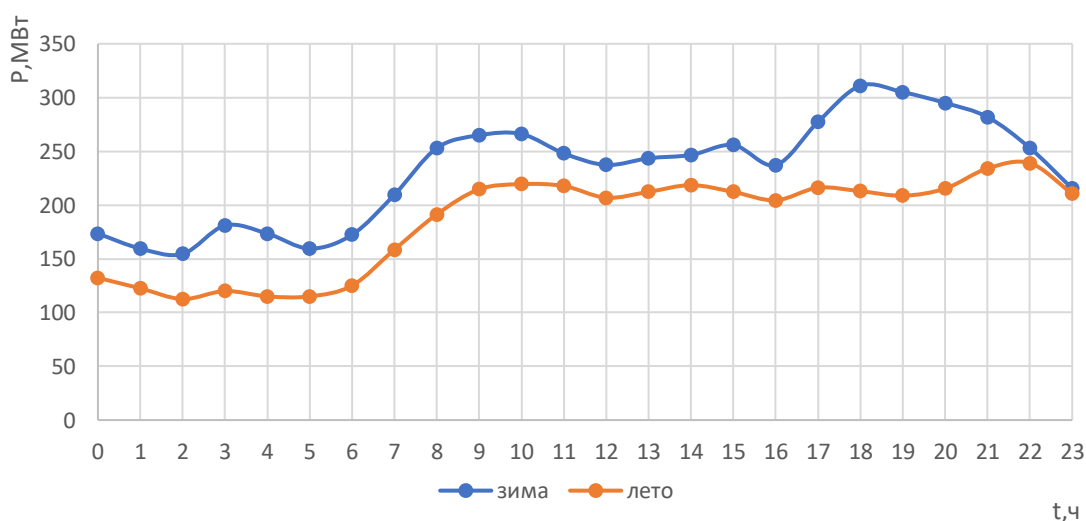


Рисунок 1.4 – Суточные графики нагрузки энергосистемы

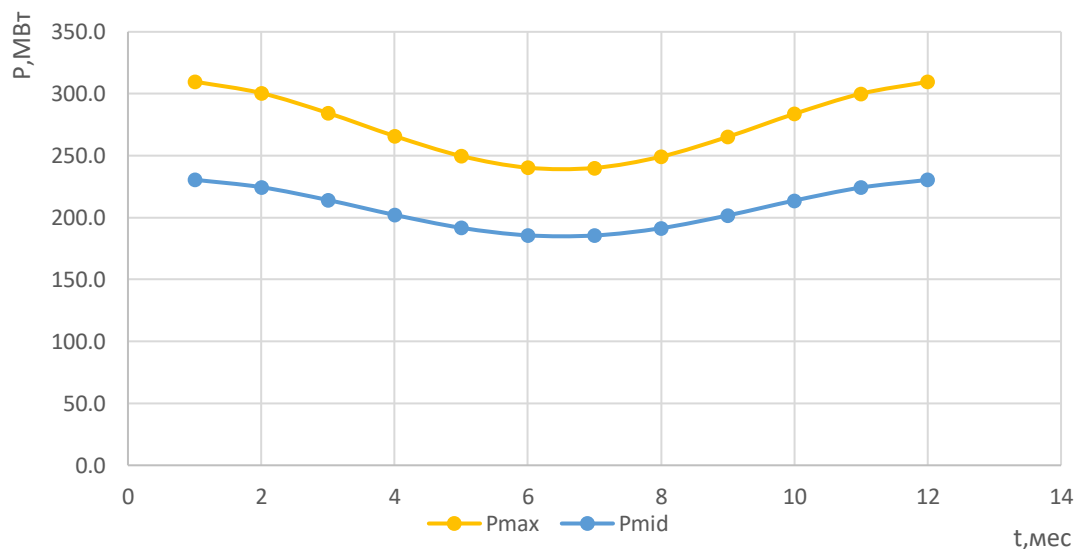


Рисунок 1.5 – Годовые графики нагрузки энергосистемы

1.3 Аналог проектируемого гидроузла

В качестве «ГЭС – аналога» для Хемчинской ГЭС в ходе проектирования выбрана Братская ГЭС по конструкции сооружения и гидротурбинного оборудования.

2 Водно – энергетические расчеты

2.1 Определение класса ГТС

Класс гидротехнического сооружения (ГТС) назначают в соответствии с [37].

Для наглядности составлена таблица 2.1.

Таблица 2.1 – Критерии выбора класса ГТС

| Критерии | Класс |
|---|-------|
| Грунтовая плотина (на скальном основании) $H = 45$ м | III |
| Бетонная плотина (на скальном основании) $H = 45$ м | III |
| ГЭС мощностью от 10 до 300МВт; $N_{уст} = 95$ МВт | III |
| Число проживающих людей, которые могут пострадать от аварии (до 2000 чел.). | III |

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

Далее определяют обеспеченности основного и поверочного расходов по [39] а также выполняют водно-энергетические расчеты.

2.2 Регулирование стока воды

2.2.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности

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

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

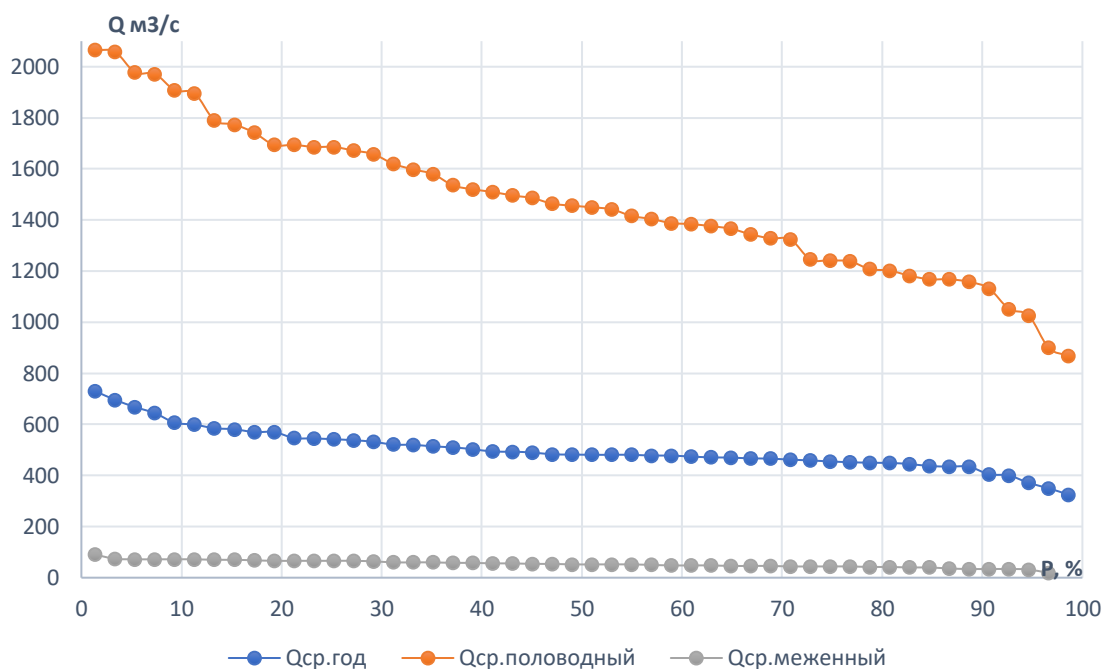
$$P = m / (n + 1) \cdot 100\%. \quad (2.1)$$

где P – расчетная обеспеченность, %;

m – порядковый номер члена ряда;

n – число членов ряда.

Результаты расчета приведены в таблице А.2. По данным таблицы построены эмпирические кривые обеспеченности рисунок 2.1.



2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности стока

2.2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет

В ходе анализа эмпирических кривых обеспеченности для среднегодовых расчетов, было установлено, что маловодный и средневодный годы – это 1971г. и 1922г. соответственно.

После определения маловодного и средневодного годов, построены их гидрографы рисунок 2.2. Численные данные приведены в таблицах 2.2 и 2.3.

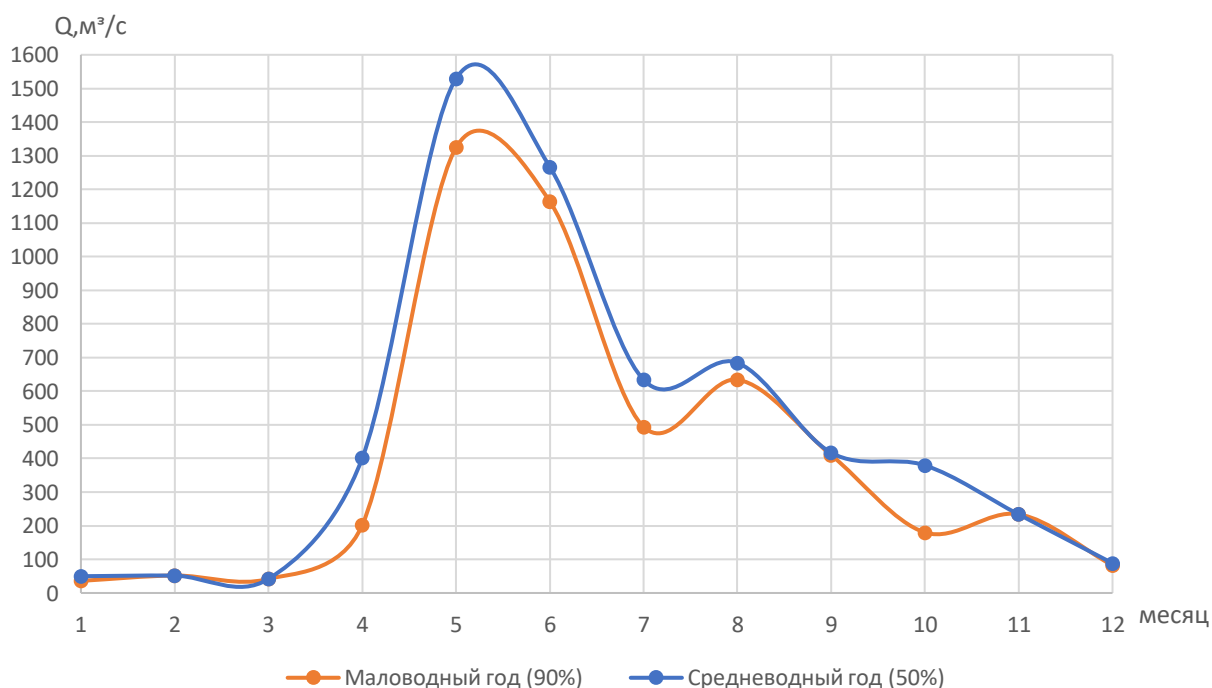


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

Таблица 2.2 – Данные гидрографа маловодного года

| Месяц | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Q _{ср.год} |
|------------------|----|----|-----|-----|------|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|---------------------|
| Q _{90%} | 36 | 52 | 42 | 202 | 1324 | 1164 | 494 | 634 | 410 | 180 | 234 | 82 | 405 |

Таблица 2.3 – Данные гидрографа средневодного года

| Месяц | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Q _{ср.год} |
|------------------|----|----|-----|-----|------|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|---------------------|
| Q _{50%} | 50 | 52 | 42 | 401 | 1529 | 1267 | 634 | 684 | 417 | 379 | 234 | 89 | 481 |

2.2.3 Тип регулирования водохранилища

Для определения типа регулирования стока необходимо найти коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{многолетний}}} = \frac{5,70 \cdot 10^9}{500 \cdot 31536000} = 0,19. \quad (2.2)$$

где β – коэффициент зарегулированности стока, о.е;
 $V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища;
 $W_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний сток реки.

По полученному коэффициенту можно сделать вывод, что Хемчинская ГЭС годичного регулирования.

2.3 Определение установленной мощности станции

2.3.1 Баланс энергии

Опираясь на расчет конкурирующих режимов таблицы. А.3, необходимо вычислить избыточную мощность по формуле 2.3:

$$N_{\text{изб}} = \sum(N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}) = 154 \text{ МВт}. \quad (2.3)$$

Далее производят построение баланса энергий, на котором указывают линию гарантированной мощности.

Числовые данные баланса энергии сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Баланс энергии

| Месяц | P _{ср} , МВт | N _{сущ} , МВт | N _{быт} , МВт | N _{ВХК} , МВт | N _{гар} , МВт |
|-------|-----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| I | 230,5 | 30 | 17 | 18 | 46 |
| II | 224,6 | 30 | 18 | 18 | 40 |
| III | 214,2 | 28 | 20 | 18 | |
| IV | 202,2 | 25 | 26 | 18 | |

Продолжение таблицы 2.4

| Месяц | $P_{ср}$, МВт | $N_{сущ}$, МВт | $N_{быт}$, МВт | $N_{ВХК}$, МВт | |
|-------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----|
| V | 191,8 | 23 | 48 | 37 | |
| VI | 185,7 | 20 | 107 | 37 | |
| VII | 185,6 | 20 | 68 | 37 | |
| VIII | 191,4 | 20 | 55,4 | 37 | |
| IX | 201,8 | 23 | 42 | 37 | |
| X | 213,8 | 25 | 22 | 18 | |
| XI | 224,2 | 28 | 21 | 18 | 40 |
| XII | 230,4 | 30 | 19 | 18 | 46 |

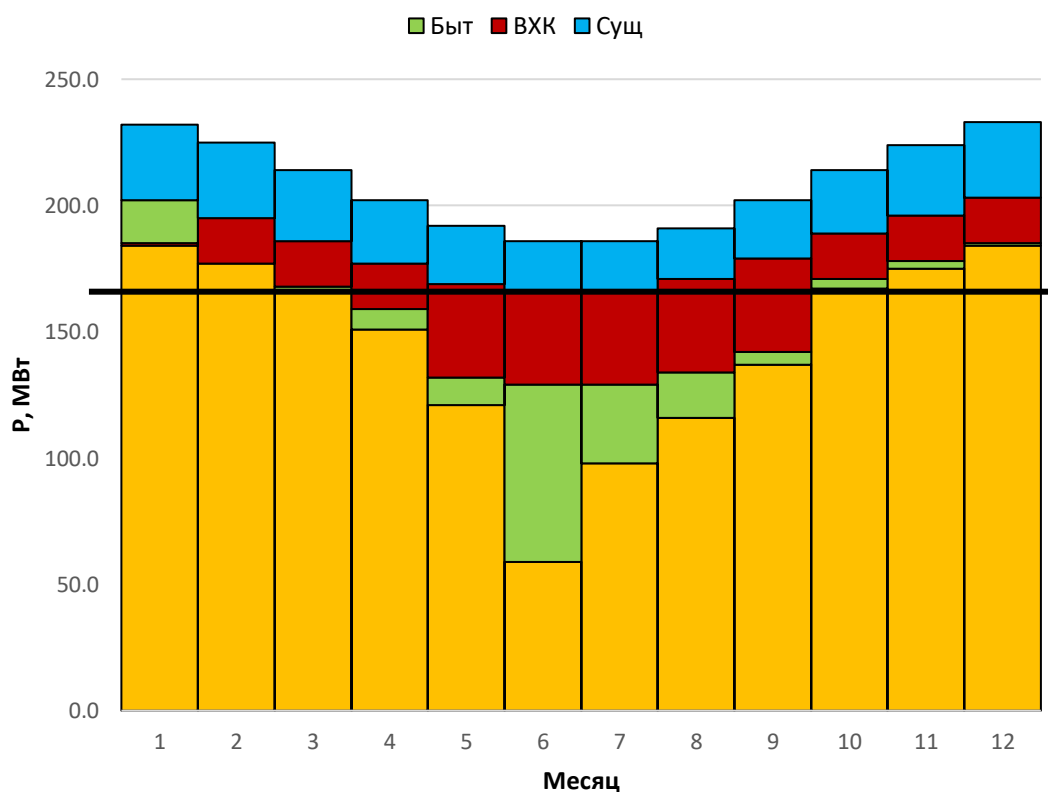


Рисунок 2.3 – Баланс энергии

После определения гарантированной мощности производят сработку – наполнение водохранилища в маловодном году.

2.3.2 Сработка – наполнение в маловодном году

Данный водно – энергетический расчет (ВЭР) производится по гарантированной мощности, найденной из баланса энергии.

Расчеты выполняют в несколько итераций до достижения двух условий:

$$V_{нач} = V_{кон} \quad (2.4)$$

где $V_{\text{нач}}$ – объем водохранилища в месяц начала сработки;
 $V_{\text{кон}}$ – объем водохранилища в месяц окончания наполнения.

$$Z_{\text{начВБ}} = Z_{\text{конВБ}}. \quad (2.5)$$

где $Z_{\text{начВБ}}$ – отметка водохранилища в месяц начала сработки;
 $Z_{\text{конВБ}}$ – отметка водохранилища в месяц окончания наполнения.

При первой итерации наблюдается чрезмерная сработка водохранилища таблице А.4. Следовательно, необходимо поднять линию гарантированной мощности. Результаты приведены в таблице А.5.

Исходя из таблице А.5, можно сделать вывод, что гарантированные мощности имеют следующие значения:

$$N_{\text{гар}}^{\text{дек}} = N_{\text{гар}}^{\text{янв}} = 46 \text{ МВт}. \quad (2.6)$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{ноя}} = N_{\text{гар}}^{\text{фев}} = 40 \text{ МВт}. \quad (2.7)$$

2.3.3 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок

Выбор рабочих мощностей необходим для построения баланса мощностей. Для этого производят вписывание треугольников мощностей Саяно–Шушенской (существующей) ГЭС, а также Хемчинской (проектируемой) ГЭС на ИКН. Вписывание треугольников производят в пиковую и базовую часть нагрузки энергосистемы.

Из интегральной кривой нагрузки определяют рабочие мощности ГЭС.

$$N_{\text{База}} = \frac{8,9 \cdot Q_{\text{сан.пуск}} \cdot H}{1000}. \quad (2.8)$$

$$\mathcal{E}_{\text{База}} = \frac{N_{\text{База}} \cdot 24}{1000}. \quad (2.9)$$

$$\mathcal{E}_{\text{Пик}} = \mathcal{E}_{\text{Гар.}} - \mathcal{E}_{\text{База}}. \quad (2.10)$$

Для получения пиковой мощности на ИКН проводят линию $\mathcal{E}_{\text{Пик}}$, и определяют значение $N_{\text{Пик}}$.

ИКН для зимнего (январь) и летнего (июнь) периодов размещены в рисунок. А.1 и рисунок. А.2 соответственно.

2.3.4 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Данный расчет необходим для построения баланса мощностей, из которого в дальнейшем выясняют установленную мощность станции.

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС}. \quad (2.11)$$

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

Произведен расчет мощностей для декабря (января).

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

$$P_{нагр}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,03 = 300 \cdot 0,03 = 9 \text{ МВт}. \quad (2.12)$$

$$P_{авар}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,1 = 300 \cdot 0,1 = 30 \text{ МВт}. \quad (2.13)$$

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

$$P_{нагр}^{проект.ГЭС} = 7 \text{ МВт}. \quad (2.14)$$

$$P_{нагр}^{сущ.ГЭС} = 2 \text{ МВт}. \quad (2.15)$$

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

Для определения величины ремонтного резерва, необходимо определить ремонтную площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС, соответственно:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{N_{раб}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{88}{6} = 14,7 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.16)$$

$$F_{рем}^{сущ.ТЭС} = \frac{N_{раб}^{сущ.ТЭС}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{30}{6} = 23 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.17)$$

Ремонт ГЭС располагают после периода половодья, перед началом сработки. Ремонт ТЭС – в месяца провала нагрузки, в данном случае 6 и 7 месяц.

После подсчета резервов переходят к построению баланса мощностей.

2.3.5 Баланс мощностей

Баланс мощностей, приведенный на рисунке 2.4, необходим для определения установленной мощности ГЭС. Его построение производится на годовом графике максимальных мощностей.

Данные для построения представлены в таблице А.6.

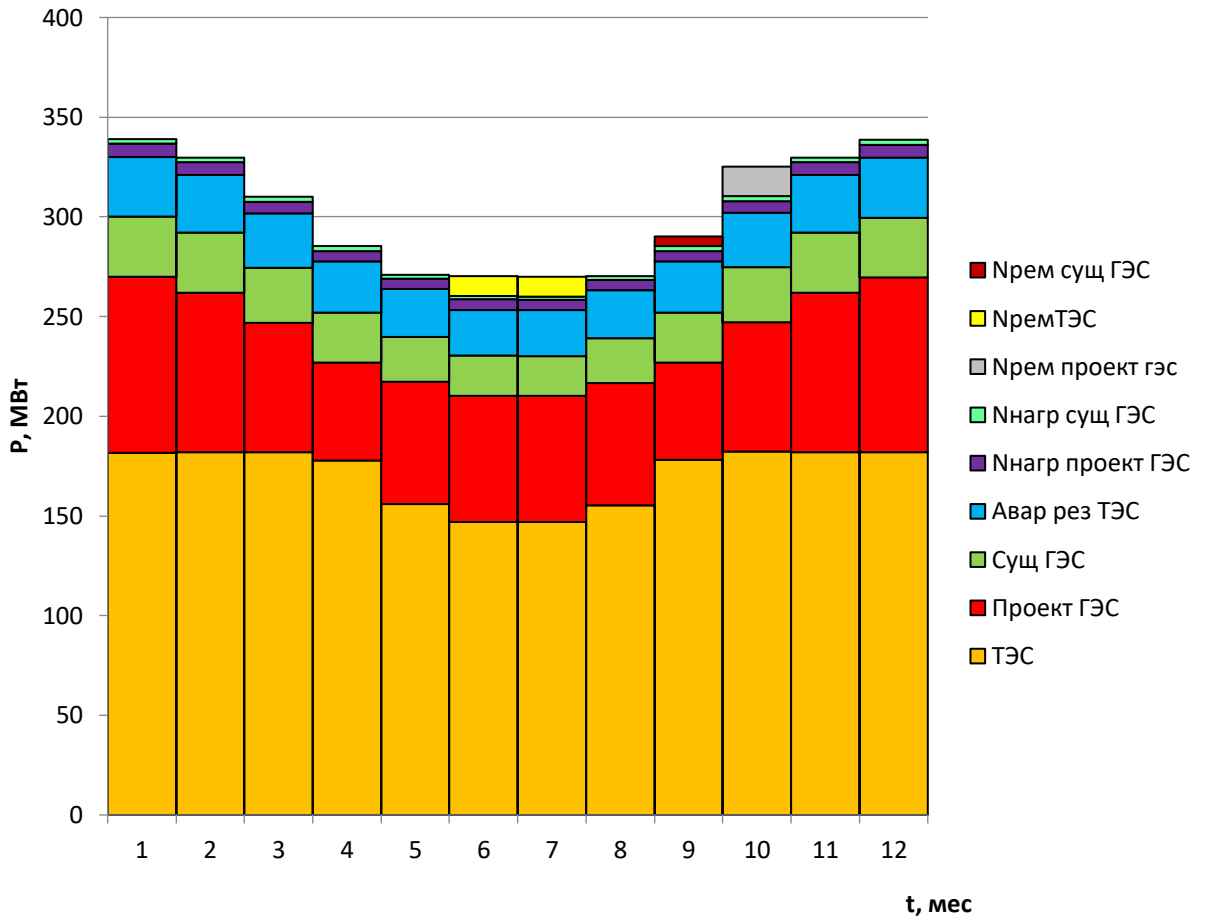


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

Для данного расчета установленная мощность равна:

$$N_{уст.}^{проект.ГЭС} = 88 + 7 = 95 \text{ МВт.}$$

2.4 Водно – энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Водно – энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году необходим для определения среднегодовой выработки ГЭС. Расчет выполняется двумя методами:

1. Расчет по отметкам таблица А.7;
2. Расчет по гарантированным мощностям таблица А.8;

Из двух режимов для проектируемой станции принимают с большим значением среднегодовой выработки. В данном случае, данный режим работы по отметкам.

График сработки – наполнения представлен на рисунке 2.5.

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{год}}^{\text{отм}} = \sum \mathcal{E} = 0,361 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.17)$$

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{год}}^{\text{мощн}} = \sum \mathcal{E} = 0,366 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.18)$$

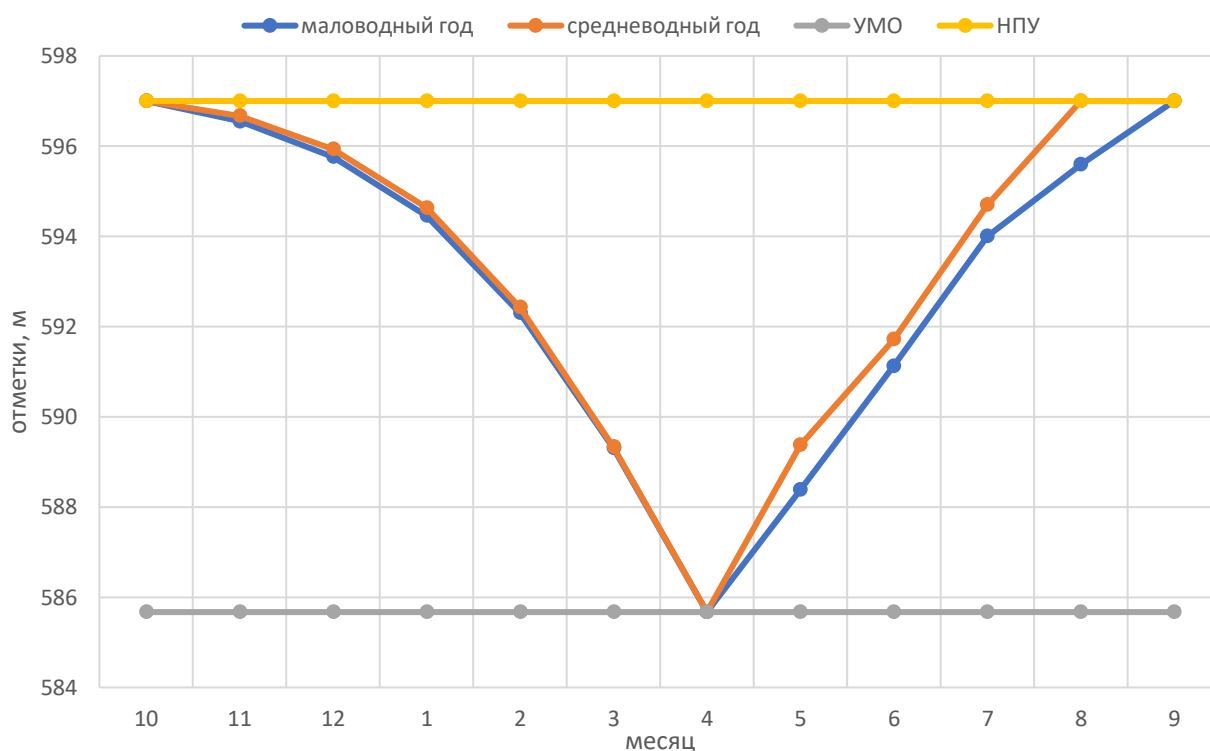


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища при режиме работы по отметкам

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

3.1.1 Режимное поле

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. На режимном поле, изображенном на рисунке 3.1, определяются минимальный и максимальный напоры. Для построения необходима таблица 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля

| Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий | | Напорные характеристики | | | Линия ограничения по расчётной установленной мощности | | Линия ограничения по пропускной ГЭС | |
|--|-------------------------|-------------------------|---------------------|----------------------|---|---------------------|-------------------------------------|---------------------|
| Q _{нб} , м ³ /с | Z _{нб} (лето)М | H _{нпу} ,М | H _{умо} ,М | H _{расч} ,М | H,м | Q,м ³ /с | H,м | Q,м ³ /с |
| 0 | 550,0 | 550,0 | 45,6 | 35,2 | 42,1 | 46,0 | 217,4 | 31,0 |
| 40 | 550,3 | 550,3 | 45,3 | 34,8 | 41,8 | 45,0 | 222,2 | 32,0 |
| 80 | 550,6 | 550,6 | 45,0 | 34,5 | 41,5 | 44,0 | 227,3 | 33,0 |
| 120 | 551,0 | 551,0 | 44,6 | 34,2 | 41,2 | 43,0 | 232,6 | 34,0 |
| 160 | 551,3 | 551,3 | 44,3 | 33,9 | 40,9 | 42,0 | 238,1 | 35,0 |
| 200 | 551,6 | 551,6 | 44,0 | 33,6 | 40,5 | 41,0 | 243,9 | 36,0 |
| 240 | 551,9 | 551,9 | 43,7 | 33,3 | 40,2 | 40,0 | 250,0 | 37,0 |
| 280 | 552,2 | 552,2 | 43,4 | 33,0 | 39,9 | 39,0 | 256,4 | 38,0 |
| 320 | 552,5 | 552,5 | 43,1 | 32,7 | 39,6 | 38,0 | 263,2 | 39,0 |
| 360 | 552,8 | 552,8 | 42,8 | 32,4 | 39,3 | 37,0 | 270,3 | 40,0 |
| 400 | 553,1 | 553,1 | 42,5 | 32,1 | 39,0 | 37,0 | 270,3 | 41,0 |
| 440 | 553,4 | 553,4 | 42,2 | 31,8 | 38,7 | 37,0 | 270,3 | 42,0 |
| 480 | 553,7 | 553,7 | 41,9 | 31,5 | 38,4 | 37,0 | 270,3 | 43,0 |

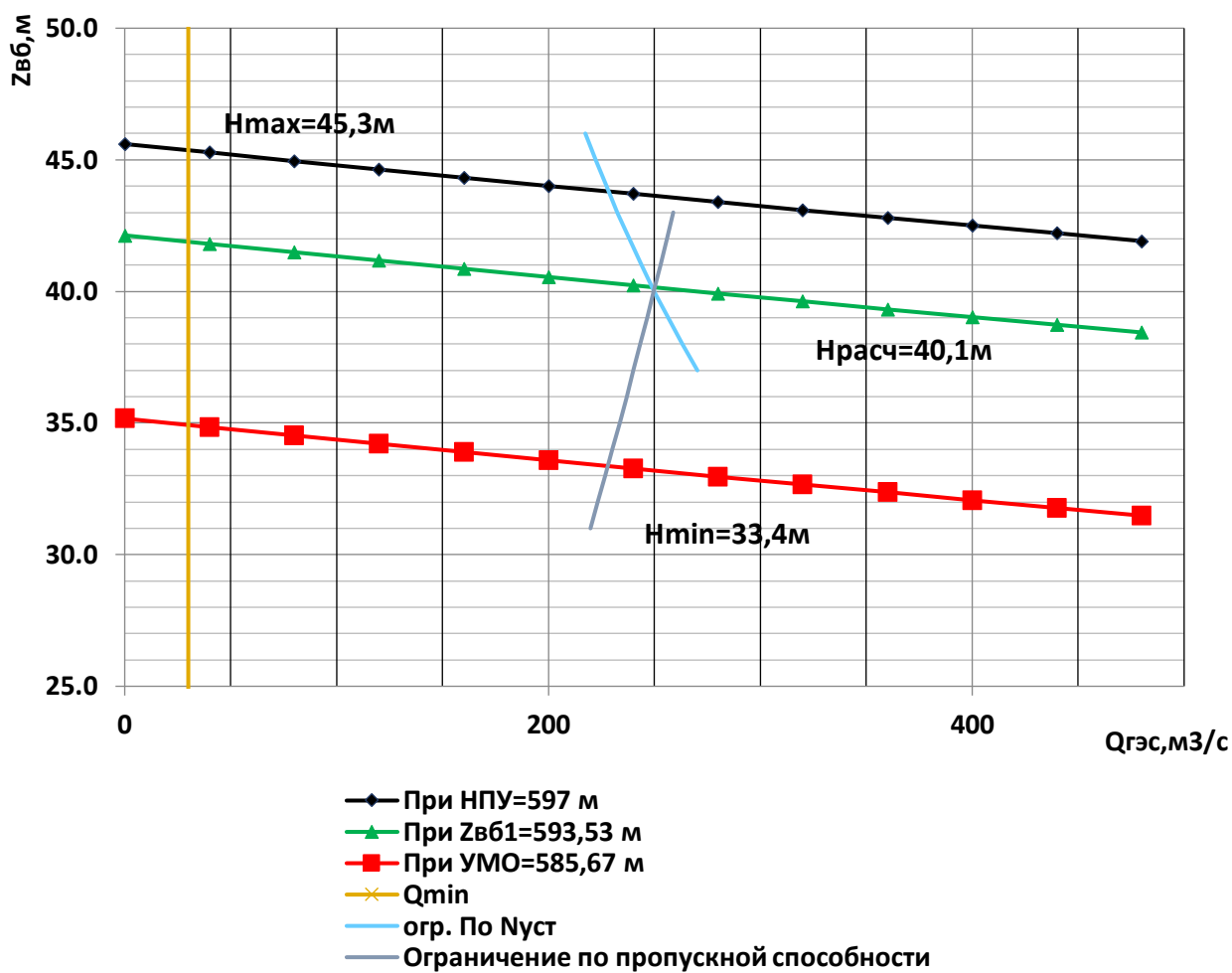


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из режимного поля определены следующие параметры:

- $H_{max} = 45,3$ м при минимальном расходе ГЭС;
- $H_p = 40,1$ м при максимальном расходе ГЭС;
- $H_{min} = 33,4$ м.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в подборе для каждого типа рассматриваемой турбины таких вариантов диаметра рабочего колеса (D_1) и синхронной частоты вращения ($n_{синх}$), при которых в области допустимых режимов по давлению и расходу воды, проектируемая ГЭС будет работать с максимальной эффективностью, с минимальной глубиной и количеством установленных агрегатов.

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

Таблица 3.2 – Характеристики модельных гидротурбин

| Параметры | ПЛ50-В | ПЛД50-В60 | РО45-В |
|---------------------------|--------|-----------|--------|
| $H_{пред}, м$ | 50 | 50 | 45 |
| H_{min}/H_{max} | 0,50 | 0,50 | 0,60 |
| $n'_{I опт}, об/м$ | 116 | 113 | 82 |
| $Q'_{I опт}, л/с$ | 1,52 | 1,7 | 1,43 |
| $\eta_{м опт}$ | 0,916 | 0,91 | 0,921 |
| $Q'_{I max}, л/с$ | 1,5 | 1,65 | 1,43 |
| $\sigma(Q'_{I max})$ | 0,55 | 0,60 | 0,13 |
| $D_{I м}, м$ | 0,460 | 0,350 | 0,460 |
| $H_{мод}, м$ | 12 | 5 | 4 |
| $t_{мод}, °C$ | 8 | 8 | 8 |
| $v_{м} \cdot 10^6, м^2/с$ | 0,99 | 1,11 | 1,38 |
| $v_{н} \cdot 10^6, м^2/с$ | 1,38 | 1,38 | 1,38 |

Далее, задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 (табл. 3.3), производят выбор номинального диаметра рабочего колеса

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

| | | | | | | | | |
|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|
| 1000 | 1250 | 1400 | 1600 | 1800 | 1900 | 2000 | 2120 | 2240 |
| 2360 | 2500 | 2650 | 2800 | 3000 | 3150 | 3350 | 3550 | 3750 |
| 4000 | 4250 | 4500 | 4750 | 5000 | 5300 | 5600 | 6000 | 6300 |
| 6700 | 7100 | 7500 | 8000 | 8500 | 9000 | 9500 | 10000 | 10600 |

Производились расчёты следующих параметров:

– КПД натурной турбины

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

где η_M – КПД модельной турбины;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Принимается для ПЛ и ПЛД: $\varepsilon = 0,75$; для РО:

$$\varepsilon = \begin{cases} 0,25 + 0,5 \cdot \frac{Q'_{I р.т.}}{Q'_{I опт}} & \text{при } Q'_{I р.т.} < Q'_{I опт} \\ 0,75 & \text{при } Q'_{I р.т.} > Q'_{I опт} \end{cases}$$

$Q'_{I р.т.}$ – приведенный расход в расчётной точке

$Q'_{I опт}$ – приведенный расход в точке оптимума

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

$H_{мод}$ – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;
 H_p – расчётный напор натурной турбины;
 ν_n – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины. В данном случае принимают $\nu_n = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$;
 $\nu_{\text{мод}}$ – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины. Выбирается по таблице 3.4, с учетом температуры для модели ($t_{\text{мод}}$).

Таблица 3.4 – Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

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

– Мощность агрегата в расчётной точке

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{\text{Iр}} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (3.2)$$

где $Q'_{\text{Iр}}$ – приведенный расход в расчётной точке;
 η_T – КПД натурной турбины;
 η_G – КПД генератора. Принимают $\eta_G = 0,97$;
 – Количество агрегатов

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

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность гидроузла в кВт;
 $N_{\text{агр}}$ – мощность гидроагрегата в расчётной точке;
 Необходимо округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ($Z'_{\text{агр}}$), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ($N'_{\text{агр}}$). С помощью формулы 3.4:

$$N'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z'_{\text{агр}}} \quad (3.4)$$

– Поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_T}{\eta_M} \quad (3.5)$$

где η_T – КПД натурной турбины;
 η_M – КПД модельной турбины;
 – Частота вращения турбины

$$n' = \frac{n'_{1p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} \quad (3.6)$$

где n'_{1p} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины расчётной точке;

Δ_1 – поправка на КПД;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда.

– Приведенные частоты вращения

$$n'_{1max} = \frac{n'_{синх} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{min}}} \quad (3.7)$$

$$n'_{1расч} = \frac{n'_{синх} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{расч}}} \quad (3.8)$$

$$n'_{1mix} = \frac{n'_{синх} D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{max}}} \quad (3.9)$$

– Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N'_{агр}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_G} \quad (3.10)$$

где $N'_{агр}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

η_G – КПД генератора;

– Произведение для построения линии ограничения по генератору

$$Q'_{max} \cdot \eta_T = \frac{N'_{агр}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_G} \quad (3.11)$$

где $N'_{агр}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_{max} – максимальный напор натурной турбины;

η_G – КПД генератора.

Левая часть уравнений 3.10 и 3.11, определена подбором положения точек на линиях $n'_{1расч}$ и n'_{1min} соответственно.

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

Расчитанные по формулам 3.1-3.11 параметры для различных диаметров натуральных турбин ПЛ50-В, ПЛД30-В60, РО45-В представлены в [Б, табл.Б.1].

Турбины были отобраны по следующим критериям:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Приемлемое число гидроагрегатов;

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы, находится по формуле 3.12:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s. \quad (3.12)$$

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

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным режимом работы гидротурбинной установки с точки зрения кавитации. Анализ кавитационной кривой показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего проникновения, обычно являются три режима:

- Работа минимального числа агрегатов при максимальном напоре и номинальной мощности;
- Работа минимального числа при расчетном напоре и номинальной мощности;
- Работа минимального числа при минимальном напоре и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.пл}. \quad (3.13)$$

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

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

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

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

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

$$Q = Q'_1 \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H}. \quad (3.14)$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчетной точке;

Z_a – количество гидроагрегатов. Принято $Z_a = 1$;

H – соответствующий напор.

По полиному кривой связи НБ получают отметки уровней нижнего бьефа $Z_{НБ} = f(Q)$.

Все рассчитанные параметры приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Расчетные параметры для определения H_s

| | ПЛ50-В | ПЛД50-В60 | | РО45-В |
|--------------------------------------|---------------|------------------|--------|---------------|
| $D_1, \text{ м}$ | 3,55 | 4,5 | 4 | 4,5 |
| $Q'_{(Hmax)}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 1.23 | 0.96 | 1.27 | 1.01 |
| $Q'_{(Hрасч)}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 1.24 | 1.16 | 1.58 | 1.2 |
| $Q'_{(Hmin)}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 1.18 | 1.11 | 1.5 | 1.11 |
| $Q_{(Hmax)}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 543,20 | 552,50 | 552,61 | 552,50 |
| $Q_{(Hрасч)}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 545,42 | 555,94 | 557,94 | 555,94 |
| $Q_{(Hmin)}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 542,87 | 552,31 | 554,05 | 552,31 |
| Z_{max} | 539,64 | 549,84 | 546,33 | 549,84 |
| $Z_{расч}$ | 538,61 | 551,12 | 545,10 | 551,12 |
| Z_{min} | 539,41 | 550,51 | 546,90 | 550,51 |
| $H_{s max}, \text{ м}$ | -3,55 | -2,66 | -6,28 | -2,66 |
| $H_{s расч}, \text{ м}$ | -6,81 | -4,82 | -12,84 | -4,82 |
| $H_{s min}, \text{ м}$ | -3,46 | -1,80 | -7,15 | -1,80 |

Таким образом, после проведённого анализа выбранных диаметров рабочих колёс, определен наиболее оптимальный вариант – турбина ПЛ50-В-450.

Одним из главных критериев была принята высота отсасывания, которая должна обеспечить минимальное заглубление рабочего колеса. Малое рабочее колесо и малое количество агрегатов (3шт) обеспечит экономическую целесообразность. Максимальное значение КПД в оптимальном режиме, а также расчётная точка лежит на линии проходящей вблизи точки оптимума. Расположение рабочей зоны находится в зоне максимального КПД.

ГУХ с рабочей зоной и проточная часть выбранной гидротурбины расположены в приложении рис 1 и рисунок 2 соответственно.

3.3 Расчёт и построение плана бетонной спиральной камеры с плоским потолком и неполным углом охвата.

Бетонные спиральные камеры обладают круглыми поперечными сечениями с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине, а также формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические камеры с круглыми сечениями.

Поток проходящий через спиральную камеру задан тремя главными условиями:

1. Обеспечение равномерного распределения расхода по окружности направляющего аппарата.
2. Обеспечение одинаковой загрузки потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.
3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть подобраны так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

По чертежу проточной части приложение 7 модельной гидротурбины были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 4,5 = 1,575 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Угол охвата:

$$\varphi_0 = 345^\circ$$

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 1,575 + 0,02 = 1,595 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Основные размеры статора для $D_1 = 4,5$ м:

$D_a = 7$ м; $D_b = 6,1$ м; $D_4 = 7,1$ м; $R_4 = 3,55$ м; $R = 0,4$ м; $h_1 = 0,45$ м определены по Приложению 1 с помощью интерполяции.

После определения основных размеров произведен расчет спиральной камеры

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1,595 + 2 \cdot 0,45 = 2,5 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимается по графику $v_{вх} = f(H_p)$ рисунок 4, откуда $v_{вх} = 5,4$ м/с.

Расчётный расход:

$$Q_p = \frac{N_{уст}}{9,81 \cdot \eta_t \cdot H_{расч}} = \frac{95000}{9,81 \cdot 0,941 \cdot 40,1} = 256,63. \quad (3.18)$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 256,63 \cdot \frac{345^\circ}{360^\circ} = 245,96. \quad (3.19)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{ср}}} = \frac{245,96}{5,4} = 45,5 \text{ м}^2. \quad (3.20)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{45,5}{3,14}} = 3,81 \text{ м}. \quad (3.21)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 3,55 + \sqrt{3,81^2 - \left(\frac{2,5}{2}\right)^2} = 7,15 \text{ м}. \quad (3.22)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + p_{\text{вх}} = 7,15 + 3,81 = 11,0 \text{ м}. \quad (3.23)$$

Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения:

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 7,15 - \sqrt{7,15^2 - 3,81^2} = 1,10. \quad (3.24)$$

При принятом значении:

$$\begin{aligned} \frac{1}{c} &= 1,147. \\ \varphi &= \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360} = 0,958. \end{aligned} \quad (3.25)$$

Последовательно задавая ряд значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитаны все сечения спиральной камеры. Данные занесены в Таблицу 8

Так как спиральная камера, для дальнейших углов φ принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Поэтому построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты $(\varphi = 0; R = \frac{D_b}{2} = \frac{5,0}{2} = 2,5)$.

С шагом в 25° сняты значения $R_{\text{в}}$ в зависимости от угла φ
Размеры эллиптические сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k}$$

Где: $a_k = 35^\circ$

Радиусы эллиптических сечений

$$p_2 = \frac{R - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k}.$$

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{C}} = \frac{256,63}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,147} = 35,6. \quad (3.26)$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} = \frac{256,63 / (2 \cdot 3,14 \cdot 1,6)}{35,6} = 0,719.$$

$$\delta = \operatorname{arctg} \left(\frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} \right) = \operatorname{arctg}(0,719) = 36^\circ.$$

После данного расчёта построен теоретический чертёж спиральной камеры таврового сечения.

3.4 Выбор типа серийного генератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных серийных типов по расчетному значению его номинальной активной мощности и синхронной частоты вращения [27].

Т.к. допускается отличие мощности гидрогенератора от мощности гидротурбины на $\pm 10\%$, был выбран гидрогенератор СВ-654/50-36 [22] таблица 3.8.

Паспортные данные выбранного генератора расположены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Данные гидрогенератора

| Тип | | СВ-840/150-52 |
|---------------------------|---------|---------------|
| $S_{\text{НОМ}}$, МВА | | 55,9 |
| $P_{\text{НОМ}}$, МВт | | 47,5 |
| $\cos \varphi$ | | 0,85 |
| $U_{\text{НОМ}}$, кВ | | 10,5 |
| $n_{\text{НОМ}}$, об/мин | | 166,7 |
| КПД, % | | 97,2 |
| Масса общая, т | | 450 |
| Диаметр статора, мм | | 9800 |
| Высота, мм | | 9100 |
| Исполнение | | Зонтичное |
| Индуктивные сопротивления | x_d'' | 0,33 |
| | x_d' | 0,37 |
| | x_d | 1,15 |

3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчёт вала на прочность

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

Предварительный наружный диаметр вала:

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

где $\tau_{доп} = 30 \div 35$ Мпа. Принято $\tau_{доп} = 33$ Мпа;
 $M_{кр}$ – крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N'_{агр}}{n_c} = \frac{0,00974 \cdot 46667}{115,4} = 2,78 \text{ Мпа}. \quad (3.28)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} . \quad (3.29)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{3,94}{32} \right)^{0,33} .$$

$$D_B^* \geq 0,858 \text{ мм} .$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм), $D_B = 900$ мм.

3.5.2 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В проекте применяется подшипник на водяной смазке.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left(\frac{N'_{агр}}{n_c \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{47500}{166,7 \cdot 4,5} = 50,66 \text{ кН}. \quad (3.30)$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки d_n принят 0,77 м (на 15-20 мм больше D_B).

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}] = \frac{50,66}{0,77 \cdot 0,3} = 219,3 \text{ кПа.} \quad (3.32)$$

где $h_{п}$ – высота подшипника Принято 300 мм, при $D_{в} = 850 \div 1100$ мм.
Допустимое удельное давление

$$p_{уд} = 29 \cdot U = 29 \cdot 13,44 = 389,81 \text{ кПа.} \quad (3.33)$$

$$U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_{п}}{30} = 3,14 \cdot 166,7 \cdot \frac{0,77}{30} = 13,44 \text{ м/сек.} \quad (3.34)$$

Условие $p_{уд} (219,3) \leq p_{уд} (389,81)$ соблюдено.

Расчёт сегментного подшипника:

Предварительная высота подшипника $h_{п} = 300$ мм и число сегментов $Z_{сегм} = 8$

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1+2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)} = \frac{50,66}{1+2 \cdot \cos 45^\circ + 2 \cdot \cos 90^\circ} = 20,98 \text{ кН.} \quad (3.35)$$

где α – центральный угол расположения сегментов.

$$\alpha = \frac{360}{Z_{сегм}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ .$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_1}{l_{сегм} \cdot h_{п}} \leq p_{уд} = \frac{20,98}{0,263 \cdot 0,3} = 219,3 \text{ кПа.} \quad (3.36)$$

где $l_{сегм}$ – длина сегмента в окружном направлении.

$$l_{сегм} = (0,85 - 0,90) \pi \cdot \frac{d_{п}}{Z_{сегм}} = 0,87 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,77}{8} = 0,263 \text{ м.} \quad (3.37)$$

Допускаемое удельное давление

$$p_{уд} = 50 \cdot U = 50 \cdot 13,44 = 672,09 \text{ кПа.} \quad (3.38)$$

Условие $p_{уд} (219,3) \leq p_{уд} (672,09)$ соблюдено.

Для проекта принят сегментный подшипник, зарекомендовавший себя на практике, как более надежный.

3.6 Выбор типа маслonaпорной установки

Маслonaпорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования.

По монограмме [15] подобран следующий тип маслonaпорной установки для $H_{max} = 45,3$ и $D_1 = 4,5$ м:

МНУ 1,6/1-40-2,5-2:

1,6 – объём гидроаккумулятора;

1 – количество сосудов;

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

2,5 – вместительность сливного бака в м³;

2 – количество насосов.

3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

Для поворотно - лопастной турбины выбран электрогидравлический регулятор с комбинатором.

ЭГР-2И1-150-4:

ЭГР – электрогидравлический регулятор;

2И1 – на интегральных микросхемах;

150 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 11-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Исходные данные для проектирования электрической части

Исходные данные числа и мощности генераторов представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа, мощности генераторов и системы

| Генераторы | | | Система | | |
|------------------|------------------|-----------------------------|------------------|-------------------|---------------------|
| Число и мощность | $U_{\text{НОМ}}$ | $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ | $U_{\text{НОМ}}$ | $S_{\text{к.з.}}$ | Протяжённость линий |
| шт · МВт | кВ | о. е. | кВ | МВ · А | км |
| 3 · 47,5 | 10,5 | 0,85 | 220 | 180 | 70 |

- Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,85$;
- Время использования установленной мощности $T_{\text{max}} = 4000$ ч/год;
- Мощность собственных нужд ГЭС $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$;
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{НОМ}}$.

4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор основной схемы электрических соединений является важнейшим этапом проектирования энергетического предприятия. От схемы зависят надежность электроустановок, экономичность, гибкость оперативной коммутации, простота эксплуатации, безопасность, обслуживание и возможность расширения в будущем.

На этапе проектирования рассматриваются две наиболее распространённые схемы: одиночный и укрупненный блоки рисунок 4.1.

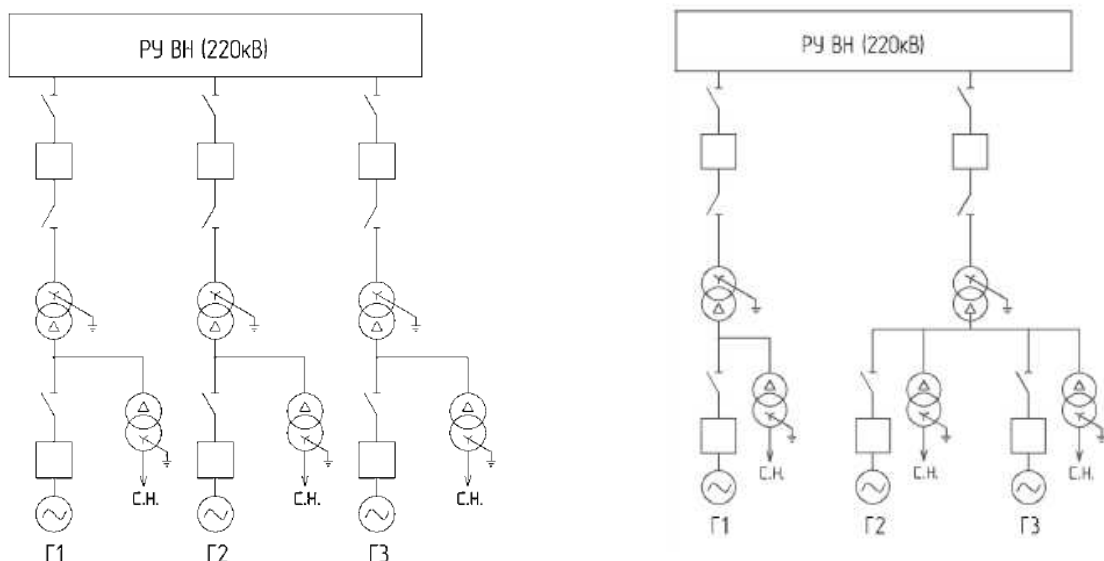


Рисунок 4.1 – Схема с одиночным и укрупненным блоками

4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.3.1 Выбор синхронных генераторов

В ходе подбора основного энергетического оборудования принят синхронный генератор СВ-654/50-36 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора представлены в таблице 3.8.

4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

Подбор трансформаторов включает определение их количества, типа и номинальной мощности.

Единый трансформатор должен обеспечивать отвод мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора, т.е. вспомогательной нагрузки, которая составляет примерно 1% от установленной мощности:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{45 - 47,5 \cdot 0,01}{0,85} = 55,32 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная (установленная) мощность гидрогенератора, МВт;
 $P_{\text{с.н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности генератора, о.е.

На данную мощность и напряжение подобран трансформатор завода ООО «Трансинжиниринг» типа ТДС-63000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДС-63000/220-У1

| $S_{\text{ном}}, \text{МВА}$ | $U, \text{кВ}$ | | $U_{\text{кз}}, \%$ | $\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$ | $\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$ | $I_{\text{хх}}, \%$ |
|------------------------------|-----------------|-----------------|---------------------|------------------------------------|------------------------------------|---------------------|
| | $U_{\text{вн}}$ | $U_{\text{нн}}$ | | | | |
| 63 | 230 | 10,5 | 11,5 | 265 | 70 | 0,5 |

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где μ – частота ремонтов ,1 раз в год;
 $T_{пл}$ – время плановых простоев блока в течение года, принято: $T_{пл} = 30$ ч;
 ω – параметр потока отказов блока, в нашем случае: $\omega = 0,025$ ед/год;
 $T_{в}$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов, $T_{в} = 60$ ч.

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{XX} = n_T \cdot \Delta P_{XX} \cdot t_{раб} . \quad (4.4)$$

где n_T – число трансформаторов в блоке, $n_T = 1$;
 ΔP_{XX} – потери холостого хода трансформатора, кВт;
 $t_{раб}$ – время работы блока в течении года, ч.

$$\Delta W_{XX} = 1 \cdot 0,07 \cdot 8729 = 611,00 \text{ МВт} \cdot \text{ч} .$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_{КЗ}}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{Тном}} \right)^2 \cdot \tau , \quad (4.5)$$

где $\Delta P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;
 n_T – число параллельно работающих трансформаторов;
 $S_{расч}$ – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;
 $S_{Тном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;
 τ – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_H = \frac{0,265}{1} \cdot \left(\frac{55,32}{63} \right)^2 \cdot 2405 = 491,53 \text{ МВт} \cdot \text{ч} .$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I_{п} = \beta_1 \cdot \Delta W_{XX} + \beta_2 \cdot \Delta W_H . \quad (4.6)$$

где ΔW_{XX} – потери холостого хода, МВт · ч;
 ΔW_H – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;
 β_1, β_2 – стоимость потерь электрической энергии XX и нагрузочных потерь соответственно:

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

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

Таким образом на 1 агрегатный блок:

$$I_{\text{П одиноч}} = 611,00 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 491,53 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 8,09 \text{ тыс руб/год.}$$

Издержки для всей станции (3 одиночных блока):

$$I_{\text{П}} = 3 \cdot I_{\text{П одиноч}} = 3 \cdot 8,09 = 24,27 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.7)$$

4.3.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{47,5 - 0,01 \cdot 47,5}{0,85} = 110,65 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.8)$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода ОАО «Электрозавод» типа ТДЦ-125000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 125000/220

| $S_{\text{ном}}, \text{МВА}$ | $U, \text{кВ}$ | | $U_{\text{кз}}, \%$ | $\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$ | $\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$ | $I_{\text{хх}}, \%$ |
|------------------------------|-----------------|-----------------|---------------------|------------------------------------|------------------------------------|---------------------|
| | $U_{\text{вн}}$ | $U_{\text{нн}}$ | | | | |
| 125 | 242 | 10,5 | 11 | 380 | 90 | 0,55 |

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

Потери электрической энергии методом времени максимальных потерь:

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

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч} .$$

Потери холостого года в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = 1 \cdot 0,090 \cdot 8728,5 = 786,78 \text{ МВт} \cdot \text{ч} .$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{110,65}{125}\right)^2 \cdot 2405 = 716,16 \text{ МВт} \cdot \text{ч} .$$

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

$$I_{\text{П укрупн}} = 786,78 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 716,16 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 11,17 \text{ тыс. руб/год.}$$

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

$$I_{\text{П}} = I_{\text{П одиноч.}} + I_{\text{П укрупн.}} = 8,09 + 11,17 = 19,26 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.9)$$

В ходе расчетов была установлена экономическая целесообразность установки одиночных блоков. Также, следует отметить, что данная схема является более надежной относительно схемы с укрупненным блоком.

4.3.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, приходящейся на собственные нужды станции, составляет 1%:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\text{ГЭС}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} \quad (4.10)$$

Таким образом:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot 3 \cdot \frac{47,5}{0,85} = 1,68 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

По каталогу завода ООО «Урал Трансформатор» выбирается трансформатор ТСЗНС-2000/10. Каталожные данные приведены в таблице 4.4. Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗНС-2000/10

| $S_{\text{НОМ}}$, кВА | $U_{\text{Н}}$, кВ | | $U_{\text{КЗ}}$, % |
|------------------------|---------------------|-----------------|---------------------|
| | $U_{\text{ВН}}$ | $U_{\text{НН}}$ | |
| 2000 | 10,6 | 6,3 | 5,5 |

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

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n = \frac{(S_{\text{Г}} \cdot n_{\text{Г}} - S_{\text{сн}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{нат}}} + 1 \quad (4.12)$$

Число отходящих линий округляется в ближайшую сторону:

$$n = \frac{(55,9 \cdot 3 - 1,42) \cdot 0,85}{1,2 \cdot 135} + 1 = 1,87 \approx 2 .$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{142,5 - 1,42}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 217,78 \text{ кА} . \quad (4.13)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

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

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

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

$$I_{\text{расч}} = 217,78 \cdot 1 \cdot 1,05 = 228,67 \text{ кА} .$$

Далее рассчитываем сечение провода по методу экономической плотности. Для линии напряжением 220кВ $j = 0,9 \text{ А/мм}^2$. Тогда сечение провода:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{228,67}{1,1} = 207,88 \text{ мм}^2 . \quad (4.15)$$

Произведена проверка провода по нагреву. Сравнивая длительно допустимый ток $I_{\text{дд}} = 710 \text{ А}$, с послеаварийным:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{142,5 - 1,42}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 435,56 \text{ кА} . \quad (4.16)$$

Существует условие нагрева:

Так как $I_{\text{ав}} < I_{\text{доп}}$, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС-240/32. Параметры провода АС-240/32 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС-240/32

| Число проводов в фазе | r_0 Ом/км | x_0 Ом/км | b_0 См/км |
|-----------------------|-------------|-------------|-----------------------|
| 3 | 0,096 | 0,429 | $2,645 \cdot 10^{-6}$ |

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта (ТЭР)

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

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{ТСН} + t \cdot K_{КРУЭ}. \quad (4.17)$$

где $n = 3$ – количество блочных трансформаторов;

$K_{Тр}$ – стоимость одного блочного трансформатора;

$m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;

$K_{СН}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;

$t = 6$ – количество ячеек КРУЭ;

$K_{КРУЭ}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 3 \cdot 375063 + 3 \cdot 89739 + 6 \cdot 135526 = 2,2 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 597569 + 3 \cdot 89739 + 5 \cdot 135526 = 2,1 \text{ млн. руб.}$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + И_i. \quad (4.18)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 2,2 + 24,27 = 0,332 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 2146986 + 19,26 = 0,322 \text{ млн. руб.}$$

Разница между вариантами:

$$\Delta Z = \frac{z_1 - z_2}{z_1} \cdot 100\% = \frac{332058 - 322067}{332058} \cdot 100\% = 3,0\% < 5\%. \quad (4.19)$$

Таким образом, для проектируемой Хемчинской ГЭС принимается структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью.

4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений КРУЭ–220 кВ равно 6 (1 служебное присоединение, 2 ЛЭП 220 кВ, а также 3 блока). При данном классе напряжения и количестве присоединений был выбран вариант с двумя рабочими системами шин 13 схема [55]. Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.2.

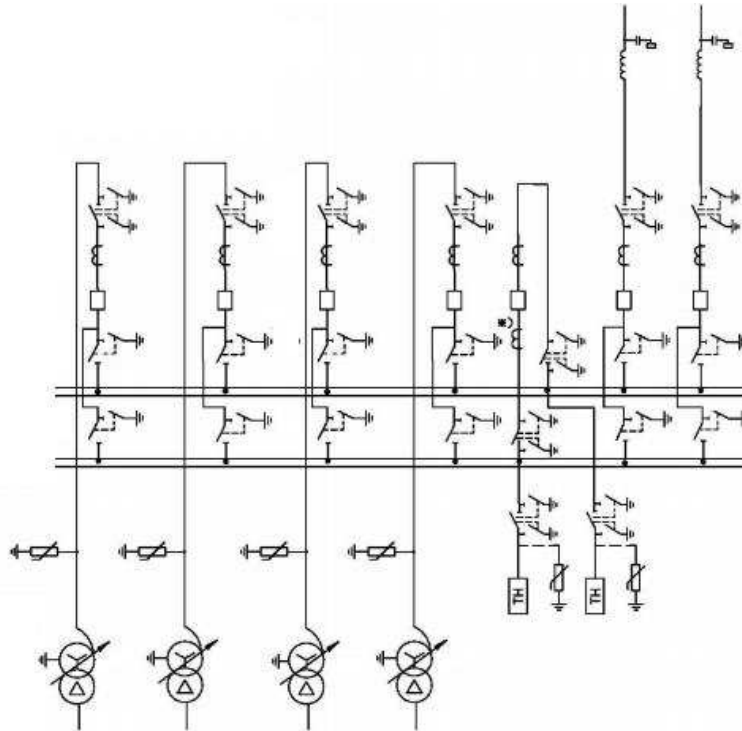


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ:

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

Для расчета токов короткого замыкания составлена схема на рисунке 4.3.

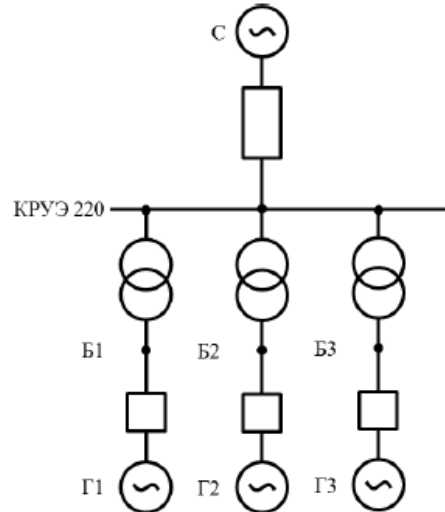


Рисунок 4.3 – Расчетная схема для расчета ТКЗ

Для расчётной схемы вычислены параметры элементов.

Параметры системы:

$$X_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{242^2}{180} = 325,36 \text{ Ом.} \quad (4.20)$$

$$R_C = \frac{X_C}{\omega \cdot T_{a,C}} = \frac{325,36}{0,035 \cdot 314} = 29,60 \text{ Ом.} \quad (4.21)$$

Параметры генераторов:

$$E_\Gamma = E_\Gamma'' \cdot U_{НОМ,\Gamma} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ.} \quad (4.22)$$

$$x_\Gamma = x_d'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,33 \cdot \frac{10,5^2}{55,9} = 0,65 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

$$R_\Gamma = \frac{X_\Gamma}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,65}{0,045 \cdot 314} = 0,046 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Параметры блочных трансформаторов:

$$X_T = \frac{U_{к,\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 96,56 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

$$R_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{265 \cdot 230^2}{63^2} = 3,53 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{230} = 0,046 \text{ о. е.} \quad (4.27)$$

Параметры линии:

$$X_L = X_{0,уд} \cdot L = 0,435 \cdot 70 = 30,450 \text{ м.} \quad (4.28)$$

$$R_L = R_{0,уд} \cdot L = 0,121 \cdot 70 = 8,47 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

4.8 Расчет токов короткого замыкания

В ПВК RastrWin 3 произведен расчет токов короткого замыкания. Результаты расчета сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчёта в ТКЗ

| Вид несимметрии | Точка КЗ | I_n , кА | $i_{уд}$, кА |
|-----------------|---------------|------------|---------------|
| Трёхфазное КЗ | Генератор Г1 | 17,500 | 23,848 |
| | КРУЭ – 220 кВ | 6,5838 | 16,573 |
| Однофазное КЗ | КРУЭ – 220 кВ | 9,804 | 49,343 |

Ударный коэффициент был рассчитан по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} k_{уд} I_n. \quad (4.30)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент генератора/РУ, соответственно $k_{уд} = 1,94$ для данной мощности и $k_{уд} = 1,78$ для класса напряжения 220кВ.

4.9 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требований по термическому сопротивлению приборов и проводников.

Для подключений к генератору определяется максимальный номинальный ток при работе с номинальной мощностью и напряжением, сниженным на 5 %:

$$I_{Г,раб \max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 3,07 = 3,226 \text{ кА.}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб \max(РУВН)} = \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном(-5\%)}} = \frac{55,9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 218,5} = 0,166 \text{ кА.} \quad (4.31)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.max} = \frac{S_{\Sigma}}{n_L \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{166 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,218 \text{ кА.} \quad (4.32)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{166 \cdot 10^3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,436 \text{ кА}. \quad (4.33)$$

4.10 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

Разъединители выбираются для тяжелого режима работы по напряжению и току и проходят испытания на термическую и динамическую стойкость при тех же значениях, что и автоматические выключатели.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сист.}} \quad (4.34)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб макс.}} \quad (4.35)$$

$$i_{\text{эл.дин}} \geq i_{\text{уд.}} \quad (4.36)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч.}} \quad (4.37)$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения был выбран элегазовый выключатель ВГГ–10 УЗ [20] и разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ [25]. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

| Расчётные данные | Каталожные данные | |
|--|--|---|
| | Выключатель ВГГ-10 УЗ | Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ |
| $U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$ | $U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$ | $U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{Г.раб}} = 3,226 \text{ кА}$ | $I_{\text{НОМ}} = 5 \text{ кА}$ | $I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$ |
| $I_{\text{н0}} = 10,47 \text{ кА}$ | $I_{\text{отк}} = 63 \text{ кА}$ | $i_{\text{эл.ст}} = 50 \text{ кА}$ |
| $i_y = 28,95 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$ | $I_{\text{т.ст}} = 125 \text{ кА}$ |
| | $t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$ | $t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$ |
| $B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 10,47^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 10,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Для обеспечения нормального функционирования гидрогенератора, измерения параметров режима работы генератора и т. д. необходимо подобрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора.

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

| Оборудование | Связь | Мощность | Производитель |
|------------------------------------|--------|----------|---------------|
| Ротор | | | |
| Автоматический синхронизатор | RS-485 | 8 Вт | НПП «ЭКРА» |
| Анализатор качества электроэнергии | RS-485 | 10 Вт | НПП «ЭКРА» |
| ИТОГО | | 18 Вт | |
| Статор | | | |
| Анализатор качества электроэнергии | RS-485 | 10 Вт | НПП «ЭКРА» |
| Релейная защита и автоматика | RS-485 | 40 Вт | НПП «ЭКРА» |
| ИТОГО | | 50 Вт | |

4.11 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбран трансформатор тока ТОЛ-10-УХЛ1 [27]. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТОЛ-10-УХЛ1 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10-2

| Параметры | Расчётные данные | Данные ТТ по каталогу |
|---------------------------------------|--|------------------------------------|
| $U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$ | $U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$ | $I_{\Gamma.\text{раб}} = 3226 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$ |

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10 [27]. Производитель ОАО «СЗТТ». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ.06-10 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

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

Для защиты трансформатора от перенапряжений со стороны низшего напряжения устанавливается ОПН. Выбор ОПН производится по классу напряжения. Таким образом, принимается ОПН-10-УХЛ1 марки ОАО «Разряд». [24].

4.12 Выбор параметров КРУЭ

Распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) характеризуются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасящими свойствами газа SF₆ (гексафторид серы SF₆) и минимизацией вредных атмосферных воздействий. Ячейка выбрана для установки КРУЭ ЯГГ-220 производства «Электроаппарат».

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, грозозащитные разрядники, объединенные в заземленный металлический короб, заполненный элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасящими свойствами.

Технические характеристики указаны в таблице 4.11.

Таблица 4.11– Технические характеристики ячейки КРУЭ

| | |
|--|------------------------|
| Номинальное напряжение, кВ | $U_{\text{ном}} = 220$ |
| Наибольшее рабочее напряжение, кВ | 252 |
| Номинальный ток отключения выключателя, кА | 50 |
| Параметры сквозного тока отключения выключателя, кА | |
| Ток электродинамической стойкости, кА | $I_d = 1255$ |
| Ток термической стойкости, кА | $I_T = 50$ |
| Время протекания тока термической стойкости, с | 3 |
| Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ | 440 |
| Испытательное напряжение грозового импульса, кВ | 900 |
| Параметры трансформаторов тока (класс точности вторичных обмоток) | |
| Для учета | 0,25s |
| Для измерений | 0,5s |
| Для защиты | 10p |
| Параметры трансформаторов напряжения (класс точности вторичных обмоток) | |
| Для учета | 0,2s |
| Для измерений | 0,5s |
| Для защиты | 3p |
| Номинальный ток, А | |
| Линейной ячейки | 3150 |
| Сборных шин | 4000 |

5 Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

5.1 Релейная защита и автоматика

Электроэнергетическое оборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормального режима устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями, а также быть оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе аварийными автоматами и приборами управления..

Далее рассмотрены защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.2 Перечень защит блока

В соответствии с ПУЭ [32] согласно мощности генератора приняты к установке следующие виды защит:

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

5.3 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{55,9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3073 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}} = \frac{3073 \cdot 1}{3000/5} = 5,1 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Таблица 1.4 – Данные системы возбуждения

| Тип системы возбуждения | Ток (длит/форс), А | Напряжение (длит/форс), В |
|-------------------------|--------------------|---------------------------|
| СТС-240-1100-2,5 О4 | 1100/1850 | 190/475 |

Далее по данным системы возбуждения необходимо подобрать выпрямительный трансформатор системы возбуждения.

По каталогу выбирается выпрямительный трансформатор с номинальным напряжением вентильной обмотки больше или равным добавочному

напряжению СТС, и с током преобразователя больше или равным току непрерывного режима СТС.

Таблица 1.5 – Данные преобразовательного трансформатора

| Тип | Мощность сетевой обмотки, кВА | Номинальные напряжения обмоток | | | Ток преоб-ля, А |
|--------------------|-------------------------------|--------------------------------|---------------|--------------------|-----------------|
| | | Сетевой, кВ | Вентильной, В | Преобразователя, В | |
| ТСЗП-1000/10-ГТ-УЗ | 839 | 10,5 | 475 | 600 | 1250 |

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

Определяется кратность перегрузки выпрямительного трансформатора ТЕ при протекании через него тока форсировки (5.4), а также перед этим определяется дополнительно ток $I_{нте}$:

$$I_{нте} = I_{преоб} \cdot K_{сх} = 600 \cdot 0,816 = 489,6 \text{ А} . \quad (5.3)$$

$$k_{пер} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{сх}}{I_{н ТЕ}} = \frac{1850 \cdot 0,816}{489,6} = 3,08. \quad (5.4)$$

где I_{ϕ} – ток форсировки, равный 1850 А;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы, равный 0,816;

$I_{н ТЕ}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1020 А;

По данным ГОСТ допустимая перегрузочная способность при 60% составляет 5 минут, при этом длительно допустимый режим генератора при перегрузке составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора $I\Delta G$

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 3100 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 4000/5 \text{ А}$.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H. \quad (5.5)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.
 Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H. \quad (5.6)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.
 Принята уставка: $I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_H$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{Г}^{(1)}. \quad (5.7)$$

где $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока;
 $K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

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

$$I_{МАКС} = \frac{E_G''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,2}{0,33} \cdot 3073 = 11174 \text{ А}. \quad (5.8)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.7):

$$I_{НБ(Н)} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3073 = 153,65 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}. \quad (5.9)$$

$$K_T > \frac{1117 \cdot 2}{10418}.$$

$$K_T > 0,21.$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;
 I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.
Принята уставка $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,37}{0,5} = 0,74 . \quad (5.10)$$

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

$$B \geq I_{HT}. \quad (5.11)$$

$$B \geq 0,74 \text{ о. е. .}$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

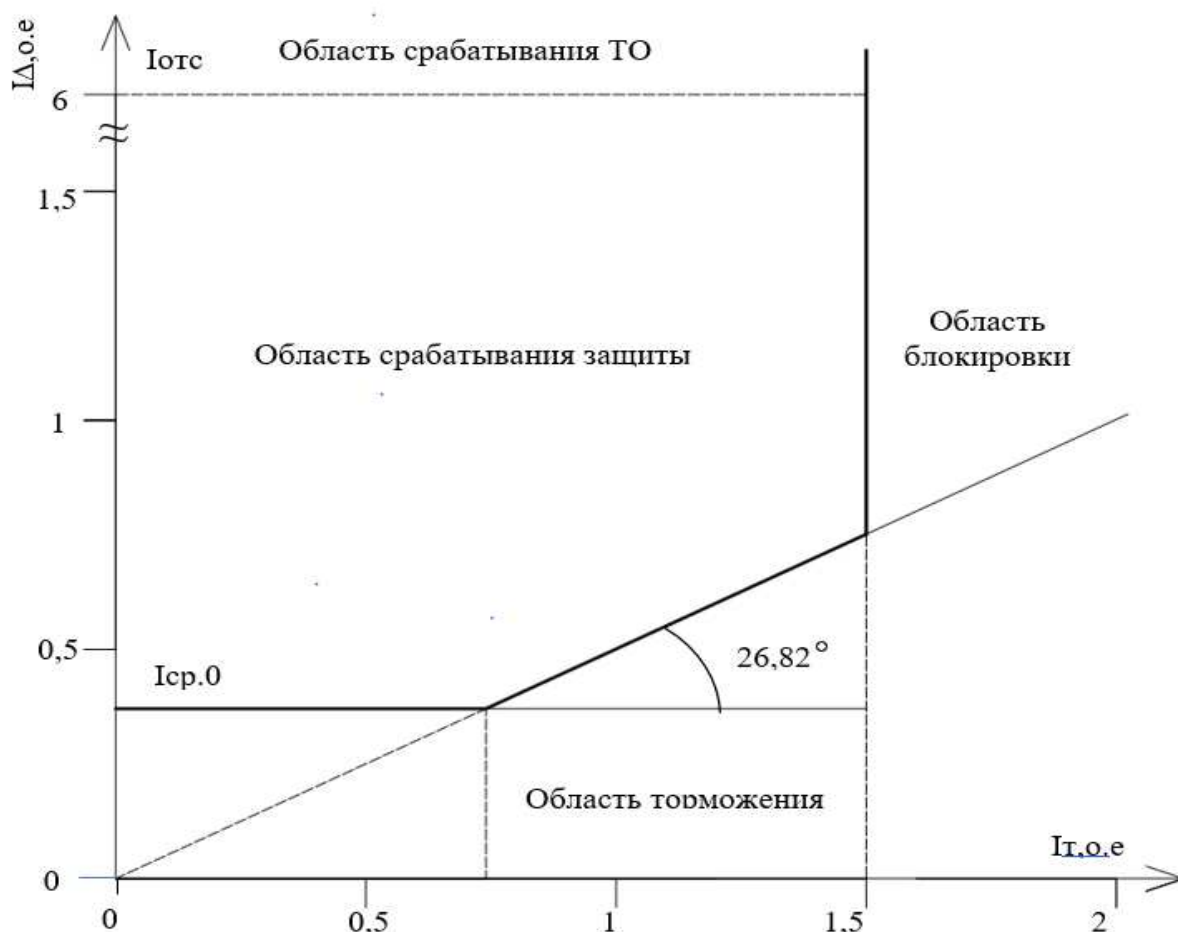


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

Расчет U_0 эл.ст. выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

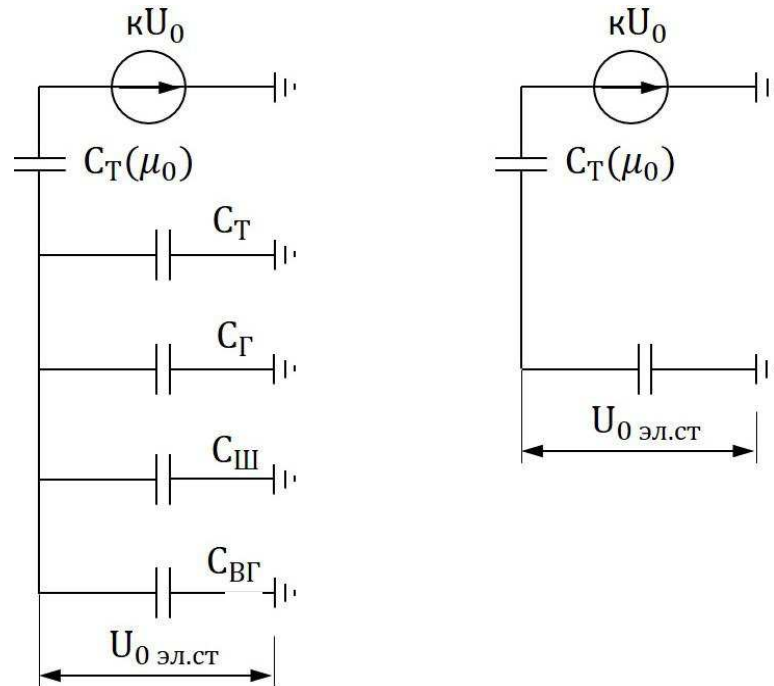


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора. Где C_G – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю; C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю; C_{III} – емкость шинпровода по отношению к земле; C – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{III} + C_{BG} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}} \quad (5.12)$$

$$U_0 \text{ эл.ст.} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} \quad (5.13)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, ($C_T(\mu_0) = 0,012$ для $U = 230\text{кВ}$);

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{НОМВН}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ.} \quad (5.14)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,51 \text{ А.} \quad (5.15)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 220 кВ по формуле 5.14:

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 44,26 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,01}{0,01+0,965} = 227 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{СР} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{ТН}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} \quad (5.16)$$

$$U_{СР} \geq \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 227}{10,5/\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}$$

$$U_{СР} \geq 5,24.$$

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

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимают следующие уставки: U_{01G} с уставкой 10 В действует с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.17)$$

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

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

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

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1>$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U1>$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

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

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{\Gamma}^{(1)}}. \quad (5.18)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;
 $I_{\Gamma}^{(1)}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.19)$$

где $A = 30$ – 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 (действует на сигнал).

Принята уставка сигнального органа:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = 0,07 \cdot 3073 = 215,11 \text{ А.}$$

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

При этом:

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_2^*}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,14}{1,2} = 0,12 \text{ о. е.} \quad (5.20)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,18.$$

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

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,18$:

$$t_{\text{Доп}} = \frac{30}{0,14^2} = 1531\text{с}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.21)$$

$$A = 30 = (I_2^*)^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.22)$$

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

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

| | | | | | | | |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n | 1,0 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,2 | 0,12 |
| Длительность (с), t_{CP} | 30 | 83 | 120 | 188 | 333 | 750 | 1531 |

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

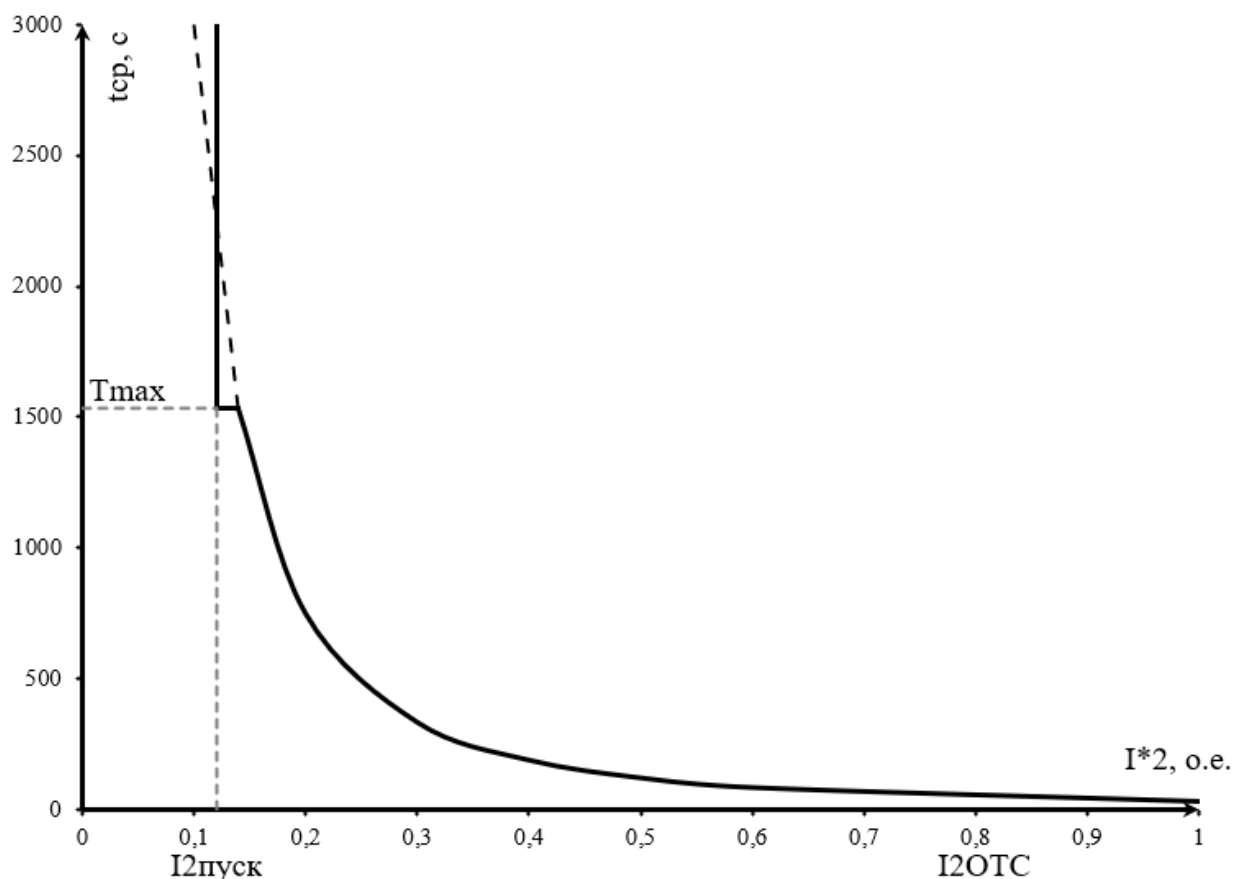


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий I_2

Время срабатывания интегрального органа принято: $t_{\text{мин.}} = 0,5 \text{ с}$,
 $t_{\text{макс.}} = \text{с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону.

4) Орган токовой отсечки I_{20TC} срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}. \quad (5.23)$$

где $X_{\text{л}}^*$ – сопротивление ЛЭП в условных единицах;
 $X_{d\text{вн}}''$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;
 X_{Γ} – сопротивление обратной последовательности генератора;
 X_{T} – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$X_{\text{л}}^* = X_{\text{л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 42,8 \cdot \frac{56,25}{242^2} = 0,041. \quad (5.24)$$

$$X_{d\text{вн}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}}\right)^2 = 0,2 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 106,24. \quad (5.25)$$

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{56,25}{80} = 0,077. \quad (5.26)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (106,24 + 0,077 + 0,041)}.$$

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq 0,004.$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{с.з.}} = 0,55 \cdot 4,1 = 2,26 \text{ А}. \quad (5.27)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 110 кВ, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B} \frac{1,05 \cdot 3073}{0,98} = 3292,5 \text{ А.}$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 6$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B} = \frac{1,08 \cdot 3073}{0,98} = 3386,6 \text{ А.}$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.2 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

| Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$ | 1,1 | 1,15 | 1,2 | 1,25 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 2,0 | 2,2 |
|--------------------------------------|------|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Длительность перегрузки (с) | 3800 | 1200 | 450 | 340 | 280 | 160 | 80 | 3 | 1 |

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

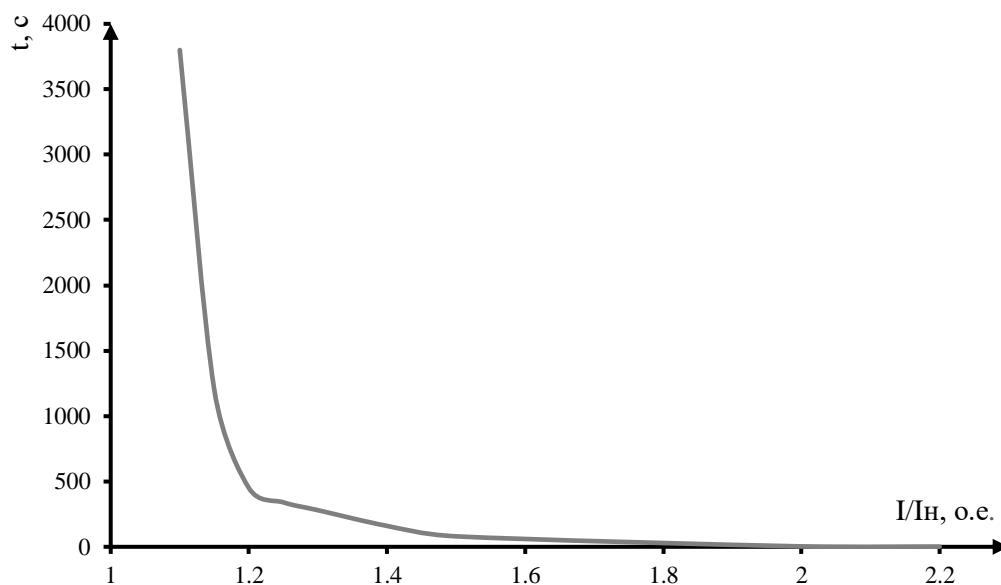


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B} = \frac{1,2 \cdot 3073}{0,98} = 3762,8 \text{ А.}$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению U_{Γ} . Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.28)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 110 кВ, 8,5 с на блочных выключателях 110 кВ и выключателях ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Хемчинской ГЭС:

$$Z_1 \leq K_H \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л}. \quad (5.29)$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 88,2 + \frac{0,8}{4} = 14,1 \text{ Ом.}$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ.

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 230^2}{63} = 88,2 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \left(0,105 \cdot \frac{55,9}{63} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{55,9}{230^2} \right) = 0,075 \text{ о. е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,075 \cdot 2 = 0,150 \text{ Ом.} \quad (5.30)$$

где Z_6 – базовое сопротивление.

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{55,9} = 2 \text{ Ом.} \quad (5.31)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,15 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 0,86 \text{ Ом.}$$

Принята уставка $Z_{1СЗ} = 0,860 \text{ Ом.}$

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \text{ Ом/сек.}$

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3073} = 2 \text{ Ом.} \quad (5.32)$$

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

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

$$I_{\phi}^* = \frac{I_{\phi}}{I_{p.\text{НОМ}}^{(1)}} = \frac{1850}{930} = 1,99 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

где $I_{в.х.х.}$ – ток ротора холостого хода, А;

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}^*}{I_{\phi}^*} = \frac{0,95 \cdot 1}{1,99} = 0,48 \text{ о. е.} \quad (5.34)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{\cos \varphi_{\Gamma}}{0,95 \cdot I_{\phi}^*} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 1,99} = 0,45. \quad (5.35)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\phi} = 63,3^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_2^* = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,48}{1,2} = 0,4 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

$$Z_2 = Z_2^* \cdot Z_{\text{баз.}} = 0,4 \cdot 2 = 0,8 \text{ Ом.} \quad (5.37)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2\text{СЗ}} = Z_2 \cdot \frac{K_{\text{ТГ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,8 \cdot \frac{3000/5}{10500/100} = 4,6 \text{ Ом.}$$

Принята уставка $Z_{2\text{СЗ}} = 4,6 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,25 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 1,13 \text{ Ом}$.

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

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение генератора и гашение поля генератора.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

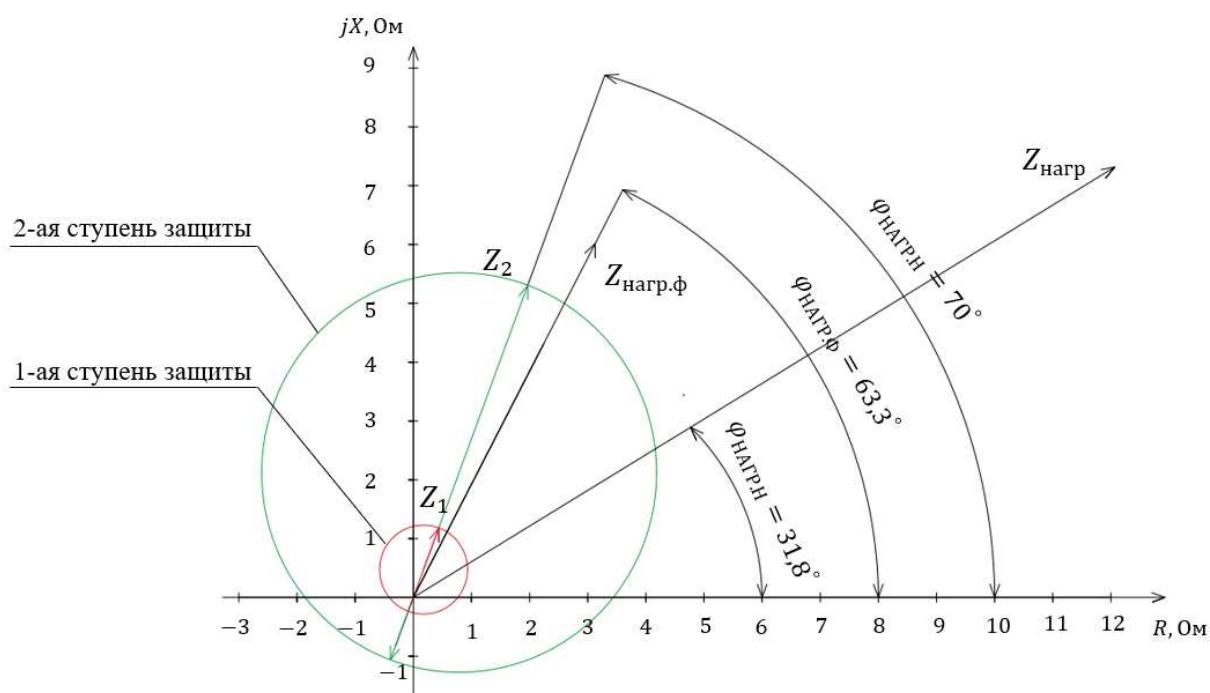


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{p.ном}^{(2)}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 0,86}{0,98} = 0,92 \text{ А.}$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{K_H \cdot I_{д.рот.}^{(2)}}{K_B} = \frac{1,08 \cdot 0,94}{0,98} = 1,04 \text{ А.}$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (табл.5.3), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

| | | | | | | | | | |
|--|-----|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$ | 1,1 | 1,15 | 1,2 | 1,25 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 2,0 | 2,2 |
| Длительность перегрузки (с) | 300 | 250 | 180 | 160 | 120 | 90 | 72 | 45 | 20 |

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

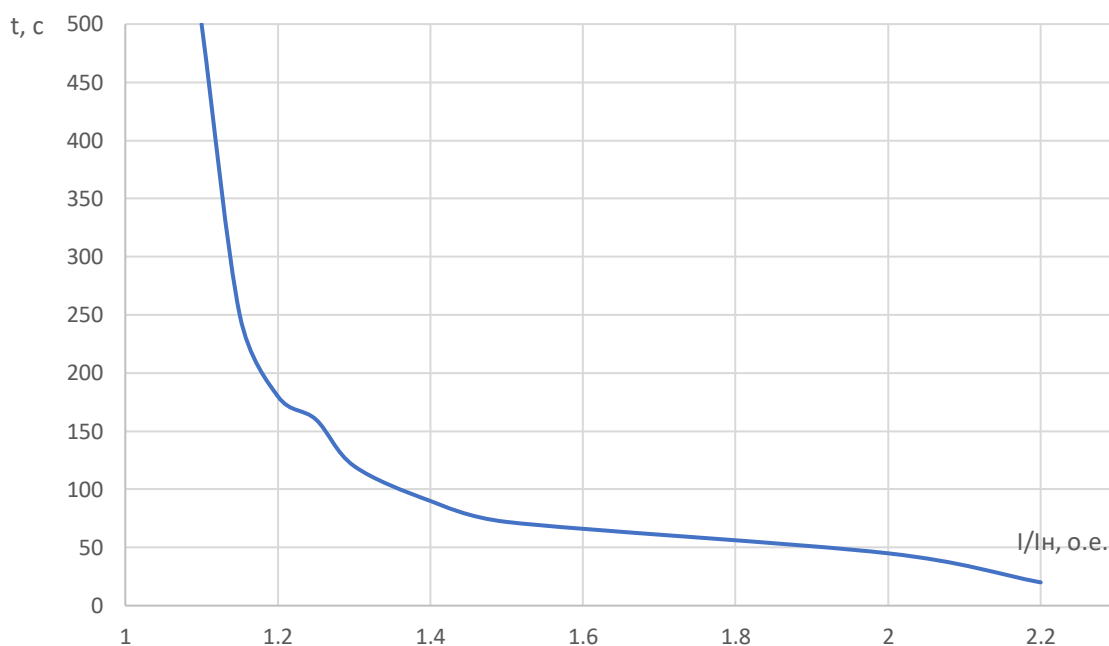


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{I_{\Phi}^* \cdot K_H \cdot I_{P.HOM}^{(2)}}{K_B} = \frac{1,99 \cdot 1,1 \cdot 0,86}{0,98} = 1,92 \text{ A.}$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчёта уставок, для защит силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА».

Установка отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшить затраты.

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

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорной защиты при наличии потребности в эксплуатации, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем обеспечивает большую надежность аппаратной части защиты.

Уставки МП электрических защит сведены в приложение В. Матрица отключений представлена в приложение В.

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + \Delta h_s = 597,00 + 1,51 = 598.51. \quad (6.1)$$

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 0,70 + 0,0053 + 0,4 = 1,5 \text{ м}. \quad (6.2)$$

где $h_{1\%}$ - высота волн 1% обеспеченности;

Δh_{set} - высота ветрового нагона;

a - величина запаса, зависящая от класса сооружения (для III класса $a = 0,4$ м).

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = \frac{0,0000023 \cdot 22^2 \cdot 700}{9,81 \cdot 15} = 0,0053 \text{ м}. \quad (6.3)$$

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = 23,5 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Из СП [37]

$$K_w = 3 \cdot \left(1 + 0,0138 \cdot \frac{V_w}{\sqrt[3]{g \cdot v}} \right) \cdot 10^{-7}$$

$$K_w = 3 \cdot \left(1 + 0,0138 \cdot \frac{22}{\sqrt[3]{9,81 \cdot 10^{-5}}} \right) \cdot 10^{-7} = 0,000023.$$

Из СП [37] по верхней кривой

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 50 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,02 \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,7$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 13244 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,081 \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,0$$

Используя меньшие полученные значения:

$$\bar{h} = 0,0069 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,52 \text{ м}.$$

$$\bar{T} = 0,89 \cdot \frac{V_w}{g} = 2,77 \text{ с}.$$

Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,77^2}{2\pi} = 12,00 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Проверка условия:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d, \text{ следует } 23,5 > 6,00.$$

Определение высоты волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}K_i = 0,52 \cdot 2,12 = 1,11. \quad (6.6)$$

Из СП [37].

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Расчет пропускной способности водосливной плотины

В соответствии с классом ГТС максимальный расчетный расход для основного расчетного случая – $Q_{0.01\%}$, для поверочного расчетного случая – $Q_{0.1\%}$.

По кривой связи (рис. 1.2) определяют:

$$\text{при расходе } Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 2895,32 \text{ м}^3/\text{с } \nabla \text{НБ}_{\text{осн}} = 554,70 ;$$

6.2.2 Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая

Для установления возможности пропуска паводка через гидроагрегаты необходимо определить напор на сооружение при основном и поверочном расчетном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 597,00 - 554,7 = 42,3 \text{ м} > 33,4 \text{ м}$$

Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случаев:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{29330}{9,81 \cdot 42,3 \cdot 0,97} = 73 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.7)$$

Согласно [37] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов - m , должно быть не более:

$$m = (n - 1) \text{ при числе гидроагрегатов ГЭС } n \leq 6;$$

следовательно, $m = 3-1=2$

$$Q_{ГЭС}^{ОСН} = m \cdot Q_{га}^{ОСН} = 2 \cdot 73 = 146,00 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.9)$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного расчетного случая составляет:

$$Q_{расч}^{ОСН} = Q_{макс. расч}^{ОСН} - Q_{ГЭС}^{ОСН} - Q_c. \quad (6.11)$$

$$Q_{расч}^{ОСН} = 2895,32 - 146,00 - 363,62 = 2385,7 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$Q_c = \frac{V_{по} + V_{пр}}{T_{ср}} = \frac{(5,7 + 1,84)10^9}{20736000} = 363,62 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.12)$$

6.2.3 Определение количества и размера водовыпусков

Задаются диаметром водовыпускного отверстия D от 1 до 5 м

$$D = 3,0 \text{ м}$$

Принимают отметку центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи не менее

$$\frac{D}{2} + 2\text{м} = 1,5 + 2 = 3,5\text{м}.$$

$$\nabla \text{ЦО} = \nabla \text{пол галереи} + h_{галереи} + 3,5 = 347,32 + 3 + 3,5.$$

где $\nabla \text{пол галереи}$ – отметка пола галереи;

$h_{галереи}$ – высота галереи.

$$\nabla \text{ЦО} = 373,90.$$

Напор над центром входного сечения водовыпуска H :

$$H = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УМО}}{2} - \nabla \text{ЦО} = \frac{597 - 585,34}{2} - 347,32 = 22,92 \text{ м}.$$

Необходимо определить расход через отверстие:

$$q_{вв} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,07 \cdot (2 \cdot 9,81 \cdot 22,92)^{0,5} = 128,92 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.14)$$

где μ – коэффициент расхода 0,8;

ω – площадь водовыпускного отверстия диаметром 3,0 м.

$$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,52 = 7,07 \text{ м}^2. \quad (6.15)$$

Далее нужно определить количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчетного расхода $Q_{\text{ср}}$

$$n = \frac{B}{b} = \frac{12,37}{8} = 2. \quad (6.16)$$

Принято 2 отверстия диаметром 3.

6.2.4 Определение ширины водосливного фронта

Определение удельного расхода на рисберме

$$q_p = [v_h] h_{\text{нб}}, \quad (6.17)$$

где $h_{\text{нб}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой УНБ = $f(Q_{\text{нб}})$ при $Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (скальные – более 5 м/с).

Принято $[v_h] = 5$ м/с.

$$h_{\text{нб}} = \nabla_{\text{НБ осн}} - \nabla_{\text{дно}} = 556,7 - 550,00.$$

$$q_p = 5 \cdot 4,7 = 23,5 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Удельный расход на водосливе

$$q_v = 1,25 q_p = 1,25 \cdot 23,5 = 29,38 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта $B = \Sigma b$,

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_v} = \frac{363}{29,38} = 12,37 \text{ м}. \quad (6.18)$$

Принято 2 пролета шириной $b = 8$ м

Расчетная ширина водосливного фронта B равна $2 \cdot 8 = 16$ м

6.2.5 Определение напора на водосливе

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

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{363}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,78 \text{ м.} \quad (6.19)$$

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

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{363}{0,49 \cdot 0,946 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,96 \text{ м.} \quad (6.20)$$

где σ_n – коэффициент подтопления (в проекте $\sigma_n = 1$);
 ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \left[\frac{0,7 + (2-1)0,45}{2} \right] \frac{4,78}{8} = 0,946. \quad (6.21)$$

где ξ_y – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;
 ξ_6 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, для полукруглого очертания 0,45.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}. \quad (6.22)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(НПУ - \text{Дно})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{363}{(597,00 - 550,00)(16 + (2-1) \cdot 4)}. \quad (6.23)$$

$$V_0 = 0,387 \text{ м/с.}$$

где δ_B – толщина быка.
Толщина быка зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий (в КП принимают $\delta_B = 3$ м - для пролетов шириной $b \leq 14$ м и $\delta_B = 4$ м - для пролетов шириной $b > 14$ м).

$$H = H_{02\text{осн}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 4,96 - 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 0,387^2}{2 \cdot 9,81} = 4,956 \text{ м.} \quad (6.24)$$

6.2.6 Определение отметки гребня водослива

Назначают $H_{\text{ст}}$ – ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом:

$$H = 4,956 \text{ м } H_{\text{ст}} = 5 \text{ м.}$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 597,00 - 5 = 592,00.$$

6.2.7 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяют напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая (при ФПУ) без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{468}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,67 \text{ м.} \quad (6.25)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{468}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,85 \text{ м.} \quad (6.26)$$

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

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_{\text{Б}})} = \frac{486}{(598,00 - 550,00)(16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,488 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (6.27)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^{\text{пов}2}}{2g} = 5,85 - \frac{1,1 \cdot 0,488^2}{2 \cdot 9,81} = 5,84 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Определяют расчетную отметку форсированного уровня, т.е. отметку при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив

$$\nabla_{\text{ФПУ}_p} = \nabla_{\text{ГВ}} + H_{\text{пов}} = 592,00 + 5,84 = 597,84 .$$

Т.к. $\nabla_{\text{ФПУ}} > \nabla_{\text{ФПУ}_p}$ пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода.

6.2.8 Построение профиля водосливной грани

Для начала необходимо построить оголовок безвакуумного водослива с оголовком профиля А для напора $H_{\text{ст}} = 8 \text{ м}$.

Построение профиля водосливной грани производится по [41].

Следует учитывать, что в данной таблице координаты приведены для значения $H = 1 \text{ м}$, следовательно, каждую координату необходимо умножить на напор $H_{\text{ст}} = 8 \text{ м}$.

В результате умножения были получены следующие координаты (табл. 6.1) и построен оголовок рисунок 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты оголовка для построения

| x | y | x | y | x | y | x | y |
|-----|-------|------|-------|------|--------|------|--------|
| 0 | 1,008 | 8 | 2,048 | 16 | 9,88 | 24 | 22,592 |
| 0,8 | 0,288 | 8,8 | 2,568 | 16,8 | 10,952 | 24,8 | 24,104 |
| 1,6 | 0,056 | 9,6 | 3,152 | 17,6 | 12,064 | 25,6 | 25,656 |
| 2,4 | 0 | 10,4 | 3,8 | 18,4 | 13,224 | 26,4 | 27,24 |
| 3,2 | 0,048 | 11,2 | 4,512 | 19,2 | 14,5 | 27,2 | 28,872 |
| 4 | 0,216 | 12 | 5,288 | 20 | 15,68 | 28 | 30,544 |
| 4,8 | 0,48 | 12,8 | 6,112 | 20,8 | 16,976 | 28,8 | 32,248 |
| 5,6 | 0,8 | 13,6 | 6,984 | 21,6 | 18,312 | 29,6 | 33,992 |
| 6,4 | 1,168 | 14,4 | 7,896 | 22,4 | 19,696 | 30,4 | 35,768 |
| 7,2 | 1,584 | 15,2 | 8,864 | 23,2 | 21,12 | 31,2 | 37,584 |

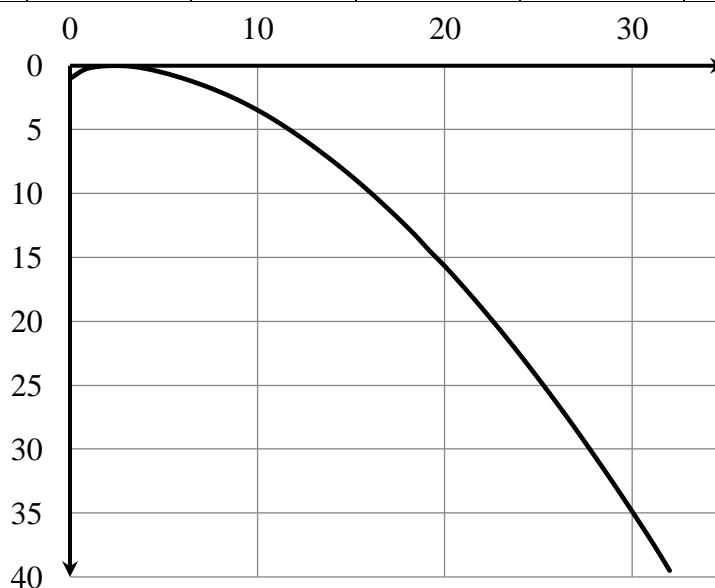


Рисунок 6.1 – Профиль А

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге С-D радиусом R . Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины p_n и напора на водосливе $H_{ст}$ [41].

$$H = 8 \text{ м}, p_n = 20 \text{ м}, R = 15,5 \text{ м}.$$

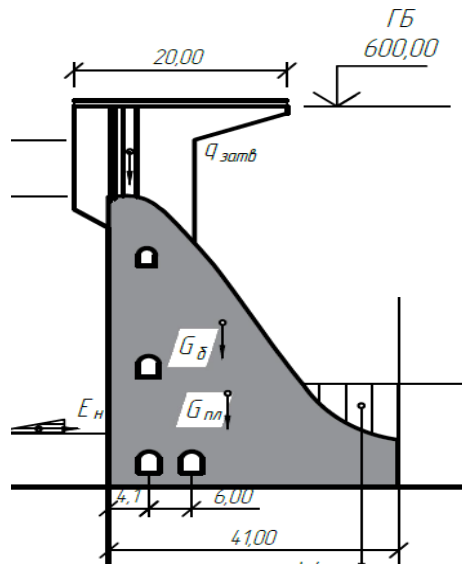


Рисунок 6.2 – Профиль водосливной грани

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 592,00 + 1,6 \cdot 5 = 600,00 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливают по наибольшей отметке или грунтовой плотины, или по отметке верха быка. Принята отметка гребня быка.

6.2.9 Расчет водобойного колодца

Расчёт водобойного колодца заключается в определении его глубины d и длины l_k . Т.к. водобойный колодец используется с водобойной стенкой, то полная энергия в данном случае удельной энергии равна $T_{01} = 30$ м, а сопряжённая глубина $h'_c = 12,92$ м.

Глубину водобойного колодца вычисляют путём последовательного приближения.

На первом этапе определяют начальную глубину колодца по формуле:

$$d = \sigma \cdot h'_c - (h_{НБ} + \Delta z), \quad (6.30)$$

где Δz – перепад, образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло НБ. Определяют его, исходя из предположения, что выходная часть водобойного колодца работает, как подтопленный водослив с широким порогом.

$$\Delta z = \frac{q^2}{2g(\varphi h_{нб})^2} - \frac{\alpha q^2}{2g(\sigma h'_c)^2} = 0,74 \text{ м.} \quad (6.31)$$

$$d_1 = 1,1 \cdot 9,67 - (4,7 + 0,74) = 5,20 \text{ м.}$$

На втором этапе определяем полную удельную энергию перед водосливом с учетом первоначального значения глубины колодца:

$$T_{02} = T_{01} + d_1 = 30 + 5,57 = 35,57 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Далее необходимо вычислить новые сопряженные глубины h'_c и h''_c .
На данном этапе получают $\xi_{T_0} = 6,66$, по графику

$$\zeta'_c = 0,32 \text{ и } \zeta''_c = 2,43.$$

$$h'_c = \zeta'_c \cdot h_{кр} = 0,216 \cdot 3,33 = 0,72 \text{ м.}$$

$$h''_c = \zeta''_c \cdot h_{кр} = 3,0 \cdot 3,33 = 10,0 \text{ м.}$$

Определяют новую глубину колодца d_2 по той же формуле, что и d_1 , подставляя новое найденное значение h''_c

$$\Delta z = 0,75 \text{ м.}$$

$$d_2 = 1,1 \cdot 10,0 - (4,7 + 0,75) = 5,55 \text{ м.}$$

Разница предыдущей глубины колодца d_1 и последующей глубины колодца d_2 составляет $d_2 - d_1 = 5,55 - 5,52 = 0,04 \text{ м.}$

По произведенным расчетам видно, что отогнанный прыжок может обеспечить водобойный колодец глубиной 5,63 м. Таким образом, в качестве гасителя энергии в НБ принят водобойный колодец с $h_k = 5,7 \text{ м.}$

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{дна} - d_k = 550 - 5,7 = 544,30.$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

1. отсутствие растягивающих напряжений в плотине
2. устойчивость ее против сдвига по основанию

Плотины из гравитационного бетона на скальном основании обычно проектируют с вертикальным напором и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высока.

Задача проектирования состоит в том, чтобы найти минимальную ширину конструкции по основанию при заданной высоте конструкции. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину в нижней части.

Высота плотины h равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 597 - 538 = 59 \text{ м.}$$

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d = 550,00 - 5,7 = 538,00 \text{ м.}$$

где d – глубина колодца.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определится из выражения:

$$B = 0,7h = 0,7 \cdot 59 = 41 \text{ м.}$$

После построения оголовка плотины и участка сопряжения, выяснилось, что ширина подошвы плотины недостаточна. Поэтому, принято решение увеличить ширину до $B = 41$ м при заложении низовой грани $m_t = 0,9$.

6.3.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности плотины при неравномерной ее осадке и неравномерном распределении температуры по сечению бетонных массивов.

В плотине, возводимой на скальном основании, разрезка швами на секции производится по осям быков. Ширина секции составляет:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_{\text{б}} = 12 + 3 = 15 \text{ м.}$$

где b – пролет водосливного фронта;
 $\delta_{\text{б}}$ – толщина разрезного быка.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаются шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

6.3.3 Быки

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

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

Принимаются быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина и глубина паза рабочего затвора принимается 0,7 м.

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

6.3.4 Устои

Хемчинская ГЭС не имеет грунтовой плотины и проектируется на скальном основании. Поэтому назначен разделительный устой длиной 126 м, который будет отделять водослив от здания ГЭС. Основное назначение этого устоя – разделение потоков водослива и здания ГЭС. Также назначен сопрягающий устой длиной 120 м, предназначенный для сопряжения водослива с берегом и правобережной глухой плотиной.

6.3.5 Дренаж в теле бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин предусматривают устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольную галерею. Диаметр скважин принимают 20 см, расстояние между осями дрен 2 м.

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

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}}. \quad (6.33)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, в случае ГТС I класса $\gamma_n = 1,25$;

$I_{кр,м}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины, для гравитационных плотин $I_{кр,м} = 25$;

H_d – напор над расчётным сечением, определяется по формуле:

$$H_d = \nabla НПУ - \nabla УНБ_{с.п.} = 597,00 - 550,00 = 47,0 \text{ м} \quad (6.34)$$

Таким образом условие принимает вид:

$$a_{др} \geq \frac{47 \cdot 1,25}{25}.$$

$$a_{др} \geq 4,1.$$

Назначают $a_{др} = 4,1$ м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи.

Принимается нижняя галерея для устройства дренажа шириной 2,5х3 м на отметке $\nabla=547,32$

Смотровая галерея на отметке $\nabla=553,00$ и $569,00$ предусмотренная для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеет размер 2х2,5 м.

6.4 Конструирование элементов подземного контура плотины

6.4.1 Противофильтрационная завеса

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.т}}} = \frac{27,72 \cdot 1,15}{15} = 2,1 \text{ м.} \quad (6.35)$$

где $J_{\text{кр}}$ – критический градиент напора в завесе, предварительно выбирается $J_{\text{кр}} = 15$;

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения

ΔH_3 – потери напора на завесе, считается по формуле:

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 27,5 - 11 = 16,5 \text{ м.} \quad (6.36)$$

где H_{as} – потери напора на цем. завесе. Согласно [12] принимают:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 27,5 = 11 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_{\text{п}} = (1,125 \div 2,75). \quad (6.37)$$

Принято значение из интервала $l_3 = 2,5$ м.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_d = 0,5 \cdot 26 = 13 \text{ м.}$$

6.4.2 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующей воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи

Дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200мм.

Глубина скважин:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 13 = 6,5 \text{ м.}$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа, принято 5 м.

6.5 Обоснование надежности и безопасности плотины

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1.1 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{1337,18 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 4} = 20988,89 \text{ кН/м.} \quad (6.38)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины (рассчитано в программе AutoCad);

b – ширина пролета;

δ_B – толщина быка;

ρ_B – плотность бетона.

Также определяют центр тяжести плотины.

Далее повторяем аналогичный расчет для быка:

$$G_B = \frac{S_B \cdot \delta_B \cdot \rho_B \cdot g}{b + \delta_B} = \frac{1596,89 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8 + 4} = 12532 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.39)$$

Вес плоского затвора определим по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f g} = 0,055 \cdot 52 \cdot \sqrt{52} \cdot 9,81 = 202,32 \text{ кН.} \quad (6.40)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla_{ФПУ} - \nabla_{ГВ} + 0,5) \cdot b = (598 - 595 + 0,5) \cdot 8 = 52 \text{ м}^2. \quad (6.41)$$

Вес плоского затвора на 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{202,32}{8 + 4} = 16,86 \text{ кН/м.} \quad (6.42)$$

6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

– с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 59^2}{2} = 17076,98 \text{ кН/м.} \quad (6.43)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 597,00 - 538 = 59 \text{ м}$

– с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 12,8^2}{2} = 804,22 \text{ кН/м.} \quad (6.44)$$

$h_2 = \nabla_{\text{НБс. п.}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 550,80 - 538 = 12,8 \text{ м.}$

– со стороны НБ – площадью поперечного сечения тела давления от $\nabla_{\text{НБс. п.}}$ до низовой грани:

$$W_3 = \rho_w g S_{\text{эп}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 89,96 = 882,51 \text{ кН/м.} \quad (6.45)$$

где $S_{\text{эп}}^H$ – площадь поперечного сечения тела давления; $S_{\text{эп}}^H = 89,96 \text{ м}^2$.

6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы (при основном сочетании нагрузок и воздействий) и длиной – ширина подошвы плотины принято $B=90,5 \text{ м}$.

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \rho_w g = 524,99 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 5150,15 \text{ кН/м,} \quad (6.46)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая; $S_{\text{эп}} = 524,99 \text{ м}^2$.

6.5.1.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины, представляет собой две трапеции и треугольник (рис. 6.3):

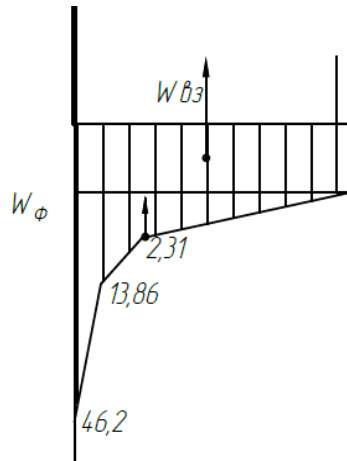


Рисунок 6.3 – Эпюра фильтрационного давления

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 205,28 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 2013,80 \text{ кН/м.} \quad (6.47)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины; $S_{\text{эп}} = 205,28 \text{ м}^2$.

6.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань

$$p_n = \gamma_n^{\text{взв}} \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 10 \cdot 5 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 24,5 \text{ кН/м}^3. \quad (6.48)$$

где h_n – толщина слоя наносов, принимаем равной 5 м;

φ_n – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_n = 20$;

$\gamma_n^{\text{взв}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимается равным:

$$\gamma_n^{\text{взв}} = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.

$$E_n = \frac{p_n \cdot h_n}{2} = \frac{24,5 \cdot 5}{2} = 61,25 \text{ кН.} \quad (6.49)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$P'_{\text{гр}} = \gamma_n^{\text{взв}} \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right). \quad (6.50)$$

$$\varphi_{\text{гр}} = 45^\circ \text{ т.}$$

$$c = 150 \text{ кПа .}$$

$$P'_{\text{гр}} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2}\right) - 5 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{45}{2}\right) = 8,57 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}}$ где действуют вес наносов и грунта, активное давление:

$$P''_{\text{гр}} = (\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}\right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}\right). \quad (6.51)$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_{\text{w}} = 25 - (10 \cdot 5 + 16,1 \cdot 12) \cdot 9,81 = 41,69 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}. \quad (6.52)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{\text{гр}} = 25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;
 n_0 – пористость сухого грунта, $n_0 = 0,25$;
 $h_{\text{гр}}$ – толщина слоя грунта, $h_{\text{гр}} = 12$ м;
 $\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{\text{гр}} = 45^\circ$;
 γ_{w} – удельный вес воды.

Таким образом:

$$P''_{\text{гр}} = (10 \cdot 5 + 16,1 \cdot 12) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{45}{2}\right) - 12 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{45}{2}\right) = 41,69 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Равнодействующая активного давления грунта на погонный метр:

$$E_a = \frac{P'_{\text{гр}} + P''_{\text{гр}}}{2} h_{\text{гр}} = \frac{8,57 - 41,69}{2} \cdot 12 = 301,68 \text{кН}. \quad (6.53)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитывают в дальнейших расчётах.

6.5.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_{\text{w}} g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2}\right). \quad (6.54)$$

где, $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 12,01$ м;
 $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности $h_{1\%} = 1,11$ м.
 h_0 – средняя высота волны, считается по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 0,71^2}{6,22} = 0,25 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Таким образом:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 1,11 \cdot \left(\frac{12,01}{\pi} + \frac{0,32}{2} \right) = 21,63 \text{ кН.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{12,01}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,11 = 1,5 \text{ м.} \quad (6.56)$$

6.6 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины проводят по методу предельного состояния первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет производится без учета влияния температуры. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 6.2, в которую внесены все нагрузки. Расчеты крайних значений занесены в таблицу 6.3.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD. Графическое изображение нагрузок представлено в [Г, рис. Г.1].

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

| Нагрузки | γ_f | Направление силы | Сила, кН | Сила γ_f , кН | Плечо, м | Момент, кН·м |
|----------|------------|------------------|----------|----------------------|----------|--------------|
| Тв | 1,0 | → | 17076,98 | 6216,4 | 19,67 | 73726,5 |
| Тн | 1,0 | ← | 804,22 | 321,82 | -4,27 | -868,91 |
| Wн | 1,0 | ↓ | 882,51 | 591,64 | 14,87 | -6916,27 |
| Gб | 0,95 | ↓ | 11905,77 | 3394,75 | -8,68 | -27122,26 |
| Gпл | 0,95 | ↓ | 19938,96 | 9266,46 | -7,36 | -49648,73 |
| Wвзв | 1,0 | ↑ | 5150,15 | 2540,16 | 0 | 0 |
| Wф | 1,0 | ↑ | 2013,80 | 1776,74 | 13,59 | 13041,27 |
| Ен | 1,2 | → | 73,50 | 10,92 | 14,78 | 27,57 |
| Wволн | 1,0 | → | 21,63 | 7,31 | 57,51 | 214,04 |
| qз | 0,9 | ↓ | 15,17 | 39,4 | -17,59 | -656,26 |

Таблица 6.3 – Краевые напряжения

| Напряжение | σ_y | σ_x | τ_{xy} | σ_1 | σ_3 |
|----------------|------------|------------|-------------|------------|------------|
| Напорная грань | -163,99 | -578,84 | 0,00 | -163,99 | -578,84 |
| Низовая грань | -1083,70 | -595,10 | 670,69 | -125,61 | -1553,23 |

6.7 Критерии прочности плотины и ее основания

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b. \quad (6.57)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c}. \quad (6.58)$$

$$R_b \geq \frac{1,15 \cdot 1 \cdot |-1553,23|}{0,9} = 2036 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$.

$$1786,21 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \leq 2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

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

$$\sigma_y^u < 0. \quad (6.59)$$

$$-163,99 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u. \quad (6.60)$$

$$163,99 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 59 = 147,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет критериям прочности.

6.8 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотина рассчитана на сдвиг в первом предельном состоянии - потеря несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n. \quad (6.61)$$

$$R = (G_{\bar{o}} + G_{nl} - W_{\text{эзв}} - W_{\phi} + q_3) \cdot \text{tg} \varphi + E_{\text{нас}} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{\text{п}}. \quad (6.62)$$

где φ – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания;

$c = 150 \text{кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 32 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$R = (19938,96 + 11905,77 - 5150,15 - 2013,8 + 15,17) \cdot 0,7 + 100 \cdot 41.$$

$$R = 22004,93 \text{ кН/м}.$$

$$F = T_B - T_H - W_H + W_{\text{волн}} + E_H. \quad (6.63)$$

$$F = 17076,98 - 804,22 - 21,63 + 73,50 + 362,02 = 16729,91 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{22004,93 \cdot 0,95}{16729,91 \cdot 1} \geq 1,15.$$

$$1,25 \geq 1,15.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности. Следовательно, плотина устойчива.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Курагинского гидроузла

7.1 Общие сведения о районе строительства

Хемчинский гидроузел расположен в Республике Тыва на реке Хемчик в 34 км ниже по течению от небольшого поселка Ийме.

Республика Тыва

– Площадь района составляет 168604 тыс. кв. км.

– Административный центр района — г. Кызыл.

– Численность населения составляет 332609 человека.

– Основные направления развития района – промышленное, сельскохозяйственное.

Берёт начало на восточном склоне хребта Козер с пика 3122 м, относящегося к системе Шапшальского хребта, на границе с Республикой Алтай. Вся река расположена на территории республики Тыва. Течёт между двух горных систем — Западный Саян с севера и Западный Танну-Ола с юга, собирая с них весь свой сток. В нижнем течении в Хемчикской котловине в виду крайне скудных осадков практически не получает водосток.

Все истоки и притоки питаются стоком с высоких хребтов, в связи с чем речная система в Хемчикской котловине широко используется для орошения. Река не имеет судоходных участков. В верхнем течении имеется множество порогов, водопадов. Долина узкая, с отвесными берегами, в русле множество валунов.

В Хемчикской котловине река имеет равнинный характер с излучинами. Нередки крупные каменные останцы. Скорость течения невелика. За деревней Ийме река вновь принимает горный характер, попадая в горы Хемчикского хребта. Долина узкая, с отвесными скалами. Последний участок — Хемчикский каньон, примыкающий к Саянскому каньону Верхнего Енисея затоплен Саяно-Шушенским водохранилищем.

Средняя мутность воды 46 г/м³, расход взвешенных наносов 14 кг/с. Сток наносов в устье реки 0,44 млн т/год (91% стока наносов проходит в половодье).

Вода маломинерализованная. В речной воде повышено содержание сульфатов. По качеству вода соответствует чистой.

Климат в районе створа резко континентальный.

Средняя температура января - 26°С, средняя температура июля + 19°С.

Летом столбик термометра может подниматься выше + 35°С, а зимой опускаться ниже -40 °С.

Устойчивые морозы начинаются около 5 ноября и заканчиваются в середине марта. Замерзает река в ноябре, вскрывается в конце апреля.

Продолжительность периода с устойчивыми морозами составляет в среднем 135 дней.

В районе створа устойчивый снежный покров образуется в первой декаде ноября. Среднегодовое количество осадков составляет 1000 - 1300 мм.

На реке Хемчик отличная рыбалка. Из видов рыб, в реке обитают: голец, карась, горбуша, ерш, голянь, верховка, елец, корюшка, карп, ленок, муксун, линь, нельма, лещ и многие другие.

Двадцать пять видов животных района занесен в "Красную Книгу": Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов

Также 6 видов млекопитающих, 15 видов птиц, 1 вид пресмыкающихся, 2 вида рыб и видов насекомых.

3 вида млекопитающих являются единичными в районе: красный волк, снежный барс. Предположительное место обитания снежных барсов - глухая тайга у истоков Хеичика. Остальные три вида млекопитающих - соболь, северный таежный олень.

На территории района находится участок Сисимского заповедника где взяты под охрану пушные звери: бобр, выдра, норка и рыбы: таймень, ленок, хариус.

В районе существует охотничье хозяйство, которое выписывает лицензии на охоту на диких зверей и ловлю рыбы.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Хемчик на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения.

Следовательно, в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Хемчик необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Хемчинского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. Подготовка ложа водохранилища;

2. Минимизация воздействия на окружающую среду из-за строительства гидроузла;
3. Выполнение защитных сооружений, включая берегоукрепление, возведение дамб для защиты земель и объектов от затопления;
4. Выполнение в полном объеме комплекса природоохранных, защитных и компенсационных мероприятий;
5. Предусмотреть места для размещения временных сооружений вы с учетом требований по охране окружающей среды.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

Хемчинская ГЭС будет оказывать влияние на окружающую среду в виде изменения следующих показателей:

1. Повышение влажности
2. Изменения ветрового режима в прибрежной зоне
3. Изменение температурного и ледяного режимов водостока

Вышеперечисленное приводит к изменению природных условий в районе гидроузла, что сказывается на хозяйственной деятельности населения и жизни животных.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Хемчика в нижнем бьефе Хемчинского гидроузла;
3. Изменения экосистемы района строительства. Речной тип экосистемы изменится на озерный.

В рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин для обеспечения защиты конструкция от загрязнения грунтовыми водами.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

– На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

– Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

– Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

– Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

– Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

– Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме. Код отходов по ФККО – 2014 82220101215 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho. \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ ;
 q - удельный норматив образования;
 ρ - плотность бетона, т/м³ .

$$M = \frac{N \cdot q}{100} = \frac{90000 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 4050 \text{ т.}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные. Код отходов по ФККО – 2014 46101001205 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{120 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 2,4 \text{ т.} \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т;
 q - удельный норматив образования, %;
 ρ - удельный вес арматуры, т/м³;

Таким образом в результате строительства будет образовано 4050 т лома бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме, 2,4 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон.

7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Хемчинского гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Также, согласно [34] требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Хемчик от сбросов Хемчинской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселка Ийме, в пределах промплощадок объектов Хемчинской ГЭС регламентируется требованиями [34].

7.6 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;
- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных площадках и объектах,
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспылевания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

7.7 Водоохранная зона

В соответствии с [31] и во исполнение требований [11] вокруг водохранилища должна быть установлена Водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

В соответствии с [31] в водоохраной зоне запрещается:

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

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным водоохраной зоной запрещается

- распашка земель;

- складирование отвалов размываемых грунтов;
- движение автомобилей и тракторов, кроме автомобилей специального назначения.

8 Пожарная безопасность. Охрана труда. Безопасность ГЭС

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Основной задачей правил охраны труда на ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, предупреждение возможности их возникновения. Проверка знаний правил, норм по охране труда, настоящих Правил, правил пожарной безопасности и других нормативных документов. Контроль над выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями ГЭС и подразделениями на всех ступенях управления.

Для контроля состояния Хемчинской ГЭС основные сооружения должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа величин контролируемых показателей.

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

8.2 Опасные производственные факторы, действующие на предприятии

К опасным производственным факторам относятся:

- Наличие движущихся частей приводов и механизмов;
- Наличие токоведущих частей машин и оборудования, находящихся под напряжением;
- Наличие больших объёмов масла в маслохозяйстве и оборудовании;
- Наличие оборудования, при нормальной работе которого используется элегаз SF₆;
- Повышенный шум и вибрация;
- Низкие температуры воздуха в зимний период.

Работникам ГЭС выдаются в полном объёме средства защиты и спецодежда. Работники станции в обязательном порядке должны использовать её в рабочей деятельности.

При работе установок с элегазом используется сигнализация, указывающая на утечку газа.

При ремонтных работах устанавливаются защитные ограждения, а также вывешиваются соответствующие плакаты.

Все движущиеся части и оборудование, имеющие открытые токоведущие части, ограждаются стационарными ограждениями.

8.2.1 Обязанности работника в части охраны труда

До начала выполнения работ рабочий обязан:

- Пройти предварительный медицинский осмотр; при этом должен сообщить медицинской комиссии все данные о состоянии своего здоровья;
- Пройти при поступлении на работу, связанную с повышенной опасностью или ответственностью за безопасность, специальное психофизиологическое тестирование;
- Приступить к выполнению своих обязанностей только при положительном заключении медицинской комиссии или положительном результате тестирования на предмет возможности выполнять определенные работы по состоянию здоровья;
- Получить инструктажи по безопасности производства работ:
- Вводный – у работников службы охраны труда предприятия,
- Первичный – у руководителя подразделения по отдельным программам с фиксацией в специальных журналах под роспись, инструктирующих и инструктируемого;
- Повторный – от непосредственного руководителя работ;
- Целевой.
- Получить на руки под роспись инструкцию (инструкции) по охране труда по своей профессии, по безопасному производству определенных работ и другие нормативные документы по охране труда;
- Пройти теоретическое и производственное обучение по охране труда;

– Пройти проверку знаний норм охраны труда по своей профессии и видам поручаемых работ, получить при этом удостоверение с результатами проверки знаний;

– Пройти, если это необходимо, до начала самостоятельной работы стажировку и дублирование по своей профессии или виду работ;

– Пройти специальную подготовку по оказанию первой помощи при несчастных случаях и травм на производстве;

– Проверить перед началом работы на своем рабочем месте наличие, комплектность и исправность необходимых средств защиты, приспособлений, ограждающих устройств, инструмента, приборов контроля и безопасности; сообщить своему непосредственному руководителю об имеющихся недостатках;

Работник не может приступать к работе, если не выполнен хотя бы один из предыдущих пунктов.

Подготовку рабочих мест с точки зрения техники безопасности осуществляет оперативная служба, служба охраны труда и другие, допущенные к данной деятельности службы.

Работник должен немедленно прекратить работу в случае проявления аварийной ситуации, опасности повреждения своего здоровья или здоровья окружающих людей или их гибели.

По окончании работы работник должен убрать рабочее место, сдать полученные средства защиты, инструмент и доложить об окончании работ своему непосредственному руководителю.

Все работы на Хемчинской ГЭС производятся по нарядам-допускам, распоряжениям. Самовольное производство работ не допускается.

8.3 Противопожарная безопасность

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о «Пожарной безопасности», государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, а также, обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Территория Хемчинской ГЭС находится в зоне с отдаленным расположением пожарных частей, поэтому предусматривается пожарная часть в непосредственной близости от станции, которая будет обслуживать как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

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

Объектами автоматического водяного пожаротушения Хемчинской ГЭС являются:

- Гидрогенераторы (СВ-654/50-36);
- Кабельные сооружения;

- Станционное маслохозяйство;
- Подпультзовые помещения;
- Трансформатор (ТДС-63000/220-У1).

На генераторах ГЭС устанавливаются электрические защиты, сигнализирующие о наличии возгорания. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых вылетов обмоток статора размещают кольцевые трубопроводы с дренчерными оросителями. Включение системы пожаротушения – автоматическое, с действием от защит внутренних повреждений обмоток статора.

Для трансформатора предусматривается маслоприемник без отвода масла.

В туннелях с кабелями из сшитого полиэтилена 220 кВ предусматривается установка датчиков пожаротушения. На каждые 50 м туннеля предусмотрен 1 датчик. Сооружения предусматривают водяную автоматическую систему пожаротушения. Один раз в сутки лицами, за которыми закреплены данные сооружения, должен производиться обход и осмотр.

Все кабельные коридоры, туннели с кабелями 0,4-10 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями 1 коридора (туннеля) не допускается. Проходы между секциями осуществляются путем установки несгораемых герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическими и дистанционным ручным управлением.

На подстанции построенной рядом необходимо иметь запас воды для тушения трансформаторов в течении тридцати минут. Тушение осуществляется с помощью кольцевых трубопроводов с дренчерными оросителями, которые образуют водяную завесу вокруг трансформатора.

Источником водоснабжения систем пожаротушения, является верхний бьеф.

Противопожарные трубы обеспечивают непрерывную подачу воды в противопожарную систему, разделены секционными вентилями. Трубы постоянно заполнены водой, находятся в помещениях с температурой не ниже +5°C, прокладка осуществляется открыто. Запорно-пусковые устройства устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения, на каждый объект без резерва.

Автоматизируются следующие действия:

- Пуск рабочих пожарных насосов при открытии любого запорно пускового устройства по импульсу;
- Поступающему от датчика пожаротушения любого защищаемого

объекта;

- Пуск резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или не срабатывания системы;
- Пуск пожаротушения в течение установленного времени по импульсу электроконтактного манометра на трубопроводе;
- Остановка насосов после прекращения пожара и закрытия запорно пускового устройства через определенное время;
- Пуск насосов при опробовании дистанционно;
- Сигнализировать персоналу о пусках рабочего и резервного насосов;
- Об отсутствии напряжения питания насосов.

Каждое помещение (кабинеты РУСН, КРУЭ и т.п.) на Хемчинской ГЭС должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для каждого конкретного помещения. В данной инструкции должны отражаться: правила ПБ, номера НСС, дежурной пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

Разработаны Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, в которых изложены основные организационные и технические требования по пожарной безопасности.

Подготовка инженерно – технических работников (ИТР), рабочих и служащих Хемчинской ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- Проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи (первичный, периодический, внеплановый и целевой), в тематику которых включаются вопросы пожарной безопасности;
- Специальная подготовка персонала;
- Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- Проведение противопожарных тренировок с участием пожарных;
- Повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

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 Хемчинскую ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной

безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам. По окончании подготовки по пожарно-техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом.

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарно-технические комиссии.

9 Техничко – экономические показатели

9.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение различных этапов, которые охватывают большой спектр разнообразных работ, начиная созданием котлована и заканчивая установкой оборудования. Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

| Наименование показателя | Единица измерения | Год реализации проекта | | | | |
|--|-------------------|------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Установленная мощность | МВт | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 |
| Число часов использования установленной мощности | Часы | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 |
| Выработка электроэнергии за год | МВт·ч | 72 000 | 72 000 | 72 000 | 72 000 | 72 000 |
| Расход электроэнергии на собственные нужды | % | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Расход электроэнергии на собственные нужды | МВт·ч | 1 440 | 1 440 | 1 440 | 1 440 | 1 440 |
| Объём реализации электроэнергии за год | МВт·ч | 70 560 | 70 560 | 70 560 | 70 560 | 70 560 |
| Тариф на электроэнергию | руб/МВт·ч | 1 206 | 1 235 | 1 262 | 1 289 | 1 318 |
| Выручка от реализации электроэнергии | млн.руб | 85, 095 | 87, 141 | 89, 046 | 90, 951 | 92, 998 |
| НДС к выручке | млн.руб | 12, 980 | 13, 292 | 13, 583 | 13, 874 | 14, 186 |

9.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании [34]. Текущие расходы посчитаны с учётом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унифицирования исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозов на среднесрочный и долгосрочный этап жизни проекта компании ОАО «РусГидро», а также всем дочерним организациям и зависимыми организациями ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, условий и допущений, необходимых для подготовки расчётов в рамках формирования прогнозных документов.

Текущие расходы влияют на себестоимость продукции, так как характеризуют величину затрат на единицу продукции.

В данном случае текущие расходы 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 определены по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере 0,08%.

Эксплуатационные расходы таблице. 9.2 ГЭС определяют на 1 МВт установленной мощности.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

| Наименование | Ставка, тыс.руб/МВт | Сумма, млн.руб. |
|-------------------------|---------------------|-----------------|
| Расходы на оплату труда | 255,2 | 30,624 |
| Прочие | 274,0 | 32,882 |
| Итого по ГЭС | | 63,504 |

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

| Этап проекта, год | Величина, % |
|-------------------|-------------|
| От 1 до 5 | 0,6 |
| От 6 до 15 | 0,09 |
| От 16 до 25 | 0,14 |
| Более 25 | 0,1 |

Учитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро». Данные представлены в таблице 9.4

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

| Наименование | Ставка, тыс.руб/МВт | Сумма, млн.руб. |
|---|------------------------|-----------------|
| ОАО «СО-ЕЭС» | 135,38 тыс.руб/МВт | 16,245 |
| НП АТС (администратор торговой системы) | 0,001097тыс.руб/МВт*ч | 1,137 |
| ЦРФ (центр финансовых расчетов) | 0,000318 тыс.руб/МВт*ч | 0,329 |
| Итого | | 17,712 |

Текущие затраты по гидроузлу представлены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу

| Наименование | Год реализации проекта | | | | |
|--|------------------------|----------|----------|----------|----------|
| | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Амортизационные отчисления, млн.руб | 80, 250 | 80, 250 | 80, 250 | 80, 250 | 80, 250 |
| Расходы на страхование, млн.руб | 30, 001 | 29, 231 | 28, 460 | 27, 690 | 26, 920 |
| Эксплуатационные затраты, млн.руб | 63, 504 | 63, 504 | 63, 504 | 63, 504 | 63, 504 |
| Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб | 1, 875 | 2,740 | 2, 668 | 2, 595 | 2, 523 |
| Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб | 17, 712 | 17, 712 | 17, 712 | 17, 712 | 17, 712 |
| Налог на воду, млн.руб | 4, 561 | 4, 561 | 4, 561 | 4, 561 | 4, 561 |
| Итого, млн.руб | 197, 905 | 198, 414 | 197, 572 | 196, 729 | 195, 887 |

Значительное повышение затрат по гидроузлу за первый год исследуемого периода можно объяснить увеличением расходов на эксплуатационные нужды, т.к увеличивается количество оборудования..

В дальнейшие четыре года статья расходов увеличивается за счет страхования и ремонта производственных фондов, поскольку стоимость имущества увеличивается (закупается и монтируется новое оборудование, подключается обслуживающий персонал).

Текущие затраты за рассматриваемый период представлены на рисунке 9.1.

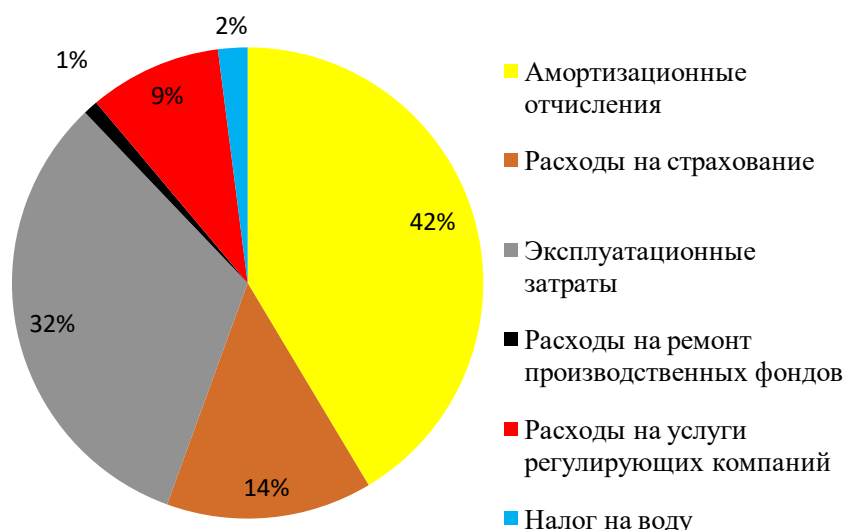


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

9.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы показывают отток денежных средств после строительства Курагинской ГЭС. Налогообложение является важным средством наполнения бюджета края и страны и осуществляется в соответствии с Налоговым Кодексом РФ [53].

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

| Наименование | Год реализации проекта | | | | |
|------------------------------------|------------------------|----------|----------|----------|----------|
| | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
| Налог на прибыль, млн.руб | 194, 872 | 200, 027 | 205, 464 | 210, 765 | 216, 211 |
| НДС, млн.руб | 191, 946 | 229, 870 | 234, 954 | 239, 902 | 244, 995 |
| Взносы в социальные фонды, млн.руб | 4, 080 | 4, 080 | 4, 080 | 4, 080 | 4, 080 |
| Налог на имущество, млн.руб | 65, 737 | 63, 972 | 62, 206 | 60, 441 | 58, 675 |
| Итого, млн.руб | 260, 805 | 493, 873 | 502, 629 | 511, 112 | 519, 886 |

Налоги, отчисляемые государству, увеличиваются пропорционально возрастающим доходам проекта. Что оказывает серьезное налоговое давление.

9.4 Оценка прибыли

Прибыль, является конечным результатом от реализации электроэнергии генерирующей компании. В конечном итоге она представляет собой разницу между ценой продукции и себестоимостью (табл. 9.7).

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

| Наименование | Год реализации проекта | | | | |
|--|------------------------|------------|------------|------------|------------|
| | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
| Выручка (нетто), млрд.руб | 1 075, 849 | 1 101, 566 | 1 127, 501 | 1 151, 336 | 1 176, 903 |
| Текущие расходы, млрд.руб | 197, 905 | 198, 414 | 197, 572 | 196, 729 | 195, 887 |
| ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млрд.руб | 921, 779 | 949, 262 | 976, 962 | 1 002, 563 | 1 029, 895 |
| Скорректированный налог на прибыль, млрд.руб | 168, 320 | 189, 852 | 195, 392 | 200, 512 | 205, 979 |
| НОРАТ (чистая прибыль), млрд.руб | 753, 459 | 759, 409 | 781, 570 | 802, 050 | 823, 916 |
| Ставка налога на прибыль, % | 20 | | | | |

Для большей наглядности представлен график чистой прибыли с начала строительства рисунок 9.2. Как видно после ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата 2025год наблюдается рост чистой прибыли, проект начинает себя окупать. Дальнейший ввод мощностей лишь наращивает прибыль.

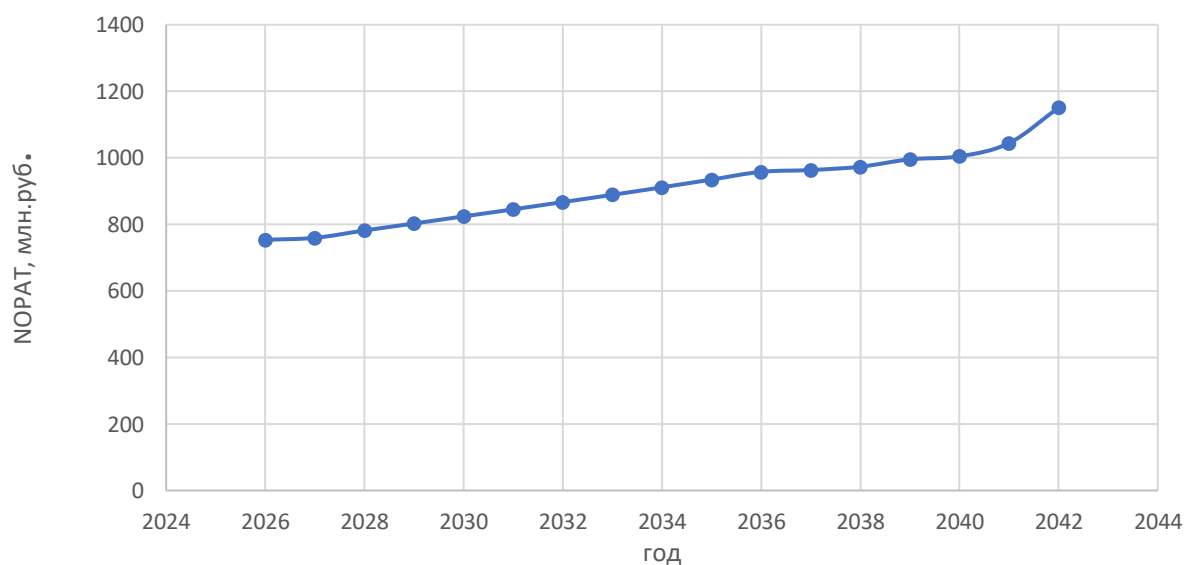


Рисунок 9.2 – Чистая прибыль, млрд. руб.

Отток денежных средств в первые годы реализации проекта связан с подготовительными работами. Затем после выхода ГЭС на полную мощность растёт объём продаж электроэнергии и мощности, что приводит к росту чистой прибыли. Дальнейший рост, связан с тарифом на электроэнергию и мощностью согласно сценарным условиям РусГидро [34].

9.5 Анализ денежных потоков

На рисунке 9.3 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции



Рисунок 9.3 – График Cash-Flow

Из графика видно, что по данному проекту с начала реализации отрицательный денежный поток, который связан со строительными работами и приобретением оборудования. Начиная с середины 2026 года по проекту отрицательный денежный поток начинает сокращаться и к 2040 году становится положительным. После доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль.

9.6 Оценка инвестиционного проекта

Главная цель инвестиционного проекта заключается в целесообразности реализации проекта с точки зрения заказчика [34].

9.6.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход (NPV);
2. Индекс прибыльности (PI);
3. Срок окупаемости (PP).

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии со следующими нормативными документами [4,27]:

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования Курагинской ГЭС составляет 20 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 кв. 2021 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации существующих правил и законов.

9.7 Коммерческая эффективность

Коммерческая эффективность отражена в показателях, представленных в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта Курагинской ГЭС на реке Кизир

| Наименование | Значение |
|--|----------|
| Ставка дисконтирования | 11,6 |
| Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес | 180 |
| Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб | 214 |
| Индекс прибыльности – PI, руб | 13,95 |
| Внутренняя норма рентабельности – IRR, % | 372, 178 |
| Себестоимость эл. энергии, руб/кВт·ч | 1,11 |
| Удельные капиталовложения, руб/кВт | 713,34 |

Индекс прибыльности PI больше нуля, себестоимость электроэнергии приемлемая. Следовательно, проект можно рассматривать, как экономически удачный и целесообразный

9.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности, отражают влияние результатов проекта на доходы федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов разных уровней формируется за счёт налоговых отчислений, которые представлены в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

| Год | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| В федеральный бюджет, млн.руб | 159, 751 | 194, 316 | 200, 044 | 434, 877 | 445, 400 |
| В региональный бюджет, млн.руб | 77, 929 | 67, 503 | 65, 737 | 63, 972 | 62, 206 |
| Налоговые поступления, млн.руб | 233, 119 | 256, 842 | 260, 805 | 493, 873 | 502, 629 |

Рост налоговых отчислений обоснован вводом новых мощностей и увеличением продажи электроэнергии и мощности.

9.9 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков, является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

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

- 1) Объем инвестиций рисунок 9.4;
- 2) Цена сбыта рисунок 9.5;
- 3) Ставки дисконтирования рисунок 9.6.

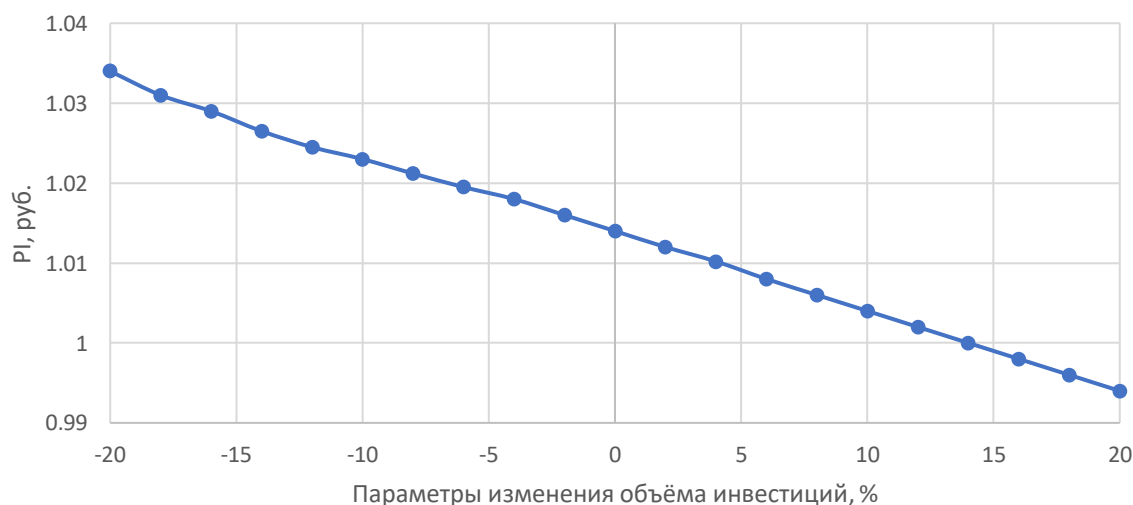


Рисунок 9.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения объема инвестиций

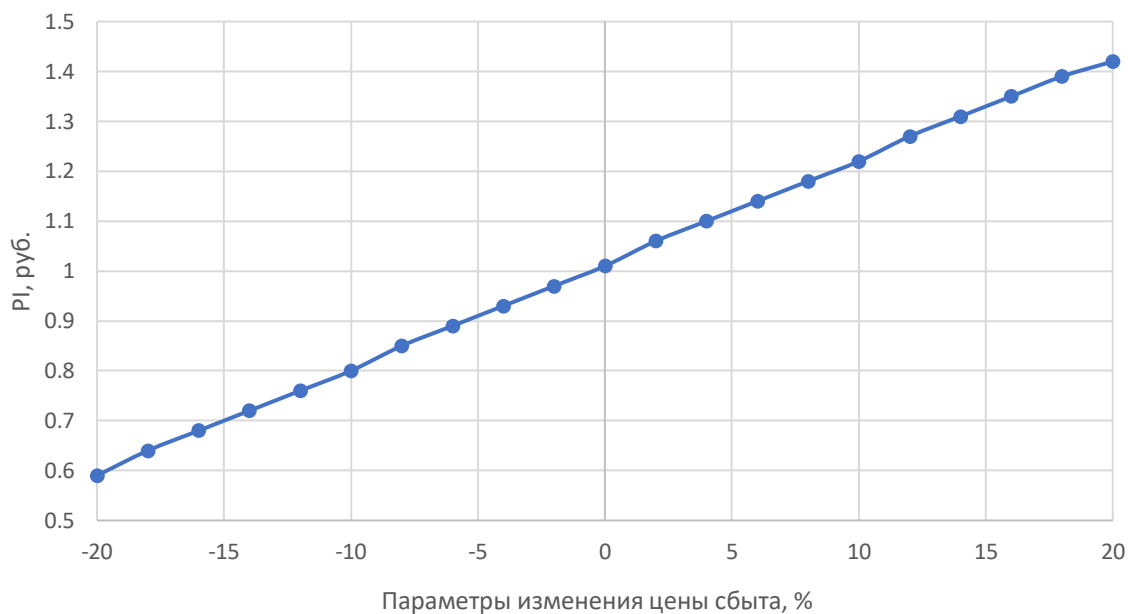


Рисунок 9.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта

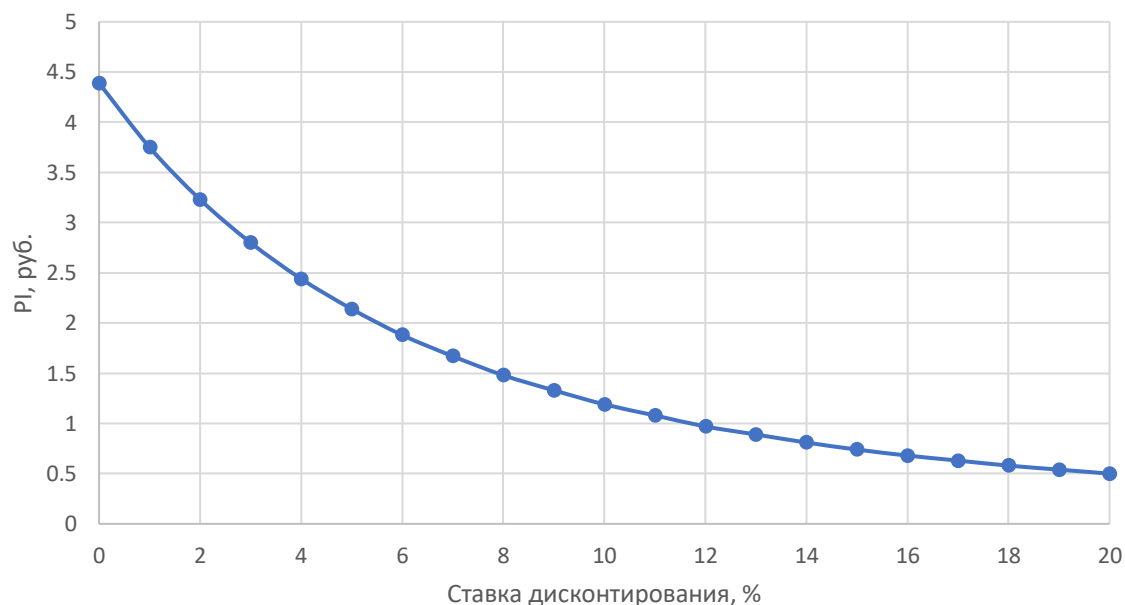


Рисунок 9.6 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Анализируя приведенные графики можно вывести следующие закономерности:

- Увеличение объема инвестиций приводит к уменьшению доходности проекта;
- Увеличение цены сбыта приводит к увеличению доходности проекта;
- Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению доходности проекта;
- Наибольшее влияние на NPV оказывает ставка дисконтирования и цена сбыта продукции.

10 Перспективные технологии аккумулирования и хранения энергии

10.1 Технологии накопления электроэнергии

10.1.1 Проблема сохранения энергии

Основное отличие электроэнергетики от других промышленных отраслей — невозможность хранения производимого ею товара в промышленных масштабах. В каждую единицу времени в этой отрасли должно производиться ровно столько электроэнергии, сколько нужно потребителям.

Режим работы любой энергосистемы определяется в первую очередь степенью нагрузки на нее со стороны потребителей. Ночью потребление электроэнергии значительно снижается по сравнению с дневным, а утром и вечером — превышает уровень среднего дневного потребления. Постоянные колебания нагрузки приводят к тому, что генерирующие мощности значительную часть времени работают в экономически неоптимальном режиме.

Чтобы обеспечить возможность компенсации пиковых нагрузок, необходимы или дорогие резервные генерирующие мощности, или сложные географически распределенные энергосистемы.

Существуют три традиционных типа электростанций: атомные (АЭС), тепловые (ТЭС), гидроэлектрические (ГЭС). В последние годы к ним прибавляются электростанции на возобновляемых источниках: ветряные, солнечные, термальные. АЭС по соображениям безопасности не регулируют свою нагрузку, ГЭС подходят для работы с неравномерным графиком нагрузки, но не во всех энергосистемах есть ГЭС достаточной мощности. Основная нагрузка по покрытию неравномерности суточного потребления ложится на ТЭС. Это приводит к их работе в неэкономичном режиме, увеличивает расход топлива, повышает стоимость электроэнергии.

10.1.2 Эффекты от накопления

1. Эффект для генерации: использование накопителей позволит оптимизировать процесс производства электроэнергии за счет выравнивания графика нагрузки на наиболее дорогое генерирующее оборудование, а также избавить дорогую тепловую генерацию от роли регулятора. В свою очередь, это неизбежно приведет к сокращению расходов углеводородного топлива, повышению коэффициента использования установленной мощности электростанций, увеличит надежность энергоснабжения и снизит потребности в строительстве новых мощностей.
2. Эффект для государственного регулирования: накопители позволяют создать энергетический резерв без избыточной работы генерирующих мощностей, оптимизировать режим работы электростанций, обеспечить спокойное прохождение ночного минимума и дневного максимума нагрузок.

3. Эффект для потребителей: электроэнергия становится дешевле, повышается надежность энергоснабжения, можно обеспечить работу критического оборудования при перебоях с питанием и создать резерв на случай аварий.
4. Эффект для электросетевого комплекса: накопители снижают пиковую нагрузку на электрические подстанции и затраты на модернизацию сетевой инфраструктуры, повышают качество и надежность энергоснабжения потребителей.

10.1.3 Действенные методы накопления

Среди накопителей нет ни одной приоритетной технологии – для различных сфер применения и задач подходят разные решения. Для регулирования частоты в энергосистеме по своим характеристикам хорошо подходят супермаховики и суперконденсаторы, для сглаживания внутрисуточных колебаний – литий-ионные накопители, для хранения относительно большого количества энергии (если время разряда исчисляется несколькими часами) – проточные накопители энергии.

ГАЭС, на которые приходится 98 % мирового хранения энергии (более 160 ГВт), способны обеспечить национальные энергосистемы мега- и гигаваттами маневренной мощности, однако для их строительства требуется природный рельеф с большим перепадом высот, а по своим масштабам и затратам на проектирование, возведение и эксплуатацию они сопоставимы с гидроэлектростанциями.

Занимающие треть оставшейся доли электрохимические технологии, прежде всего литий-ионные батареи, имеют ограниченное количество циклов заряда и разряда и, как следствие – ограниченный срок службы. Но высокая плотность энергии и компактность батарей дает возможность использовать их в любых мобильных устройствах – от электропоездов до скутеров.

В мире разработаны проекты эффективных накопительных станций, где сочетаются несколько технологий. Так, совместное предприятие Mitsubishi и Hitachi планирует построить в штате Юта хранилище на 1 ГВт. В одной системе будут объединены несколько видов аккумуляторов, в том числе водородные, на сжатом воздухе, твердооксидные топливные элементы и проточные батареи. Частью проекта станет турбина, перерабатывающая смесь природного газа и водорода с пониженной эмиссией двуоксида углерода. Со временем ее модернизируют таким образом, чтобы она смогла работать с чистым водородом. Еще одна составляющая проекта – хранение энергии в сжатом воздухе в соляных пещерах, чтобы запасать энергию в периоды низких цен.

По данным компании, такую систему можно комбинировать с ветровыми и солнечными станциями: когда энергии вырабатывается много, излишки можно использовать для запуска систем гидролиза и получения водорода, или для сжатия воздуха, или для зарядки других типов батарей. Системы

хватило бы на то, чтобы обеспечивать потребности 150 тысяч домохозяйств в течение одного года.

10.2 Новые накопители электроэнергии

Вулканический аккумулятор (Гамбург, Германия)

Проект Siemens Gamesa, названный ETES (electric thermal energy storage), создан на месте выведенной из эксплуатации традиционной электростанции. Установка преобразует электричество в горячий воздух с помощью резистивного нагревателя, чтобы нагреть до 750°C примерно 1000 тонн вулканической породы. Накопленная тепловая энергия преобразуется обратно в электричество с помощью паровой турбины.

Благодаря эффективной изоляции тепло может храниться в течение недели или дольше, производя до 130 МВт*ч энергии в течение недели.

Солёная солнечная энергия (Дубай, Объединенные Арабские Эмираты)

Расплавленная соль удерживает тепло в течение длительного времени, поэтому ее размещают на солнечных тепловых установках, где сотни гелиостатов (больших сконцентрированных на солнце зеркал) собирают тепло солнечного света и нагревают жидкость внутри — в виде расплавленной соли. Затем она направляется в резервуар, далее посредством парогенератора приводит во вращение турбину, так вырабатывается электроэнергия. Одним из плюсов является то, что расплавленная соль функционирует при высокой температуре — более 500 °C, что способствует эффективной работе паровой турбины. В баке содержится достаточно расплавленной соли для работы генератора в течение 10 часов. Это составляет 1100 мегаватт-часов хранения, или почти в 10 раз больше, чем самые большие системы ионно-литиевых батарей, которые были установлены для хранения возобновляемой энергии.

Созданы другие варианты этой технологии для хранения излишков выработанной ВИЭ энергии: использование расплавов солей в сочетании с антифризом и применение жидкого металла вместо соли

Гравитационный накопитель (Калифорния, США)

В местечке Техачапи рядом с ветропарком по склону холма проложена узкоколейная железная дорога. По ней перемещается накопитель, запасаящий энергию при помощи гравитации. Когда ветер дует, вагончик весом 5670 кг, приводимый в движение электромотором, едет в гору, накапливая энергию, а когда стихает — скатывается вниз. В этот момент его двигатель работает как генератор, подавая энергию в сеть.

Главное достоинство проекта – более низкая стоимость жизненного цикла по сравнению с батареями. Эффективность системы достигает 86 %.

Хранение энергии в холоде (Великобритания)

Концепция использования жидкого воздуха в качестве накопителя энергии была известна еще в 1970-х годах. Избыток электроэнергии, получаемой от ВИЭ, используется, чтобы охладить воздух до состояния жидкости и хранить ее при температуре -196°C . При потребности в

электроэнергии жидкость превращается в газ, быстро расширяясь с 700-кратным увеличением объема и приводя в движение турбину генератора. По емкости система CRYOBattery сопоставима с электростанцией на ископаемом топливе и может хранить несколько гигаватт-часов электроэнергии в течение недель.

10.2.1 Перспективные технологии аккумулирования для России

Перспективные технологии аккумулирования представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнительный анализ

| Параметры | Система | | | | | |
|------------------------|-------------|------------------|---------------|---------------|-------------------------|--------------|
| | Аккумулятор | Суперконденсатор | ГАЭС | Сжатый воздух | Сверхпроводимая катушка | Супермаховик |
| Эффективность, % | 70 | 95 | 75 | 85 | 95 | 90 |
| Энергоемкость, Вт*ч/кг | 150 | 15 | - | - | 200 | 300 |
| Количество циклов | 10^3 | 10^6 | 10^4 | 10^4 | 10^6 | 10^5 |
| Жизненный цикл, лет | 3-5 | 10 | 20 | 20 | 10 | 20 + |
| Время заряда | ч | сек | ч | ч | мин | мин |
| Выходная мощность | средняя | высокая | очень высокая | очень высокая | высокая | высокая |
| Стоимость | низкая | средняя | очень высокая | очень высокая | очень высокая | Высокая |
| Масштабируемость | высокая | средняя | низкая | низкая | средняя | высокая |
| Экологические проблемы | средние | низкие | высокие | средние | низкие | низкие |

10.3 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Вода России» [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://water-f.ru/Водные_объекты/2263/Шинда. Загл. с экрана.
2. «Хемчик» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Хемчик>. Загл. с экрана.
3. «Республика Тыва» [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Тыва> Загл. с экрана.
4. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;
5. «Энциклопедия Республика тыва» [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://bigenc.ru/geography/text/4212361> Загл. с экрана.
6. «РусГидро» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.kkges.rushydro.ru/hpp/seng/novotrhpp/> Новотроицкая ГЭС. Загл. с экрана.
7. «В поисках энергетической капсулы» [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://translated.turbopages.org/proxy_u/en-ru.ru.d6e53b58-6298ee71-555f3ad9-74722d776562/https/www.sciencedirect.com/topics/engineering/cryogenic-energy-storage: Нурбей Гулиа Загл. с экрана.
8. «Вулканический аккумулятор» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://habr.com/ru/post/385863/>. Загл. с экрана.
9. «Соленая энергия» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://habr.com/ru/company/cloud4u/blog/477004/>. Загл. с экрана.
10. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 г (изм.8.12.2016 г.). № 74 ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 8 с декабря 2020 г. № 74 ст. 65.
11. А. Ю. Александровский. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / сост. А. Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б. И. Силаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005, 114 стр.
12. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие/Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М. : АСВ, 2011. – Ч.1. – 584с.
13. Т.А. Лыбина. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы./ Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: СФУ; Саяно-Шушенский филиал, 2016.- 64с.
14. Гидротехнические сооружения: учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малахов и др. – М. : АСВ, 2011. - Ч.1. – 536 с.

15. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат, 1990. 366с.
16. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семьи электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
17. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
18. Затева Е.Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Затева Е.Ю. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 12 стр.
19. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс] // ЗАО «Энергомаш». – Режим доступа: <http://www.12v.ru/>
20. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс]// ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа : <http://www.ea.spb.ru/>
21. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>
22. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>
23. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа : <http://www.zavod-razryad.ru/>
24. Каталог «Разъединители». [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
25. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] //«Трансна». – Режим доступа: <https://transna.pulscen.ru/>
26. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>
27. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва :Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
28. Постановление Правительства РФ №986 «О классификации гидротехнических сооружений». – Москва: Правительство Российской Федерации, 2013. – 9с.
29. Постановление [Электронный ресурс] // Правительства РФ – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=113670>
30. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. 7-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1998. — 608 с.
31. Приказ ОАО «РусГидро» «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг». – Москва: ПАО «РусГидро»,2016. – 22с.

32. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015 – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/corporate/board/minutes/>
33. СНиП 2.06.04.82 Нагрузки и Воздействия на ГТС – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
34. СП 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения». – М: Минздрав России, 2020.
35. СП 40. 13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
36. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
37. Справочник гидроэлектростанции России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. 467с.
38. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
39. Стандарт организации ПАО «РусГидро». Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанции и гидроаккумулирующих электростанций / РАО «ЕЭС России». – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
40. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 30.10.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 47 с.
41. 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.
42. 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.
43. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 – 12 с.
44. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
45. СТО 56947007-29.240.124-2012 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ. – Введ. 09.07.2012 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012 – 34с.
46. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131 с.

47. СТО 56947007-29.240.35.146-2013 Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанции с применением КРУЭ. – Введ. 03.06.2013 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2013 – 21с.
48. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с
49. Техническая политика ПАО «РусГидро» / РАО «ЕЭС России». – Москва, 2015.
50. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
51. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340.
52. Электрическая часть электростанций и подстанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно – энергетические расчеты

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р. Хемчик за период 1922-1971гг.

| №п/п | Годы | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Q _{ср.} год |
|------|------|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|----|-----|-------------------------|
| 1 | 1922 | 27 | 31 | 36 | 41 | 105 | 283 | 210 | 172 | 122 | 100 | 59 | 56 | 104 |
| 2 | 1923 | 40 | 44 | 48 | 50 | 201 | 296 | 178 | 148 | 104 | 58 | 50 | 48 | 105 |
| 3 | 1924 | 31 | 35 | 42 | 51 | 142 | 525 | 255 | 202 | 150 | 108 | 76 | 69 | 141 |
| 4 | 1925 | 58 | 61 | 65 | 92 | 128 | 229 | 219 | 164 | 108 | 68 | 49 | 44 | 107 |
| 5 | 1926 | 27 | 30 | 38 | 40 | 164 | 230 | 180 | 97 | 102 | 77 | 64 | 59 | 92 |
| 6 | 1927 | 39 | 41 | 50 | 47 | 106 | 305 | 177 | 170 | 155 | 68 | 51 | 48 | 105 |
| 7 | 1928 | 35 | 41 | 44 | 57 | 107 | 259 | 223 | 173 | 121 | 97 | 58 | 55 | 106 |
| 8 | 1929 | 47 | 48 | 53 | 80 | 236 | 499 | 114 | 131 | 135 | 76 | 74 | 65 | 130 |
| 9 | 1930 | 55 | 57 | 58 | 62 | 116 | 229 | 210 | 192 | 142 | 110 | 80 | 67 | 115 |
| 10 | 1931 | 34 | 49 | 64 | 86 | 256 | 307 | 155 | 151 | 115 | 56 | 48 | 43 | 114 |
| 11 | 1932 | 26 | 33 | 39 | 50 | 102 | 244 | 210 | 175 | 144 | 69 | 60 | 55 | 101 |
| 12 | 1933 | 43 | 49 | 51 | 53 | 281 | 463 | 129 | 127 | 141 | 67 | 53 | 49 | 126 |
| 13 | 1934 | 37 | 38 | 47 | 114 | 205 | 310 | 173 | 201 | 186 | 132 | 79 | 66 | 132 |
| 14 | 1935 | 50 | 51 | 56 | 102 | 290 | 813 | 315 | 254 | 197 | 103 | 70 | 55 | 196 |
| 15 | 1936 | 31 | 32 | 34 | 42 | 121 | 224 | 217 | 210 | 192 | 104 | 82 | 76 | 114 |
| 16 | 1937 | 60 | 61 | 63 | 66 | 173 | 269 | 215 | 195 | 128 | 115 | 87 | 75 | 126 |
| 17 | 1938 | 58 | 64 | 66 | 68 | 267 | 394 | 171 | 163 | 131 | 70 | 52 | 50 | 130 |
| 18 | 1939 | 27 | 29 | 47 | 58 | 259 | 343 | 181 | 183 | 177 | 111 | 89 | 72 | 131 |
| 19 | 1940 | 53 | 62 | 64 | 74 | 193 | 245 | 114 | 99 | 96 | 59 | 47 | 37 | 95 |
| 20 | 1941 | 30 | 31 | 35 | 49 | 229 | 557 | 322 | 214 | 184 | 66 | 61 | 52 | 153 |
| 21 | 1942 | 43 | 44 | 48 | 71 | 252 | 433 | 231 | 155 | 140 | 92 | 84 | 80 | 139 |
| 22 | 1943 | 57 | 58 | 59 | 61 | 237 | 306 | 228 | 219 | 181 | 144 | 92 | 79 | 143 |
| 23 | 1944 | 43 | 52 | 56 | 74 | 106 | 243 | 229 | 164 | 123 | 65 | 58 | 51 | 105 |
| 24 | 1945 | 42 | 43 | 49 | 66 | 187 | 320 | 284 | 164 | 151 | 134 | 91 | 83 | 135 |
| 25 | 1946 | 69 | 71 | 72 | 74 | 112 | 238 | 201 | 152 | 137 | 88 | 62 | 60 | 111 |
| 26 | 1947 | 42 | 45 | 59 | 60 | 247 | 689 | 256 | 203 | 175 | 131 | 93 | 90 | 174 |
| 27 | 1948 | 47 | 49 | 67 | 99 | 183 | 252 | 160 | 111 | 103 | 60 | 47 | 44 | 102 |
| 28 | 1949 | 29 | 36 | 42 | 43 | 222 | 502 | 374 | 239 | 160 | 113 | 83 | 69 | 159 |
| 29 | 1950 | 48 | 50 | 54 | 75 | 276 | 288 | 192 | 163 | 123 | 78 | 63 | 53 | 122 |
| 30 | 1951 | 42 | 47 | 52 | 59 | 112 | 276 | 184 | 183 | 131 | 103 | 65 | 62 | 110 |
| 31 | 1952 | 55 | 57 | 60 | 68 | 210 | 264 | 169 | 165 | 114 | 71 | 54 | 48 | 111 |
| 32 | 1953 | 36 | 38 | 40 | 63 | 228 | 573 | 234 | 153 | 146 | 94 | 71 | 62 | 145 |
| 33 | 1954 | 51 | 53 | 55 | 106 | 155 | 194 | 190 | 168 | 117 | 72 | 57 | 50 | 106 |

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

| | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------|------|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|----|-----|
| 34 | 1955 | 36 | 42 | 45 | 53 | 124 | 348 | 213 | 166 | 163 | 119 | 88 | 82 | 123 |
| 35 | 1956 | 49 | 50 | 65 | 76 | 192 | 247 | 157 | 111 | 108 | 79 | 66 | 62 | 105 |
| 36 | 1957 | 32 | 41 | 44 | 45 | 85 | 202 | 162 | 115 | 92 | 63 | 55 | 48 | 82 |
| 37 | 1958 | 44 | 45 | 46 | 69 | 178 | 259 | 183 | 167 | 104 | 61 | 43 | 41 | 103 |
| 38 | 1959 | 32 | 35 | 39 | 44 | 124 | 298 | 256 | 222 | 173 | 74 | 67 | 62 | 119 |
| 39 | 1960 | 44 | 52 | 54 | 76 | 137 | 312 | 187 | 155 | 118 | 106 | 85 | 74 | 117 |
| 40 | 1961 | 67 | 69 | 70 | 82 | 219 | 340 | 142 | 142 | 120 | 74 | 55 | 48 | 119 |
| 41 | 1962 | 37 | 39 | 43 | 47 | 110 | 296 | 196 | 193 | 130 | 69 | 65 | 53 | 107 |
| 42 | 1963 | 45 | 46 | 52 | 73 | 215 | 307 | 164 | 123 | 108 | 75 | 42 | 38 | 107 |
| 43 | 1964 | 33 | 34 | 37 | 72 | 183 | 316 | 233 | 228 | 127 | 82 | 68 | 61 | 123 |
| 44 | 1965 | 38 | 40 | 49 | 54 | 267 | 320 | 162 | 157 | 114 | 64 | 44 | 43 | 113 |
| 45 | 1966 | 34 | 37 | 39 | 41 | 114 | 264 | 252 | 243 | 128 | 84 | 68 | 57 | 113 |
| 46 | 1967 | 45 | 47 | 51 | 64 | 122 | 283 | 180 | 146 | 113 | 62 | 56 | 50 | 102 |
| 47 | 1968 | 38 | 39 | 44 | 55 | 286 | 320 | 159 | 126 | 113 | 74 | 46 | 40 | 112 |
| 48 | 1969 | 33 | 34 | 36 | 45 | 128 | 236 | 338 | 251 | 203 | 68 | 63 | 60 | 125 |
| 49 | 1970 | 41 | 42 | 54 | 91 | 146 | 240 | 240 | 197 | 110 | 63 | 45 | 41 | 109 |
| 50 | 1971 | 29 | 29 | 37 | 46 | 113 | 266 | 268 | 237 | 129 | 86 | 57 | 47 | 112 |
| $Q_{\text{сред}}$ | | 42 | 45 | 50 | 65 | 179 | 329 | 208 | 173 | 136 | 85 | 64 | 58 | 119 |

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Расчет эмпирических кривых обеспеченности средневодного, среднемеженного и среднеполоводного расходов

| m | P, % | Q_{ср.год} | Q_{ср.половодный} | Q_{ср.меженный} |
|----------|-------------|---------------------------|----------------------------------|--------------------------------|
| 1 | 1,39 | 730 | 2066 | 90 |
| 2 | 3,37 | 696 | 2058 | 74 |
| 3 | 5,36 | 668 | 1978 | 72 |
| 4 | 7,34 | 644 | 1972 | 72 |
| 5 | 9,33 | 607 | 1908 | 72 |
| 6 | 11,31 | 599 | 1896 | 72 |
| 7 | 13,29 | 585 | 1790 | 70 |
| 8 | 15,28 | 581 | 1774 | 70 |
| 9 | 17,26 | 570 | 1742 | 68 |
| 10 | 19,25 | 570 | 1694 | 66 |
| 11 | 21,23 | 547 | 1694 | 66 |
| 12 | 23,21 | 545 | 1686 | 66 |
| 13 | 25,20 | 542 | 1686 | 66 |
| 14 | 27,18 | 538 | 1672 | 66 |
| 15 | 29,17 | 532 | 1658 | 64 |
| 16 | 31,15 | 521 | 1620 | 60 |
| 17 | 33,13 | 520 | 1598 | 60 |
| 18 | 35,12 | 514 | 1580 | 60 |
| 19 | 37,10 | 510 | 1536 | 58 |
| 20 | 39,09 | 503 | 1520 | 58 |
| 21 | 41,07 | 494 | 1510 | 56 |
| 22 | 43,06 | 493 | 1496 | 56 |
| 23 | 45,04 | 490 | 1486 | 54 |
| 24 | 47,02 | 483 | 1464 | 54 |
| 25 | 49,01 | 482 | 1456 | 52 |
| 26 | 50,99 | 481 | 1450 | 52 |
| 27 | 52,98 | 481 | 1442 | 52 |
| 28 | 54,96 | 481 | 1416 | 52 |
| 29 | 56,94 | 478 | 1404 | 50 |
| 30 | 58,93 | 478 | 1388 | 48 |
| 31 | 60,91 | 474 | 1384 | 48 |
| 32 | 62,90 | 471 | 1376 | 48 |
| 33 | 64,88 | 470 | 1366 | 46 |
| 34 | 66,87 | 467 | 1344 | 46 |
| 35 | 68,85 | 466 | 1328 | 46 |
| 36 | 70,83 | 462 | 1324 | 44 |
| 37 | 72,82 | 459 | 1246 | 44 |
| 38 | 74,80 | 455 | 1242 | 44 |
| 39 | 76,79 | 452 | 1238 | 44 |
| 40 | 78,77 | 450 | 1208 | 42 |
| 41 | 80,75 | 449 | 1202 | 42 |
| 42 | 82,74 | 445 | 1182 | 40 |
| 43 | 84,72 | 437 | 1168 | 40 |
| 44 | 86,71 | 435 | 1168 | 36 |
| 45 | 88,69 | 434 | 1158 | 34 |
| 46 | 90,67 | 405 | 1132 | 34 |
| 47 | 92,66 | 400 | 1052 | 34 |
| 48 | 94,64 | 371 | 1026 | 32 |
| 49 | 96,63 | 350 | 900 | 18 |
| 50 | 98,61 | 325 | 868 | 16 |

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

| Месяцы | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|
| $Q_{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 45 | 47 | 51 | 64 | 122 | 283 | 180 | 146 | 113 | 62 | 56 | 50 |
| $Q_{и}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| $Q_{ф}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| $Q_{л}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 2 | 2 | 0 | -3 | -5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 |
| $Q_{рыба}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 0 | 0 |
| $Q_{сум}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 3 | 3 | 2 | -1 | 2 | 9 | 8 | 8 | 7 | 7 | 3 | 3 |
| $Q_{пол}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 42 | 44 | 49 | 65 | 120 | 274 | 172 | 138 | 106 | 55 | 53 | 47 |
| $Q_{ВХК}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 45 | 45 | 45 | 45 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 45 | 45 | 45 |
| Режим работы по бытовому стоку | | | | | | | | | | | | |
| $Q_{пол}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 42 | 44 | 49 | 65 | 120 | 274 | 172 | 138 | 106 | 55 | 53 | 47 |
| $Z_{ВБ}, \text{ м}$ | 597 | | | | | | | | | | | |
| $Z_{НБ}, \text{ м}$ | 550 | 550 | 550 | 551 | 551 | 552 | 551 | 551 | 551 | 550 | 550 | 550 |
| $H, \text{ м}$ | 47 | 47 | 47 | 46 | 46 | 45 | 46 | 46 | 46 | 47 | 47 | 47 |
| $N_{БЫТ}, \text{ МВт}$ | 17 | 18 | 20 | 26 | 48 | 107 | 68 | 55 | 42 | 22 | 21 | 19 |
| Режим работы по требованиям ВХК | | | | | | | | | | | | |
| $Q_{ВХК}$ | 45 | 45 | 45 | 45 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 45 | 45 | 45 |
| $Z_{ВБ}, \text{ м}$ | 597 | | | | | | | | | | | |
| $Z_{НБ}, \text{ м}$ | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 |
| $H, \text{ м}$ | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 |
| $N_{ВХК}, \text{ МВт}$ | 18 | 18 | 18 | 18 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 18 | 18 | 18 |
| Сравнение режимов | | | | | | | | | | | | |
| $N_{БЫТ}, \text{ МВт}$ | 17 | 18 | 20 | 26 | 48 | 107 | 68 | 55 | 42 | 22 | 21 | 19 |
| $N_{ВХК}, \text{ МВт}$ | 18 | 18 | 18 | 18 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 18 | 18 | 18 |
| $N_{БЫТ} - N_{ВХК}, \text{ МВт}$ | -1 | 0 | 2 | 8 | 11 | 70 | 32 | 19 | 6 | 4 | 3 | 1 |

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

| 1-ая итерация | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|------------------|-----------------|-------------------|------------------|-------|------------------|--------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-------|------------------|------------------|
| Месяц | Q _{быт} | Q _и | Q _ф | Q _л | Q _{рыб} | Q _{пол} | Q _{вдхр} | Q _{турб} | Q _{ВХК} | Q _{НБ} | Q _{х.сб} | V _{нач} | d V | V _{кон} | Z _{начВБ} | Z _{конВБ} | Z _{ср} | Z _{НБ} | H | N _{ГЭС} | N _{гар} |
| X | 62 | 1 | 1 | 0 | 5 | 55 | 25 | 80 | 45 | 81 | 0 | 1,50 | 0,03 | 1,47 | 597,49 | 596,81 | 597,15 | 550,34 | 46,31 | 27 | 27 |
| XI | 56 | 0 | 1 | 2 | 0 | 53 | 48 | 101 | 45 | 102 | 0 | 1,47 | 0,07 | 1,40 | 596,81 | 596,34 | 596,57 | 550,41 | 45,67 | 33 | 33 |
| XII | 50 | 0 | 1 | 2 | 0 | 47 | 72 | 119 | 45 | 120 | 0 | 1,40 | 0,13 | 1,26 | 596,34 | 595,48 | 595,91 | 550,47 | 44,94 | 38 | 39 |
| I | 45 | 0 | 1 | 2 | 0 | 42 | 84 | 126 | 45 | 127 | 0 | 1,26 | 0,15 | 1,11 | 595,48 | 594,43 | 594,96 | 550,48 | 43,98 | 38 | 39 |
| II | 47 | 0 | 1 | 2 | 0 | 44 | 72 | 116 | 45 | 117 | 0 | 1,11 | 0,10 | 1,01 | 594,43 | 593,59 | 594,01 | 550,42 | 43,09 | 32 | 33 |
| III | 51 | 1 | 1 | 0 | 0 | 49 | 52 | 101 | 45 | 102 | 0 | 1,01 | 0,06 | 0,95 | 593,59 | 593,02 | 593,30 | 550,34 | 42,47 | 26 | 27 |
| IV | 126 | 1 | 1 | -3 | 0 | 127 | -38 | 89 | 90 | 90 | 0 | 0,95 | -0,05 | 1,01 | 593,02 | 593,56 | 593,29 | 550,24 | 42,55 | 16 | |
| V | 143 | 1 | 1 | -5 | 5 | 141 | -52 | 89 | 90 | 90 | 0 | 1,01 | -0,08 | 1,09 | 593,56 | 594,27 | 593,91 | 550,40 | 43,01 | 34 | |
| VI | 194 | 3 | 1 | 0 | 5 | 185 | -96 | 89 | 90 | 90 | 0 | 1,09 | -0,48 | 1,57 | 594,27 | 597,44 | 595,86 | 550,40 | 44,95 | 35 | |
| VII | 181 | 2 | 1 | 0 | 5 | 173 | -84 | 89 | 90 | 90 | 0 | 1,57 | -0,22 | 1,79 | 597,44 | 598,88 | 598,16 | 550,40 | 47,26 | 37 | |
| VIII | 151 | 1 | 1 | 0 | 5 | 144 | -55 | 89 | 90 | 90 | 0 | 1,79 | -0,13 | 1,93 | 598,88 | 599,64 | 599,26 | 550,40 | 48,36 | 38 | |
| IX | 124 | 1 | 1 | 0 | 5 | 117 | -28 | 89 | 90 | 90 | 0 | 1,93 | -0,07 | 2,00 | 599,64 | 599,99 | 599,82 | 550,44 | 48,88 | 38 | |

Таблица А.5 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по правильному варианту гарантированной мощности

| 2-ая итерация | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|------------------|-----------------|-------------------|------------------|-------|------------------|--------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-------|------------------|------------------|
| Месяц | Q _{быт} | Q _и | Q _ф | Q _л | Q _{рыб} | Q _{пол} | Q _{вдхр} | Q _{турб} | Q _{ВХК} | Q _{НБ} | Q _{х.сб} | V _{нач} | d V | V _{кон} | Z _{начВБ} | Z _{конВБ} | Z _{ср} | Z _{НБ} | H | N _{ГЭС} | N _{гар} |
| X | 62 | 1 | 1 | 0 | 5 | 55 | 25 | 80 | 45 | 81 | 0 | 1,50 | 0,07 | 1,43 | 597,00 | 596,55 | 596,78 | 550,65 | 45,63 | 32 | 32 |
| XI | 56 | 0 | 1 | 2 | 0 | 53 | 48 | 101 | 45 | 102 | 0 | 1,43 | 0,12 | 1,31 | 596,55 | 595,76 | 596,16 | 550,82 | 44,84 | 40 | 40 |
| XII | 50 | 0 | 1 | 2 | 0 | 47 | 72 | 119 | 45 | 120 | 0 | 1,31 | 0,19 | 1,12 | 595,76 | 594,46 | 595,11 | 550,96 | 43,65 | 46 | 46 |
| I | 45 | 0 | 1 | 2 | 0 | 42 | 84 | 126 | 45 | 127 | 0 | 1,12 | 0,22 | 0,89 | 594,46 | 592,30 | 593,38 | 551,02 | 41,86 | 46 | 46 |
| II | 47 | 0 | 1 | 2 | 0 | 44 | 72 | 116 | 45 | 117 | 0 | 0,89 | 0,18 | 0,71 | 592,30 | 589,31 | 590,80 | 550,94 | 39,37 | 40 | 40 |
| III | 51 | 1 | 1 | 0 | 0 | 49 | 52 | 101 | 45 | 102 | 0 | 0,71 | 0,14 | 0,57 | 589,31 | 585,67 | 587,49 | 550,82 | 36,17 | 32 | 32 |
| IV | 126 | 1 | 1 | -3 | 0 | 127 | -38 | 89 | 90 | 90 | 0 | 0,57 | -0,10 | 0,67 | 585,67 | 588,38 | 587,03 | 550,72 | 35,80 | 28 | |
| V | 143 | 1 | 1 | -5 | 5 | 141 | -52 | 89 | 90 | 90 | 0 | 0,67 | -0,14 | 0,81 | 588,38 | 591,13 | 589,76 | 550,72 | 38,53 | 30 | |
| VI | 194 | 3 | 1 | 0 | 5 | 185 | -96 | 89 | 90 | 90 | 0 | 0,81 | -0,25 | 1,06 | 591,13 | 594,00 | 592,57 | 550,72 | 41,34 | 32 | |
| VII | 181 | 2 | 1 | 0 | 5 | 173 | -84 | 89 | 90 | 90 | 0 | 1,06 | -0,22 | 1,28 | 594,00 | 595,60 | 594,80 | 550,72 | 43,58 | 34 | |
| VIII | 151 | 1 | 1 | 0 | 5 | 144 | -55 | 89 | 90 | 90 | 0 | 1,28 | -0,15 | 1,43 | 595,60 | 596,53 | 596,07 | 550,72 | 44,84 | 35 | |
| IX | 124 | 1 | 1 | 0 | 5 | 117 | -28 | 89 | 90 | 90 | 0 | 1,43 | -0,07 | 1,50 | 596,53 | 597,00 | 596,77 | 550,72 | 45,55 | 36 | |

Продолжение приложения А

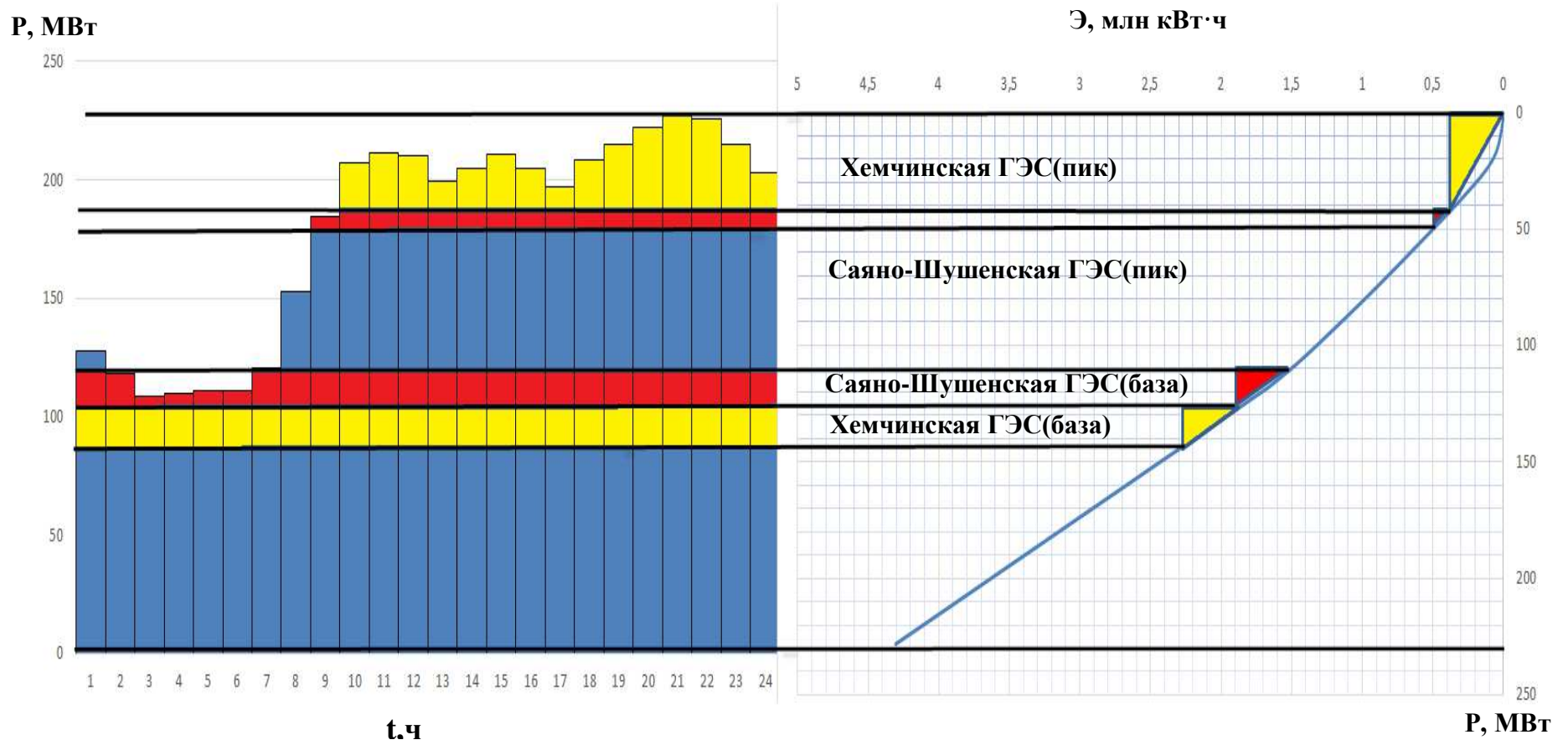


Рисунок А.1- График нагрузки и ИКН (Июнь)

Продолжение приложения А

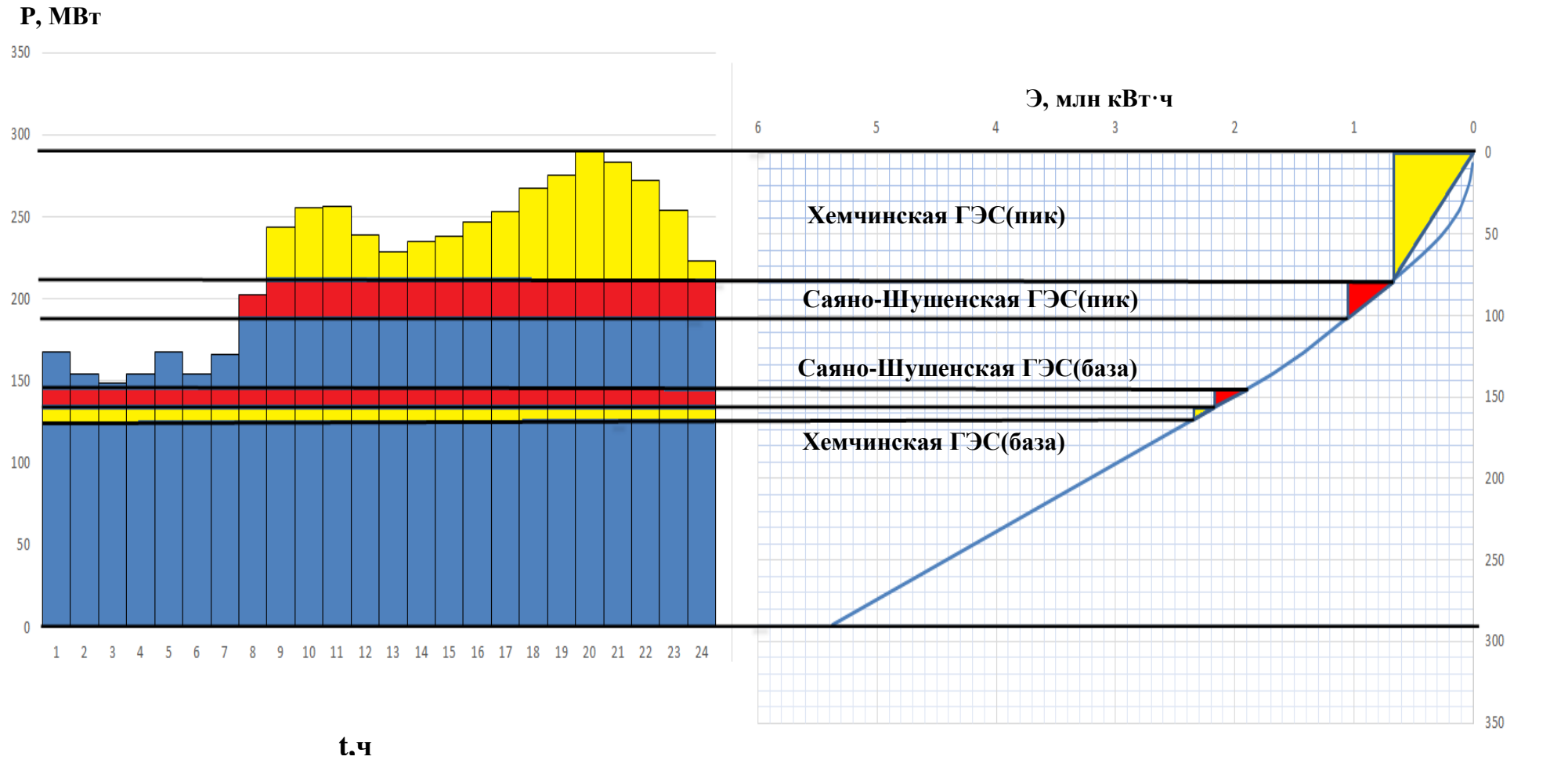


Рисунок А.2- График нагрузки и ИКН (Январь)

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Баланс мощностей

| Месяцы | Энергосистема, МВт | | | Проектируемая ГЭС, МВт | | | Существующие ГЭС, МВт | | | Существующие ТЭС, МВт | | |
|--------|--------------------|-------------------|-------------------|------------------------|-------------------|------------------|-----------------------|-------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|-------------------|
| | P_{\max} | $P_{\text{нагр}}$ | $P_{\text{авар}}$ | $N_{\text{раб}}$ | $N_{\text{нагр}}$ | $N_{\text{рем}}$ | $N_{\text{раб}}$ | $N_{\text{нагр}}$ | $N_{\text{рем}_-}$ | $N_{\text{раб}}$ | $N_{\text{рем}_-}$ | $N_{\text{авар}}$ |
| I | 300 | 9 | 30 | 88 | 7 | | 30 | 2 | | 182 | | 30 |
| II | 291 | 9 | 29 | 79 | 6 | | 30 | 2 | | 182 | | 29 |
| III | 274 | 8 | 27 | 65 | 6 | | 27,5 | 2 | | 182 | | 27 |
| IV | 256 | 8 | 26 | 52 | 5 | | 26 | 3 | | 178 | | 26 |
| V | 240 | 7 | 24 | 61 | 5 | | 22,5 | 2 | | 156 | | 24 |
| VI | 230 | 7 | 23 | 63 | 5 | | 20 | 2 | | 147 | 10 | 23 |
| VII | 230 | 7 | 23 | 63 | 5 | | 20 | 2 | | 147 | 10 | 23 |
| VIII | 239 | 7 | 24 | 61 | 5 | | 22,5 | 2 | | 155 | | 24 |
| IX | 256 | 8 | 26 | 52 | 5 | | 26 | 3 | 5 | 178 | | 26 |
| X | 274 | 8 | 27 | 64 | 6 | 14,7 | 27,5 | 2 | | 182 | | 27 |
| XI | 290 | 9 | 29 | 78 | 6 | | 30 | 2 | | 182 | | 29 |
| XII | 300 | 9 | 30 | 88 | 7 | | 30 | 2 | | 182 | | 30 |

Окончание приложения А

Таблица А.7 – ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году по отметкам

| Месяц | Q _{быг} | Q _и | Q _ф | Q _л | Q _{рыб} | Q _{пол} | Q _{вдхр} | Q _{турб} | Q _{ВХК} | Q _{НБ} | Q _{х.сб} | V _{нач} | d V | V _{кон} | Z _{начВБ} | Z _{конВБ} | Z _{ср} | Z _{НБ} | H | N _{ГЭС} | N _{гар} | Э |
|-------|------------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|------------------|-----------------|-------------------|------------------|-------|------------------|--------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-------|------------------|------------------|------|
| X | 94 | 1 | 1 | 0 | 5 | 87 | 18 | 105 | 45 | 106 | 0 | 1,50 | 0,05 | 1,45 | 597,00 | 596,67 | 596,84 | 550,85 | 45,49 | 42 | 32 | 31,3 |
| XI | 77 | 0 | 1 | 2 | 0 | 74 | 45 | 119 | 45 | 120 | 0 | 1,45 | 0,12 | 1,34 | 596,67 | 595,93 | 596,30 | 550,96 | 44,84 | 47 | 40 | 33,8 |
| XII | 70 | 0 | 1 | 2 | 0 | 67 | 73 | 140 | 45 | 141 | 0 | 1,34 | 0,20 | 1,14 | 595,93 | 594,64 | 595,28 | 551,13 | 43,66 | 54 | 46 | 40,0 |
| I | 51 | 0 | 1 | 2 | 0 | 48 | 89 | 137 | 45 | 138 | 0 | 1,14 | 0,24 | 0,90 | 594,64 | 592,43 | 593,53 | 551,10 | 41,93 | 51 | 46 | 37,6 |
| II | 52 | 0 | 1 | 2 | 0 | 49 | 76 | 125 | 45 | 126 | 0 | 0,90 | 0,19 | 0,71 | 592,43 | 589,34 | 590,88 | 551,00 | 39,38 | 43 | 40 | 30,0 |
| III | 54 | 1 | 1 | 0 | 0 | 52 | 53 | 105 | 45 | 106 | 0 | 0,71 | 0,14 | 0,57 | 589,34 | 585,67 | 587,50 | 550,85 | 36,16 | 33 | 32 | 24,7 |
| IV | 143 | 1 | 1 | -3 | 0 | 144 | -55 | 89 | 90 | 90 | 0 | 0,57 | -0,14 | 0,71 | 585,67 | 589,38 | 587,53 | 550,72 | 36,30 | 28 | | 20,5 |
| V | 141 | 1 | 1 | -5 | 5 | 139 | -50 | 89 | 90 | 90 | 0 | 0,71 | -0,13 | 0,85 | 589,38 | 591,72 | 590,55 | 550,72 | 39,32 | 31 | | 22,9 |
| VI | 214 | 3 | 1 | 0 | 5 | 205 | -116 | 89 | 90 | 90 | 0 | 0,85 | -0,30 | 1,15 | 591,72 | 594,70 | 593,21 | 550,72 | 41,99 | 33 | | 23,7 |
| VII | 197 | 2 | 1 | 0 | 5 | 189 | -100 | 89 | 90 | 90 | 0 | 1,15 | -0,27 | 1,42 | 594,70 | 597,00 | 595,85 | 550,72 | 44,63 | 35 | | 26,0 |
| VIII | 160 | 1 | 1 | 0 | 5 | 153 | -32 | 121 | 90 | 122 | 0 | 1,42 | -0,09 | 1,50 | 597,00 | 597,00 | 597,00 | 550,98 | 45,52 | 48 | | 36,1 |
| IX | 125 | 1 | 1 | 0 | 5 | 118 | 0 | 118 | 90 | 119 | 0 | 1,50 | 0,00 | 1,50 | 597,00 | 597,00 | 597,00 | 550,95 | 45,55 | 47 | | 34,1 |

Таблица А.8 – ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году по мощностям

| Месяц | Q _{быг} | Q _и | Q _ф | Q _л | Q _{рыб} | Q _{пол} | Q _{вдхр} | Q _{турб} | Q _{ВХК} | Q _{НБ} | Q _{х.сб} | V _{нач} | d V | V _{кон} | Z _{начВБ} | Z _{конВБ} | Z _{ср} | Z _{НБ} | H | N _{ГЭС} | N _{гар} | Э |
|-------|------------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|------------------|-----------------|-------------------|------------------|-------|------------------|--------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-------|------------------|------------------|-------|
| X | 94 | 1 | 1 | 0 | 5 | 87 | 18 | 105 | 45 | 106 | 0 | 1,50 | 0,02 | 1,48 | 597,00 | 596,86 | 596,93 | 550,76 | 45,67 | 32 | 32 | 23,9 |
| XI | 77 | 0 | 1 | 2 | 0 | 74 | 45 | 119 | 45 | 120 | 0 | 1,48 | 0,07 | 1,41 | 596,86 | 596,41 | 596,64 | 550,82 | 45,32 | 40 | 40 | 29,0 |
| XII | 70 | 0 | 1 | 2 | 0 | 67 | 73 | 140 | 45 | 141 | 0 | 1,41 | 0,14 | 1,28 | 596,41 | 595,55 | 595,98 | 550,95 | 44,53 | 46 | 46 | 34,4 |
| I | 51 | 0 | 1 | 2 | 0 | 48 | 89 | 137 | 45 | 138 | 0 | 1,28 | 0,20 | 1,08 | 595,55 | 594,18 | 594,86 | 550,98 | 43,38 | 46 | 46 | 34,4 |
| II | 52 | 0 | 1 | 2 | 0 | 49 | 76 | 125 | 45 | 126 | 0 | 1,08 | 0,15 | 0,93 | 594,18 | 592,75 | 593,47 | 550,88 | 42,08 | 40 | 40 | 28,1 |
| III | 54 | 1 | 1 | 0 | 0 | 52 | 53 | 105 | 45 | 106 | 0 | 0,93 | 0,10 | 0,83 | 592,75 | 591,50 | 592,13 | 550,72 | 40,91 | 32 | 32 | 23,6 |
| IV | 143 | 1 | 1 | -3 | 0 | 144 | -55 | 89 | 90 | 90 | 0 | 0,83 | -0,03 | 0,86 | 591,50 | 591,90 | 591,70 | 551,07 | 40,13 | 47 | | 33,8 |
| V | 141 | 1 | 1 | -5 | 5 | 139 | -50 | 89 | 90 | 90 | 0 | 0,86 | -0,10 | 0,96 | 591,90 | 593,12 | 592,51 | 550,82 | 41,19 | 37 | | 27,2 |
| VI | 214 | 3 | 1 | 0 | 5 | 205 | -116 | 89 | 90 | 90 | 0 | 0,96 | -0,20 | 1,16 | 593,12 | 594,77 | 593,95 | 551,04 | 42,40 | 48 | | 34,8 |
| VII | 197 | 2 | 1 | 0 | 5 | 189 | -100 | 89 | 90 | 90 | 0 | 1,16 | -0,15 | 1,31 | 594,77 | 597,00 | 595,88 | 551,08 | 44,30 | 52 | | 38,9 |
| VIII | 684 | 6 | 4 | 0 | 19 | 655 | 0 | 655 | 350 | 678 | 0 | 12,71 | 0,00 | 12,71 | 401,00 | 401,00 | 401,00 | 375,20 | 25,50 | 149 | | 0,111 |
| IX | 417 | 4 | 4 | 0 | 12 | 397 | 0 | 397 | 350 | 413 | 0 | 12,71 | 0,00 | 12,71 | 401,00 | 401,00 | 401,00 | 374,10 | 26,60 | 94 | | 0,068 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбин

| | ПЛ50-В | | ПЛД50-В60 | | РО45-В |
|-------------------------|--------|--------|-----------|--------|--------|
| | | | | | |
| D_1 | 3,55 | 4,5 | 4 | 4,5 | 3,55 |
| $Q'_p \cdot \eta_T$ | 1,13 | 1,06 | 1,38 | 1,09 | 1,16 |
| $Q'_{max} \cdot \eta_T$ | 0,94 | 0,88 | 1,15 | 0,91 | 0,97 |
| $Q'_{расч}$ | 1.24 | 1.16 | 1.58 | 1.2 | 1.27 |
| $\eta_{расч}$ | 0.991 | 0.913 | 0.873 | 0.905 | 0.916 |
| $\sigma_{расч}$ | 0.375 | 0.325 | 0.525 | 0.325 | 0.375 |
| Q'_{max} | 1.23 | 0.96 | 1.27 | 1.01 | 1.07 |
| η_{max} | 0.911 | 0.914 | 0.9015 | 0.905 | 0.905 |
| σ_{max} | 0.26 | 0.24 | 0.32 | 0.24 | 0.26 |
| Q'_{min} | 1.18 | 1.11 | 1.5 | 1.11 | 1.18 |
| η_{min} | 0.895 | 0.911 | 0.878 | 0.902 | 0.911 |
| σ_{min} | 0.35 | 0.30 | 0.46 | 0.30 | 0.35 |
| $Z_{НБ}(Q_{НБ})_{max}$ | 543,20 | 552,50 | 552,61 | 552,50 | 543,20 |
| $Z_{НБ}(Q_{НБ})_{рас}$ | 545,42 | 555,94 | 557,94 | 555,94 | 545,42 |
| $Z_{НБ}(Q_{НБ})_{min}$ | 542,87 | 552,31 | 554,05 | 552,31 | 542,87 |
| $Z_{р.к. max}$ | 539,64 | 549,84 | 546,33 | 549,84 | 540,27 |
| $Z_{р.к. расч}$ | 538,61 | 551,12 | 545,10 | 551,12 | 539,23 |
| $Z_{р.к. min}$ | 539,41 | 550,51 | 546,90 | 550,51 | 540,03 |
| $H_s max$ | -3,55 | -2,66 | -6,28 | -2,66 | -2,93 |
| $H_s расч$ | -6,81 | -4,82 | -12,84 | -4,82 | -6,19 |
| $H_s min$ | -3,46 | -1,80 | -7,15 | -1,80 | -2,84 |

Продолжение приложения Б

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46
№ 3247 ХТЗ

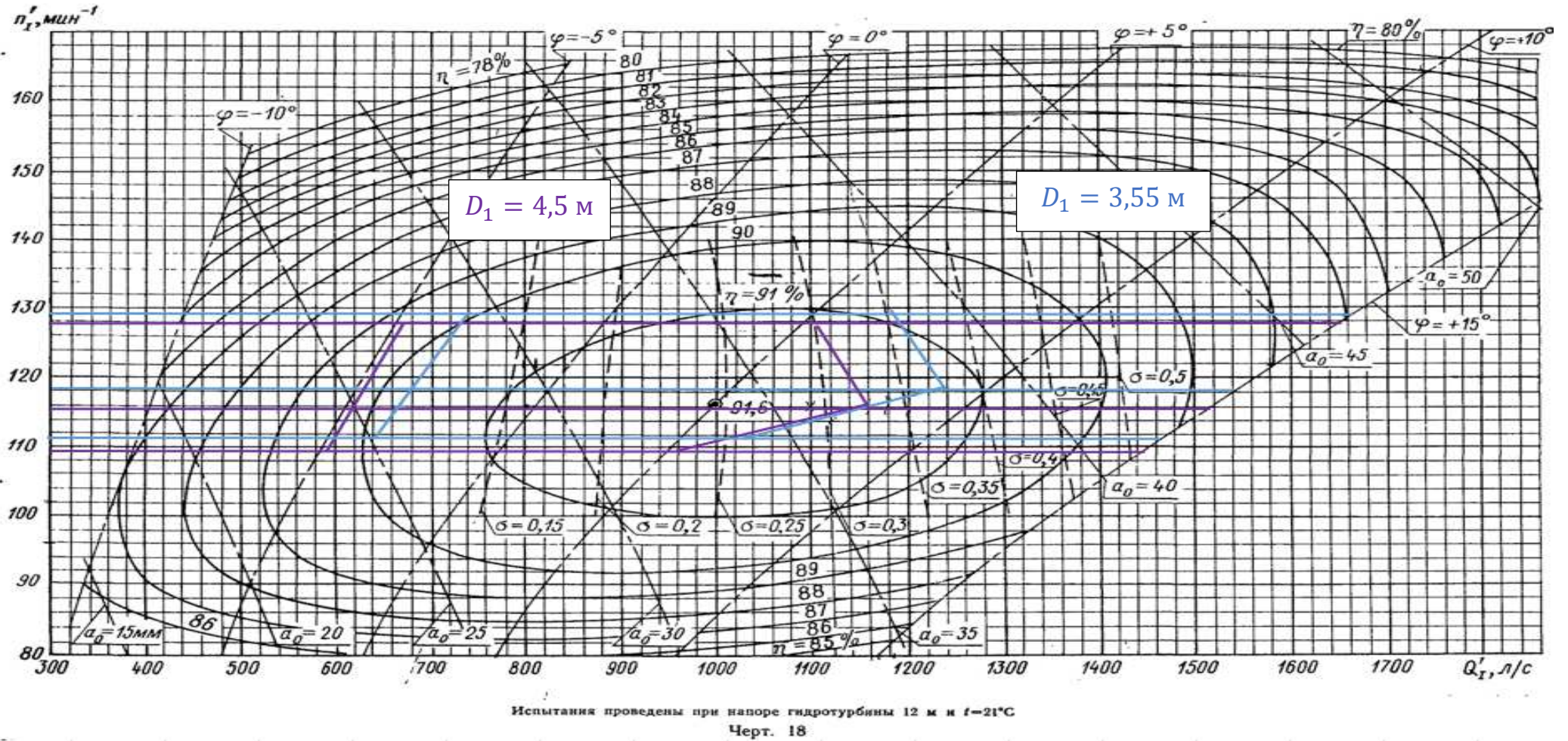
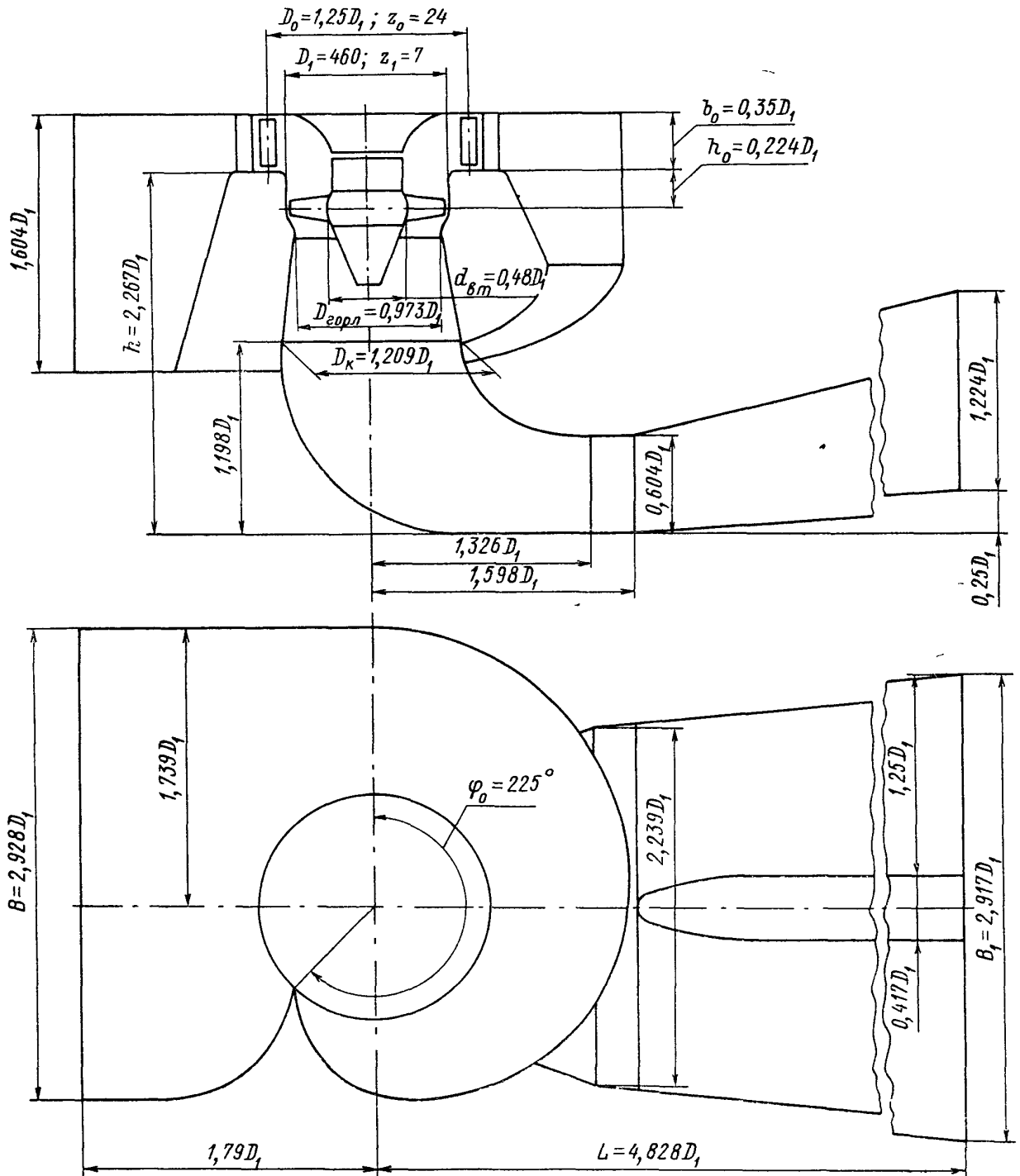


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристики турбины ПЛ 306-В

Продолжение приложения Б

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46 (к универсальной характеристике № 3247 ХТЗ)



Черт. 17

Рисунок Б.2 – Проточная часть турбины ПЛ 306-В

Продолжение приложения Б

| Номенклатурные диаметры рабочих колес D_1 , диаметры расположения осей лопаток направляющего аппарата D_0 , количество направляющих лопаток z_0 и основные размеры статоров | | | | | | | | | | | | | |
|---|---------------|-------|--------------------------------|-------|-------|-------------|-------|-------|-------------------------------------|-------|-------|-----|-----|
| D_1 , мм | D_0 , мм | z_0 | Для бетонной спиральной камеры | | | | | | Для металлической спиральной камеры | | | | |
| | | | D_b | D_a | D_* | $\approx R$ | h_1 | h_2 | D_b | D_a | D_* | R | h |
| 1800 | 2200 | 16 | — | — | — | — | — | — | 2600 | 3050 | 3300 | 200 | 210 |
| 2000 | 2400 | 16 | — | — | — | — | — | — | 2850 | 3350 | 3600 | 200 | 230 |
| 2250 | 2750 | 16 | — | — | — | — | — | — | 3200 | 3750 | 4000 | 200 | 230 |
| 2500 | 2900 | 24 | 3400 | 3900 | 4000 | 280 | 320 | 230 | 3300 | 3900 | 4150 | 250 | 250 |
| 2800 | 3250 | 24 | 3820 | 4380 | 4480 | 300 | 350 | 250 | 3720 | 4380 | 4630 | 250 | 250 |
| 3200 | 3750 | 24 | 4370 | 5000 | 5100 | 300 | 400 | 300 | 4260 | 5000 | 5350 | 300 | 320 |
| 3600 | 4200 | 24 | 4850 | 5000 | 5700 | 350 | 400 | 300 | 4800 | 5550 | 5900 | 350 | 350 |
| 4000 | 4650 | 24 | 5420 | 6200 | 6300 | 350 | 450 | 350 | 5320 | 6150 | 6500 | 350 | 350 |
| 4500 | 5250 | 24 | 6100 | 7000 | 7100 | 400 | 450 | 350 | 6000 | 6950 | 7350 | 400 | 410 |
| 5000 | 5800 | 24 | 6750 | 7700 | 7800 | 400 | 500 | 400 | 6600 | 7650 | 8050 | 400 | 410 |
| 5500 | 6400 | 24 | 7450 | 8550 | 8050 | 500 | 500 | 400 | 7300 | 8450 | 8850 | 500 | 460 |
| 6000 | 7000 | 24 | 8150 | 9350 | 9450 | 500 | 550 | 450 | 8000 | 9250 | 9650 | 500 | 460 |
| 6500 | 7500 | 24 | 8850 | 10100 | 10200 | 600 | 550 | 450 | 8700 | 10000 | 10400 | 600 | 500 |
| 7000 | 8100 | 24 | 9200 | 10550 | 10650 | 600 | 550 | 500 | 9320 | 10750 | 11500 | 600 | 500 |
| 7500 | 8750 | 24 | 9850 | 11300 | 11400 | 600 | 550 | 500 | 10000 | 11500 | 12000 | 650 | 550 |
| 8000 | 9300 | 24 | 10450 | 11950 | 12050 | 600 | 550 | 500 | 10650 | 12300 | 12750 | 650 | 550 |
| 8500 | 9850 | 24 | 11150 | 12700 | 12800 | 600 | 550 | 500 | 11350 | 13100 | 13600 | 650 | 550 |
| 9000 | 10500 | 32 | 11800 | 13500 | 13600 | 600 | 600 | 550 | — | — | — | — | — |
| 9500 | 11000 | 32 | 12450 | 14250 | 14350 | 600 | 600 | 550 | — | — | — | — | — |
| 10000 | 11500 | 32 | 13100 | 15000 | 15150 | 600 | 600 | 550 | — | — | — | — | — |
| 10500 | 12000 | 32 | 13750 | 15750 | 15850 | 600 | 600 | 550 | — | — | — | — | — |

Рисунок Б.3 – Параметры спиральных камер

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Данные расчетов спиральной камеры

| Величина | Сечения | | | | | | | | | | | |
|--|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | вх | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | вых |
| a_i | 4,79 | 4,30 | 3,81 | 3,33 | 2,84 | 2,36 | 1,87 | 1,38 | 0,90 | 0,41 | -0,07 | -0,56 |
| r_i | 9,14 | 8,65 | 8,17 | 7,68 | 7,20 | 6,71 | 6,22 | 5,74 | 5,25 | 4,77 | 4,28 | 3,80 |
| b_i | 5,49 | 5,13 | 4,79 | 4,44 | 4,10 | 3,76 | 3,42 | 3,07 | 2,73 | 2,39 | 2,05 | 1,71 |
| r_k | 5,26 | 5,17 | 5,07 | 4,98 | 4,89 | 4,80 | 4,71 | 4,62 | 4,52 | 4,43 | 4,34 | 4,25 |
| $\frac{r_k}{r_a}$ | 1,21 | 1,19 | 1,17 | 1,14 | 1,12 | 1,10 | 1,08 | 1,06 | 1,04 | 1,02 | 1,00 | 0,98 |
| $\ln \frac{r_k}{r_a}$ | 0,19 | 0,17 | 0,15 | 0,13 | 0,12 | 0,10 | 0,08 | 0,06 | 0,04 | 0,02 | 0,00 | -0,02 |
| $\frac{r_i}{r_a}$ | 2,10 | 1,99 | 1,88 | 1,76 | 1,65 | 1,54 | 1,43 | 1,32 | 1,21 | 1,09 | 0,98 | 0,87 |
| $\ln \frac{r_i}{r_a}$ | 0,74 | 0,69 | 0,63 | 0,57 | 0,50 | 0,43 | 0,36 | 0,28 | 0,19 | 0,09 | -0,02 | -0,14 |
| $b_i \ln \frac{r_i}{r_a}$ | 4,07 | 3,52 | 3,01 | 2,52 | 2,06 | 1,63 | 1,22 | 0,85 | 0,51 | 0,22 | -0,04 | -0,23 |
| $r_k \cdot ctgy$ | 19,62 | 19,28 | 18,94 | 18,60 | 18,26 | 17,91 | 17,57 | 17,23 | 16,89 | 16,54 | 16,20 | 15,86 |
| $r_k \cdot ctgy \cdot \ln \frac{r_k}{r_a}$ | 3,70 | 3,30 | 2,90 | 2,51 | 2,12 | 1,74 | 1,37 | 1,00 | 0,64 | 0,29 | -0,05 | -0,39 |
| m_i | 3,37 | 3,03 | 2,69 | 2,34 | 2,00 | 1,66 | 1,32 | 0,97 | 0,63 | 0,29 | -0,05 | -0,39 |
| J_i | 4,03 | 3,55 | 3,09 | 2,65 | 2,23 | 1,83 | 1,46 | 1,11 | 0,79 | 0,50 | 0,25 | 0,05 |
| φ_i | 187,5 | 165 | 144 | 123 | 104 | 85 | 68 | 52 | 37 | 23 | 12 | 2 |

Окончание приложения Б

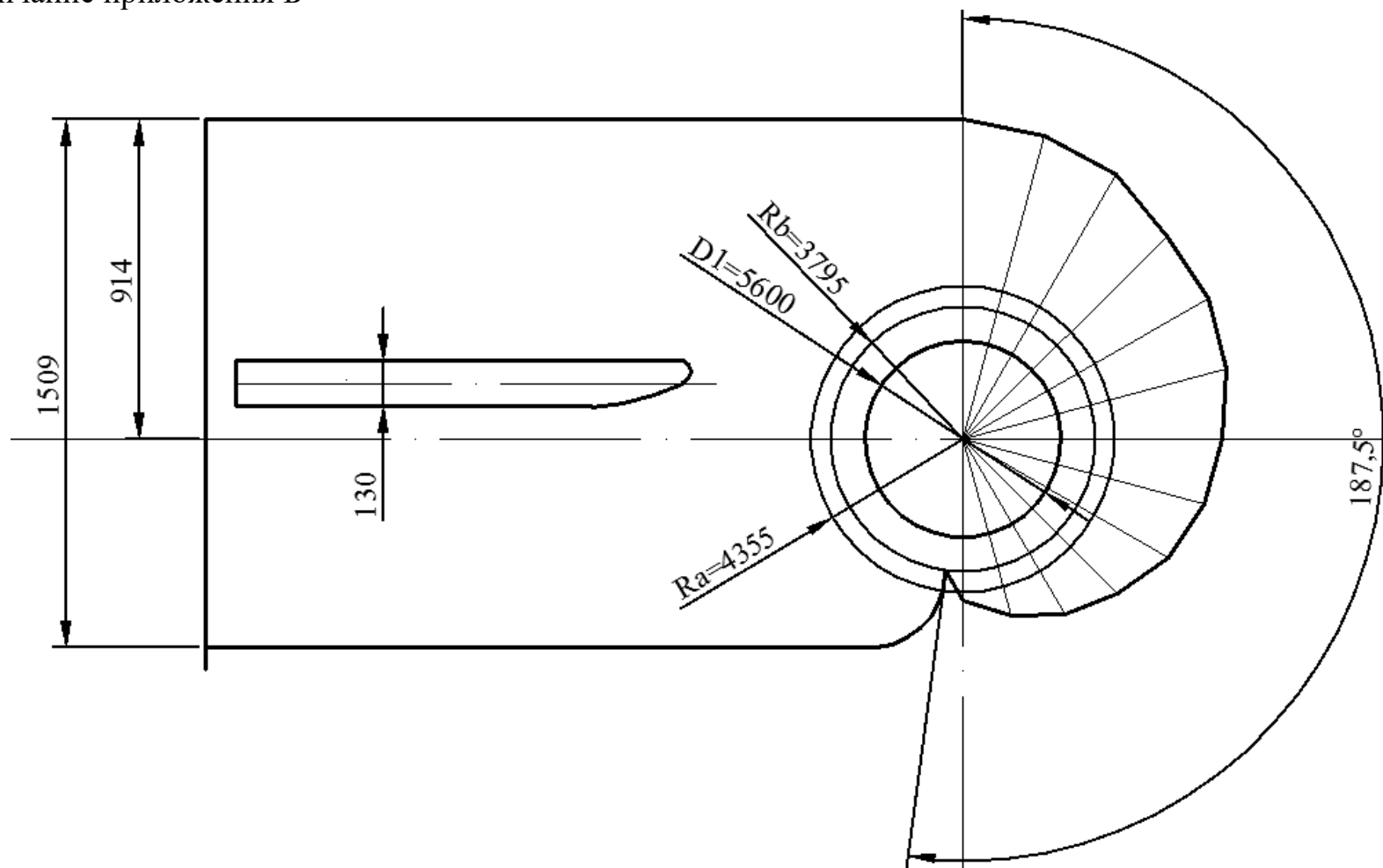


Рисунок Б.4 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

Таблица В.1 – Уставки защит

| Защиты | | | Уставки | | |
|--|----------------------|---------|--|--------------------------------------|---------------------|
| Наименование | Обозначение | | Наименование | Относительные единицы | Именованные единицы |
| Диф. защита продольная | $I_{\Delta G}$ | | Ток срабатывания, $I_{\text{ср.0}}$ | $0,37 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 1,53 А |
| | | | Коэффициент торможения, K_{T} | 0,5 | - |
| | | | Уставка начального торможения, $I_{\text{НТ}}$ | $0,74 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 3,03 А |
| | | | Тормозной ток, В | $1,5 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 6,15 А |
| | | | $I_{\text{отс}}$ | $6,0 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 24,58 А |
| ЗЗГ | U_0 | t_1 | U_{01G} | - | 5 В |
| | | t_2 | U_{0G} | - | 10 В |
| | U_{03} | | Коэффициент торможения, K_{T} | 1,5 | - |
| ЗПН | $U >$ | 2 ступ. | $U_{\text{ср2}}$ | $1,4 \cdot U_{\text{ном.Г}}$ | 140 В |
| | | 1 ступ. | $U_{\text{ср1}}$ | $1,2 \cdot U_{\text{ном.Г}}$ | 120 В |
| Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок | I_2 | СО | $I_{2\text{СИГН}}$ | $0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 0,36 А |
| | | ПО | $I_{2\text{ПУСК}}$ | $0,12 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 0,49 А |
| | | ТО I | $I_{2\text{С.З.}}$ | $0,55 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 2,26 А |
| Защита от симметричных к.з. и перегрузок | I_1 | СО | $I_{1\text{СИГН}}$ | $1,34 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 4,39 А |
| | | ПО | $I_{1\text{ПУСК}}$ | $1,4 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 4,52 А |
| | | ТО | $I_{1\text{ТО}}$ | $1,5 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$ | 5,02 А |
| ДЗ | $Z <$ | 1 ступ. | Z_1 | $0,075 \cdot Z_{\text{нагр}}$ | 1,26 Ом |
| | | | $Z_{\text{см1}}$ | $0,20 \cdot Z_I$ | 0,25 Ом |
| | | 2 ступ. | Z_2 | $0,4 \cdot Z_{\text{нагр}}$ | 5,66 Ом |
| | | | $Z_{\text{см2}}$ | $0,20 \cdot Z_2$ | 1,13 Ом |
| Защита ротора от перегрузки | $I_{\text{р}}$ | СО | $I_{\text{р.СИГН}}$ | $1,07 \cdot I_{\text{р.ном}}^{(2)}$ | 0,92 А |
| | | ПО | $I_{\text{р.ПУСК}}$ | $1,21 \cdot I_{\text{р.ном}}^{(2)}$ | 1,04 А |
| | | ТО | $I_{\text{р.ТО}}$ | $2,23 \cdot I_{\text{р.ном}}^{(2)}$ | 1,92 А |
| Защита ТВ | $I \gg T_{\text{В}}$ | ТО | $I_{\text{ТО}}$ | $25,44 \cdot I_{\text{т.ном}}^{(2)}$ | 29,26 А |
| | $I > T_{\text{В}}$ | МТЗ | $I_{\text{МТЗ}}$ | $2,81 \cdot I_{\text{т.ном}}^{(2)}$ | 3,23 А |

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

| Защиты | | Действие | | Отключение В/Г | Гашение полей | Останов турбины и сброс АРЗ | Пуск ПЖТ ГГ | Отключение В-110 и В-ТСН | Предупредительный сигнал | Отключение ШСВ | |
|--|-----------|-----------------|-------------|----------------|---------------|-----------------------------|-------------|--------------------------|--------------------------|----------------|---|
| | | Наименование | Обозначение | | | | | | | | |
| Диф. защита продольная | | $I\Delta G$ | | + | + | + | + | | | | |
| ЗЗГ | U_0 | t_1 | | | | | | | + | | |
| | | t_2 | + | + | + | | | | | | |
| | U_{03} | t | + | + | + | | | | | | |
| ЗПН | $U >$ | 2 ступень t_2 | + | + | | | | | | | |
| | | 1 ступень t_1 | + | + | | | | | | | |
| Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок | I_2 | СО | | | | | | | + | | |
| | | ИО | | + | + | | | | | | |
| | | ТО I | t_1 | | | | | | | | + |
| | | | t_2 | | | | | | + | | |
| | | t_3 | + | + | | | | | | | |
| Защита от симметричных к.з. и перегрузок | I_1 | СО | | | | | | | + | | |
| | | ИО | | + | + | | | | | | |
| | | ТО | t_1 | | | | | | | | + |
| | | | t_2 | | | | | | + | | |
| t_3 | + | | + | | | | | | | | |
| ДЗ | 1 ступень | t_1 | | | | | | + | | | |
| | | t_2 | + | + | + | | | | | | |
| | | 2 ступень | t_1 | | | | | | | | + |
| | | | t_2 | | | | | | + | | |
| | | | t_3 | + | + | | | | | | |
| Защита ротора от перегрузки | I_p | СО | | | | | | | + | | |
| | | ИО | | + | + | | | | | | |
| | | ТО | | + | + | | | | | | |
| Защита ТВ | $I >> TB$ | ТО | | + | + | | | | | | |
| | $I > TB$ | МТЗ | | + | + | | | | | | |

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

«16» 06 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХЕМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ХЕМЧИК.
ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АККУМУЛИРОВАНИЯ И
ХРАНЕНИЯ ЭНЕРГИИ**

Руководитель


подпись, дата

Доцент кафедры
ГГЭС и ЭС

Саяно-Шушенского
филиала СФУ

ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

Р.Ю.Беляев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

В.Е.Маады
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Хемчинской ГЭС на реке Хемчик. Перспективные технологии аккумулирования и хранения энергии»

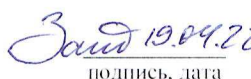
Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты


подпись, дата


инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование


подпись, дата


инициалы, фамилия

Электрическая часть


подпись, дата


инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика


подпись, дата


инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла


подпись, дата


инициалы, фамилия

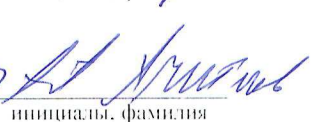
Пожарная безопасность. Охрана труда


подпись, дата


инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды


подпись, дата


инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование


подпись, дата


инициалы, фамилия

Нормоконтроль


подпись, дата


инициалы, фамилия