

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

Саяно-Шушенский филиал СФУ  
институт

Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем  
и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_      \_\_\_\_\_  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ »      \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

Проектирование Абазинской ГЭС на реке Абакан. Механические напряжения в  
сердечнике статора гидрогенератора  
тема

|              |               |   |                     |
|--------------|---------------|---|---------------------|
| Руководитель | _____         | Доцент кафедры ГГЭЭС<br>Саяно-Шушенского<br>филиала СФУ   | <u>А.В. Киселев</u> |
|              | подпись, дата | ученая степень, ученое звание,<br>должность, место работы | инициалы, фамилия   |
| Выпускник    | _____         |   | <u>А.В. Акулов</u>  |
|              | подпись, дата |   | инициалы, фамилия   |

Саяногорск; Черемушки 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Абазинской ГЭС на реке Абакан. Механические напряжения в сердечнике статора гидрогенератора»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |    |
|--|----|
| СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АБАЗИНСКОЙ ГЭС .....   | 7  |
| ВВЕДЕНИЕ.....  | 9  |
| 1 Общая часть .....  | 10 |
| 1.1 Природные условия .....  | 10 |
| 1.1.1 Климатические данные.....  | 10 |
| 1.1.2 Гидрологические данные .....   | 10 |
| 1.1.3 Инженерно-геологические условия .....  | 12 |
| 1.2 Энерго-экономическая характеристика района .....   | 12 |
| 2 Водно-энергетические расчеты .....   | 14 |
| 2.1 Регулирование стока реки .....   | 14 |
| 2.1.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности.....   | 14 |
| 2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет .....  | 17 |
| 2.2.1 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК.....                              | 18 |
| 2.2.2 Водно-энергетический расчет режима ГЭС в маловодном году .....   | 21 |
| 2.3 Определение рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок.....                                       | 23 |
| 2.4 Расчет резервов, планирование капитальных ремонтов оборудования. ...   | 27 |
| 2.5 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году  | 29 |
| 3 Основное и вспомогательное оборудование .....  | 29 |
| 3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....  | 29 |
| 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....  | 33 |
| 3.3 Выбор типа серийного генератора .....  | 35 |
| 3.4 Расчет вала и подшипников .....  | 36 |
| 3.5 Гидромеханический расчет бетонной спиральной камеры, и определение ее геометрических размеров проточной части..... | 38 |
| 3.6 Выбор маслонапорной установки .....  | 40 |
| 3.7 Выбор электрогидравлического регулятора .....  | 41 |
| 4 Электрическая часть .....  | 41 |
| 4.1 Выбор главной схемы электрических соединений.....  | 41 |
| 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....  | 42 |
| 4.2.1 Выбор синхронного генератора.....  | 42 |
| 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....  | 42 |
| 4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком .....   | 45 |
| 4.3 Распределительное устройство.....  | 46 |
| 4.3.1 Выбор трансформаторов собственных нужд .....   | 46 |
| 4.3.2 Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушной линий.....  | 46 |
| 4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико- экономического расчета .....   | 48 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 4.5   | Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....  | 49 |
| 4.6   | Расчёт токов трехфазного и однофазного коротких замыканий в главной схеме при помощи программного обеспечения «RastrWin» с выбором оборудования ..... | 50 |
| 4.6.1 | Расчёт исходных данных .....  | 50 |
| 4.6.2 | Расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в ПК RastrWin .....  | 52 |
| 4.6.3 | Результаты расчёта токов КЗ .....   | 54 |
| 4.7   | Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....  | 54 |
| 4.8   | Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ .....   | 55 |
| 4.8.1 | Выбор выключателей и разъединителей .....   | 55 |
| 4.8.2 | Выбор синхронизаторов и анализаторов .....  | 57 |
| 4.8.3 | Выбор трансформатора тока .....   | 58 |
| 4.8.4 | Выбор трансформатора напряжения .....   | 59 |
| 4.9   | Выбор параметров КРУЭ .....   | 60 |
| 5     | Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем .....  | 60 |
| 5.1   | Технические данные защищаемого оборудования .....   | 60 |
| 5.1.1 | Перечень защит основного оборудования .....   | 61 |
| 5.2   | Расчет номинальных токов .....  | 63 |
| 5.2.1 | Выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора ..   | 64 |
| 5.3   | Защита трансформатора возбуждения .....   | 65 |
| 5.3.1 | Максимальная токовая защита выпрямительного трансформатора ..   | 66 |
| 5.3.2 | Токовая отсечка (ТО) выпрямительного трансформатора .....   | 67 |
| 5.4   | Защита гидрогенератора .....  | 68 |
| 5.4.1 | Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_O$ )) .....  | 68 |
| 5.4.2 | Защита от повышения напряжения ( $U_{1>}$ ), ( $U_{2>}$ ) .....   | 70 |
| 5.4.3 | Продольная дифференциальная защита генератора ( $I_{DG}$ ) .....  | 70 |
| 5.4.4 | Защита от несимметричных КЗ и перегрузок ( $I_2$ ) .....  | 73 |
| 5.4.5 | Защита от симметричных перегрузок обмотки статора ( $I_1$ ) .....   | 76 |
| 5.4.6 | Дистанционная защита генератора $Z_1 <$ , $Z_2 <$ .....   | 78 |
| 5.4.7 | Защита от перегрузки обмотки ротора .....   | 81 |
| 5.5   | Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор .....   | 83 |
| 6     | Компоновка и сооружения гидроузла .....   | 84 |
| 6.1   | Состав сооружений гидроузла .....   | 84 |
| 6.2   | Определение отметки гребня грунтовой плотины .....  | 84 |
| 6.2.1 | Расчет параметров волнового воздействия при 1% обеспеченности ..  | 84 |
| 6.3   | Гидравлические расчеты .....  | 86 |
| 6.3.1 | Определение ширины водосливного фронта .....  | 86 |
| 6.3.2 | Определение отметки гребня водослива и гребня быка .....  | 87 |
| 6.4   | Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....   | 90 |
| 6.4.1 | Гашение энергии способом свободно отброшенной струи .....   | 92 |

|        |  |     |
|--------|--|-----|
| 6.5    | Конструирование плотины.....   | 94  |
| 6.5.1  | Определение ширины подошвы плотины .....   | 94  |
| 6.6    | Разрезка бетонных плотин швами.....  | 94  |
| 6.7    | Быки.....  | 95  |
| 6.8    | Устои.....   | 95  |
| 6.9    | Дренаж в теле бетонных плотин.....   | 95  |
| 6.10   | Галереи в теле плотины .....   | 95  |
| 6.11   | Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины .                         | 96  |
| 6.11.1 | Противофильтрационная завеса .....   | 96  |
| 6.11.2 | Дренажные устройства в основании .....   | 96  |
| 6.12   | Определение основных нагрузок на плотину .....   | 96  |
| 6.12.1 | Вес плотины.....   | 96  |
| 6.12.2 | Расчёт гидростатического давления воды.....  | 97  |
| 6.12.3 | Равнодействующая взвешивающего давления .....  | 98  |
| 6.12.4 | Сила фильтрационного давления .....  | 98  |
| 6.12.5 | Давление грунта .....  | 99  |
| 6.12.6 | Расчёт волнового давления .....  | 99  |
| 6.13   | Оценка прочности плотины .....   | 100 |
| 6.13.1 | Критерии прочности плотины .....   | 102 |
| 6.13.2 | Расчёт устойчивости плотины .....  | 103 |
| 7      | Мероприятия по охране окружающей среды.....  | 104 |
| 7.1    | Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....           | 104 |
| 7.2    | Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов..... | 106 |
| 7.3    | Отходы, образующиеся при строительстве.....  | 108 |
| 7.4    | Охрана окружающей среды в период эксплуатации .....                                      | 109 |
| 8      | Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда .....                                 | 111 |
| 8.1    | Безопасность гидротехнических сооружений.....  | 111 |
| 8.2    | Охрана труда и техника безопасности .....  | 111 |
| 8.3    | Пожарная безопасность .....  | 113 |
| 8.3.1  | Общие требования .....   | 113 |
| 8.3.2  | Пожарная безопасность силовых трансформаторов и масляных реакторов.....                  | 115 |
| 9      | Технико-экономические показатели .....   | 117 |
| 9.1    | Производство электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....                        | 117 |
| 9.1.1  | Оценка объемов реализации электроэнергии .....   | 117 |
| 9.1.2  | Текущие расходы по гидроузлу.....  | 117 |
| 9.1.3  | Налоговые расходы.....   | 120 |
| 9.2    | Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ....                        | 120 |
| 9.3    | Анализ денежных потоков .....  | 121 |
| 9.4    | Оценка инвестиционного проекта.....  | 122 |
| 9.4.1  | Методология, исходные данные.....  | 122 |
| 9.4.2  | Коммерческая эффективность проекта.....  | 122 |

|  |     |
|--|-----|
| 9.4.3 Бюджетная эффективность проекта.....   | 123 |
| 9.5 Анализ чувствительности проекта .....  | 123 |
| 10 Механические напряжения в сердечнике статора гидрогенератора .....                        | 125 |
| 10.1 Причины возникновения повреждений сердечника статора.....                               | 125 |
| 10.2 Распространенные дефекты .....  | 126 |
| 10.3 Осмотр стальных конструкций статора.....  | 127 |
| 10.4 Вибрационный контроль стальных конструкций статора .....                                | 129 |
| 10.4.1 Режим работы гидрогенератора при испытаниях, установка датчиков, места измерения..... | 129 |
| 10.4.2 Оценка вибрационного состояния.....   | 130 |
| 10.5 Тепловые испытания активной стали гидрогенератора СВ 780/190-32                         | 131 |
| 10.5.1 Краткая характеристика генератора.....  | 131 |
| 10.5.2 Проведение испытаний.....   | 132 |
| 10.6 Проблема внецентренного сжатия сердечника.....  | 135 |
| 10.7 Механический расчет сердечника гидрогенератора Абазинской ГЭС .                         | 136 |
| 10.7.1 Исходные данные для расчета .....   | 136 |
| 10.7.2 Расчет нажимных плит, пальцев и шпонок .....  | 136 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....   | 139 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....   | 140 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А .....   | 143 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....  | 145 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ В .....   | 151 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....   | 153 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Д .....   | 155 |

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ АБАЗИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Абакан;
2. Местонахождение ГЭС.....Республика Хакасия;
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний.....398 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин.....536 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1%.....2226 м<sup>3</sup>/с;  
0,01%.....2493 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный.....150 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока.....годовой;
  - б) отметка: НПУ.....518 м;  
ФПУ.....519 м;  
УМО.....500,12 м;
  - в) объемы: полный.....6,28 км<sup>3</sup>;  
полезный.....3,52 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....49,7 м;
  - б) расчетный.....35,83 м;
  - в) минимальный.....26,81 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность: установленная.....240 МВт;  
гарантированная.....150 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии.....1,2 млрд. кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина):
  - а) правобережная глухая грунтовая с ядром.....271 м;
  - б) бетонная центральная глухая.....30 м;
  - в) водосливная бетонная.....80 м;
  - г) бетонная центральная глухая.....32 м;
  - д) бетонная станционная.....94 м;
  - е) левобережная глухая бетонная.....114 м;
  - ж) максимальная высота.....61,1 м;
9. Водосбросные сооружения:
  - а) тип.....поверхностный и глубинный водосброс;
  - б) число и ширина пролетов поверхностного водосброса.....4 пролета по 15 м;
  - в) общая длина поверхностного водосброса.....60 м;
  - г) число и форма сечения глубинного водосброса.....2 отверстия, квадратное;
  - д) размер сечения.....2х2 м;
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания.....приплотинный;
  - б) число агрегатов.....4;
  - в) грунт в основании.....кристаллический сланец;

- г) тип спиральной камеры.....бетонная;
- д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;
- е) расстояние между осью агрегатов.....17 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины.....ПЛ50-В-530;
- б) тип генератора.....СВ-794/100-44;
- в) номинальная мощность генератора.....60 МВт;
- г) частота вращения.....136,4 об/мин;
- д) тип трансформатора.....ТДЦ-80000/220;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные капиталовложения .....104767 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии .....0,44 руб./кВт·ч;
- в) период окупаемости .....13 лет.



## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика имеет большое значение, как для простого потребителя, так и для крупной промышленности. В настоящее время показатель потребления электрической энергии растет вверх за счет развивающихся технологий, поэтому необходимо строительство новых генерирующих мощностей.

Гидроэлектростанции являются одним из самых эффективных источников энергии, за счет высокого коэффициента полезного действия, а также выполняют основную роль регулирования параметров энергосистемы при неравномерных режимах, покрывают пиковую часть графика нагрузки.

Строительство Абазинской ГЭС позволит:

- Обеспечить потребителей энергосистемы Хакасии электроэнергией;
- Повысить надёжность и качество электроснабжения;
- Обеспечить необходимые пропуски воды для нужд водохозяйственного комплекса;
- Обеспечить значительные поступления налоговых выплат в бюджеты всех уровней.

Целью проекта является проектирование Абазинской ГЭС на реке Абакан, её сооружений и электрической части, выбор основного гидротурбинного, гидромеханического и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды, а также технико-экономическое обоснование эффективности проекта. В рамках специального вопроса рассмотрены механические напряжения в сердечниках статора гидрогенератора.

## 1 Общая часть

### 1.1 Природные условия

#### 1.1.1 Климатические данные

Климат региона, в котором планируется возведение Абазинской гидроэлектростанции (ГЭС) резко континентальный, с продолжительной морозной зимой и умеренно жарким летом. В течение года на территории республики Хакасия выпадает от 200 мм осадков на равнинах и до 700 мм в горных местностях в год. В регионе преобладают юго-западные ветра. В 35% случаев скорость ветра превышает 7 м/с. Снежный покров устанавливается обычно в первой половине ноября, а практически полностью сходит во второй половине апреля.

При средней температуре 18.2 °С, июль — это самый жаркий месяц года. Средняя температура воздуха января: -19.1 °С.

#### 1.1.2 Гидрологические данные

Питание рек смешанное с преобладанием снегового. Замерзают они в первой половине ноября, вскрываются в конце апреля - начале мая. Длина реки Абакан 514 км. Ширина реки 160-300 м. Глубина – до 1,5 м. Площадь бассейна составляет 32000 км<sup>2</sup>. Русло реки в верхнем течении извилистое.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Абакан за период 1932-1981 г. представлен в приложении А, таблица А.1.

Средний многолетний расход  $\bar{Q}_{\text{много}}$  реки Абакан вычисляется по формуле (1.1), как отношение суммы среднегодовых расходов к числу лет наблюдения:

$$\bar{Q}_{\text{много}} = \frac{\sum \bar{Q}_{\text{год},i}}{n} = \frac{19917}{50} = 398 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (1.1)$$

где  $\bar{Q}_{\text{много}}$  – средний многолетний расход Абакана, м<sup>3</sup>/с;

$\bar{Q}_{\text{год},i}$  – средний годовой расход Абакана в i-й год, м<sup>3</sup>/с;

$n$  – число лет наблюдения.

Среднемноголетний сток определяется по формуле (1.2):

$$\bar{W}_{\text{много}} = \bar{Q}_{\text{много}} \cdot t = 398 \cdot 31536000 \cdot 10^{-9} = 12,55 \text{ км}^3, \quad (1.2)$$

где  $\bar{W}_{\text{много}}$  – средний многолетний сток, км<sup>3</sup>;

$\bar{Q}_{\text{много}}$  – средний многолетний расход по формуле (1.1), таблица А.1, м<sup>3</sup>/с;

$t$  – число секунд в году, с.

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

| <b>Кривая связи расходов и уровня нижнего бьефа</b> |                           |                          |                           |
|---|---------------------------|--------------------------|---------------------------|
| <b>летняя</b>                                       |                           | <b>зимняя</b>            |                           |
| <b>z<sub>НБ</sub>, м</b>                            | <b>Q, м<sup>3</sup>/с</b> | <b>z<sub>НБ</sub>, м</b> | <b>Q, м<sup>3</sup>/с</b> |
| 466,00  | 0                         | 466,00                   | 0                         |
| 467,06  | 100                       | 467,06                   | 85                        |
| 467,60  | 200                       | 467,60                   | 170                       |
| 467,90  | 300                       | 467,90                   | 255                       |
| 468,10  | 400                       | 468,10                   | 340                       |
| 468,25  | 500                       | 468,25                   | 425                       |
| 468,36  | 600                       | 468,36                   | 510                       |
| 468,48  | 700                       | 468,48                   | 595                       |
| 468,62  | 800                       | 468,62                   | 680                       |
| 468,80  | 900                       | 468,75                   | 765                       |
| 468,90  | 1000                      | 468,90                   | 850                       |
| 469,08  | 1100                      | 469,01                   | 935                       |
| 469,18  | 1200                      | 469,18                   | 1020                      |
| 469,35  | 1300                      | 469,35                   | 1105                      |
| 469,51  | 1400                      | 469,51                   | 1190                      |
| 469,65  | 1500                      | 469,65                   | 1275                      |
| 469,83  | 1600                      | 469,83                   | 1360                      |
| 469,95  | 1700                      | 469,95                   | 1445                      |
| 470,12  | 1800                      | 470,12                   | 1530                      |
| 470,28  | 1900                      | 470,28                   | 1615                      |
| 470,48  | 2000                      | 470,48                   | 1700                      |
| 470,65  | 2100                      | 470,65                   | 1785                      |
| 470,78  | 2200                      | 470,78                   | 1870                      |
| 470,90  | 2300                      | 470,90                   | 1955                      |
| 471,00  | 2400                      | 471,00                   | 2040                      |
| 471,06  | 2500                      | 471,06                   | 2125                      |

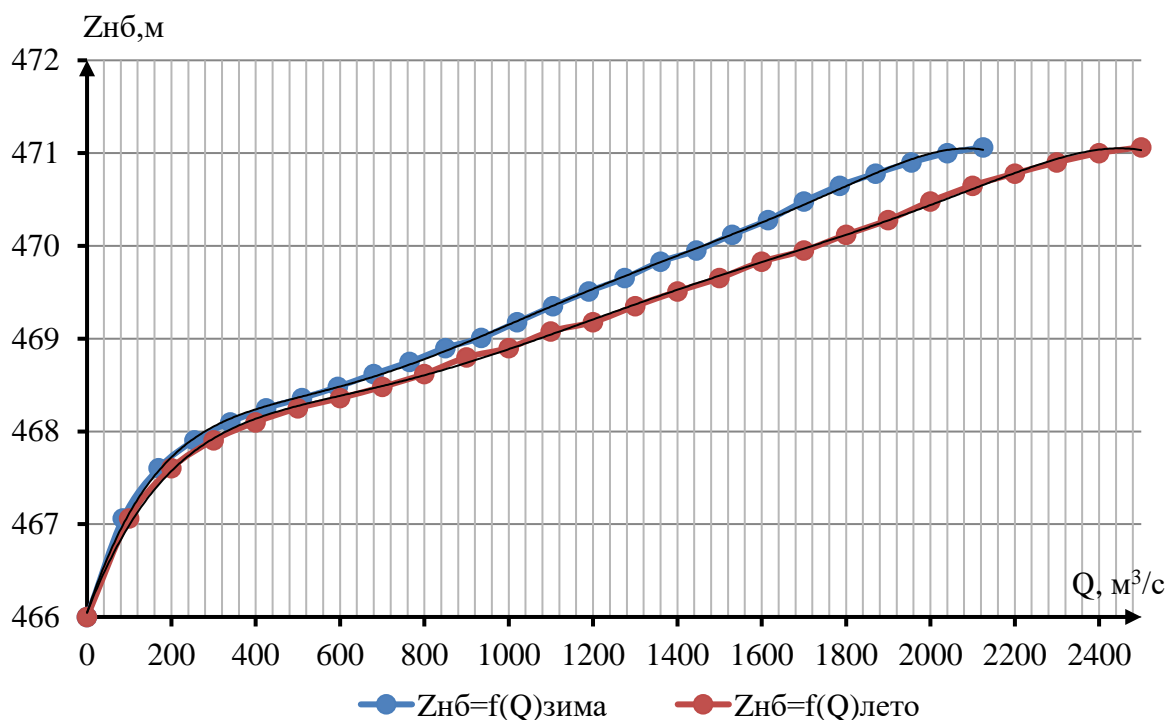


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

Горно-таежная незаселенная часть Таштыпского района, в соответствии с картой общего сейсмического районирования ОСР-97-А, относится к восьмибалльной зоне.

### 1.2 Энерго-экономическая характеристика района

Проектируемая ГЭС связана с единой энергетической системой (ЕЭС). Входит в состав ОДУ Сибири, годовая выработка которой, составляет 215,9 млрд кВт·ч. Абазинская ГЭС входит в состав Хакасского регионального диспетчерского управления (РДУ), выработка электроэнергии которой, по отчетным данным за 2021 год, составила 32,61 млрд кВт·ч, а электропотребление - 16,76 млрд кВт·ч. В операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ находятся 6 объектов генерации суммарной установленной электрической мощностью 7157,2 МВт (по данным на 01.01.2022). Наиболее крупными из них являются Саяно-Шушенская и Майнская ГЭС, а также Абаканская ТЭЦ.

В электроэнергетический комплекс Республики Хакасия входят 10 ЛЭП класса напряжения 500 кВ, 34 ЛЭП класса напряжения 220 кВ, 50 ЛЭП класса напряжения 110 кВ, 65 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 110-500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 19492,7 МВА.

Строятся графики максимальных и среднемесячных нагрузок РДУ. Расчет значений максимальной мощности для каждого месяца производится по формуле (1.3).

$$P_t^{max} = a_{max} + b_{max} \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ). \quad (1.3)$$

Коэффициент  $a_{max}$  рассчитывается по формуле (1.4),  $b_{max}$  по формуле (1.5).

$$a_{max} = \frac{P_{max}^3 + P_{max}^l}{2} = \frac{4195 + 3108}{2} = 3651 \text{ МВт}, \quad (1.4)$$

$$b_{max} = \frac{P_{max}^3 - P_{max}^l}{2} = \frac{4195 - 3108}{2} = 543 \text{ МВт}. \quad (1.5)$$

Расчет значений средней мощности для каждого месяца производится по формуле (1.6).

$$\bar{P}_t = \bar{a} + \bar{b} \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ). \quad (1.6)$$

Коэффициент  $\bar{a}$  рассчитаем по формуле (1.7),  $\bar{b}$  по формуле (1.8).

$$\bar{a} = \frac{\bar{P}_{сут}^3 + \bar{P}_{сут}^l}{2} = \frac{3962 + 2982}{2} = 3472 \text{ МВт}, \quad (1.7)$$

$$\bar{b} = \frac{\bar{P}_{сут}^3 - \bar{P}_{сут}^l}{2} = \frac{3962 - 2982}{2} = 489 \text{ МВт}. \quad (1.8)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 1.2. По данным результатам построены графики максимальных и среднемесячных нагрузок РДУ, показанные на рисунке 1.2.

Таблица 1.2 – Расчет значений максимальной и средней мощности нагрузки РДУ

| $t$ , мес | $\alpha$ , рад | $\cos$ | $P_t^{max}$ , МВт | $\bar{P}_t$ , МВт |
|-----------|----------------|--------|-------------------|-------------------|
| I         | 0,26           | 0,966  | 4176              | 3945              |
| II        | 0,79           | 0,707  | 4036              | 3819              |
| III       | 1,31           | 0,259  | 3792              | 3599              |
| IV        | 1,83           | -0,258 | 3511              | 3346              |
| V         | 2,36           | -0,706 | 3268              | 3126              |
| VI        | 2,88           | -0,966 | 3127              | 2999              |
| VII       | 3,40           | -0,966 | 3126              | 2999              |
| VIII      | 3,93           | -0,709 | 3266              | 3125              |
| IX        | 4,45           | -0,261 | 3509              | 3344              |
| X         | 4,97           | 0,256  | 3791              | 3598              |

Окончание таблицы 1.2

| $t$ , мес | $\alpha$ , рад | $\cos$ | $P_t^{max}$ , МВт | $\bar{P}_t$ , МВт |
|-----------|----------------|--------|-------------------|-------------------|
| XI        | 5,50           | 0,705  | 4034              | 3817              |
| XII       | 6,02           | 0,965  | 4176              | 3945              |

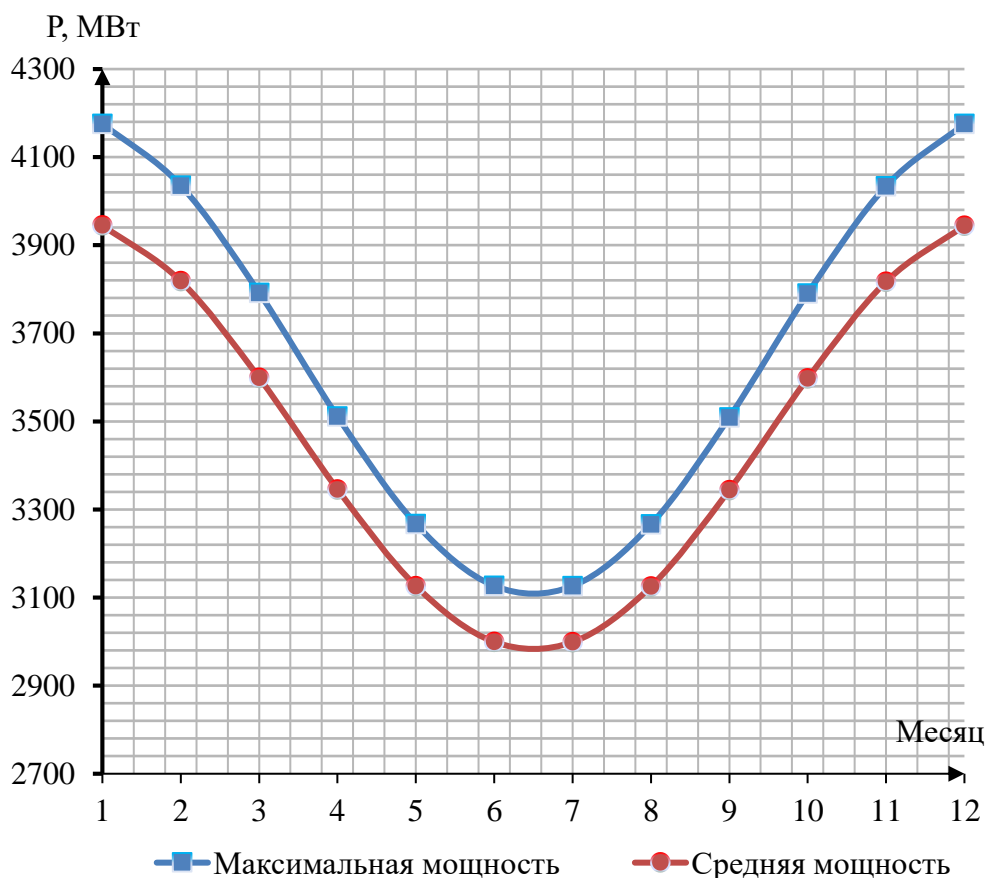


Рисунок 1.2 – График максимальных и средних нагрузок Хакасского РДУ

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Регулирование стока реки

#### 2.1.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности

Для построения эмпирических кривых обеспеченности вычисляются среднегодовой  $\bar{Q}_{год}$ , среднемеженный  $\bar{Q}_{меж}$  и среднеполоводный  $\bar{Q}_{пол}$  расходы для каждого года из гидрологического ряда (А, таблица А.1). Далее полученные расходы ранжируются по убыванию и для каждого рассчитывается обеспеченность по формуле (2.1).

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

где  $P$  – расчетная обеспеченность, %;

$m$  – порядковый номер члена ряда, ранжированного по убыванию;

$n$  – число членов ряда.

Результат расчета сводится в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет эмпирических кривых обеспеченности среднегодового, среднемеженного и среднеполоводного расходов

| $m$ | $P, \%$ | $\bar{Q}_{\text{Год}}, \text{м}^3/\text{с}$ | Годы | $\bar{Q}_{\text{Пол}}, \text{м}^3/\text{с}$ | Годы | $\bar{Q}_{\text{Меж}}, \text{м}^3/\text{с}$ | Годы |
|-----|---------|---|------|---|------|---|------|
| 1   | 2       | 559   | 1949 | 1183  | 1949 | 256   | 1939 |
| 2   | 4       | 547   | 1939 | 1159  | 1972 | 247   | 1949 |
| 3   | 6       | 533   | 1972 | 1135  | 1953 | 230   | 1938 |
| 4   | 8       | 527   | 1953 | 1131  | 1939 | 223   | 1953 |
| 5   | 10      | 495   | 1967 | 1112  | 1967 | 220   | 1972 |
| 6   | 12      | 484   | 1942 | 1075  | 1942 | 210   | 1981 |
| 7   | 14      | 467   | 1938 | 1017  | 1956 | 207   | 1933 |
| 8   | 16      | 455   | 1956 | 973   | 1937 | 205   | 1947 |
| 9   | 18      | 455   | 1937 | 958   | 1934 | 195   | 1937 |
| 10  | 20      | 448   | 1934 | 944   | 1974 | 194   | 1934 |
| 11  | 22      | 442   | 1974 | 939   | 1938 | 193   | 1961 |
| 12  | 24      | 434   | 1981 | 886   | 1961 | 191   | 1962 |
| 13  | 25      | 425   | 1933 | 884   | 1975 | 190   | 1974 |
| 14  | 27      | 424   | 1961 | 883   | 1981 | 189   | 1968 |
| 15  | 29      | 415   | 1971 | 871   | 1971 | 188   | 1942 |
| 16  | 31      | 412   | 1975 | 860   | 1933 | 187   | 1971 |
| 17  | 33      | 409   | 1962 | 860   | 1969 | 186   | 1967 |
| 18  | 35      | 408   | 1947 | 854   | 1978 | 184   | 1932 |
| 19  | 37      | 406   | 1968 | 850   | 1952 | 179   | 1945 |
| 20  | 39      | 400   | 1978 | 845   | 1936 | 176   | 1970 |
| 21  | 41      | 393   | 1976 | 844   | 1962 | 176   | 1975 |
| 22  | 43      | 393   | 1970 | 844   | 1976 | 174   | 1978 |
| 23  | 45      | 390   | 1952 | 839   | 1968 | 174   | 1956 |
| 24  | 47      | 384   | 1969 | 835   | 1960 | 171   | 1950 |
| 25  | 49      | 383   | 1940 | 828   | 1951 | 171   | 1941 |
| 26  | 51      | 383   | 1936 | 825   | 1970 | 170   | 1963 |
| 27  | 53      | 383   | 1945 | 824   | 1940 | 169   | 1966 |
| 28  | 55      | 383   | 1960 | 814   | 1947 | 169   | 1943 |
| 29  | 57      | 381   | 1951 | 794   | 1955 | 168   | 1976 |
| 30  | 59      | 380   | 1932 | 792   | 1950 | 166   | 1935 |
| 31  | 61      | 378   | 1950 | 791   | 1945 | 165   | 1948 |
| 32  | 63      | 375   | 1963 | 788   | 1959 | 163   | 1940 |
| 33  | 65      | 374   | 1943 | 785   | 1943 | 163   | 1980 |
| 34  | 67      | 371   | 1955 | 785   | 1963 | 160   | 1955 |
| 35  | 69      | 371   | 1941 | 773   | 1957 | 160   | 1952 |
| 36  | 71      | 365   | 1948 | 772   | 1932 | 160   | 1965 |
| 37  | 73      | 362   | 1957 | 771   | 1941 | 157   | 1951 |

Окончание таблицы 2.1

| $m$ | $P, \%$ | $\bar{Q}_{\text{ГОД}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | Годы | $\bar{Q}_{\text{ПОЛ}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | Годы | $\bar{Q}_{\text{МЕЖ}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | Годы |
|-----|---------|--|------|--|------|--|------|
| 38  | 75      | 359  | 1935 | 767  | 1973 | 157  | 1960 |
| 39  | 76      | 358  | 1959 | 765  | 1948 | 156  | 1957 |
| 40  | 78      | 357  | 1973 | 764  | 1954 | 153  | 1973 |
| 41  | 80      | 354  | 1980 | 743  | 1935 | 152  | 1964 |
| 42  | 82      | 348  | 1966 | 736  | 1964 | 152  | 1936 |
| 43  | 84      | 347  | 1964 | 735  | 1980 | 151  | 1958 |
| 44  | 86      | 346  | 1954 | 734  | 1958 | 149  | 1977 |
| 45  | 88      | 345  | 1958 | 732  | 1979 | 146  | 1969 |
| 46  | 90      | 321  | 1977 | 704  | 1966 | 143  | 1959 |
| 47  | 92      | 321  | 1979 | 666  | 1977 | 137  | 1954 |
| 48  | 94      | 295  | 1965 | 613  | 1944 | 136  | 1946 |
| 49  | 96      | 295  | 1944 | 565  | 1965 | 136  | 1944 |
| 50  | 98      | 278  | 1946 | 561  | 1946 | 116  | 1979 |

По данным таблицы 2.1 строятся эмпирические кривые обеспеченности. Кривые представлены на рисунке 2.1.

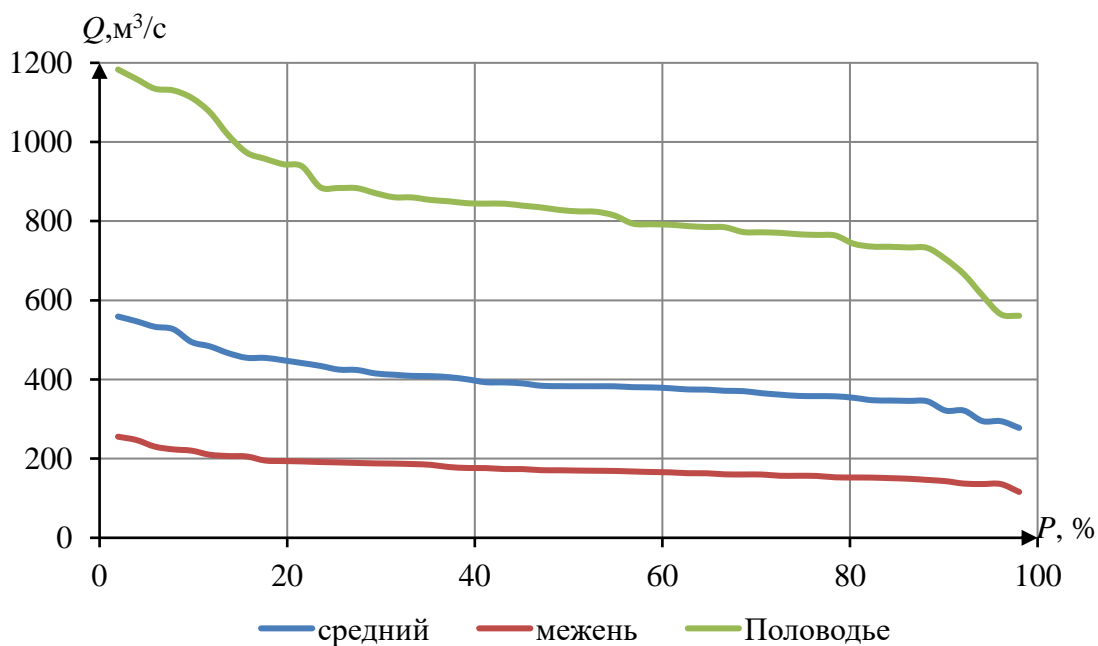


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности среднегодового, среднемеженного и среднеполоводного расходов

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

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определяется соответствующий расчетный год и гидрограф.



## 2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет

Используя кривые, приведенные на рисунке 2.1 и таблице 2.1, выбраны расчетный средневодный и маловодный годы. Гидрографы маловодного и средневодного лет приведены в таблицах 2.2 и 2.3 соответственно.

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

| Месяцы          | Расходы в кубических метрах в секунду |    |     |     |     |     |     |      |     |     |     |     | $\bar{Q}_{\text{год}}$ |
|-----------------|---------------------------------------|----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|------------------------|
|                 | I                                     | II | III | IV  | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X   | XI  | XII |                        |
| $Q_{90\%1977г}$ | 47                                    | 29 | 26  | 290 | 870 | 723 | 530 | 527  | 319 | 252 | 158 | 84  | 321                    |

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

| Месяцы          | Расходы в кубических метрах в секунду |    |     |     |      |     |     |      |     |     |     |     | $\bar{Q}_{\text{год}}$ |
|-----------------|---------------------------------------|----|-----|-----|------|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|------------------------|
|                 | I                                     | II | III | IV  | V    | VI  | VII | VIII | IX  | X   | XI  | XII |                        |
| $Q_{50\%1940г}$ | 48                                    | 31 | 27  | 291 | 1148 | 862 | 776 | 575  | 320 | 266 | 171 | 85  | 383                    |

Кривые обеспеченности для полученных гидрографов представлены на рисунке 2.2.

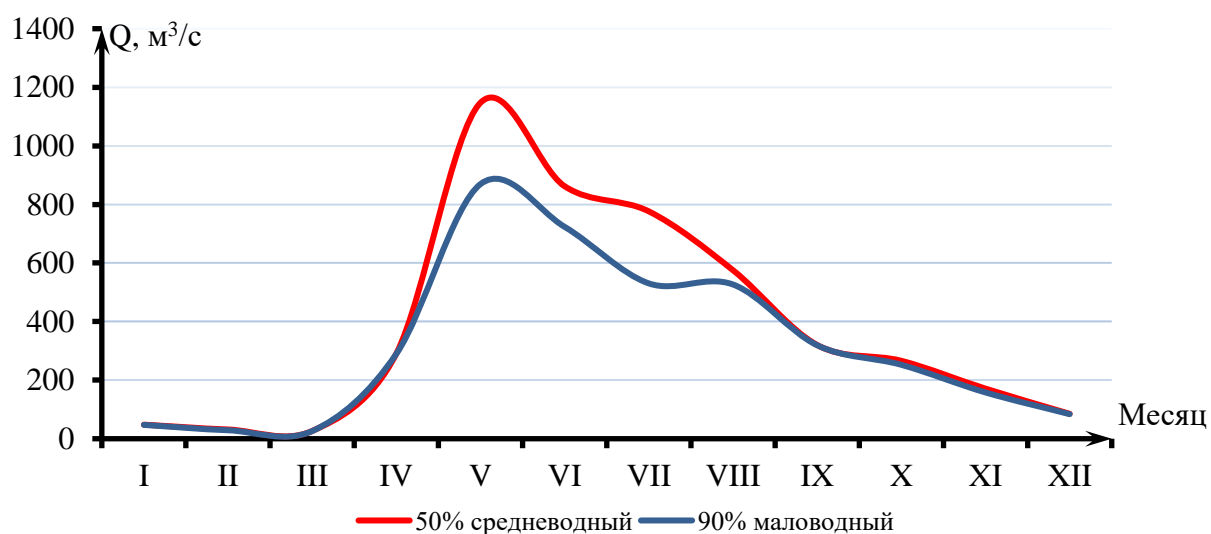


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного года

Для расчета необходимо знать тип регулирования водохранилища, для этого рассчитывается коэффициент зарегулированности стока – это отношение полезной ёмкости водохранилища к среднегодовому стоку в створе проектируемой ГЭС, определяется по формуле (2.2):

$$\beta = \frac{V_{\text{полезное}}}{W_{\text{среднеголетний}}}, \quad (2.2)$$

где  $W_{\text{среднеголетний}}$  – среднегодовой сток;  
 $V_{\text{полезн.}}$  – полезный объем водохранилища.

$$W_{\text{среднегодовой}} = \frac{398 \cdot 31536000}{10^9} = 12,55 \text{ м}^3.$$

Для расчета полезного объема используется полином.

По кривой связи в ВБ определяется мёртвый объем водохранилища, соответствующий отметке УМО. От полного объема водохранилища, соответствующего отметке НПУ, отнимается мёртвый объем и получается полезный объем.

$$V_{\text{полез}} = V_{\text{полн}} - V_{\text{УМО}} = 6,28 - 2,76 = 3,52 \text{ м}^3.$$

Теперь можно определить коэффициент  $\beta$  по формуле (2.3):

$$\beta = \frac{V_{\text{полез}}}{W_{\text{среднегодовой}}}, \quad (2.3)$$

$$\beta = \frac{3,52}{12,55} = 0,28.$$

По полученному коэффициенту зарегулированности принимается годовой тип регулирования водохранилища Абазинской ГЭС.

### 2.2.1 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1940г.) вычисляется значение мощности полезного бытового стока для каждого месяца года по формуле (2.4), значение ВХК по месяцам представлены в таблицах 2.4, 2.5, 2.6:

$$N_{\text{быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.4)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,8$ ;

$Q^{\text{пр}90\%}$  – бытовой расход расчетного маловодного года, м<sup>3</sup>/с;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$  – подведенный напор ГЭС, м.

Подведенный напор ГЭС определяется по формуле (2.5)

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.5)$$

где  $Z_{\text{ВБ}}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке  $\nabla$  НПУ, м;

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$  – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,8$  м.

Затем рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по ВХК по формуле (2.6):

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.6)$$

где  $Q_{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованиям водохозяйственного комплекса, м<sup>3</sup>/с.

Таблица 2.4 – Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку

| Месяц                                  | I     | II    | III   | IV    | V     | VI    | VII   | VIII  | IX    | X     | XI    | XII   |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 47    | 29    | 26    | 287   | 874   | 727   | 533   | 529   | 316   | 250   | 156   | 83    |
| $Z_{\text{вб}}, \text{ м}$             | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   |
| $Z_{\text{нб}}, \text{ м}$             | 467,6 | 467,1 | 467,0 | 470,4 | 473,6 | 472,9 | 471,8 | 471,8 | 470,6 | 470,2 | 469,7 | 468,5 |
| $H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$            | 51,7  | 52,2  | 52,3  | 48,9  | 45,7  | 46,4  | 47,5  | 47,5  | 48,7  | 49,1  | 49,6  | 50,8  |
| $N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$          | 21    | 13    | 12    | 123   | 352   | 297   | 223   | 221   | 135   | 108   | 68    | 37    |

Таблица 2.5 – Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по требованиям ВХК

| Месяц                                  | I     | II    | III   | IV    | V     | VI    | VII   | VIII  | IX    | X     | XI    | XII   |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$ | 270   | 270   | 270   | 270   | 270   | 270   | 270   | 270   | 270   | 270   | 270   | 270   |
| $Z_{\text{вб}}, \text{ м}$             | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   | 520   |
| $Z_{\text{нб}}, \text{ м}$             | 470,6 | 470,6 | 470,6 | 470,3 | 470,3 | 470,3 | 470,3 | 470,3 | 470,3 | 470,3 | 470,6 | 470,6 |
| $H_{\text{ГЭС}}, \text{ м}$            | 48,7  | 48,7  | 48,7  | 49,0  | 49,0  | 49,0  | 49,0  | 49,0  | 49,0  | 49,0  | 48,7  | 48,7  |
| $N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$          | 116   | 116   | 116   | 116   | 116   | 116   | 116   | 116   | 116   | 116   | 116   | 116   |

Таблица 2.6 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

| Месяц   | I   | II  | III  | IV  | V   | VI  | VII | VIII | IX  | X   | XI  | XII |
|---|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|
| $N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$                   | 21  | 13  | 12   | 123 | 352 | 297 | 223 | 221  | 135 | 108 | 68  | 37  |
| $N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$                   | 112 | 112 | 112  | 113 | 113 | 113 | 113 | 113  | 113 | 113 | 112 | 112 |
| $N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$ | -90 | -98 | -100 | 17  | 261 | 203 | 123 | 122  | 30  | 1   | -40 | -73 |

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

Определяем излишки бытовой мощности по формуле (2.7) в половодный период, которые будут переноситься на зиму:

$$N_{\text{изл}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{ВХК}} = 300 \text{ МВт}. \quad (2.7)$$

По данным таблицы 2.7 строится баланс энергии, представленный на рисунке 2.3.

Таблица 2.7 – Данные для построения баланса энергии

| Месяц | $P_{\text{ср.}}, \text{ МВт}$ | $N_{\text{ВХК}}, \text{ МВт}$ | $N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$ | $N_{\text{сущ}}, \text{ МВт}$ |
|-------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| I     | 3945                          | 112                           | 22                            | 598                           |
| II    | 3819                          | 112                           | 14                            | 573                           |

Окончание таблицы 2.7

| Месяц | $P_{ср.}$ , МВт | $N_{вхк}$ , МВт | $N_{быт}$ , МВт | $N_{сущ}$ , МВт |
|-------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| III   | 3599            | 112             | 13              | 524             |
| IV    | 3346            | 112             | 130             | 474             |
| V     | 3126            | 112             | 374             | 424             |
| VI    | 2999            | 112             | 315             | 399             |
| VII   | 2999            | 112             | 236             | 399             |
| VIII  | 3125            | 112             | 234             | 424             |
| IX    | 3344            | 112             | 143             | 474             |
| X     | 3598            | 112             | 114             | 524             |
| XI    | 3817            | 112             | 72              | 573             |
| XII   | 3945            | 112             | 39              | 598             |

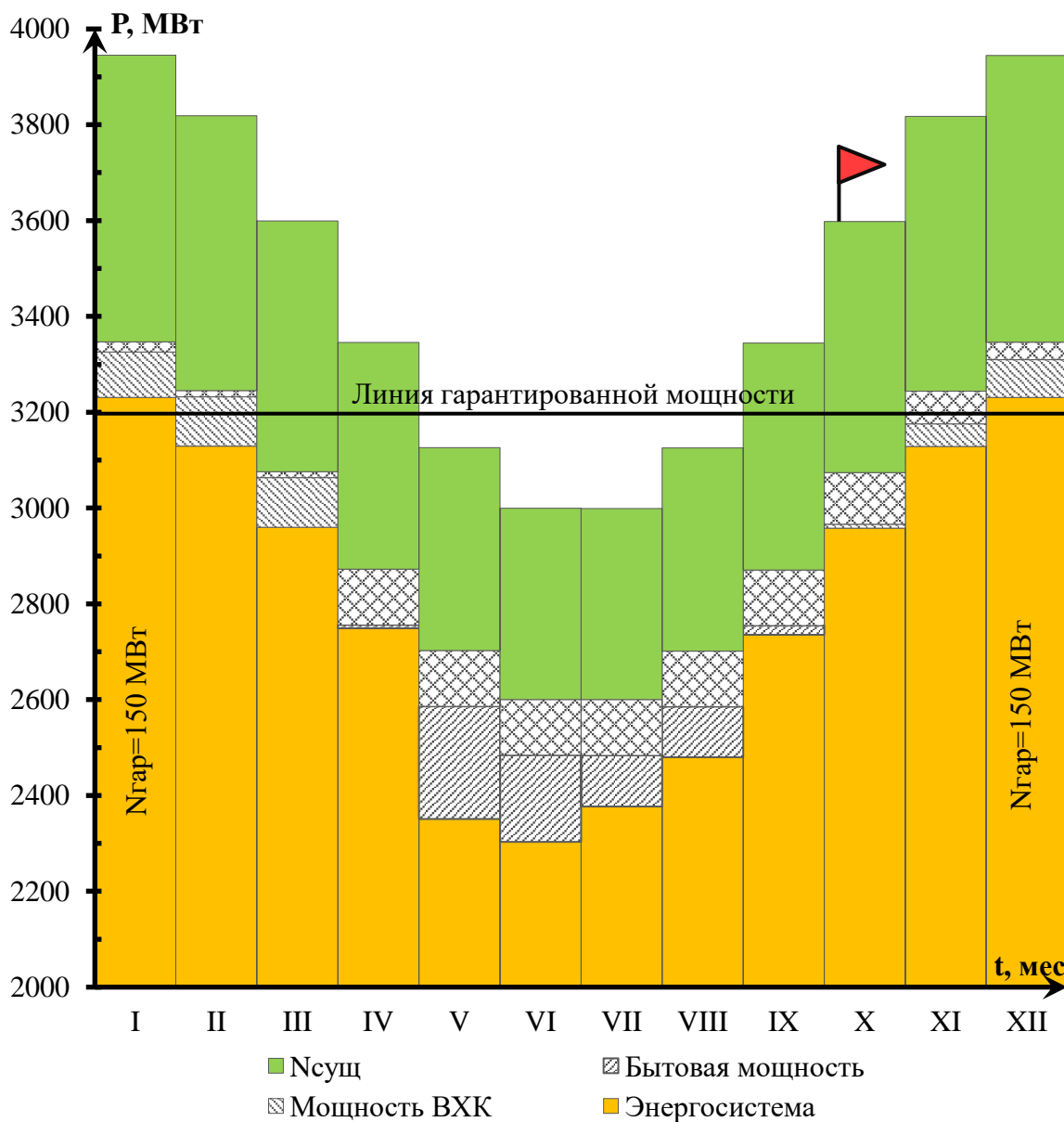


Рисунок 2.3- График баланса энергии.

За месяц начала сработки принимается первый месяц после половодья (октябрь).

По балансу энергии определяются месяцы регулирования, а также гарантированные мощности ГЭС в эти месяцы. Из рисунка 2.3 видно, что под

регулирование попали 2 месяца в первой и второй итерации (декабрь – январь), а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК.

### 2.2.2 Водно-энергетический расчет режима ГЭС в маловодном году

Расчет начинается с момента, когда водохранилище наполнено, уровень воды в нем соответствует отметке  $\nabla_{НПУ} = 518,00$  м, и с того месяца, в котором бытовой приток меньше необходимого расхода ВХК (в данном случае 10 месяц).

Результаты расчетов представлены в Приложении Б, таблица Б.1, где:

1 – Расчетный месяц, в котором осуществляется регулирование и определяется гарантированная мощность проектируемой ГЭС;

2 – Бытовой расход воды маловодного года (90% - обеспеченность) (берутся расходы 90% обеспеченности на протяжении всех расчётов);

3 – 6 – Потери воды из водохранилища, которые задаются как исходные данные к проекту;

потери 3 – на шлюзование;

потери 4 – на фильтрацию в нижний бьеф – для реки не являются безвозвратными, они зависят от напора, и в данном случае составляют  $3,2 \text{ м}^3/\text{с}$ , что составляет 1/100 от среднегодового бытового расхода воды маловодного года;

потери 5 – на дополнительное испарение со средней площади водохранилища (за данный интервал времени) – в нашем случае эта величина составляет 1/100 от бытового расхода воды маловодного года, которая была взята от каждого теплого месяца этого маловодного года;

потери 6 – на льдообразование – обусловлены оседанием льда на борту водохранилища, весной лёд возвращается в водохранилище в виде дополнительного притока воды;

7 – полезный бытовой приток определяется по формуле (2.8):

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лед}} = \Sigma Q_{\text{потери}}, \quad (2.8)$$

8 – Сработка или наполнение водохранилища  $Q_{\text{водохр.}}$ ;

9 – Расходы на нужды водохозяйственного комплекса  $Q_{\text{ВХК}}$  (эта величина неизменна, и исходя из расчётов составляет, порядка  $270 \text{ м}^3/\text{с}$ );

10 – турбинный расход ГЭС  $Q_{\text{ГЭС}}$  определяется по формуле (2.9):

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}}, \quad (2.9)$$

11 – Холостой, помимо турбин, сброс воды из водохранилища в нижний бьеф  $Q_{\text{х.сбр.}}$ ;

12 – расход в нижний бьеф гидроузла определяется по формуле (2.10):

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{фильт.}} \quad (2.10)$$

13 – начальный объём водохранилища при отметке НПУ  $V_{\text{нач}}$  (величина, которая менялась на протяжении всех корректировок из-за увеличения и уменьшения объёма водохранилища);

14 – приращение объёма водохранилища определяется по формуле (2.11):

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес}}}{10^9}, \quad (2.11)$$

15 – полезный объём воды в водохранилище на конец расчётного интервала определяется по формуле (2.12):

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V. \quad (2.12)$$

16 – отметка НПУ (начало сработки водохранилища)  $Z_{\text{ВБ}}^{\text{нач.}}$ ;

17 – отметка ВБ на конец месяца  $Z_{\text{ВБ}}^{\text{кон.}}$ . Определяется по уравнению кривой связи для ВБ. В качестве аргумента используется конечный объём  $V_{\text{кон.}}$ .

18 – средний на расчётном интервале уровень верхнего бьефа определяется по формуле (2.13):

$$Z_{\text{ВБср.}} = \frac{Z_{\text{ВБ}}^{\text{нач.}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{кон.}}}{2}. \quad (2.13)$$

19 – уровень нижнего бьефа  $Z_{\text{НБ}}$ , соответствующий расходу в нижний бьеф гидроузла, определяется по зависимости кривой связи для НБ.

20 – напор определяется по формуле (2.14):

$$H = Z_{\text{ВБср.}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.14)$$

где  $\Delta h$  – суммарные потери напора на решётках и в водопроводящих сооружениях (задаются в исходных данных).

21 – Гарантированная мощность проектируемой ГЭС определяется по формуле (2.15):

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H, \quad (2.15)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности с учётом средневзвешенного КПД гидроагрегата (был принят: 8,8);

22 – гарантированная мощность  $N_{\text{гар.}}$ , к которой стремимся в данной итерации (также обозначается в таблице, общее количество: 2 месяца).

Результаты водно-энергетических расчётов работы ГЭС в маловодном году приведены в Приложении Б, таблица Б.1.

График сработки - наполнения водохранилища в маловодный год при расчете гарантированных мощностей проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.4.

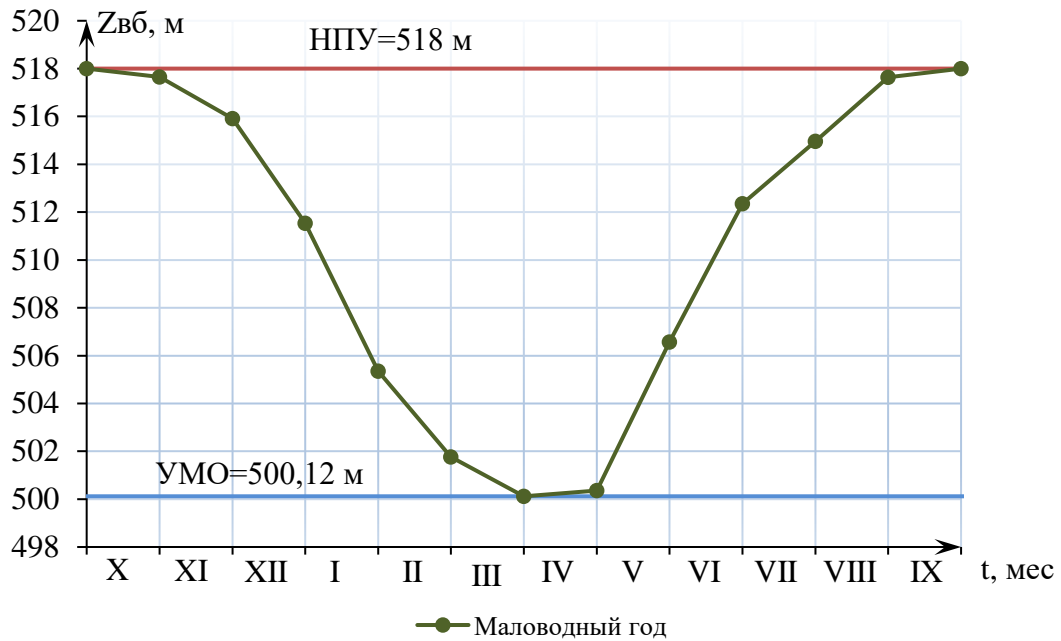


Рисунок 2.4 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодный год.

### 2.3 Определение рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок

Для того, чтобы определить рабочие мощности Абазинской ГЭС необходимо произвести вписывание треугольников мощностей Саяно-Шушенской (существующей) ГЭС на ИКН, как показано на рисунках (2.5), (2.6). Вписываются треугольники в пиковую и базовую часть нагрузки энергосистемы. При вписывании проектируемой ГЭС, рассчитывается гарантированная суточная выработка по формуле (2.16):

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = \frac{N_{\text{гар.}} \cdot 24}{1000}, \quad (2.16)$$

где 24 – количество часов в сутках.

Из интегральной кривой нагрузки определяют рабочие мощности и выработку ГЭС по формулам (2.17), (2.18), (2.19).

$$N_{\text{база}} = \frac{8,8 \cdot Q_{\text{сан.попуск}} \cdot H}{1000}, \quad (2.17)$$

$$\mathcal{E}_{\text{база}} = \frac{N_{\text{база}} \cdot 24}{1000}, \quad (2.18)$$

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{база}}. \quad (2.19)$$

Таблица 2.8 – Выбор рабочих мощностей

| Месяц | Лгар, МВт | Эгар.млн, кВт·ч | Лбаз, МВт | Эбаз, млн кВт·ч | Эпик. | Лпик, МВт | Лраб, МВт |
|-------|-----------|-----------------|-----------|-----------------|-------|-----------|-----------|
| I     | 150       | 3,60            | 45        | 1,09            | 2,49  | 160       | 205       |
| II    | 80        | 1,93            | 40        | 0,97            | 0,95  | 97        | 137       |
| III   | 72        | 1,72            | 36        | 0,87            | 0,84  | 86        | 122       |
| IV    | 69        | 1,64            | 35        | 0,84            | 0,80  | 53        | 88        |
| V     | 95        | 2,28            | 40        | 0,97            | 1,31  | 89        | 129       |
| VI    | 115       | 2,76            | 50        | 1,21            | 1,55  | 101       | 151       |
| VII   | 131       | 3,14            | 57        | 1,37            | 1,77  | 114       | 171       |
| VIII  | 139       | 3,33            | 61        | 1,48            | 1,84  | 118       | 179       |
| IX    | 123       | 2,95            | 64        | 1,54            | 1,40  | 94        | 158       |
| X     | 114       | 2,74            | 64        | 1,54            | 1,19  | 109       | 173       |
| XI    | 111       | 2,67            | 62        | 1,50            | 1,16  | 123       | 185       |
| XII   | 150       | 3,60            | 56        | 1,34            | 2,25  | 149       | 205       |



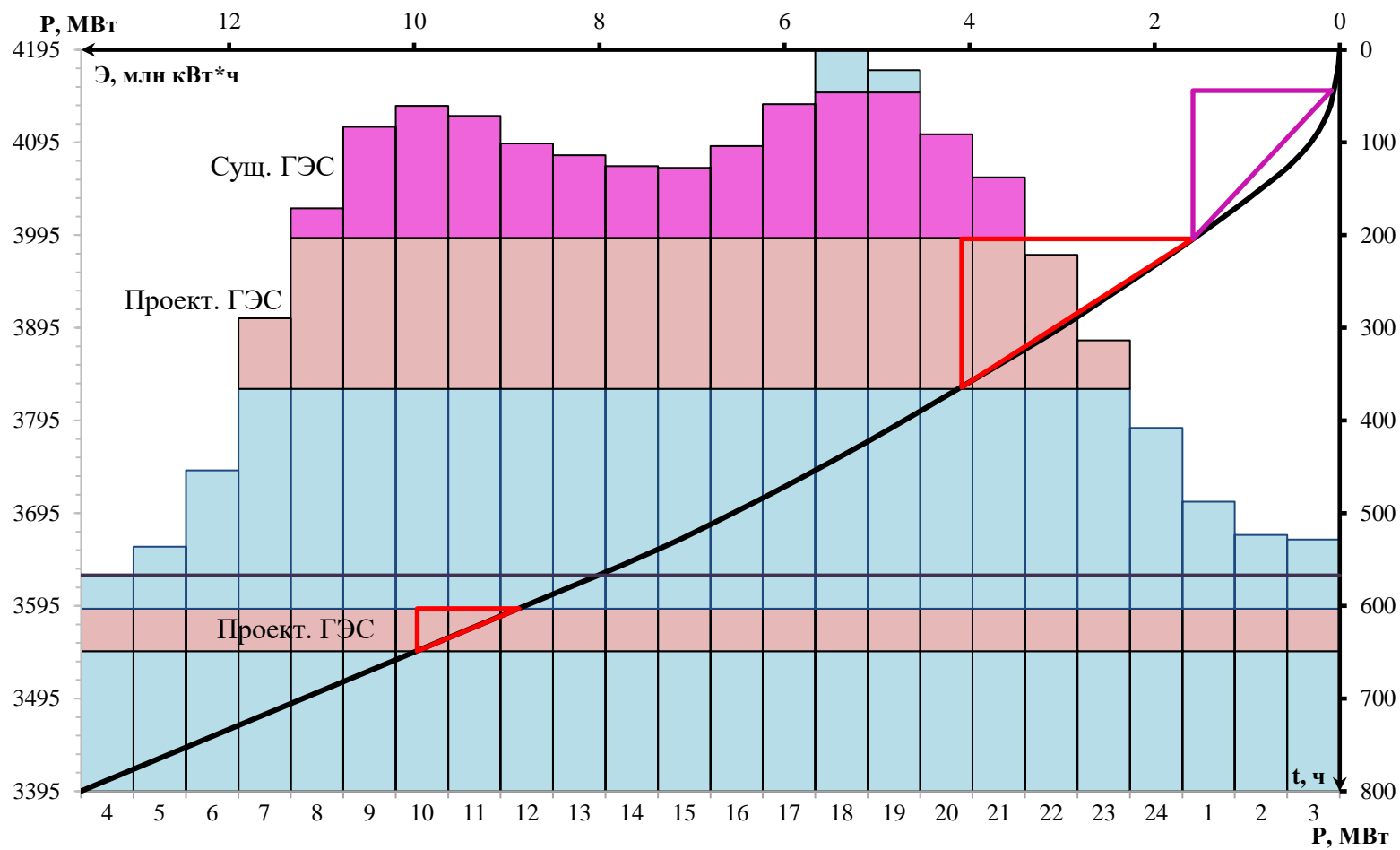


Рисунок 2.5 – График нагрузки и ИКН (январь)

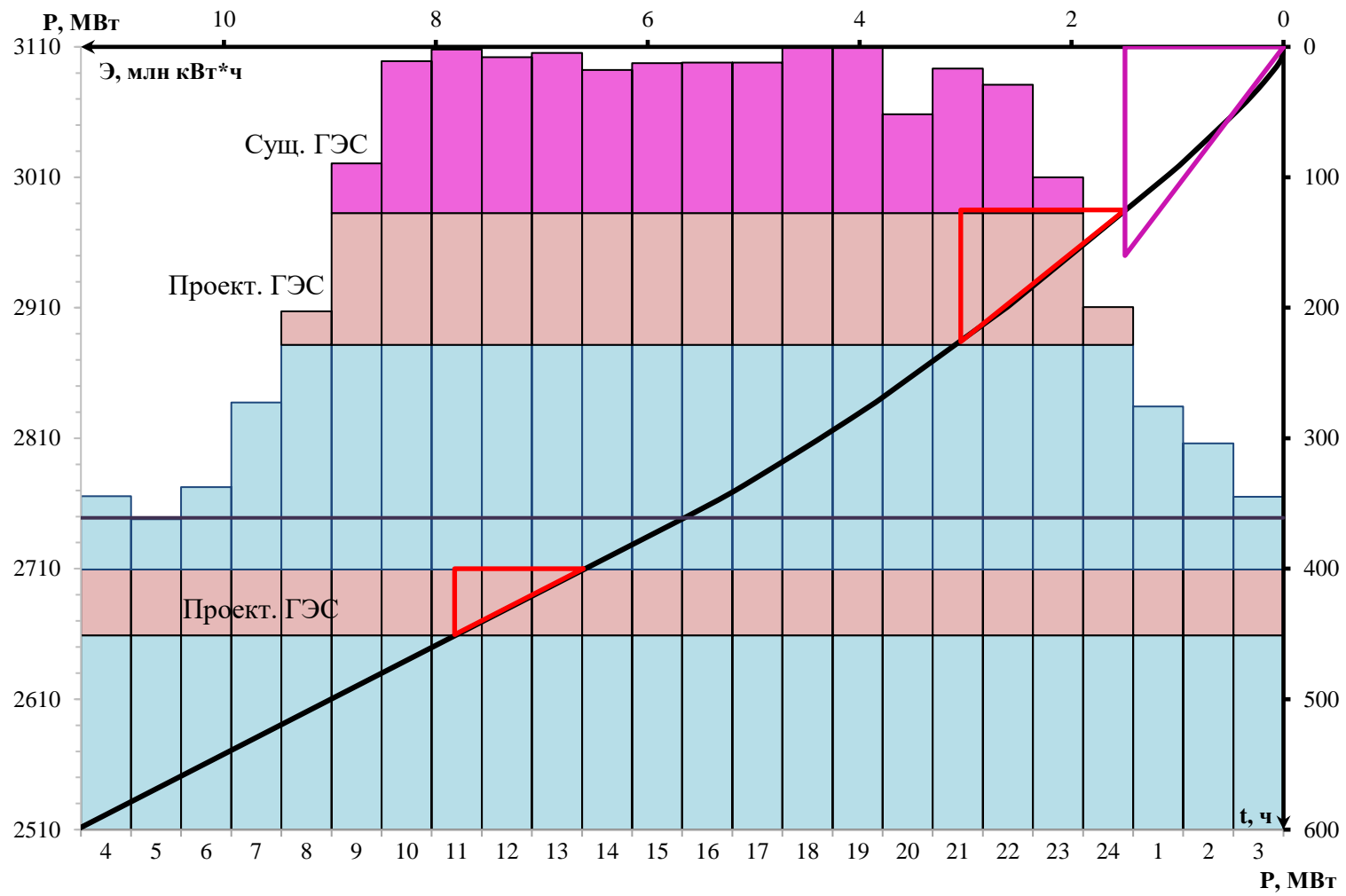


Рисунок 2.6 – График нагрузки и ИКН (июнь)

## 2.4 Расчет резервов, планирование капитальных ремонтов оборудования.

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно распределить в виде суммы и найти по формуле (2.20):

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС}. \quad (2.20)$$

При определении резервной мощности ГЭС необходимо учитывать нижеследующее:

*Нагрузочный резерв* равен 2 % зимнего максимума нагрузки.

*Аварийный резерв* системы выбирается в пределах 10 % зимнего максимума нагрузки. Размещается аварийный резерв только на ТЭС.

*Ремонтный резерв.* Разместить ремонтный резерв ТЭС можно в летние месяцы, в провал нагрузки энергосистемы, определяются по формулам (2.21) и (2.22).

$$P_{нагр}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,02, \quad (2.21)$$

$$P_{авар}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,1. \quad (2.22)$$

Для определения величины ремонтного резерва, необходимо определить ремонтную площадь существующих ГЭС и ТЭС по формулам (2.23) и (2.24), а также проектируемой ГЭС по формуле (2.25), соответственно:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{N_{раб}^{сущ.ГЭС}}{6}, \quad (2.23)$$

$$F_{рем}^{сущ.ТЭС} = \frac{N_{раб}^{сущ.ТЭС}}{6}, \quad (2.24)$$

$$F_{рем}^{проект.ГЭС} = \frac{N_{раб}^{сущ.ГЭС}}{6}. \quad (2.25)$$

Расчеты мощностей приведены в таблице 2.9:

Таблица 2.9 – Баланс мощности энергосистемы

| Месяцы | Энергосистема, МВт     |                                  |                                    | Существующие ГЭС, МВт  |                                    |                                   | Проектируемая ГЭС, МВт |                                    |                                   | ТЭС, МВт               |                                    |                                   |                                    |
|--------|------------------------|----------------------------------|------------------------------------|------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
|        | <i>P<sub>max</sub></i> | <i>A<sub>в</sub><sub>р</sub></i> | <i>R<sub>наг</sub><sub>р</sub></i> | <i>N<sub>раб</sub></i> | <i>N<sub>наг</sub><sub>р</sub></i> | <i>N<sub>ре</sub><sub>м</sub></i> | <i>N<sub>раб</sub></i> | <i>N<sub>наг</sub><sub>р</sub></i> | <i>N<sub>ре</sub><sub>м</sub></i> | <i>N<sub>раб</sub></i> | <i>N<sub>наг</sub><sub>р</sub></i> | <i>N<sub>ре</sub><sub>м</sub></i> | <i>N<sub>ав</sub><sub>ар</sub></i> |
| I      | 3945                   | 395                              | 79                                 | 160                    | 35                                 | 0                                 | 206                    | 34                                 | 0                                 | 3579                   | 0                                  |                                   | 395                                |
| II     | 3819                   | 382                              | 76                                 | 160                    | 41                                 | 0                                 | 138                    | 35                                 | 0                                 | 3521                   | 0                                  |                                   | 382                                |
| III    | 3599                   | 360                              | 72                                 | 160                    | 41                                 | 0                                 | 122                    | 31                                 | 0                                 | 3317                   | 0                                  |                                   | 360                                |
| IV     | 3346                   | 335                              | 67                                 | 160                    | 43                                 | 0                                 | 88                     | 24                                 | 0                                 | 3098                   | 0                                  |                                   | 335                                |

Окончание таблицы 2.9

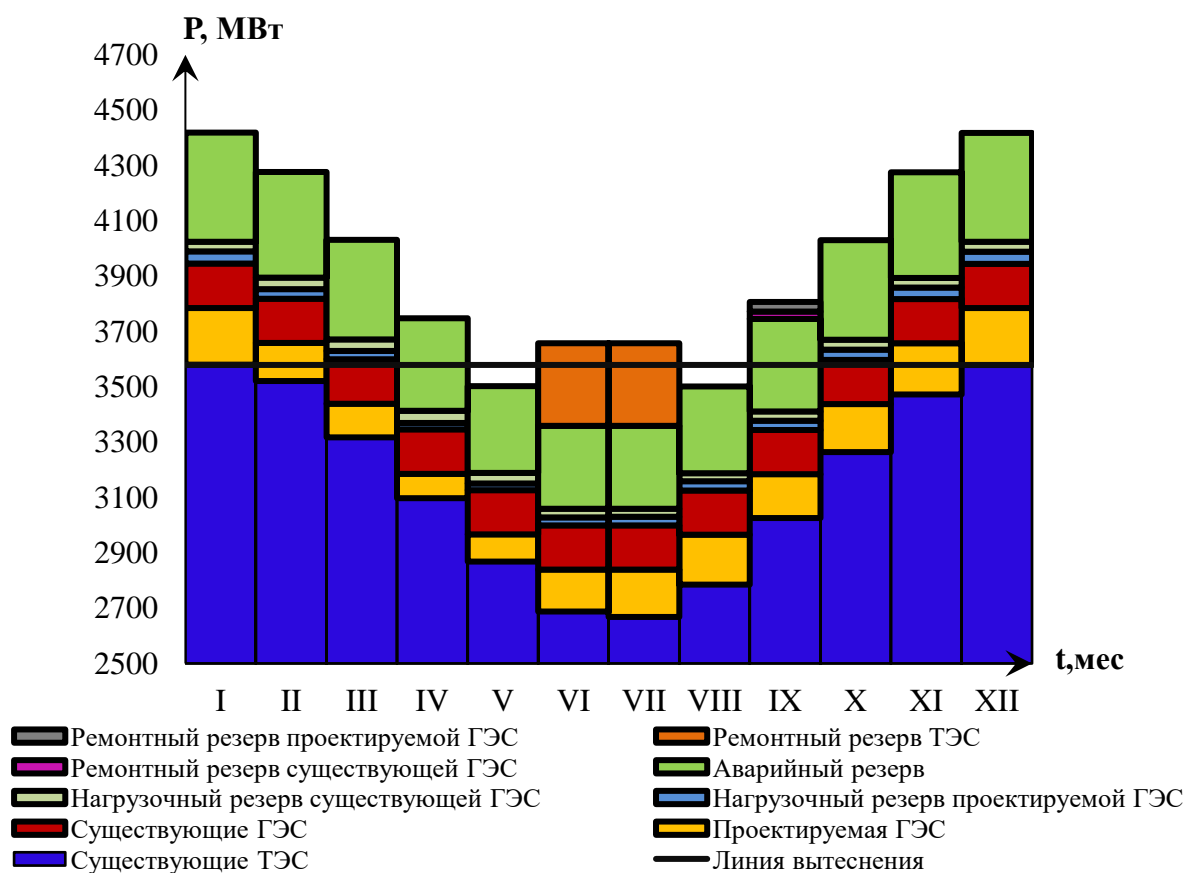
| Месяцы | Энергосистема, МВт |      |            | Существующие ГЭС, МВт |            |           | Проектируемая ГЭС, МВт |            |           | ТЭС, МВт  |            |           |            |
|--------|--------------------|------|------------|-----------------------|------------|-----------|------------------------|------------|-----------|-----------|------------|-----------|------------|
|        | $P_{max}$          | Авар | $P_{нагр}$ | $N_{раб}$             | $N_{нагр}$ | $N_{рем}$ | $N_{раб}$              | $N_{нагр}$ | $N_{рем}$ | $N_{раб}$ | $N_{нагр}$ | $N_{рем}$ | $N_{авар}$ |
| V      | 3126               | 313  | 63         | 160                   | 39         | 0         | 98                     | 24         | 0         | 2869      | 0          |           | 313        |
| VI     | 2999               | 300  | 60         | 160                   | 31         | 0         | 152                    | 29         | 0         | 2688      | 0          | 298       | 300        |
| VII    | 2999               | 300  | 60         | 160                   | 29         | 0         | 171                    | 31         | 0         | 2668      | 0          | 298       | 300        |
| VIII   | 3125               | 313  | 63         | 160                   | 30         | 0         | 180                    | 33         | 0         | 2786      | 0          |           | 313        |
| IX     | 3344               | 334  | 67         | 160                   | 34         | 27        | 158                    | 33         | 34        | 3026      | 0          |           | 334        |
| X      | 3598               | 360  | 72         | 160                   | 35         | 0         | 173                    | 37         | 0         | 3264      | 0          |           | 360        |
| XI     | 3817               | 382  | 76         | 160                   | 35         | 0         | 186                    | 41         | 0         | 3472      | 0          |           | 382        |
| XII    | 3945               | 394  | 79         | 160                   | 35         | 0         | 206                    | 44         | 0         | 3579      | 0          |           | 394        |

Ремонт ТЭС размещается на два месяца, в период провала графика нагрузки энергосистемы, на 6 и 7 месяц. Баланс мощности показан на рисунке 2.7.

Установленная мощность проектируемой ГЭС по январю рассчитывается по формуле (2.26):

$$N_{\text{проект.ГЭС}}^{\text{уст}} = N_{\text{январь}}^{\text{раб}} + N_{\text{рез.проект}}^{\text{нагр}} \quad (2.26)$$

$$N_{\text{проект.ГЭС}}^{\text{уст}} = 206 + 34 = 240 \text{ МВт.}$$



## 2.5 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку. В данном расчете берутся расходы за средневодный год. Результаты расчета сведены в таблицу Б.2, Приложение Б.

На рисунке 2.8 показан график сработки средневодного года в сравнении с маловодным.

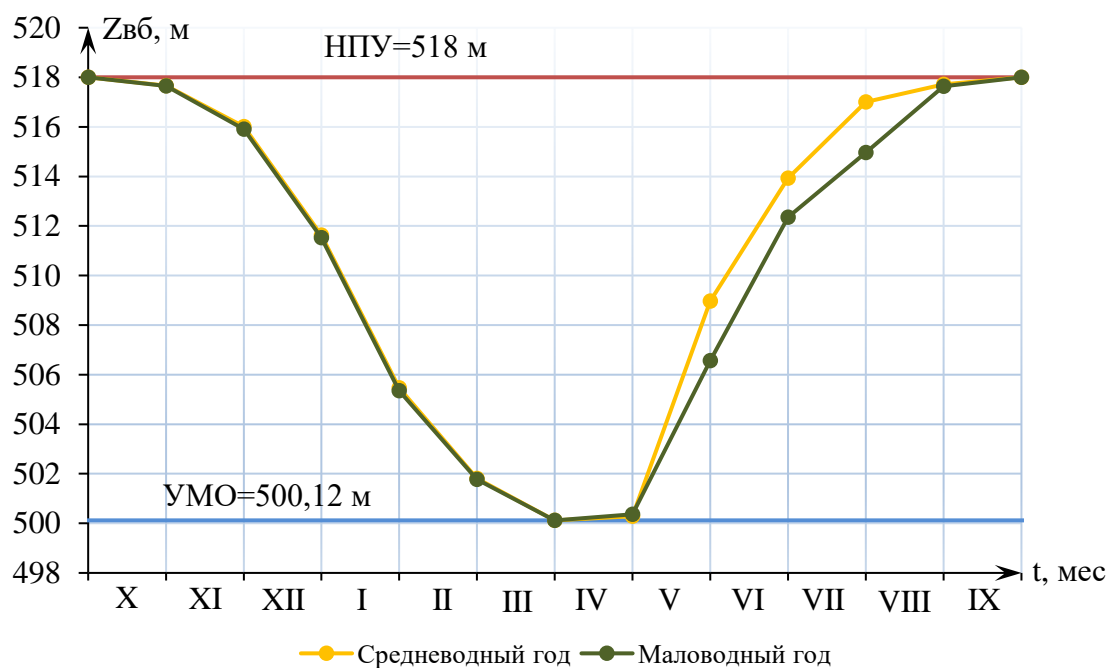


Рисунок 2.8 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном и средневодном годах

В результате расчета была получена среднемноголетняя выработка, равная 1,2 млрд. кВт·ч.

## 3 Основное и вспомогательное оборудование

### 3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Основным критерием, по которому выбирается та или иная гидротурбина, является предельный напор  $H_{\text{пред}}$ , при котором работает турбина. А также отношение минимального напора на станции  $H_{\text{min}}$  к предельному напору  $H_{\text{пред}}$ , при котором может работать гидротурбина, которое не должно превышать определённого значения.

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- поворотной-лопастной ПЛ50-В;
- поворотной-лопастной диагональной ПЛД50-В60°.

Необходимо проверить отношение  $H_{min}/H_{пред}$ . Оно должно быть не меньше заданных значений:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{26,81}{50} = 0,536.$$

Производится подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные характеристики модельных выбираемых турбин

| Параметры                  | ПЛ50-В | ПЛД50-В60° |
|----------------------------|--------|------------|
| $H_{пред}$ , М             | 50     | 50         |
| $H_{min}/H_{max}$          | 0,5    | 0,5        |
| $n_{I\text{opt}}$ , об/мин | 116    | 113        |
| $Q'_{I\text{opt}}$ , л/с   | 1000   | 1100       |
| $\eta_{M\text{opt}}$       | 0,916  | 0,910      |
| $Q'_{I\text{max}}$ , л/с   | 1500   | 1650       |
| $D_{I\text{мод}}$ , М      | 0,46   | 0,35       |
| $H_{\text{мод}}$ , М       | 12     | 5          |
| $t_{\text{мод}}$ , °С      | 21     | 16         |

Задаются рядом стандартных значений диаметров  $D_I$  и для каждого диаметра рассчитываются следующие параметры:

Мощность агрегата в расчетной точке по формуле (3.1):

$$N_a = 9.81 \cdot Q'_{I\text{p}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.1)$$

где  $Q'_{I\text{p}}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_T$  – КПД натурной турбины;

$\eta_G$  – КПД генератора.

КПД натурной турбины определяется по формуле (3.2):

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{I\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.2)$$

где  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

$D_{I\text{мод}}$  – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$  – напор модельной турбины;

$D_I$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_n, \nu_{\text{мод}}$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

$\epsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ( $\epsilon=0,75$ ).

Количество агрегатов определяем по формуле (3.3):

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность ГЭС ( $N_{\text{уст}} = 240000$  кВт);

$N_{\text{агр}}$  – мощность агрегата.

Поправка КПД определяем по формуле (3.4):

$$\Delta_1 = \frac{\eta_n}{\eta_m}, \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения) определяем по формуле (3.5):

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

где  $n'_{\text{Iр}}$  – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения определяем по формулам (3.6), (3.7), (3.8):

$$n'_{\text{I max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta \cdot H_{\text{min}})^{0.5}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{\text{I расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta \cdot H_p)^{0.5}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{\text{I min}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta \cdot H_{\text{max}})^{0.5}}. \quad (3.8)$$

Произведение приведенного расхода в расчетной точке на КПД определяем по формуле (3.9):

$$Q'_{\text{Iр}} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{T ср}}}. \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_{\text{Iр}}$ , чтобы произведение  $Q'_{\text{Iр}} \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору определяем по формулам (3.10), (3.11), (3.12):

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ ср}}}, \quad (3.10)$$

Приведенные расходы:

$$Q'_{I\text{ max}} = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min}} \cdot \Delta'}, \quad (3.11)$$

$$Q'_{I\text{ min}} = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max}} \cdot \Delta'}. \quad (3.12)$$

Расчеты ПЛ50-В целесообразных диаметров представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛ50-В

|                           |       |       |       |       |       |       |        |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| <b><i>DI</i></b>          | 4     | 4,25  | 4,5   | 4,75  | 5     | 5,3   | 5,6    |
| <b><i>η турб</i></b>      | 0,920 | 0,921 | 0,921 | 0,922 | 0,922 | 0,923 | 0,9234 |
| <b><i>N'агр МВт</i></b>   | 45900 | 51852 | 58168 | 64849 | 71895 | 80831 | 90293  |
| <b><i>Z'a шт</i></b>      | 5,2   | 4,6   | 4,1   | 3,7   | 3,3   | 2,9   | 2,6    |
| <b><i>Za шт</i></b>       | 6     | 6     | 6     | 4     | 4     | 4     | 3      |
| <b><i>Нагр МВт</i></b>    | 40000 | 40000 | 40000 | 60000 | 60000 | 60000 | 80000  |
| <b><i>m</i></b>           | 1,037 | 1,037 | 1,038 | 1,039 | 1,039 | 1,040 | 1,040  |
| <b><i>nc'</i></b>         | 176,7 | 166,4 | 157,2 | 148,9 | 141,5 | 133,6 | 126,4  |
| <b><i>n синхр</i></b>     | 187,5 | 166,7 | 157,8 | 150   | 150   | 136,4 | 130,4  |
| <b><i>n' при Hmin</i></b> | 142   | 134   | 135   | 135   | 142   | 137   | 138    |
| <b><i>n' при Hр</i></b>   | 123   | 116   | 116   | 117   | 123   | 118   | 120    |
| <b><i>n' при Hmax</i></b> | 104   | 99    | 99    | 99    | 104   | 101   | 102    |

Расчеты ПЛД50-В60° целесообразных диаметров представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛД50-В60°

|                      |       |        |        |        |        |        |        |
|----------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <b><i>DI</i></b>     | 4     | 4,25   | 4,5    | 4,75   | 5      | 5,3    | 5,6    |
| <b><i>η турб</i></b> | 0,911 | 0,9115 | 0,9121 | 0,9127 | 0,9132 | 0,9138 | 0,9144 |



### Окончание таблицы 3.3

|                                      |        |        |        |        |        |        |        |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <b><i>N'</i> агр<br/>МВт</b>         | 50974  | 57586  | 64603  | 72026  | 79854  | 89783  | 100297 |
| <b><i>Z'a</i> шт</b>                 | 4,7    | 4,1    | 3,7    | 3,3    | 3,0    | 2,6    | 2,3    |
| <b><i>Za</i> шт</b>                  | 6      | 6      | 4      | 4      | 4      | 3      | 3      |
| <b><i>N</i> агр<br/>МВт</b>          | 40000  | 40000  | 60000  | 60000  | 60000  | 80000  | 80000  |
| <b><i>m</i></b>                      | 1,058  | 1,059  | 1,060  | 1,060  | 1,061  | 1,062  | 1,062  |
| <b><i>nc'</i></b>                    | 173,95 | 163,77 | 154,73 | 146,63 | 139,34 | 131,50 | 124,49 |
| <b><i>n</i> синхр</b>                | 187,5  | 166,7  | 157,8  | 150    | 150    | 136,4  | 130,4  |
| <b><i>n'</i> при<br/><i>Hmin</i></b> | 141    | 133    | 133    | 134    | 141    | 136    | 137    |
| <b><i>n'</i> при <i>Hр</i></b>       | 122    | 115    | 115    | 116    | 122    | 117    | 118    |
| <b><i>n'</i> при<br/><i>Hmax</i></b> | 103    | 98     | 98     | 98     | 103    | 100    | 101    |

К дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины типа ПЛ50-В-475, ПЛ50-В-500, ПЛ50-В-530, ПЛД50-В60°-475, ПЛД50-В60°-500.

Необходимые точки расходов и КПД для построения рабочего поля на главной универсальной характеристике выбранных для рассмотрения гидротурбин внесены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчетов расчетных и максимальных точек на ГУХ

| Наименование   | $Q'_1 \cdot \eta_{нт}$ | $Q'_1, \text{м}^3/\text{с}$ | $\eta_{нт}$ | $Q'_{1max} \cdot \eta_{нт}$ | $Q'_{1max}, \text{м}^3/\text{с}$ | $\eta_{нт}$ |
|----------------|------------------------|-----------------------------|-------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------|
| ПЛ50-В-475,    | 1,35                   | 1,52                        | 0,888       | 0,827                       | 0,911                            | 0,908       |
| ПЛ50-В-500     | 1,219                  | 1,348                       | 0,904       | 0,746                       | 0,82                             | 0,91        |
| ПЛ50-В-530     | 1,085                  | 1,19                        | 0,912       | 0,664                       | 0,734                            | 0,9045      |
| ПЛД50-В60°-475 | 1,35                   | 1,543                       | 0,875       | 0,827                       | 0,919                            | 0,9         |
| ПЛД50-В60°-500 | 1,219                  | 1,357                       | 0,898       | 0,746                       | 0,83                             | 0,899       |

### 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

При определении отметки рабочего колеса по формуле (3.13), учитывается её бескавитационная работа:

$$\nabla Z_{рк} = \nabla Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.13)$$

где  $\nabla Z_{нб}(Q_{нб})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода в нижнем бьефе;

$H_s$  – высота отсасывания для поворотно-лопастных гидротурбин определяется по формуле (3.14):

$$H_s = 10,33 - \frac{\nabla_{\text{НБ}}}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{\text{Х.ПЛ}}, \quad (3.14)$$

где 10,33 – барометрическое давление;

1,5 – антикавитационный запас;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

$Z_{\text{Х.ПЛ}}$  – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ-турбин  $\Delta Z_{\text{Х.ПЛ}} = 0$ ;

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

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

- работа минимального числа гидроагрегатов при максимальном напоре  $H_{\text{max}}$  и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при расчетном напоре  $H_p$  и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при минимальном напоре  $H_{\text{min}}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Приведем пример расчета высоты отсасывания для турбины ПЛ50-В-530:  
При  $H_{\text{max}}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{467,37}{900} - 0,14 \cdot 49,7 - 1,5 = 1,35 \text{ м.}$$

При  $H_p$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{467,62}{900} - 0,3495 \cdot 35,83 - 1,5 = -4,21 \text{ м.}$$

При  $H_{\text{min}}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{467,42}{900} - 0,294 \cdot 26,81 - 1,5 = 0,43 \text{ м.}$$

Рассчитываются отметки установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания по формулам (3.15), (3.16), (3.17).

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

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

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}) . \quad (3.17)$$

Для турбины ПЛ50-В-530:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 467,42 + 0,43 = 467,84 \text{ м},$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 467,62 + (-4,21) = 463,41 \text{ м},$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 467,36 + 1,35 = 468,71 \text{ м}.$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса  $Z_{PK} = 463,41 \text{ м}$ .

Таблица 3.5 – Сравнительная таблица

| Турбина        | $D_1, \text{ м}$ | $z_a$ | $n_{c1}, \text{ об/мин}$ | $N_{agr}, \text{ кВт}$ | $H_{Smin}, \text{ м}$ | $H_{Sp}, \text{ м}$ | $H_{Smax}, \text{ м}$ | $z_{PK}^{min}, \text{ м}$ |
|----------------|------------------|-------|--------------------------|------------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------------|
| ПЛ50-В-475     | 4,75             | 4     | 150                      | 60000                  | -5,09                 | -12,3               | -2,62                 | 455,35                    |
| ПЛ50-В-500     | 5                | 4     | 155                      | 60000                  | -2,41                 | -7,83               | -0,54                 | 459,79                    |
| ПЛ50-В-530     | 5,3              | 4     | 136,4                    | 60000                  | 0,43                  | -4,21               | 1,35                  | 463,41                    |
| ПЛД50-В60°-475 | 4,75             | 4     | 150                      | 60000                  | -3,22                 | -9,89               | 0,11                  | 459,97                    |
| ПЛД50-В60°-500 | 5                | 4     | 150                      | 60000                  | -0,67                 | -5,13               | 2                     | 464,68                    |

На основе проведенных расчетов к дальнейшему рассмотрению принимается гидротурбина ПЛ50–В–530, так как она имеет:

- Наибольший КПД в рабочей точке и точке оптимума;
- Минимальную высоту отсасывания;
- Оптимальное количество гидроагрегатов;
- Оптимальную зону работы.

### 3.3 Выбор типа серийного генератора

Основные критерии, по которым производится выбор генератора, – это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины или находится в пределах  $\pm 10\%$ . На полученные значения активной мощности и синхронной частоты вращения был подобран генератор: СВ 794/100-44.

Таблица 3.6 – Основные характеристики генератора СВ 794/100-44

| Сном, МВА | Рном, МВт | ncинх, об/мин | cos φ | η    | Система возбуждения                  | Масса ротора, т | Диаметр, мм | Высота, мм | Исполнение |
|-----------|-----------|---------------|-------|------|--------------------------------------|-----------------|-------------|------------|------------|
| 66,7      | 60        | 136,4         | 0,9   | 97,8 | система тиристорного самовозбуждения | 221,4           | 8900        | 11550      | зонтичное  |

Активная мощность генератора равна 60 МВт, следовательно, установленная мощность станции равна 240 МВт.

### 3.4 Расчет вала и подшипников

Вал является связующим звеном между гидротурбиной и гидрогенератором. Он воспринимает крутящие и сжимающие нагрузки. Расчет вала ведется по крутящим нагрузкам.

Крутящий момент на валу определяем по формуле (3.18):

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{60000}{136,4} = 4,28 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.18)$$

Отсюда наружный диаметр вала определяется по формуле (3.19):

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left( 5,1 \cdot \frac{4,28}{33} \right)^{0,33} = 0,87 \text{ м}. \quad (3.19)$$

где  $[\tau_{доп}] = 33$  – это допустимое скручивающее усилие на валу.

Наружный диаметр вала принимается  $D_B = 1$  м.

Направляющий подшипник турбины выбирается по критерию работоспособности. Для этого необходимо узнать радиальную силу на рабочем колесе:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{синх} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 60000}{136,4 \cdot 5,3} = 66,4 \text{ кН}.$$

Рассмотрим кольцевой подшипник. Диаметр вала под подшипник принимается  $d_{п} = 1$  м; высота подшипника  $h_{п} = 0,4$  м.

Удельное давление и допустимое удельное давления для кольцевого подшипника определяем по формулам (3.20), (3.21), (3.22), (3.23):

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} = \frac{66,4}{1 \cdot 0,4} = 165,99 \text{ кПа}, \quad (3.20)$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, \quad (3.21)$$

$$U = \left( \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\Pi}}{30} \right) = \left( \frac{3,14 \cdot 136,4 \cdot 1}{30} \right) = 14,27 \text{ м/с}, \quad (3.22)$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot 14,27 = 414,02 \text{ кПа}. \quad (3.23)$$

Так как условие  $p_{уд} < [p_{уд}]$  выполняется, то подшипник подходит.

Рассмотрим сегментный подшипник. Для данного подшипника при диаметре вала  $D_B = 0,85 \text{ м}$ , принимается число сегментов  $Z_{сегм} = 8$ .

Усилие на наиболее загруженный сегмент определяем по формуле (3.24):

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{(1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha))} = \frac{66,4}{(1+2 \cdot 0,707-2 \cdot 0,89)} = 57,51 \text{ кПа}, \quad (3.24)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов, определяем по формуле (3.25):

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ. \quad (3.25)$$

Длина сегмента в окружном направлении определяем по формуле (3.26):

$$l_{сегм} = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot d_{\Pi}}{Z_{сегм}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 1}{8} = 0,33 \text{ м}. \quad (3.26)$$

Удельное давление и допустимое удельное давление на сегмент соответственно определяем по формулам (3.27), (3.28):

$$p_{уд} = \frac{R_1}{l_{сегм} \cdot h_{\Pi}} = \frac{57,51}{0,33 \cdot 0,4} = 497,54 \text{ кПа}, \quad (3.27)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 14,27 = 713,83 \text{ кПа}. \quad (3.28)$$

Условие  $p_{уд} < [p_{уд}]$  выполняется, поэтому данный подшипник также подходит.

В результате был выбран сегментный подшипник, так как он более технологичен, менее трудоемок при изготовлении и удобнее в эксплуатации.

### 3.5 Гидромеханический расчет бетонной спиральной камеры, и определение ее геометрических размеров проточной части

По чертежу проточной части приложение В, рисунок В.1 модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины и заносятся в таблицу 3.7.

1. Угол обхвата спиральной камеры  $\varphi_{\text{сп}} = 225^\circ$ .

2. Наружный радиус входного сечения также из главной универсальной характеристики ГУХ определяется по формуле (3.29):

$$R_{\text{вх}} = 1,578 \cdot D = 1,739 \cdot 5,3 = 9,22 \text{ м.} \quad (3.29)$$

3. Диаметр расположения входных кромок статора определяем по формуле (3.30):

$$D_{\text{нар}} = 8,21 \text{ м,}$$
$$r_a = \frac{D_{\text{нар}}}{2} = \frac{8,21}{2} = 4,11 \text{ м.} \quad (3.30)$$

4. Диаметр расположения входных кромок статора определяются по формуле (3.31):

$$D_{\text{вн}} = 7,17 \text{ м,}$$
$$r_b = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = \frac{7,17}{2} = 3,59 \text{ м.} \quad (3.31)$$

5. Высота статора определяется по формуле (3.32):

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,86 + 0,0033 \cdot 5,3 = 1,87 \text{ м.} \quad (3.32)$$

6. Высота направляющего аппарата определяется по формуле (3.33):

$$b_0 = 0,35 \cdot 5,3 = 1,86 \text{ м.} \quad (3.33)$$

7. Полный расход через турбину определяется по формуле (3.34):

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{60000}{9,81 \cdot 35,83 \cdot 0,9228} = 192,69 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.34)$$

8. Расход через входное сечение спирального канала камеры определяем по формуле (3.35):

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{192,69 \cdot 225}{360} = 120,4 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.35)$$

9. Площадь входного поперечного сечения определяем по формуле (3.36):

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{вх}}} = \frac{120,4}{5} = 24,09 \text{ м}^2. \quad (3.36)$$

10. Высота входного сечения определяется из уравнения (3.37):

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ, \quad (3.37)$$

откуда найден  $b_{\text{вх}} = 4,91 \text{ м}$ .

Принимается  $b_{\text{вх}} = 4,91 \text{ м}$ ,

Определяется  $a_{\text{вх}}$  по формуле (3.38)

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 9,22 - 4,11 = 5,11 \text{ м}. \quad (3.38)$$

Таблица 3.7 – Расчет значений для круглого сечения спиральной камеры

| Величина            | Сечения |       |       |       |       |        |       |       |       |       |       |       |
|---------------------|---------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                     | вх      | 1     | 2     | 3     | 4     | 5      | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | вых   |
| ri                  | 9,22    | 8,75  | 8,28  | 7,81  | 7,34  | 6,87   | 6,40  | 5,93  | 5,46  | 4,99  | 4,52  | 3,585 |
| bi                  | 4,72    | 4,46  | 4,19  | 3,93  | 3,67  | 3,40   | 3,14  | 2,88  | 2,62  | 2,35  | 2,09  | 1,56  |
| rk                  | 4,87    | 4,80  | 4,73  | 4,66  | 4,59  | 4,52   | 4,45  | 4,38  | 4,31  | 4,24  | 4,17  | 4,03  |
| rk/ra               | 1,19    | 1,17  | 1,15  | 1,14  | 1,12  | 1,10   | 1,08  | 1,07  | 1,05  | 1,03  | 1,02  | 0,98  |
| ln(rk/ra)           | 0,17    | 0,16  | 0,14  | 0,13  | 0,11  | 0,10   | 0,08  | 0,06  | 0,05  | 0,03  | 0,02  | -0,02 |
| ri/ra               | 2,25    | 2,13  | 2,02  | 1,90  | 1,79  | 1,67   | 1,56  | 1,44  | 1,33  | 1,22  | 1,10  | 0,87  |
| ln(ri/ra)           | 0,81    | 0,76  | 0,70  | 0,64  | 0,58  | 0,51   | 0,44  | 0,37  | 0,29  | 0,20  | 0,10  | -0,14 |
| b·ln(ri/ra)         | 3,82    | 3,37  | 2,94  | 2,53  | 2,13  | 1,75   | 1,40  | 1,06  | 0,75  | 0,46  | 0,20  | -0,21 |
| rk·ctg(γ)           | 18,18   | 17,92 | 17,66 | 17,40 | 17,13 | 16,87  | 16,6  | 16,3  | 16,1  | 15,8  | 15,5  | 15,0  |
| rk·ctg(γ)·ln(rk/ra) | 3,12    | 2,81  | 2,51  | 2,21  | 1,92  | 1,63   | 1,34  | 1,06  | 0,78  | 0,51  | 0,24  | -0,29 |
| mi                  | 2,86    | 2,60  | 2,34  | 2,08  | 1,81  | 1,55   | 1,29  | 1,02  | 0,76  | 0,50  | 0,23  | -0,29 |
| Ji                  | 3,82    | 3,41  | 3,02  | 2,64  | 2,28  | 1,93   | 1,59  | 1,28  | 0,98  | 0,70  | 0,45  | 0,04  |
| φi                  | 225     | 201   | 178   | 155   | 134   | 113,72 | 94,00 | 75,32 | 57,78 | 41,51 | 26,68 | 2,16  |
| ai                  | 5,11    | 4,64  | 4,17  | 3,70  | 3,23  | 2,77   | 2,30  | 1,83  | 1,36  | 0,89  | 0,42  | -0,52 |

По рассчитанным промежуточным значениям спирали в таблице 3.8 построен график  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$ . График представлен на рисунке 3.1.

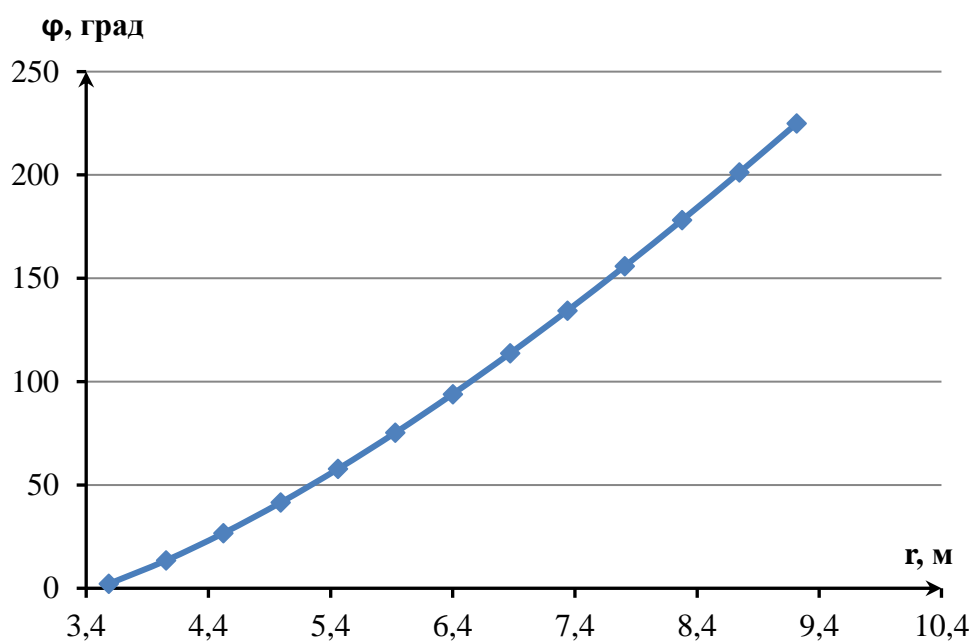


Рисунок 3.1 – Построение зависимости  $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Таблица 3.8 – Данные для построения спиральной камеры

|           |      |       |       |       |    |       |      |       |      |     |      |      |      |      |     |      |
|-----------|------|-------|-------|-------|----|-------|------|-------|------|-----|------|------|------|------|-----|------|
| $\varphi$ | 0    | 15    | 30    | 45    | 60 | 75    | 90   | 105   | 120  | 135 | 150  | 165  | 180  | 195  | 210 | 225  |
| $r$       | 9,22 | 8,923 | 8,622 | 8,316 | 8  | 7,681 | 7,35 | 7,013 | 6,66 | 6,3 | 5,92 | 5,52 | 5,09 | 4,62 | 4,1 | 3,58 |

11. Определение ширины подвода из проточной части по формуле (3.39):

$$B' = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 5,3 = 15,52 \text{ м.} \quad (3.39)$$

Так как ширина подвода  $B' > 7$  м, то необходимо установить промежуточный бычок.

12. Толщина промежуточного бычка определяется по формуле (3.40):

$$b \geq 1 + \frac{Q_{\max}}{400} = 1 + \frac{187,76}{400} = 1,47 \text{ м.} \quad (3.40)$$

### 3.6 Выбор маслонапорной установки

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата, а также поворот лопастей поворотно-лопастной турбины.

Для турбины ПЛ50-В-530 по номограмме [17, рисунок 10.9, с 144] был определен следующий тип МНУ для напора 49,7 м и  $D_1=5,3$  м: МНУ 10/1–40–12,5–2.

МНУ с гидроаккумулятором вместимостью  $10 \text{ м}^3$ , состоящим из одного сосуда давлением  $40 \text{ кгс/см}^2$ , имеющим сливной бак, вместимостью  $12,5 \text{ м}^3$  с двумя насосами.



### 3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

Для ПЛ гидротурбины выбран ЭГР для гидроагрегата с двумя регулирующими органами. Диаметр главного золотника 100 мм. Согласно справочным данным [17], выбирается электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-100-4, где: 4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор главной схемы электрических соединений

С целью снижения капиталовложений, могут быть использованы укрупненные блоки (Рисунок 4.2), помимо одиночных на рисунке 4.1.

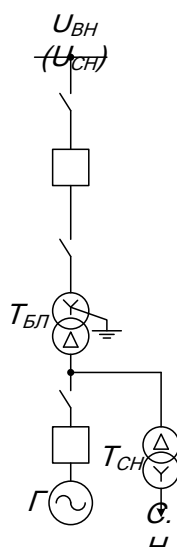


Рисунок 4.1 – Структурная схема одиночного блока

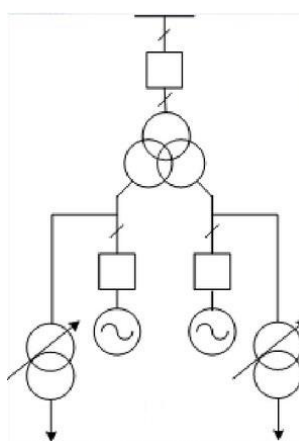


Рисунок 4.2 – Структурная схема укрупненного блока

При анализе этих вариантов исполнения блоков, к дальнейшему рассмотрению принимается схема с одиночными блоками.

Структурная схема электрических соединений Абазинской ГЭС представлена на рисунке 4.3.

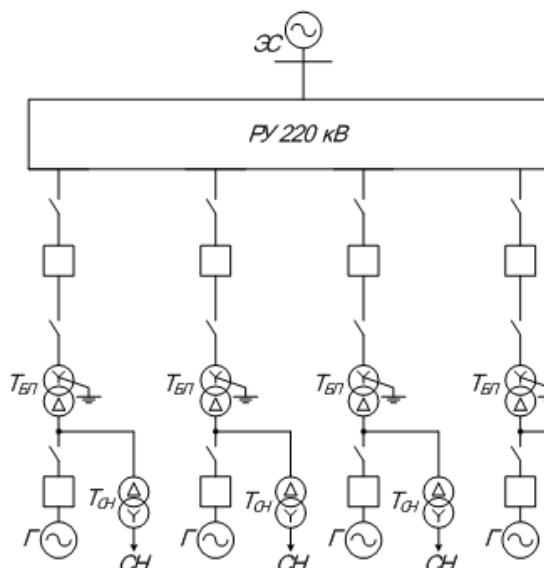


Рисунок 4.3 – Структурная схема Абазинской ГЭС

## 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

### 4.2.1 Выбор синхронного генератора

Данные по генераторам и системе представлены в таблице 4.1:

Таблица 4.1 – Исходные данные

| Генерация                  |           |               | Система   |          |                     |
|----------------------------|-----------|---------------|-----------|----------|---------------------|
| Число и мощность агрегатов | $U_{ном}$ | $\cos\varphi$ | $U_{ном}$ | $S_{кз}$ | Протяженность линии |
| шт, МВт                    | кВ        | о.е.          | кВ        | МВА      |                     |
| 4 · 60                     | 10,5      | 0,9           | 220       | 250      | 9                   |

По исходным данным выбран синхронный генератор СВ 794/100-44. Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные генератора СВ 794/100-44

| Номинальная мощность  |                       | $U_{ном}, \text{кВ}$ | $\cos\varphi$<br>о.е. | $\eta, \%$ | Индуктивные сопротивления |                     |                    |
|-----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|------------|---------------------------|---------------------|--------------------|
| $S_{ном}, \text{МВА}$ | $P_{ном}, \text{МВт}$ |                      |                       |            | $x''_d, \text{о.е.}$      | $x'_d, \text{о.е.}$ | $x_d, \text{о.е.}$ |
| 66,7                  | 60                    | 10,5                 | 0,9                   | 97,8       | 0,14                      | 0,23                | 0,88               |

### 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности собственных нужд,

которая составляет порядка 1% от установленной мощности. Исходя из этого расчётная мощность трансформатора определяется по формуле (4.1):

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{60 - 60 \cdot 0,01}{0,9} = 66 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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 данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ-80000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3:

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/220-У1

| $S_{\text{ном}}, \text{МВА}$ | $U, \text{кВ}$             |                            | $U_{\text{кз}}, \%$ | $I_{\text{хх}}, \%$ | $\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$ | $\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$ |
|------------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
|                              | $U_{\text{вн}}, \text{кВ}$ | $U_{\text{нн}}, \text{кВ}$ |                     |                     |                                   |                                   |
| 80                           | 242                        | 10,5                       | 11,0                | 0,2                 | 60                                | 280                               |

Трансформатор имеет масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией воздуха и масла (вид охлаждения ДЦ). Для охлаждения используются четыре охлаждающих устройства с маслоохладителями.

Потери электрической энергии оцениваются временем максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и время максимальных потерь  $\tau$ , определяется по формуле (4.2).

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

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

Время работы в течение года определяется по формуле (4.3):

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

где  $\mu$  – частота ремонтов, 1 раз в год;

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

$\omega$  – параметр потока отказов блока, в нашем случае:  $\omega = 0,25$  ед/год;

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,25 \cdot 60 = 8715 \text{ ч}$$

Потери холостого хода в трансформаторе определяются по формуле (4.4):

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

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

$$\Delta W_{XX} = 1 \cdot 0,06 \cdot 8715 = 522,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Нагрузочные потери в трансформаторе определяются по формуле (4.5):

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_{K3}}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

где  $\Delta P_{K3}$  – потери короткого замыкания трансформатора блока, МВт;  
 $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов станции;  
 $S_{\text{расч}}$  – расчетная мощность, за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;  
 $S_{T \text{ ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;  
 $\tau$  – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_H = \frac{0,280}{1} \cdot \left( \frac{66}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 458,33 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии определяется по формуле (4.6):

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{XX} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.6)$$

где  $\Delta W_{XX}$  – потери холостого хода, МВт · ч;  
 $\Delta W_H$  – нагрузочные потери в трансформаторе блока, МВт · ч;  
 $\beta_1$  – стоимость потерь ЭЭ холостого хода, равная  $0,6 \cdot 10^{-2}$  тыс. руб./ (МВт · ч);  
 $\beta_2$  – стоимость нагрузочных потерь, равная  $0,9 \cdot 10^{-2}$  тыс. руб./ (МВт · ч).  
 Таким образом издержки на 1 агрегатный блок равны:

$$I_{\text{П одиноч}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 522,9 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 458,33 = \\ = 7,26 \text{ тыс. руб/год}.$$

Издержки для всей станции (4 одиночных блоков):

$$I_{\text{П}} = 4 \cdot I_{\text{П одиноч}} = 4 \cdot 7,26 = 29,04 \text{ тыс. руб/год}.$$

### 4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком

Определяется их число, тип и номинальная мощность по формуле (4.7).

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{60 - 60 \cdot 0,01}{0,9} = 132 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ-160000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-160000/220

| $S_{\text{ном}}, \text{МВА}$ | $U, \text{кВ}$             |                            | $U_{\text{кз}}, \%$ | $I_{\text{хх}}, \%$ | $\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$ | $\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$ |
|------------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
|                              | $U_{\text{вн}}, \text{кВ}$ | $U_{\text{нн}}, \text{кВ}$ |                     |                     |                                   |                                   |
| 160                          | 242                        | 10,5                       | 11                  | 0,55                | 65                                | 450                               |

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

Время работы блока в течение года определяются по формуле (4.8):

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.8)$$

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,5 \cdot 60 = 8700 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе определяются по формуле (4.9):

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.9)$$

$$\Delta W_{\text{хх}} = 2 \cdot 0,065 \cdot 8700 = 565,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.10)$$

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{0,45}{2} \cdot \left( \frac{132}{160} \right)^2 \cdot 2405 = 736,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для станции (2 укрупненный блока):

$$И = 2 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 565,5 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 736,6 = 20 \text{ тыс. руб./год.}$$

В ходе расчетов была установлена экономическая целесообразность установки укрупнённых блоков. Но разница в издержках не велика, поэтому выбирается одиночный блок по условию его более высокой надежности.

### 4.3 Распределительное устройство

#### 4.3.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираются одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинаковые в обеих схемах. Согласно СТО в распределительной сети собственных нужд, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Расчётная мощность собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\alpha_{\text{с.н.}} \cdot N_{\text{уст}}}{\cos \varphi} = \frac{0,01 \cdot 240}{0,9} = 2,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (4.11)$$

По каталогу завода ООО ПК «СлавЭнерго» выбирается трансформатор ТСЗ–3150/10,5. Паспортные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-3150/10,5

| S <sub>ном</sub> , кВА | U <sub>н</sub> , кВ |                 | U <sub>кз</sub> , % |
|------------------------|---------------------|-----------------|---------------------|
|                        | U <sub>вн</sub>     | U <sub>нн</sub> |                     |
| 3150                   | 10,5                | 6,3             | 7                   |

Выбранный трансформатор сухой с литой изоляцией. Сухой трансформатор имеет низкий уровень шума, пожаробезопасен и имеет невысокие эксплуатационные затраты в сравнении, например, с масляными. Так же его обмотки не имеют открытых частей, что делает их защищенными от воздействия пыли и влаги.

#### 4.3.2 Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушной линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{240 - 240 \cdot 0,01}{0,9} = 275 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где P<sub>с.н.</sub> – мощность собственных нужд одного агрегата.

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ по стандарту:

$$P_{\text{нат}} = 135 \text{ МВт.}$$

Мощность определяется по формуле (4.12)

$$S_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{доп}}}{\cos\varphi} = \frac{135}{0,85} = 158 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.12)$$

Коэффициент мощности системы:

$$\cos\varphi_c = 0,85.$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП 220кВ:

$$K = 1,2.$$

Число отходящих линий 220 кВ определяется по формуле (4.13):

$$n = \frac{S_{\Sigma}}{K \cdot S_{\text{доп}}} = \frac{275}{1,2 \cdot 158} = 1,45 \approx 2. \quad (4.13)$$

Количество ВЛ 220 кВ определяется по формуле (4.14):

$$n = n + 1 = 3. \quad (4.14)$$

Рабочий ток воздушной линии определяется по формуле (4.15):

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{ВЛ}220} \cdot \sqrt{3} \cdot U} = \frac{275}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,24 \text{ кА}, \quad (4.15)$$

где  $U$  – напряжение линии электропередачи.

Расчётный ток воздушной линии по формуле (4.16):

$$I_{\text{расч}} = \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,24 = 0,252 \text{ кА}, \quad (4.16)$$

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

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

Далее рассчитывается сечение провода через экономическую плотность. Для линии 220кВ  $j = 1,1 \text{ А/мм}^2$ . Тогда сечение провода определяется:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j}, \quad (4.17)$$

$$F = \frac{252}{1,1} = 229,1 \text{ мм}^2.$$

Ток для проверки провода по нагреву определяется по формуле (4.18):

$$I_{п.ав} = 2 \cdot I_{расч} = 2 \cdot 0,252 = 0,504 \text{ кА.} \quad (4.18)$$

Ток послеаварийного режима:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ру}} = \frac{275000}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 360,84 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

Существует условие нагрева по формуле (4.20):

$$I_{дд} > I_{п.ав}, \quad (4.20)$$

$$605 \text{ А} > 360,84 \text{ А.}$$

Условие по нагреву выполняется.

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС - 240/32. Параметры провода АС - 240/32 приведены в таблице (4.6).

Таблица 4.6 – Основные параметры провода маркой АС–240/32

| Число проводов в фазе | $r_0$ , Ом/км | $x_0$ , Ом/км | $b_0$ , См/км       |
|-----------------------|---------------|---------------|---------------------|
| 1                     | 0,118         | 0,435         | $2,6 \cdot 10^{-6}$ |

В результате расчетов для выдачи мощности выбрано три одноцепные ВЛ 220 кВ Абазинская ГЭС – ПС «Абаза» длиной линии в 9 км.

#### 4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Проектируемая станция имеет мощность 240 МВт, а также низкие температуры в зимний период и недостаточно места для расположения открытого распределительного устройства. Следует в качестве распределительного устройства применить КРУЭ.

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, ТСН и РУ высокого напряжения.

Капиталовложения:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{ТСН} + t \cdot K_{ОРУ}, \quad (4.21)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформаторов (218,69 млн.руб.);

$K_{ТСН}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (23 млн.руб.);

$K_{ОРУ}$  – стоимость КРУЭ (204,8 млн.руб.);

$n$  – число силовых трансформаторов;



$m$  – число трансформатора собственных нужд;  
 $t$  – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_{\text{одиноч}} = 4 \cdot 218,69 + 3 \cdot 23 + 7 \cdot 204,8 = 2,37 \text{ млрд. руб.}$$

Определяется разница полных приведенных затрат по формуле (4.22):

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.22)$$

где  $E_n = 0,15$  – коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику по приказу Минстроя РФ, равный 15 %.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 2,37 + 29 \cdot 10^{-6} \approx 0,355 \text{ млрд. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 2,34 + 20 \cdot 10^{-6} \approx 0,36 \text{ млрд. руб.}$$

Из расчетов видно, что схема с одиночным блоком выгоднее чем с укрупненным блоком, и к тому же имеет более высокий показатель по надежности, поэтому, очевидно, это еще раз доказывает, что следует выбирать схему с одиночным блоком.

#### **4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения**

Число присоединений КРУЭ – 220 кВ равно 7 (3 ЛЭП 220 кВ и 4 блока). При данном классе напряжения и количестве присоединений была выбрана схема две рабочие системы шин. Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.4.

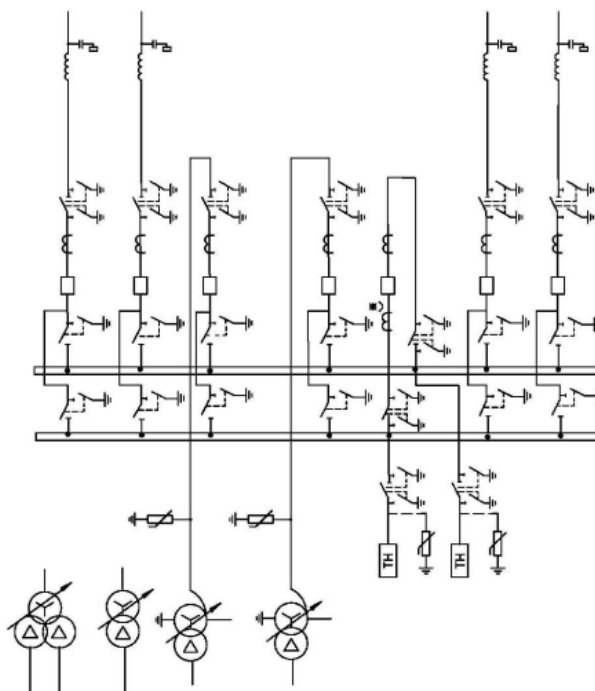


Рисунок 4.4 – Схема выдачи РУВН Абазинской ГЭС №220-13

Окончательно принимается схема КРУЭ – две рабочие системы шин.

#### 4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного коротких замыканий в главной схеме при помощи программного обеспечения «RastrWin» с выбором оборудования

##### 4.6.1 Расчёт исходных данных

Определяется индуктивное сопротивление всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Таблица 4.7 – Данные системы

| $U_{\text{НОМ}}$ | $S_{\text{КЗ}}$ | Протяженность линии |
|------------------|-----------------|---------------------|
| кВ               | о.е             | км                  |
| 242              | 250             | 9                   |

Параметры системы найдем по формулам (4.23), (4.24):

ЭДС системы:

$$X_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}}, \quad (4.23)$$

$$X_C = \frac{242^2}{250} = 234,26 \text{ Ом},$$

$$r_C = \frac{X_C}{\omega \cdot T_a}, \quad (4.24)$$

где  $T_{a,c} = 0,035$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей.

$$r_c = \frac{234,26}{314 \cdot 0,035} = 21,32 \text{ Ом.}$$

Параметры генераторов находятся по формулам (4.25), (4.26), (4.27):

ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{\Gamma}'' \cdot U_{\text{НОМ.}\Gamma}, \quad (4.25)$$

где  $U_{\text{НОМ.}\Gamma}$  – номинальное напряжение генератора;  
 $E_{\Gamma}''$  – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.

$$E_{\Gamma} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,9 \text{ кВ,}$$

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.26)$$

$$x_{\Gamma} = 0,14 \cdot \frac{10,5^2}{66,7} = 0,23 \text{ Ом,}$$

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}}, \quad (4.27)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{0,23}{314 \cdot 0,045} = 0,016 \text{ Ом,}$$

где  $x_d''$  – сверхпереходное продольное сопротивление;  
 $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора;  
 $S_{\text{НОМ}}$  – полная номинальная мощность генератора;  
 $\omega$  – угловая частота, равная 314 рад/с;  
 $T_{a,\Gamma}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей, равная 0,045 с.

Параметры блочных трансформаторов определяются:

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{k,\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.28)$$

где  $U_{k,\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора;  
 $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение обмотки высокой стороны трансформатора.

$$x_T = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом},$$

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (4.29)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – полная номинальная мощность трансформатора;  
 $P_K$  – потери короткого замыкания трансформатора.

$$r_T = 280 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 2,56 \text{ Ом}.$$

Коэффициент трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (4.30)$$

$$k_T = \frac{10,5}{242} = 0,043 \text{ о. е.}$$

Параметры ЛЭП:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot L, \quad (4.31)$$

$$x_L = 0,435 \cdot 9 = 3,915 \text{ Ом}.$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot L, \quad (4.32)$$

$$r_L = 0,118 \cdot 9 = 1,062 \text{ Ом},$$

где  $x_{0,\text{уд}}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;  
 $L$  – длина ВЛ.

#### **4.6.2 Расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в ПК RastrWin**

В ПК «RastrWin» создан файл динамики, занесены исходные данные для расчетной схемы и рассчитаны значения необходимых величин. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 исходные данные по генераторам.

|    | O                        | S | s0 | Тип0 | Номер | Название | № АРМ | U_ном | G_ш | B_ш | g0 | b0 |
|----|--------------------------|---|----|------|-------|----------|-------|-------|-----|-----|----|----|
| 1  | <input type="checkbox"/> |   |    | зак  | 1     | Г1       |       | 11    |     |     |    |    |
| 2  | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 2     | Тр1      |       | 11    |     |     |    |    |
| 3  | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 3     | КРУЭ     |       | 242   |     |     |    |    |
| 4  | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 4     | Сеть     |       | 242   |     |     |    |    |
| 5  | <input type="checkbox"/> |   |    | зак  | 5     | Г2       |       | 11    |     |     |    |    |
| 6  | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 6     | Тр2      |       | 11    |     |     |    |    |
| 7  | <input type="checkbox"/> |   |    | зак  | 7     | Г3       |       | 11    |     |     |    |    |
| 8  | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 8     | Тр3      |       | 11    |     |     |    |    |
| 9  | <input type="checkbox"/> |   |    | зак  | 9     | Г4       |       | 11    |     |     |    |    |
| 10 | <input type="checkbox"/> |   |    | у    | 10    | Тр4      |       | 11    |     |     |    |    |

Рисунок 4.5 – Исходные данные по узлам

|    | O                        | S | Тип  | s0 | tip0 | N_нач | N_кон | N_п | Название    | R    | X     | G | B | БД_... | N_анц | Кт/r  |
|----|--------------------------|---|------|----|------|-------|-------|-----|-------------|------|-------|---|---|--------|-------|-------|
| 1  | <input type="checkbox"/> |   | Выкл |    | Выкл | 1     | 2     |     | Г1 - Тр1    |      |       |   |   |        |       |       |
| 2  | <input type="checkbox"/> |   | Тр-р |    | Тр-р | 2     | 3     |     | Тр1 - КРУЭ  | 2,56 | 80,53 |   |   |        |       | 0,043 |
| 3  | <input type="checkbox"/> |   | Выкл |    | Выкл | 5     | 6     |     | Г2 - Тр2    |      |       |   |   |        |       |       |
| 4  | <input type="checkbox"/> |   | Тр-р |    | Тр-р | 6     | 3     |     | Тр2 - КРУЭ  | 2,56 | 80,53 |   |   |        |       | 0,043 |
| 5  | <input type="checkbox"/> |   | Выкл |    | Выкл | 7     | 8     |     | Г3 - Тр3    |      |       |   |   |        |       |       |
| 6  | <input type="checkbox"/> |   | Тр-р |    | Тр-р | 8     | 3     |     | Тр3 - КРУЭ  | 2,56 | 80,53 |   |   |        |       | 0,043 |
| 7  | <input type="checkbox"/> |   | Выкл |    | Выкл | 9     | 10    |     | Г4 - Тр4    |      |       |   |   |        |       |       |
| 8  | <input type="checkbox"/> |   | Тр-р |    | Тр-р | 10    | 3     |     | Тр4 - КРУЭ  | 2,56 | 80,53 |   |   |        |       | 0,043 |
| 9  | <input type="checkbox"/> |   | ЛЭП  |    | Выкл | 3     | 4     |     | КРУЭ - Сеть | 1,06 | 3,92  |   |   |        |       |       |
| 10 | <input type="checkbox"/> |   | ЛЭП  |    | Выкл | 3     | 4     |     | КРУЭ - Сеть | 1,06 | 3,92  |   |   |        |       |       |
| 11 | <input type="checkbox"/> |   | ЛЭП  |    | Выкл | 3     | 4     |     | КРУЭ - Сеть | 1,06 | 3,92  |   |   |        |       |       |

Рисунок 4.6 – Исходные данные по ветвям

|   | S                        | s0 | N | Название    | N узла | r      | x       | r2    | X2    | r0    | X0    | E       |
|---|--------------------------|----|---|-------------|--------|--------|---------|-------|-------|-------|-------|---------|
| 1 | <input type="checkbox"/> |    | 1 | Генератор 1 | 1      | 0,016  | 0,230   | 0,016 | 0,230 | 0,048 | 0,690 | 11,900  |
| 2 |                          |    | 2 | Генератор 2 | 5      | 0,016  | 0,230   | 0,016 | 0,230 | 0,048 | 0,690 | 11,900  |
| 3 |                          |    | 3 | Генератор 3 | 7      | 0,016  | 0,230   | 0,016 | 0,230 | 0,048 | 0,690 | 11,900  |
| 4 |                          |    | 4 | Генератор 4 | 9      | 0,016  | 0,230   | 0,016 | 0,230 | 0,048 | 0,690 | 11,900  |
| 5 |                          |    | 5 | Сеть        | 4      | 21,320 | 234,260 | 0,016 | 0,230 | 0,048 | 0,690 | 242,000 |

Рисунок 4.7 – Исходные данные по генераторам

|   | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | П 4 | L | I 1     |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|-----|---|---------|
| 1 |   | 1 |        | Зф  | 1   |     |     |     |   | 29,8746 |

Рисунок 4.8 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на главных выводах генераторов

|   | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | П 4 | L | I 1    |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|-----|---|--------|
| 1 |   | 1 |        | Зф  | 3   |     |     |     |   | 8,4993 |

Рисунок 4.9 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на КРУЭ 220 кВ

|   | S | № | № сост | Тип | П 1 | П 2 | П 3 | П 4 | L | I 1    |
|---|---|---|--------|-----|-----|-----|-----|-----|---|--------|
| 1 |   | 1 |        | 1ф  | 3   |     |     |     |   | 4,2980 |

Рисунок 4.10 – Результат расчёта однофазного КЗ на КРУЭ 220 кВ

### 4.6.3 Результаты расчёта токов КЗ

Результаты расчетов токов КЗ сведены в таблице 4.8:

Таблица 4.8 – Результаты расчетов токов КЗ

| Вид несимметрии | Тип ТКЗ                            | I <sub>п.о.</sub> , кА | K <sub>уд</sub> | i <sub>y</sub> |
|-----------------|------------------------------------|------------------------|-----------------|----------------|
| 1ф              | КРУЭ 220 кВ                        | 12,89                  | 1,72            | 20,9           |
| 3ф              | КРУЭ 220 кВ                        | 8,499                  | 1,72            | 13,96          |
| 3ф              | Главные выводы генераторов 10,5 кВ | 29,87                  | 1,935           | 37,8           |

### 4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

Определение значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по режиму работы. Режим работы делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации, номинальными параметрами.

Утяжелённый режим – это режим при вынужденном отключении присоединений по причине повреждения или в случае ремонта. Рабочие токи других присоединений могут увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального режима работы.

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot 3,5 = 3,675 \text{ кА}, \quad (4.33)$$

$$I_{Г,НОМ} = \frac{P_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot U_{н,Г}}, \quad (4.34)$$

$$I_{Г,НОМ} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 10,5} = 3,675 \text{ кА}.$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов определяется:

$$I_{раб\ max} (РУВН) = \frac{S_{Т,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot U_{Т,НОМ}} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 242} = 0,174 \text{ кА}. \quad (4.35)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220 кВ определяется:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{264}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,21 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

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

$$I_{\text{ру.лэп}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{264}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,315 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

## 4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

### 4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

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

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения был выбран элегазовый выключатель ВГГ–20-90/6300, условия определяются по формулам (4.38)-(4.44), паспортные данные выключателя сведены в таблицу 4.9:

Таблица 4.9 – Паспортные данные выключателя ВГГ-20-90/6300

| Тип            | Номинальное напряжение, кВ | Номинальный ток, А | Номинальный ток отключения, кА | Предельный сквозной ток, кА | Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с | Относительное содержание ап. состав., % |
|----------------|----------------------------|--------------------|--------------------------------|-----------------------------|--|---|
| ВГГ-20-90/6300 | 20                         | 6300               | 90                             | 230                         | 90   | 40                                      |

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сист}} \quad (4.38)$$

$$20 \text{ кВ} \geq 10,5 \text{ кВ.}$$

2) По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}, \quad (4.39)$$

$$6300 \text{ A} \geq 3675 \text{ A}.$$

3) По симметричному току отключения:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}, \quad (4.40)$$

$$90 \text{ кА} \geq 29,875 \text{ кА}.$$

4) По отключению аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{откл.ном}} \geq i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.41)$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 90 = 31,81 \text{ кА} \geq 81,75 \text{ кА}.$$

Условие не выполняется, поэтому производится проверка по условию (5).

5) По отключению полного тока кз (если не прошло условие 4):

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{а.т}} \leq \sqrt{2} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (4.42)$$

$$\sqrt{2} \cdot 29,875 + 81,75 \leq \sqrt{2} \cdot 90,00 \cdot (1 + 0,25),$$

$$123,99 \text{ кА} \leq 159,1 \text{ кА}.$$

Условие выполняется

6) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} = I_{\text{скв}} \geq I_{\text{по}}, \quad (4.43)$$

$$230 \text{ кА} \geq 81,75 \text{ кА}.$$

7) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}), \quad (4.44)$$

$$90^2 \cdot 1 = 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 29,875^2 \cdot (0,1 + 0,045) = 129,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все условия выполняются, значит, данный выключатель подходит.



Далее выбирается разъединитель РВРЗ – 10/4000 УЗ, условия определяются по формулам (4.45)-(4.48), паспортные данные сведены в таблицу 4.10:

Таблица 4.10– Паспортные данные разъединителя - РВРЗ-10/4000УЗ

| Тип            | Номинальное напряжение, кВ | Номинальное рабочее напряжение, кВ | Номинальный ток, А | Предельный сквозной ток, кА | Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с |
|----------------|----------------------------|------------------------------------|--------------------|-----------------------------|--|
| РВРЗ-10/4000УЗ | 10,5                       | 12                                 | 4000               | 125                         | 50   |

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (4.45)$$

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

2) По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, \quad (4.46)$$

$$4000 \text{ А} \geq 3675 \text{ А}.$$

3) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}, \quad (4.47)$$

$$125 \text{ кА} \geq 81,5 \text{ кА}.$$

4) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}), \quad (4.48)$$

$$50^2 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 29,875^2 \cdot (0,1 + 0,045) = 129,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Для выбранных выключателя и разъединителя все условия выполнены.

#### 4.8.2 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора.

Приборы в цепях генератора представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепях генератора

| Оборудование        | Тип прибора | Интерфейс | Класс точности | Потребляемая мощность (В·А)            |
|---------------------|-------------|-----------|----------------|--|
| <b>Цепь статора</b> |             |           |                |  |
| Анализатор сети     | АПКЭ-1      | RS485     | 0,5            | 8                                      |
| <b>Цепь ротора</b>  |             |           |                |  |
| Анализатор сети     | АПКЭ-1      | RS485     | 0,5            | 8                                      |
| Синхронизатор       | АС-М3       | RS485     | 0,5            | 10                                     |
|                     |             |           |                | $\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$ |

### 4.8.3 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока был выбран ТШВ-15/6300, паспортные данные которого приведены в таблице 4.12, так же трансформатор тока должен удовлетворять некоторым условиям, которые определены по формулам (4.49)-(4.53).

Таблица 4.12 – Паспортные данные трансформатора тока ТШВ-15/6300

| Тип         | Номинальное напряжение, кВ | Номинальное рабочее напряжение, кВ | Номинальный первичный ток, А | Номинальная нагрузка с классом точности 0,5, Ом | Ток электродинамической стойкости, кА | Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с |
|-------------|----------------------------|------------------------------------|------------------------------|---|---------------------------------------|--|
| ТШВ-15/6300 | 15                         | 17                                 | 6300                         | 1,2   | 90                                    | 90   |

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (4.49)$$

$$15 \text{ кВ} \geq 10,5 \text{ кВ}.$$

2) По длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}}, \quad (4.50)$$

$$6300 \text{ А} \geq 3675 \text{ А}.$$

3) На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}, \quad (4.51)$$

$$90 \text{ кА} \geq 81,5 \text{ кА}.$$

4) На термическую стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{окл}} + t_{\text{рз}}), \quad (4.52)$$

$$90^2 = 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 29,875^2 \cdot (0,1 + 0,045) = 129,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5) По нагрузке:

$$Z_{\text{ном}} \geq Z, \quad (4.53)$$

$$1,2 \text{ Ом} \geq 0,6 \text{ Ом}.$$

Трансформатор тока ТШВ-15/6300 удовлетворяет всем условиям.

#### 4.8.4 Выбор трансформатора напряжения

Выбор трансформатора напряжения так же должен удовлетворять определенным требованиям, определяющимися по формулам (4.54) и (4.55), выбирается трансформатор ЗНОЛ-10, его паспортные данные представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Паспортные данные трансформатора напряжения ЗНОЛ-10

| Тип     | Номинальное напряжение, кВ | Наибольшее рабочее напряжение, кВ | Номинальная мощность, В·А при классе точности 0,5 | Максимальная мощность, В·А |
|---------|----------------------------|-----------------------------------|---|----------------------------|
| ЗНОЛ-10 | 10                         | 12                                | 120   | 1000                       |

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (4.54)$$

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

2) По типам подключаемых приборов и реле

Подключаемые приборы классом точности 0,5 являются анализатор, синхронизатор.

3) По вторичной нагрузке:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_2, \quad (4.55)$$

где  $S_{2\text{ном}}$  – номинальная мощность нагрузки трансформатора, В·А.

$$200 \text{ В} \cdot \text{А} \geq 26 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Трансформатор напряжения ЗНОЛ-10 подходит по всем условиям.

#### 4.9 Выбор параметров КРУЭ

КРУЭ отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера SF<sub>6</sub>) и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Для установки выбрана ячейка КРУЭ В105-220 производства группы «ЭлектроПул».

КРУЭ серии В105 включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными свойствами.

Технические характеристики указаны в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Технические характеристики ячейки КРУЭ В105

| Параметр  | Значение   |
|---|------------|
| Класс напряжения, кВ                                    | 220        |
| Номинальное напряжение по МЭК, кВ                       | 245        |
| Номинальная частота, Гц                                 | 50         |
| Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ | 460        |
| Испытательное напряжение грозового импульса, кВ         | 1050       |
| Номинальный ток, А                                      | 4000       |
| Время протекания тока термической стойкости, с          | 3          |
| Ток динамической стойкости, кА                          | 164        |
| Ток термической стойкости, кА                           | 63         |
| Номинальный ток отключения выключателя, кА              | 63         |
| Температура окружающей среды, °С                        | -25<br>+40 |

## 5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

### 5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора, силового трансформатора и трансформатора собственных нужд сведены в таблицы 5.1, 5.2 и 5.3 соответственно, технические данные системы возбуждения приведены в таблице 5.4, выпрямительного трансформатора в таблице 5.5.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

|   |                         |               |
|---|-------------------------|---------------|
| Тип   |                         | СВ 794/100-44 |
| Мощность номинальная  | полная, МВА             | 66,7          |
|   | активная, МВт           | 60            |
| Номинальное напряжение, кВ                                  |                         | 10,5          |
| Коэффициент мощности $\cos \varphi$                         |                         | 0,9           |
| Частота вращения, об/мин                                    |                         | 136,4         |
| Номинальный ток статора, А                                  |                         | 3668          |
| Ток ротора при номинальной нагрузке, А                      |                         | 865           |
| Напряжение на кольцах ротора при ном. нагрузке, В           |                         | 165           |
| Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)          | синхронное $x_d$        | 0,88          |
|   | переходное $x'_d$       | 0,23          |
|   | сверхпереходное $x''_d$ | 0,14          |
| Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е. |                         | 0,14          |
| Емкость обмотки статора, мкФ/фаза                           |                         | 0,007         |

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

|                                   |                   |
|-----------------------------------|-------------------|
| Тип                               | ТДЦ-80000/220-У1  |
| Номинальная мощность, МВА         | 80                |
| Номинальное напряжение, кВ        | 242/10,5          |
| Напряжение короткого замыкания, % | 11,00             |
| Схема соединения обмоток          | $Y_H/\Delta - 11$ |

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

|                                |                    |
|--------------------------------|--------------------|
| Тип                            | ТСЗ-3150/10,5/6-У3 |
| Номинальная мощность, МВА      | 3,15               |
| Номинальное напряжение, кВ     | 10,5/6,3           |
| Группа соединений              | $Y_H/Y_H-0$        |
| Напряжение короткого замыкания | 7                  |

Таблица 5.4 – Технические характеристики выбранной системы возбуждения

|                           |                      |      |
|---------------------------|----------------------|------|
| Тип системы возбуждения   | СТС-210-1045-2,5 ТВ4 |      |
| Ток (длит/форс), А        | 1045                 | 1900 |
| Напряжение (длит/форс), В | 210                  | 465  |

Таблица 5.5 – Технические характеристики выпрямительного трансформатора ТСЗП-1000/10-ГТ-У3

|               |          |           |           |
|---------------|----------|-----------|-----------|
| Мощность, кВА | Увент, В | Упреоб, В | Ипреоб, А |
| 839           | 475      | 600       | 1250      |

### 5.1.1 Перечень защит основного оборудования

На главном гидрогенераторе СВ 794/100-44:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;

- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-80000/220- У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на обмотке НН кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения

На трансформаторе собственных нужд:

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

На ЛЭП 220 кВ:

Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ- 220 кВ..

Защита выпрямительного трансформатора:

- Максимальная токовая защита;
- Токовая отсечка.

## 5.2 Расчет номинальных токов

Для расчёта уставок защит необходимо найти номинальные токи выпрямительного трансформатора, силового трансформатора и генератора и привести их к низкой стороне трансформатора тока.

Номинальный ток генератора:

$$I_{H2}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{66700}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3668 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генератора, приведённый к низкой стороне трансформатора тока:

$$I_{H2}^{(2)} = \frac{I_{H2}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{3668 \cdot 1}{4000/5} = 4,58 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Номинальный ток за силовым трансформатором:

$$I_{Т.ВН}^{(1)} = \frac{S_{НОМТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМТ}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 242} = 190,86 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Номинальный ток за силовым трансформатором, приведённый к низкой стороне трансформатора тока:

$$I_{Т.ВН}^{(2)} = \frac{I_{Т.ВН}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{190,86 \cdot 1}{1000/5} = 0,95 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток трансформатора возбуждения на высокой стороне определяется по формуле:

$$I_{ТЭ.ВН}^{(1)} = \frac{S_{НОМТЕ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМТЕ}} = \frac{839}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 46,13 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Номинальный ток трансформатора возбуждения на высокой стороне, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{ТЭ.ВН}^{(2)} = \frac{I_{ТЭ.ВН}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{46,13 \cdot 1}{200/5} = 1,15 \text{ А.} \quad (5.6)$$

Номинальный ток ротора, приведенный к низкой стороне трансформатора тока:

$$I_{P}^{(2)} = \frac{I_{РОТ}^{(1)} \cdot U_{НН} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ} \cdot U_{ВН}} = \frac{865 \cdot 0,475 \cdot 0,816}{200/5 \cdot 10,5} = 0,8 \text{ А.} \quad (5.7)$$

## 5.2.1 Выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора

Основываясь на паспортных данных гидрогенератора необходимо произвести выбор системы возбуждения (далее, СВ). Ток длительно допустимого режима работы ротора находится по формуле (5.8):

$$I_{\text{дл.рот}} = 1,1 \cdot I_{\text{рот}} = 1,1 \cdot 865 = 952 \text{ А.} \quad (5.8)$$

Из каталога рассматривается СВ с длительным током, превышающим длительно допустимый ток. Была выбрана система тиристорного самовозбуждения СТС-210-1045-2,5 ТВ4. Параметры системы возбуждения представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 –Параметры системы возбуждения СТС-210-1045-2,5 ТВ4

|                           |      |      |
|---------------------------|------|------|
| Ток (длит/форс), А        | 1045 | 1900 |
| Напряжение (длит/форс), В | 210  | 465  |

где СТС – системы тиристорные самовозбуждения без последовательных трансформаторов;

210 – номинальное напряжение, В;

1045 – номинальный длительно допустимый ток, А;

ТВ4 – климатическое исполнение.

Выбор выпрямительного трансформатора производится по каталожным данным. Выбирается выпрямительный трансформатор с номинальным напряжением вентильной обмотки больше или равным напряжению форсировки СВ, ток преобразователя больше или равный току длительного режима СВ. Был выбран трансформатор, технические характеристики которого сведены в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Технические характеристики выпрямительного трансформатора ТСЗП-1000/10-ГТ-УЗ

| Мощность, кВА | Увент, В | Упреоб,В | Ипреоб,А |
|---------------|----------|----------|----------|
| 839           | 475      | 600      | 1250     |

После выбора трансформатора СВ производится проверка на перегрузочную способность в режиме форсировки.

Коэффициент перегрузки:

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{нте}}}, \quad (5.9)$$

где  $I_{\phi}$  – ток форсировки, равный 1900 А;



$k_{сх}$  – коэффициент схемы, учитывается при преобразовании напряжения от постоянного к переменному, равным 0,816;

$I_{нте}$  – номинальный ток, протекающий ч/з выпрямительный трансформатор, 1020 А.

Определяется кратность перегрузки выпрямительного трансформатора при протекании тока форсировки, перед этим находится ток  $I_{нте}$ :

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

$$k_{пер} = \frac{1900 \cdot 0,816}{1020} = 1,52.$$

По данным ГОСТ по токовой перегрузке и ее длительности, приведенным в таблице 5.8, видно, что трансформатор способен выдержать перегрузку около 15 минут, что более чем достаточно для срабатывания защит.

Таблица 5.8 – Допустимые длительности перегрузки по току

| Перегрузка по току, % | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 |
|-----------------------|----|----|----|----|----|
| длительность, мин     | 60 | 45 | 32 | 18 | 5  |

### 5.3 Защита трансформатора возбуждения

Для расчета защит необходимы значения токов КЗ в точке 1 – перед выпрямительным трансформатором и в точке 2 – после выпрямительного трансформатора, как показано на рисунке 5.1.

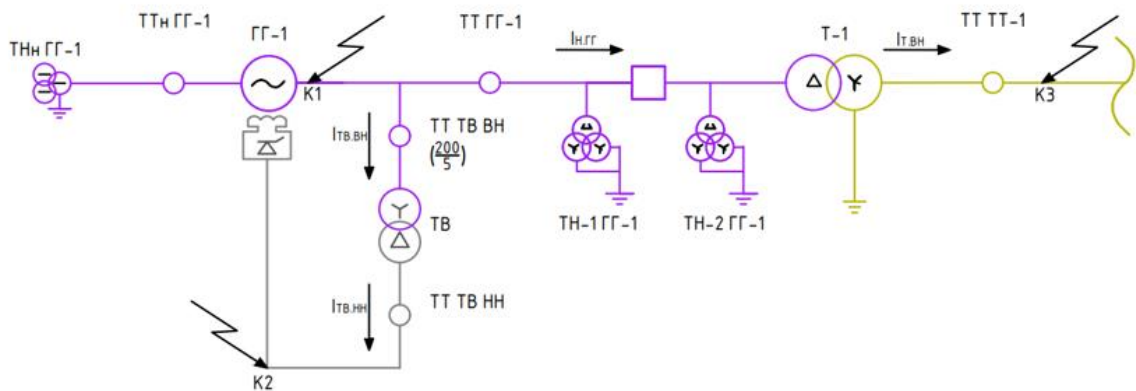


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

Ток трехфазного КЗ в точке 1:

$$I_{КЗ 1}^{(3)} = \frac{E''}{X_d''} I_{ном ген}, \quad (5.10)$$

где  $E''$  – сверхпереходное ЭДС генератора в сети, равное 1,07 о.е.;

$X_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора;

$I_{\text{НОМ ген}}$  – номинальный ток генератора, кА.

$$I_{\text{КЗ } 1}^{(3)} = \frac{1,07}{0,14} \cdot 3668 = 28031 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке 1:

$$I_{\text{КЗ } 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{КЗ } 1}^{(3)}, \quad (5.11)$$

где  $I_{\text{КЗ } 1}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ в точке 1.

$$I_{\text{КЗ } 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 28031 = 22687 \text{ А.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке 2:

$$I_{\text{КЗ } 2}^{(3)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{U_k} \cdot 100\%, \quad (5.12)$$

где  $I_{\text{НОМ}}$  – номинальный ток выпрямительного трансформатора, равный 46,13 А;  
 $U_k$  – напряжение короткого замыкания, равное 6 %.

$$I_{\text{КЗ } 2}^{(3)} = \frac{46}{6} \cdot 100\% = 724 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке 2:

$$I_{\text{КЗ } 1min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 724 = 627 \text{ А.}$$

### 5.3.1 Максимальная токовая защита выпрямительного трансформатора

Минимальное значение тока уставки МТЗ:

$$I_{\text{ср мтз}} = \frac{k_n k_\phi k_{\text{сх}} I_{\text{ТНОМ}}}{k_B n_{\text{ТТ}} n_{\text{ТЕ}}}, \quad (5.13)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_\phi$  – коэффициент форсировки, принимается равным 2;

$I_{\text{ТНОМ}}$  – номинальный ток ротора, 865 А;

$k_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, 0,816;

$k_B$  – минимальное значение коэффициента возврата токового реле, 0,8;

$n_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$n_{TE}$  – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора напряжения, 10,5/0,475.

$$I_{\text{ср мтз}} = \frac{1,2 \cdot 2 \cdot 0,816 \cdot 865}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 2,39 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности рассчитывается по формуле (5.14), также должно выполняться условие (5.15).

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{\text{min}}}{I_{\text{ср}} n_{\text{ТТ}}}, \quad (5.14)$$

где  $I_{\text{КЗ}}^{\text{min}}$  – ток короткого замыкания, получившийся минимальным (двухфазный в точке 2).

$$k_{\text{ч}} \geq 1,5, \quad (5.15)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{627}{2,39 \cdot \frac{200}{5}} = 6,55 \geq 1,5 \text{ – условие выполняется.}$$

Ток срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{ср мтз}} = \frac{I_{\text{ср мтз}}}{I_{\text{TE.ВН}}} = \frac{2,39}{1,153} = 2,08 \text{ о. е.} \quad (5.16)$$

### 5.3.2 Токовая отсечка (ТО) выпрямительного трансформатора

Ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{ср ТО}} = \frac{k_{\text{Н}} I_{\text{КЗ}2}^{(3)}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{1,4 \cdot 774}{\frac{200}{5}} = 27,09 \text{ А,} \quad (5.17)$$

где  $k_{\text{Н}}$  – коэффициент надежности для ТО, принят равным 1,4;

$I_{\text{КЗ}2}^{(3)}$  – ток трёхфазного КЗ в точке 2;

$n_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5.

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{\text{МГ}} = 5 \cdot \frac{I_{\text{TE.ВН}}}{K_{\text{ТТ}}} = 5 \cdot \frac{46,13}{\frac{200}{5}} = 5,77 \text{ А.} \quad (5.19)$$

Коэффициент чувствительности ТО:

$$K_{\text{ч.ТО}} = \frac{I''(2)}{K_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{ТО}}} = \frac{22687}{\frac{200}{5} \cdot 27,09} = 20,94 > 2. \quad (5.20)$$

Значение уставки ТО переводится в относительные единицы:

$$I_{\text{ср ТО}} = \frac{27,09}{1,15} = 23,49 \text{ о. е.}$$

## 5.4 Защита гидрогенератора

### 5.4.1 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (*UN (UO)*)

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при возникновении однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора, работающего в составе блока генератор-трансформатор и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд. Защита содержит измерительный орган напряжения нулевой последовательности основной частоты ( $U_{0G}$ ), измерительный орган напряжения третьей гармоники ( $U_{03}$ ) и дополнительную логику.

Орган основной гармоники реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности, защищая 85-95% витков обмотки ГТ со стороны нулевых выводов генератора и подключен к обмотке разомкнутого треугольника ТН главных выводов генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{ш}} + C_{\text{в.Г}} = 1,02 + 0,007 + 0,008 + 0,39 = 1,43 \text{ мкФ/фазу.}$$

где  $C_{\Gamma}$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_T$  – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{ш}}$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{\text{в.Г}}$  – ёмкость генераторного комплекса 10,5 кВ.

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 1,43} = 162,27 \text{ В, (5.21)}$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора. Для трансформаторов с заземленной обмоткой ВН  $K = 0,5$ ;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0) = 0,01$ ;

$U_0$  – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора:

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

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 1,43 \cdot 10^{-3} = 8,14 \text{ А,} \quad (5.22)$$

где  $U_L$  – линейное напряжение генератора, кВ;

$\omega$  – циклическая частота,  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314$  рад/с.

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}}}{K_{\text{ТН}}} = \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{162,27}{\frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} \cdot \frac{3}{100}} = 1,29 \text{ В,} \quad (5.23)$$

где  $K_H = 1,3$  – коэффициент надежности;

$K_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,9$  – коэффициент возврата.

По умолчанию принимаются следующие уставки: для первой ступени 5 В с выдержкой времени 9 секунд с действием на предупредительный сигнал; для второй ступени 10 В и выдержкой времени 0,5 секунд с действием на отключение генераторного выключателя, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

Орган третьей гармоники реагирует на отношение напряжения третьей гармоники нейтрали и главных выводов главного генератора, защищая порядка 30 % витков обмотки статора со стороны нейтрали и подключен к обмотке разомкнутого треугольника ТН главных выводов и к ТН нейтрали генератора.

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,286, \quad (5.24)$$

где  $K_T$  – коэффициент торможения органа  $U_{03}$ :

$$K_T = \frac{1}{K_{\text{ч}}} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \alpha}{\alpha} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1 - 2 \cdot 0,2}{0,2} = 1,5, \quad (5.25)$$

где  $K_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности, принимается равным 2;

$\alpha$  – доля витков статора генератора со стороны нейтрали, не защищённых органом  $U_{0G}$ :

$$\alpha = 2 \cdot \frac{U_{\text{CP}}}{100} = 2 \cdot \frac{10}{100} = 0,2, \quad (5.23)$$

где  $U_{cp}$  – напряжение срабатывания органа  $U_{0G}$ , В.

При  $K_T = 1,5$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 28,6 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Орган третьей гармоники с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение генераторного выключателя, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтного затвора.

#### 5.4.2 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)

Первая ступень защиты U1> предназначена для защиты от повышения напряжения статора в режиме холостого хода

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{cp1} = \frac{1,2}{k_{TH}} \cdot U_{ном.г} = \frac{1,2}{\frac{10500}{100}} \cdot 10500 = 120 \text{ В}, \quad (5.24)$$

где  $U_{ном.г}$  – номинальное напряжение статора генератора;

$k_{TH}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Вторая ступень защиты U2> предназначена для защиты от повышения напряжения статора гидрогенераторов в режимах резкого сброса нагрузки.

Уставка защиты U2> рассчитывается:

$$U_{cp2} = \frac{1,4}{k_{TH}} \cdot U_{ном.г} = \frac{1,4}{\frac{10500}{100}} \cdot 10500 = 140 \text{ В}. \quad (5.25)$$

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Выдержка времени срабатывания первой ступени защиты принимается равной 1 с, второй ступени 0,5 с.

#### 5.4.3 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

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

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

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 и определяется по формуле:

$$I_{НБ(Н)} = (K_{одн} \cdot f_i + \Delta f_{выр}^*) \cdot I_H = (0,5 \cdot 0,1 + 0,02) \cdot 3668 = 257 \text{ А}, \quad (5.26)$$

где  $K_{\text{ОДН}} = 0,5$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;  
 $f_i = 0,1$  – относительная погрешность трансформаторов тока;  
 $\Delta f_{\text{выр}}^* \approx 0,02$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч.  
 Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}}, \quad (5.27)$$

где  $K_{\text{отс}} = 2$  - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность работы защиты и необходимый запас.

$$I_{\text{СР.0}} \geq 2 \cdot 257 = 514. \quad (5.28)$$

Так как выпрямительный трансформатор входит в зону действия дифференциальной защиты, необходимо выполнить проверку отстройки уставки срабатывания от КЗ за выпрямительным трансформатором.

$$I_{\text{СР.0}} = 1,1 \cdot I_{\text{К}_2}^{(3)} = 1,1 \cdot 774 = 851 \text{ А}. \quad (5.29)$$

Исходя их двух условий выбирается наибольшее значение срабатывания дифференциальной защиты, равное 851 А.

Значение минимального тока срабатывания, приведенное ко вторичной обмотке ТТ:

$$I_{\text{СР.0}}^{(2)} \geq \frac{I_{\text{СР.0}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{851}{4000/5} = 1,06 \text{ А}. \quad (5.30)$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{СР.0}}^* \geq \frac{I_{\text{СР.0}}^{(2)}}{I_{\text{Н.гг.тТ}}^{(1)}} = \frac{1,06}{4,58} = 0,23 \text{ о. е.}$$

Коэффициент торможения выбирается по условию отстройки защиты от максимальных токов небаланса, вызванных погрешностями ТТ при внешних трехфазных КЗ.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{\text{НБ(max)}} = (K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} + \Delta f_{\text{выр}}^*) \cdot I_{\text{К1.макс}}^{(3)}, \quad (5.31)$$

$$I_{\text{НБ(max)}} = (2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 + 0,02) \cdot 28031 = 3364 \text{ А},$$

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

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(max)} \cdot K_{отс}}{I_T} = \frac{3364 \cdot 2}{25844} = 0,26, \quad (5.32)$$

где  $K_{отс} = 2$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность защиты, приближенность расчета токов КЗ и необходимый запас;

$I_T$  – ток торможения в рассматриваемом режиме:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ.max} \cdot (I_{СКВ.max} - I_{НБ(max)}) \cdot \cos\alpha}, \quad (5.33)$$

$$I_T = \sqrt{28031 \cdot (28031 - 3364) \cdot \sqrt{\cos 15^\circ}} = 25844 \text{ А},$$

где  $\alpha = 10^\circ \div 20^\circ$  – угол между векторами токов плеч защиты.

Принимается рекомендуемое значение уставки  $K_T = 0,5$ .

Уставка начального торможения:

$$I_{НТ} = \frac{I_{СР.0}^*}{K_T} = \frac{0,23}{0,5} = 0,46 \text{ о. е.} \quad (5.34)$$

Тормозной ток «В» определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе В должно выполняться условие:

$$B \geq I_{НТ} = 0,46 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

Принимается типовое значение уставки  $B = 1,5$ .

На рисунке 5.3 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.



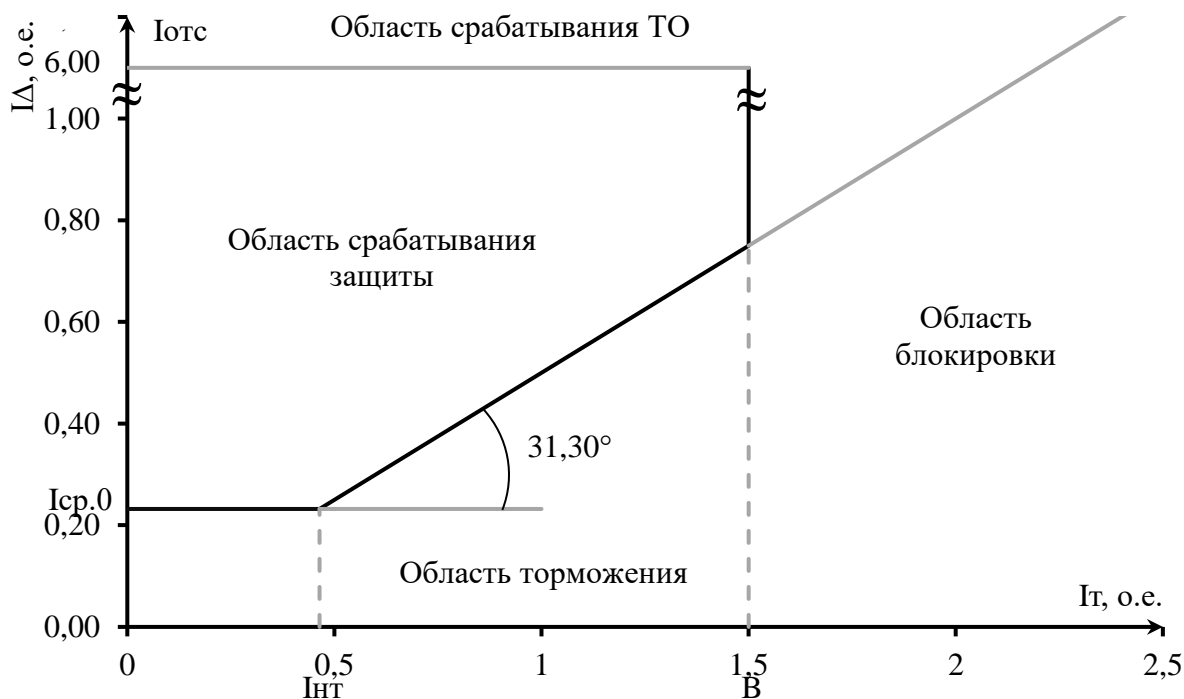


Рисунок 5.3 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{Г}^{(1)} = 6 \cdot 3668 = 22005 \text{ А}, \quad (5.36)$$

где  $k_{отс} = 6$  – коэффициент отстройки.

Уставка органа отсечки приведенная к низшей стороне ТТ:

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{22005}{4000/5} = 27,51 \text{ А},$$

$$I_{отс}^* = \frac{I_{отс}^{(2)}}{I_{н.гг.тт}^{(1)}} = \frac{27,51}{4,58} = 6 \text{ о. е.}$$

#### 5.4.4 Защита от несимметричных КЗ и перегрузок (I2)

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при несимметричных КЗ и перегрузках токами обратной последовательности. Она подключается к ТТ, установленным со стороны нулевых выводов генератора.

В состав защиты входят:

- измерительный орган максимального тока обратной последовательности с интегрально-зависимой выдержкой времени (I2);
- измерительный орган максимального тока обратной последовательности с независимой выдержкой времени (I2>).

Измерительный орган I2 включает в себя следующие органы:

- сигнальный орган (I2сигн);
- пусковой орган (I2пуск);
- орган токовой отсечки (I2отс);

- интегральный орган.

Уставки сигнального, пускового органов и органа отсечки задаются в относительных единицах по отношению к базисному току. В качестве базисного тока принимается номинальный ток генератора:

$$I_{\text{баз}} = \frac{I_{\text{ном.г}}}{k_{\text{ГТ}}} = \frac{3668}{\frac{4000}{5}} = 4,585 \text{ А.} \quad (5.37)$$

Ток срабатывания сигнального органа (СО) должен быть не более длительно допустимого тока обратной последовательности:

$$I_{2\text{сигн}} = I_{2\text{дл.доп}} = 0,14, \quad (5.38)$$

где  $I_{2\text{дл.доп}} = 0,14$  – длительно допустимый ток обратной последовательности в о.е.

Пусковой орган (ПО) ограничивает зону срабатывания интегрального органа при малых токах обратной последовательности, при этом уставка срабатывания ПО должна быть не менее уставки срабатывания СО.

$$I_{2\text{пуск}} = I_{2\text{сигн}} \cdot k_{\text{отс}} = 0,14 \cdot 1,2 = 0,168, \quad (5.39)$$

где  $k_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2.

Время срабатывания интегрального органа определяется формулой:

$$t_{\text{ср}} = \frac{A}{I_{2*}^2} = \frac{30}{0,64^2} = 73 \text{ с,} \quad (5.40)$$

где  $A$  – постоянная времени, принята равной 30;

$I_{2*}$  – ток обратной последовательности в о.е.

$$I_{2*} = I_{2\text{дл.доп}} \cdot I_{\text{баз}} = 0,14 \cdot 4,585 = 0,64 \text{ о.е} \quad (5.41)$$

Уставка максимального времени срабатывания должна быть не менее времени допустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности, соответствующих току срабатывания пускового органа:

$$t_{\text{max}} \geq \frac{A}{I_{2\text{пуск}}^2} = \frac{30}{0,168^2} = 1063 \text{ с.} \quad (5.42)$$

Уставку минимального времени срабатывания целесообразно принимать равной минимальному значению из возможного диапазона регулирования уставки  $t_{\text{min}} = 0,5 \text{ с.}$

Таблица 5.9 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности

|   |    |     |     |     |     |     |       |
|---|----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|
| <b>Кратность перегрузки по току обратной последовательности, <math>I_2/I_n</math></b> | 1  | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,2 | 0,168 |
| <b>Длительность <math>t_{cp}</math>, с</b>  | 30 | 83  | 120 | 189 | 333 | 750 | 1063  |

Характеристика интегрального органа защиты от несимметричных КЗ и перегрузок представлена на рисунке 5.4.

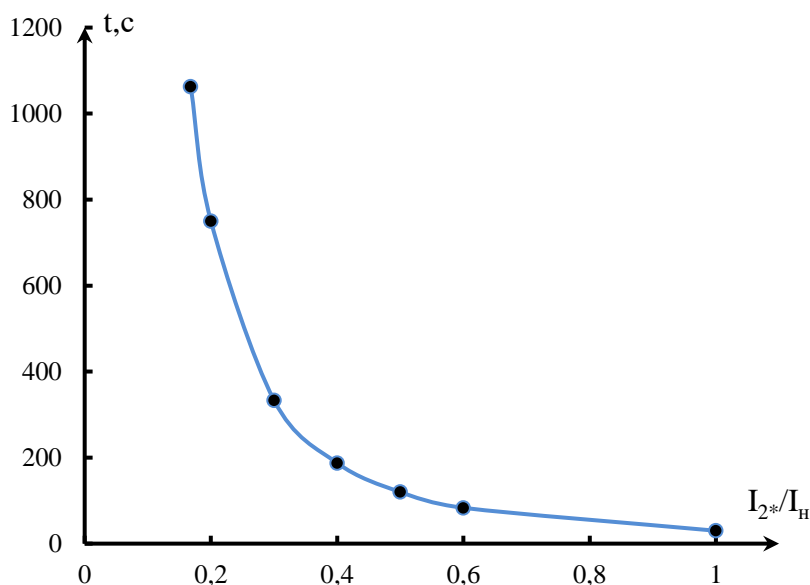


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от несимметричных КЗ и перегрузок

Полное время охлаждения задается заводом-изготовителем генератора. При отсутствии данных, уставка может быть ориентировочно определена по формуле:

$$t_{охл} = \frac{A}{I_{2дл.доп}^2} = \frac{30}{0,14^2} = 1531 \text{ с.} \quad (5.43)$$

Ток срабатывания отсечки выбирается по условию согласования уставки по чувствительности с защитами смежных элементов. Типовое значение уставки можно определить по формуле:

$$I_{2отс} = (0,5 \div 0,8)I_{баз} = 0,55 \cdot 4,585 = 2,52 \text{ А.} \quad (5.44)$$

Чувствительность проверяется только для отсечки при коротких замыканиях в конце зоны резервирования по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{2\text{кз}}}{I_{2\text{отс}}} = \frac{3,57}{2,52} = 1,42 \geq 1,2, \quad (5.45)$$

где  $I_{2\text{кз}}$  – сверхпереходный ток обратной последовательности при КЗ на выводах генератора определяется по формуле (2.45).

$$I_{2\text{кз}} = \frac{1}{x''_d + x_2} = \frac{1}{0,14 + 0,14} = 3,57. \quad (5.46)$$

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

Уставка срабатывания измерительного органа  $I_{2>}$  выбирается по условию обеспечения необходимой чувствительности при двухфазном КЗ на выводах генератора.

$$I_{\text{сп}} = \frac{I_{2\text{кз}}}{k_{\text{ч}}} = \frac{3,57}{1,2} = 2,975. \quad (5.47)$$

#### 5.4.5 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора ( $I_1$ )

Защита предназначена для предотвращения развития повреждения генератора при симметричных перегрузках

Измерительный орган  $I_1$  включает следующие пусковые органы:

- сигнальный орган ( $I_{1\text{сигн}}$ );
- пусковой орган ( $I_{1\text{пуск}}$ );
- орган токовой отсечки ( $I_{1\text{отс}}$ );
- интегральный орган

Ток срабатывания сигнального органа выбирается по условию отстройки от номинального тока генератора:

$$I_{1\text{сигн}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.г.тт}} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 4,585 = 4,91 \text{ А}, \quad (5.48)$$

где  $I_{\text{ном.г.тт}}$  – номинальный ток генератора, приведенный к низшей стороне трансформатора тока;

$k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,05;

$k_{\text{в}} = 0,98$  – коэффициент возврата сигнального органа.

Пусковой орган ограничивает зону срабатывания интегрального органа при малых токах, при этом уставку срабатывания пускового органа должна быть не менее уставки срабатывания сигнального органа. На этапе проектирования уставку можно выбирать по формуле:

$$I_{1\text{пуск}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{1\text{сигн}} = 1,1 \cdot 4,91 = 5,4 \text{ А}, \quad (5.49)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,1.

Характеристика срабатывания интегрального органа задается по допустимой перегрузке генератора током статора. Так как в документации завода-изготовителя отсутствует соответствующая информация, для задания характеристики срабатывания интегрального органа допускается использовать значения о допустимой перегрузке генератора током статора, приведенные в таблице 5.10

Таблица 5.10 – Допустимая кратность перегрузки генератора по току статора

| Параметр                                  | Значение |      |     |      |     |     |     |    |
|---|----------|------|-----|------|-----|-----|-----|----|
| Продолжительность перегрузки, с, не более | 3600     | 900  | 360 | 300  | 240 | 180 | 120 | 60 |
| Кратность перегрузки, о.е.                | 1,1      | 1,15 | 1,2 | 1,25 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 2  |

Характеристика срабатывания интегрального органа защиты от симметричных перегрузок обмотки статора представлена на рисунке 5.5

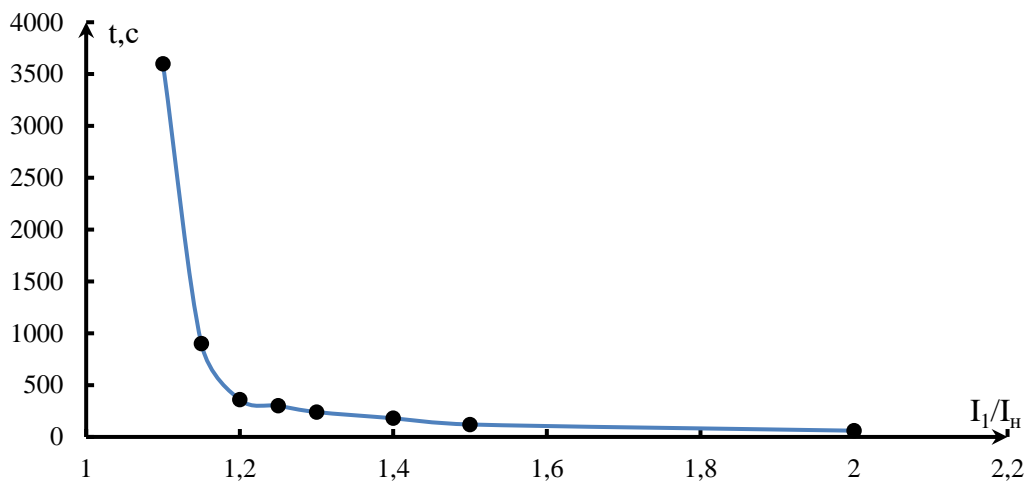


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания интегрального органа защиты от симметричных перегрузок обмотки статора

На этапе проектирования уставку  $T_{макс}$  можно принять равной максимальному времени по характеристике допустимых перегрузок генератора током статора. Как правило, по этому условию  $T_{макс} = 3600 с$ .

Минимальное время срабатывания целесообразно принимать равным минимальному значению из возможного диапазона регулирования уставки:  $T_{мин} = 0,5 с$

Уставка органа токовой отсечки, срабатывающего с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания:

$$I_{1отс} = \frac{k_n}{k_B} \cdot I_{ном.г.тт} = \frac{1,2}{0,98} \cdot 4,585 = 5,61 А. \quad (5.50)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном}}}{k_{\text{в}} \cdot k_{\text{тн}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500 / 100} = 66 \text{ В.} \quad (5.51)$$

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

Защита предназначена для резервирования основных защит блока генератор-трансформатор и защит смежных присоединений от междуфазных замыканий. Дистанционная защита не работает ложно при качаниях, блокируется при неисправностях цепей напряжения и потере возбуждения, подключается к ТТ в нейтрали генератора и ТН главных выводов генератора, выполняется двухступенчатой:

Первая ступень предназначена для защиты от симметричных замыканий и выполняет роль ближнего резервирования, выполняется однофазной. Уставка выбирается по условию согласования с защитами смежных элементов по формуле:

$$Z_{\text{ср}}^{(1)} \leq \frac{0,8 \cdot X_{\text{T}} + 0,8 \cdot X'_{\text{ВЛ}}}{K_{\text{T.СТ}}^2} = \frac{0,8 \cdot 80,53 + 0,8 \cdot 0,85 \cdot 15,54}{\left(\frac{242}{10,5}\right)^2} = 0,14 \text{ Ом,} \quad (5.52)$$

где  $X'_{\text{ВЛ}} = 0,85 \cdot 15,54$  – реактивное сопротивление ВЛ 220 кВ;

$K_{\text{T}}$  – коэффициент токораспределения, учитывающий, что линии параллельны;

$X_{\text{T}}$  – полное сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ:

$$X_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном.ВН}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом.}$$

При вводе уставок в терминал первичное сопротивление срабатывания защиты приводится ко вторичному по формуле:

$$Z_{\text{ср}}^{(2)} = Z_{\text{ср}}^{(1)} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,14 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 1,08 \text{ Ом.} \quad (5.53)$$

Уставка органа контроля скорости изменения сопротивления:

$$dZ_{\text{ср}} = \frac{|Z_{\text{н}}^{\text{min}} - Z_{\text{ср}}^{(1)}|}{T_{\text{ном}} \cdot K_{\text{н}}} = \frac{|0,79 - 0,14|}{0,02 \cdot 2} \approx 16,1 \text{ Ом/с,} \quad (5.54)$$

где  $T_{\text{ном}}$  – период промышленной частоты, принимается равным 0,02 с;

$K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, принимается равным двум;

$Z_{\text{н}}^{\text{min}}$  – минимальное сопротивление в режиме форсировки:

$$Z_{\text{НГ}}^{\text{min}(1)} = \frac{U_{\text{min}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 10500}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 3668} = 0,79 \text{ Ом}, \quad (5.55)$$

где  $U_{\text{min}}$  – минимальное значение первичного напряжения в условиях форсировки, принимается равной  $0,95 \cdot U_{\text{НОМ}}$ ;

$I_{\Phi}$  – максимальное значение рабочего тока в режиме форсировки, принимается равной  $2 \cdot I_{\text{Н.ГГ}}^{(1)}$ .

Значение  $Z_{\text{НГ}}^{\text{min}(1)}$  во вторичных единицах:

$$Z_{\text{НГ}}^{\text{min}(2)} = Z_{\text{НГ}}^{\text{min}(1)} \cdot \frac{K_{\text{ГТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,79 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 5,98 \text{ Ом}. \quad (5.56)$$

Угол нагрузки определяется в предположении, что активная нагрузка в рассматриваемом режиме осталась равной номинальной:

$$\begin{aligned} \varphi_{\text{НГ}} &= \arccos\left(\frac{P_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Phi} \cdot U_{\text{min}}}\right) = \arccos\left(\frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 3668 \cdot 0,95 \cdot 10,5}\right) = \arccos(0,4734) = \\ &= 61,74^{\circ}. \end{aligned} \quad (5.57)$$

Сопротивление в нормальном режиме:

$$Z_{\text{нагр}}^{(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3668} = 1,65 \text{ Ом}. \quad (5.58)$$

Значение  $Z_{\text{нагр}}^{(1)}$  во вторичных единицах:

$$Z_{\text{нагр}}^{(2)} = Z_{\text{нагр}}^{(1)} \cdot \frac{K_{\text{ГТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 1,65 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 12,59 \text{ Ом}. \quad (5.59)$$

Угол нагрузки в нормальном режиме:

$$\begin{aligned} \varphi_{\text{нагр}} &= \arccos\left(\frac{P_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot I \cdot U}\right) = \arccos\left(\frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 3668 \cdot 10,5}\right) = \arccos(0,8996) = \\ &= 25,90^{\circ}. \end{aligned} \quad (5.60)$$

Для устранения мертвой зоны при КЗ вблизи нулевых выводов генератора величина смещения принимается равной уставке срабатывания первой ступени  $Z_{\text{см}} = Z_{\text{ср}}^{(2)} = 1,08 \text{ Ом}$ .

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, с выдержкой времени 0,8 с на отключение генераторного выключателя и выключателей ТСН 6 кВ, гашение полей, останов турбины и сброс АРЗ.

Вторая ступень предназначена для защиты от внешних междуфазных замыканий и выполняет функцию дальнего резервирования, выполняется трехфазной.

Уставку срабатывания второй ступени при проектировании следует выбирать по условию отстройки от режима наибольшей реально возможной нагрузки:

$$Z_{\text{ср.2}}^{(1)} = \frac{z_{\text{н}}^{\text{min}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{нагр}})} = \frac{0,79}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80 - 61,74)} = 0,656 \text{ Ом}, \quad (5.61)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, принимается равным 1,05;

$\varphi_{\text{м.ч.}}$  – угол максимальной чувствительности, принимается равным  $80^\circ$ .

Значение уставки во вторичных единицах составит:

$$Z_{\text{ср.2}}^{(2)} = Z_{\text{ср.2}}^{(1)} \cdot \frac{K_{\text{тт}}}{K_{\text{тн}}} = 0,656 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 5 \text{ Ом}. \quad (5.62)$$

Учитывая, что мертвая зона при КЗ вблизи нулевых выводов генератора устранена первой ступенью, вторая ступень будет выполнена без смещения.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 6 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ, с выдержкой времени 6,3 с на отключение генераторного выключателя и выключателя ТСН 6 кВ, гашение поля генератора.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.



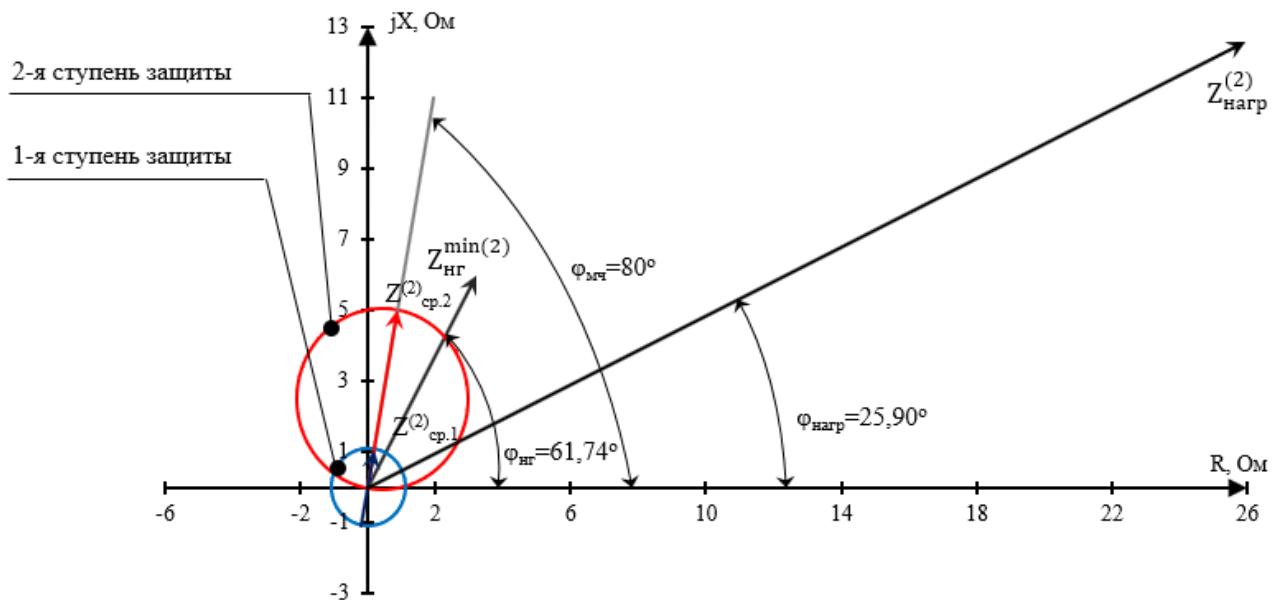


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты генератора

### 5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка сигнального органа, срабатывающего с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующего в предупредительную сигнализацию:

$$I_{p \text{ сигн}} = \frac{k_n}{k_b} \cdot I_{\text{ном.р.тт}} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 0,8 = 0,857 \text{ А}, \quad (5.63)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,05;

$k_b$  – коэффициент возврата, принимается равным 0,98;

$I_{\text{ном.р.тт}}$  – номинальный ток ротора, приведенный к низшей стороне трансформатора тока.

$$I_{\text{ном.р.тт}} = \frac{k_{\text{сх}} I_p}{k_{\text{тт}} k_{\text{тп}}} = \frac{0,816 \cdot 865}{200/5 \cdot 10,5/0,475} = 0,8 \text{ А}, \quad (5.64)$$

где  $k_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, 0,816;

$I_p$  – величина тока ротора, 865 А;

$k_b$  – минимально допустимое значение коэффициента возврата токового реле, 0,8;

$k_{\text{тт}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{\text{тп}}$  – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,475.

Уставка пускового органа, срабатывающего без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющего пуск интегрального органа:

$$I_{p \text{ пуск}} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{\text{ном.р.тт}} = \frac{1,08}{0,98} \cdot 0,8 = 0,882 \text{ А.} \quad (5.65)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действует на отключение выключателя генератора и гашение полей.

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.11. Характеристика срабатывания интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.7.

Таблица 5.11 – Перегрузочная способность обмотки ротора

| Параметр                        | Значение  |      |     |      |     |     |     |    |
|---------------------------------|-----------|------|-----|------|-----|-----|-----|----|
| Продолжительность перегрузки, с | длительно | 210  | 150 | 120  | 90  | 72  | 60  | 20 |
| Кратность перегрузки, о.е.      | 1,1       | 1,15 | 1,2 | 1,25 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 2  |

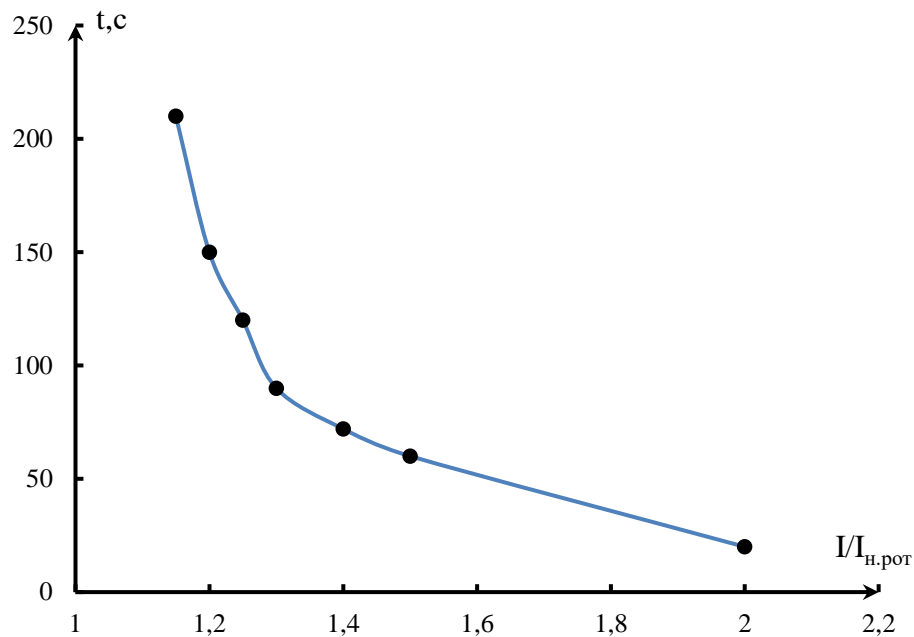


Рисунок 5.7 – Характеристика срабатывания интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

Орган токовой отсечки срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа отсечки:

$$I_{p \text{ отс}} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{\text{ф.р.тт}} = \frac{1,1}{0,98} \cdot 1,6 = 1,8 \text{ А,} \quad (5.66)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,1;

$k_B$  – коэффициент возврата, принимается равным 0,98;

$I_{ф.р.тт}$  – ток форсировки ротора, приведенный к низшей стороне трансформатора тока.

$$I_{ф.р.тт} = \frac{k_{сх} I_{ф}}{k_{тт} k_{тп}} = \frac{0,816 \cdot 2 \cdot 865}{200 / 5 \cdot 10,5 / 0,475} = 1,6 \text{ А.} \quad (5.67)$$

Защита действует на отключение генераторного выключателя и гашение полей.

## 5.5 Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования Абазинской ГЭС и линий электропередачи, предлагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства НПП «ЭКРА».

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

Для надежной работы и сохранности стационарного оборудования планируется использовать шкаф релейной защиты серии ШЭ1110, который предназначен для комплексной защиты оборудования станции:

- генераторов, работающих на сборные шины
- блоков генератор-трансформатор
- блоков генератор-трансформатор-трансформатор собственных нужд
- систем возбуждения генераторов
- трансформаторов связи
- шин генераторного напряжения
- автоматики управления и автоматической синхронизации выключателя генератора

Наличие функции непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивают высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем - повышенную надежность аппаратной части защиты.

Таблица уставок и матрица отключений защит силового оборудования представлены в Приложении Г, таблицы Г.1 и Г.2 соответственно.

## 6 Компонровка и сооружения гидроузла

### 6.1 Состав сооружений гидроузла

Проектируемый речной узел имеет энергетическое назначение. В его состав входят бетонная водосбросная плотина, бетонные и грунтовые глухие плотины, здание ГЭС.

В выбранном створе сооружения располагают в зависимости от топографических условий и несущей способности пород.

Размещение бетонных сооружений необходимо увязывать с наиболее удобной в технологическом аспекте и максимально экономичной схемой производства работ.

Гидротехнические сооружения проектируемого гидроузла должны отвечать всем требованиям и стандартам предъявляемых к ним.

На начальном этапе проектирования, определяется отметка гребня плотины и ширина водосливного фронта. Далее конструируется подземная часть плотины, профиль водослива, проектируются устройства гашения энергии в нижнем бьефе, устои, быки.

Проектируемое гидротехническое сооружение (ГТС) имеет I класс опасности, так как число постоянно проживающих людей вблизи ГЭС, которые могут пострадать при аварии, около 15 тысяч человек.

Плотина имеет и бетонную часть и грунтовую, из-за относительно высокой ширины створа (621 м).

Здание ГЭС является приплотинным, машинный зал располагается ближе к левому берегу. Также на левом берегу, для уменьшения длины перекидок, находится КРУЭ 220 кВ, административное здание, контрольно-пропускной пункт и т.д.

### 6.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

#### 6.2.1 Расчет параметров волнового воздействия при 1% обеспеченности

Отметка гребня плотины рассчитывается по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 518,00 + 6,1 = 524,1 \text{ м}, \quad (6.1)$$

где  $h_s$  - превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 5,21 + 0,075 + 0,8 = 6,1 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где  $h_{\text{run}1\%}$  - высота наката волн на напорной грани;

$\Delta h_{\text{set}}$  - высота ветрового нагона;

$a$  – величина запаса, для I класса сооружения  $a=0,8$  м.

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,0000025 \cdot \frac{24^2 \cdot 14000}{9,81 \cdot 27} = 0,075 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где  $V = 24 \text{ м/с}$  – скорость ветра;

$K_w$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра.

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 24) \cdot 10^{-7} = 0,0000025. \quad (6.4)$$

Длина разгона волны  $L \approx 14000 \text{ м}$ .

Условная расчетная глубина воды в водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{520 - 466}{2} = 27 \text{ м}. \quad (6.5)$$

Рассчитаем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 14000}{24^2} = 238,4, \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{24} = 8829, \quad (6.7)$$

где  $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$  – период развития волн на водохранилище.

По рисунку 6.1 определяются параметры волнового воздействия:

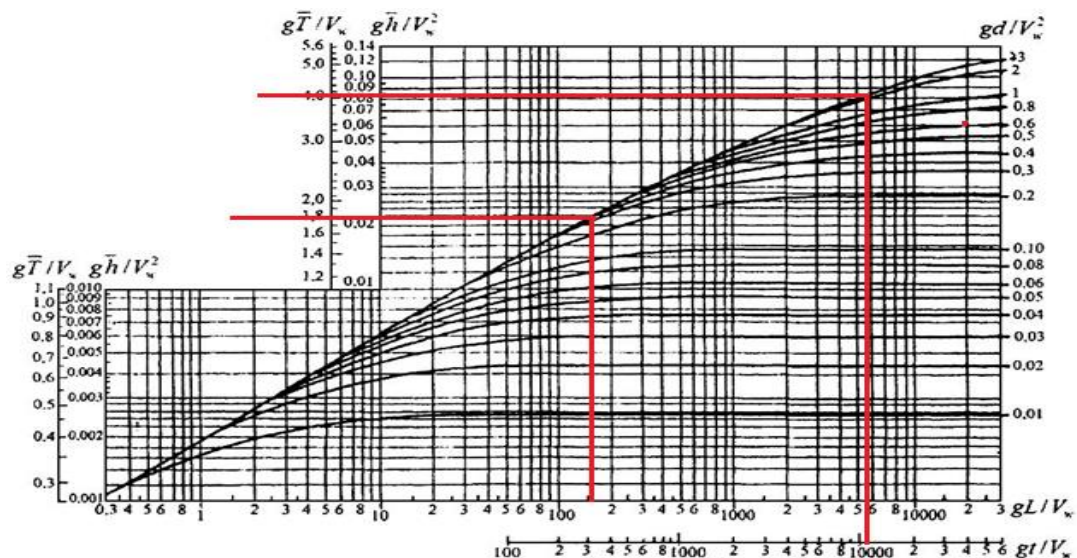


Рисунок 6.1 – График для определения ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$$\text{для } \frac{gL}{V_w^2} = 238,4; \frac{gh}{V_w^2} = 0,026; \frac{gT}{V_w} = 2. \quad (6.8)$$

Принимаются значения  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,026$ ;  $\frac{gT}{V_w} = 2$  и определяются параметры волны:

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{2 \cdot V}{g} = \frac{2 \cdot 24}{9,81} = 4,89 \text{ с.} \quad (6.9)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,026 \cdot V}{g} = \frac{0,026 \cdot 24^2}{9,81} = 2,53 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,89^2}{2 \cdot 3,14} = 37,38 \text{ м,} \quad (6.11)$$

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

$27 > 0,5 \cdot 37,38 = 18,69 \text{ м}$  – условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 2,53 \cdot 2,1 = 5,21 \text{ м,} \quad (6.13)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику по значению  $\frac{gL}{V_w^2}$  (для глубоководной зоны). Принимаем  $K_i = 2,1$ ;

$\bar{h}$  – средняя высота волны.

### 6.3 Гидравлические расчеты

#### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

$$Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} = 2226 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{макс}}^{\text{пов}} = 2493 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ед.ГА}}}{9,81 \cdot H^{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{60000}{9,81 \cdot 49,28 \cdot 0,978} = 134,1 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.14)$$

где  $N_{\text{ед.ГА}} = 60000 \text{ кВт}$  – мощность одного гидрогенератора;

$\eta = 0,978 \%$  – КПД гидрогенератора;

$$H^{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 518,00 - 470,72 = 49,28 \text{ м,} \quad (6.15)$$

где  $\nabla\text{УНБ} = 470,72$  м – уровень НБ при обеспеченности 0,1 %.

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГА}} \cdot m = 134,1 \cdot 3 = 402,29 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.16)$$

$$m = Z_{\text{агр}} - 1 = 4 - 1 = 3. \quad (6.17)$$

Так как  $H^{\text{осн}} > H_{\text{мин}} = 26,81$  м, паводок можно пропускать через турбины.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{С}} = 2226 - 402,29 - 124,64 = 1699,07 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.18)$$

$$\text{где } Q_{\text{С}} = \frac{V_{\text{по}} - V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{3,52 \cdot 10^5 - 1,56 \cdot 10^5}{15724800} = 124,64;$$

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

$V_{\text{пр}}$  – объем притока за время сработки;

$T_{\text{ср}}$  – время сработки водохранилища до отметки УМО, в секундах.

Определяется удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = V_{\text{h}} \cdot h_{\text{НБ}}^{\text{осн}} = 5 \cdot 4,72 = 23,5 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.19)$$

где  $V_{\text{h}}$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, для скальных - выше 5 м/с);

$h_{\text{НБ}}^{\text{осн}} = 4,72$  м - глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $Z_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$  при  $Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} = 2226 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$h_{\text{НБ}} = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ДНО} = 470,72 - 466,00 = 4,72 \text{ м}. \quad (6.20)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 23,5 = 29,38 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.21)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1699,07}{29,38} = 57,84 \text{ м}. \quad (6.22)$$

Таким образом, принимается:  $n = 4$  - число пролетов,  $b = 15$  – ширина пролета, поэтому ширина водосливного фронта равна 60 м.

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива и гребня быка

Напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления –  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления  $H_{02}$ :

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1699,07}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,54 \text{ м}, \quad (6.23)$$

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

$B = 60$  м – ширина водосливного фронта.

$$Q_p = Q^{\text{очн}}_{\text{макс}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_c = 2226 - 402,29 - 124,64 = 1699,07 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.24)$$

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1699,07}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,69 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где  $\sigma_n = 1$  для неподтопленного водослива;

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле (6.26):

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right) \cdot \frac{5,54}{15} = 0,96, \quad (6.26)$$

где  $\xi$  – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины и от формы верховой грани быка принимается 0,45;

$n$  – число пролётов;

$b$  – ширина пролета.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 5,69 - \frac{1,1 \cdot 0,44^2}{2 \cdot 9,81} = 5,68 \text{ м}, \quad (6.27)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНО}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{1699,07}{(518 - 466) \cdot (60 + (4-1) \cdot 4)} = 0,44, \quad (6.28)$$

где  $\delta_0 = 4$  м – толщина быка.

Ближайший к вычисленному стандартный напор,  $H_{\text{ст}} = 5,5$  м.

Отметку гребня водослива определяют по формуле (6.29):

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 518 - 5,5 = 514,50 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Отметка гребня быка:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 514,50 + 1,6 \cdot 5,5 = 523,30 \text{ м}. \quad (6.30)$$



Принимается проектная отметка гребня плотины как наибольшая из  $\nabla$ ГБП и  $\nabla$ ГБ, таким образом,  $\nabla$ ГП = 524,10 м.

Проверяется на пропуск расчетный расход при поверочном расчетном случае.

$$H_{01 \text{ пов}} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1971,46}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,12 \text{ м.} \quad (6.31)$$

$$Q_p = Q^{\text{пов}}_{\text{макс}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_c = 2493 - 396,89 - 124,64 = 1971,46 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.32)$$

$$H_{02 \text{ пов}} = \left( \frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1971,46}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,3 \text{ м.} \quad (6.33)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b}; \quad (6.34)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \right) \cdot \frac{6,12}{15} = 0,96.$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 6,3 - \frac{1,1 \cdot 0,53^2}{2 \cdot 9,81} = 6,28 \text{ м.} \quad (6.35)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНО}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)}; \quad (6.36)$$

$$V_0 = \frac{1971,46}{(519,00 - 466,00) \cdot (60 + (4-1) \cdot 4)} = 0,53 \text{ м/с.}$$

$$\nabla\text{ФПУ} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 514,50 + 6,28 = 518,74 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Расчетная отметка ФПУ ниже заданной, при проектировании принимается больший вариант, тогда проектная отметка  $\nabla\text{ФПУ} = 519,00$  м.

Строится профиль водосливной грани, профиль оголовка принимается безвакуумного типа с оголовком типа А по данным Кригера – Офицера.

Данные для построения указаны в таблице 6.1, профиль представлен на рисунке 6.2.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{\text{ст}} = 5,5$  м.

| x    | y    | x'   | y'   | x    | y    | x'    | y'   |
|------|------|------|------|------|------|-------|------|
| 0,00 | 0,13 | 0,00 | 0,69 | 2,10 | 1,37 | 11,55 | 7,53 |
| 0,10 | 0,04 | 0,55 | 0,20 | 2,20 | 1,51 | 12,10 | 8,29 |
| 0,20 | 0,01 | 1,10 | 0,04 | 2,30 | 1,65 | 12,65 | 9,09 |

Окончание таблицы 6.1

| x    | y    | x'    | y'   | x    | y    | x'    | y'    |
|------|------|-------|------|------|------|-------|-------|
| 0,30 | 0,00 | 1,65  | 0,00 | 2,40 | 1,89 | 13,42 | 10,30 |
| 0,40 | 0,01 | 2,20  | 0,03 | 2,50 | 1,96 | 13,75 | 10,78 |
| 0,50 | 0,03 | 2,75  | 0,15 | 2,60 | 2,12 | 14,30 | 11,67 |
| 0,60 | 0,06 | 3,30  | 0,33 | 2,70 | 2,29 | 14,85 | 12,59 |
| 0,70 | 0,10 | 3,85  | 0,55 | 2,80 | 2,46 | 15,40 | 13,54 |
| 0,80 | 0,15 | 4,40  | 0,80 | 2,90 | 2,64 | 15,95 | 14,52 |
| 0,90 | 0,20 | 4,95  | 1,09 | 3,00 | 2,82 | 16,50 | 15,53 |
| 1,00 | 0,26 | 5,50  | 1,41 | 3,10 | 3,01 | 17,05 | 16,57 |
| 1,10 | 0,32 | 6,05  | 1,77 | 3,20 | 3,21 | 17,60 | 17,64 |
| 1,20 | 0,39 | 6,60  | 2,17 | 3,30 | 3,41 | 18,15 | 18,73 |
| 1,30 | 0,48 | 7,15  | 2,61 | 3,40 | 3,61 | 18,70 | 19,85 |
| 1,40 | 0,56 | 7,70  | 3,10 | 3,50 | 3,82 | 19,25 | 21,00 |
| 1,50 | 0,66 | 8,25  | 3,64 | 3,60 | 4,03 | 19,80 | 22,17 |
| 1,60 | 0,76 | 8,80  | 4,20 | 3,70 | 4,25 | 20,35 | 23,37 |
| 1,70 | 0,87 | 9,35  | 4,80 | 3,80 | 4,47 | 20,90 | 24,59 |
| 1,80 | 0,99 | 9,90  | 5,43 | 3,90 | 4,70 | 21,45 | 25,84 |
| 1,90 | 1,11 | 10,45 | 6,09 | 4,00 | 4,94 | 22,00 | 27,16 |
| 2,00 | 1,24 | 11,00 | 6,79 |      |      |       |       |

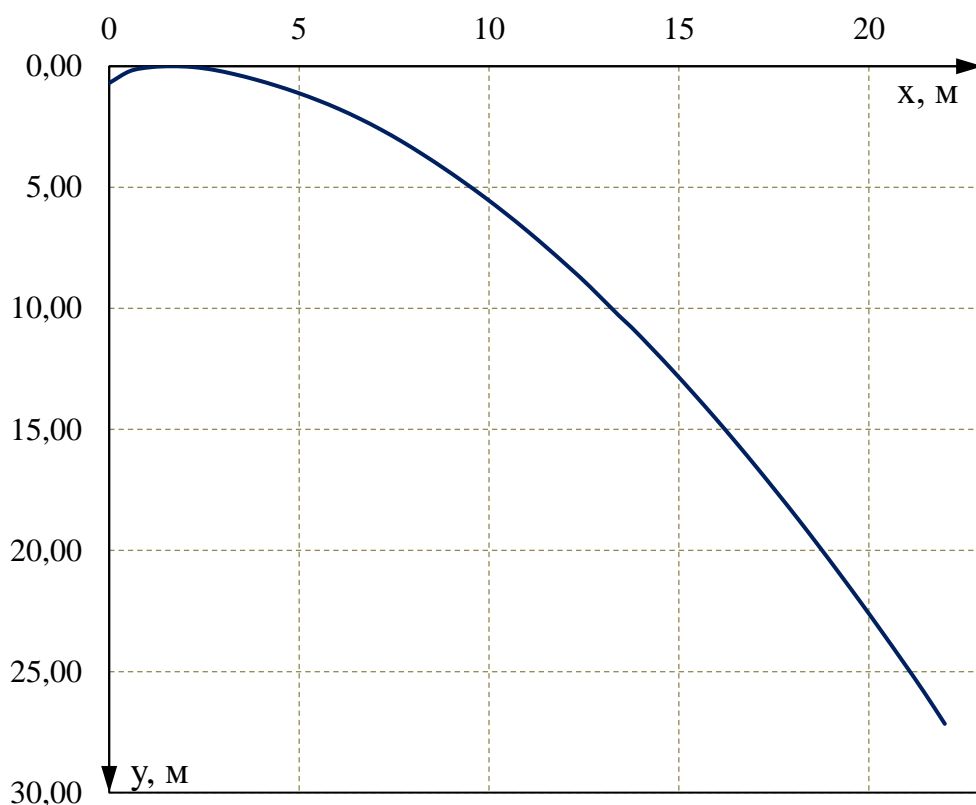


Рисунок 6.2 – Оголовок водосливной плотины

#### 6.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяется тип сопряжения бьефов при донном режиме для прямоугольного русла.

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1699,07^2}{(60 + (4-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 3,97 \text{ м}, \quad (6.38)$$

где  $\alpha$  – коэффициент Кориолиса, принимается равным 1,1.

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 518,00 - 466,00 = 54 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Вычисляется отношение и определяется значение коэффициента скорости  $\varphi$  в зависимости от длины сливной грани:

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{54}{3,97} = 13,61. \quad (6.40)$$

При большой длине сливной грани  $\varphi=0,9$ .

По графику М.Д. Чертоусова (Рисунок 6.3) в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\varepsilon_{T_0}$  определяется  $\varepsilon_c$  и  $\varepsilon''_c$ :

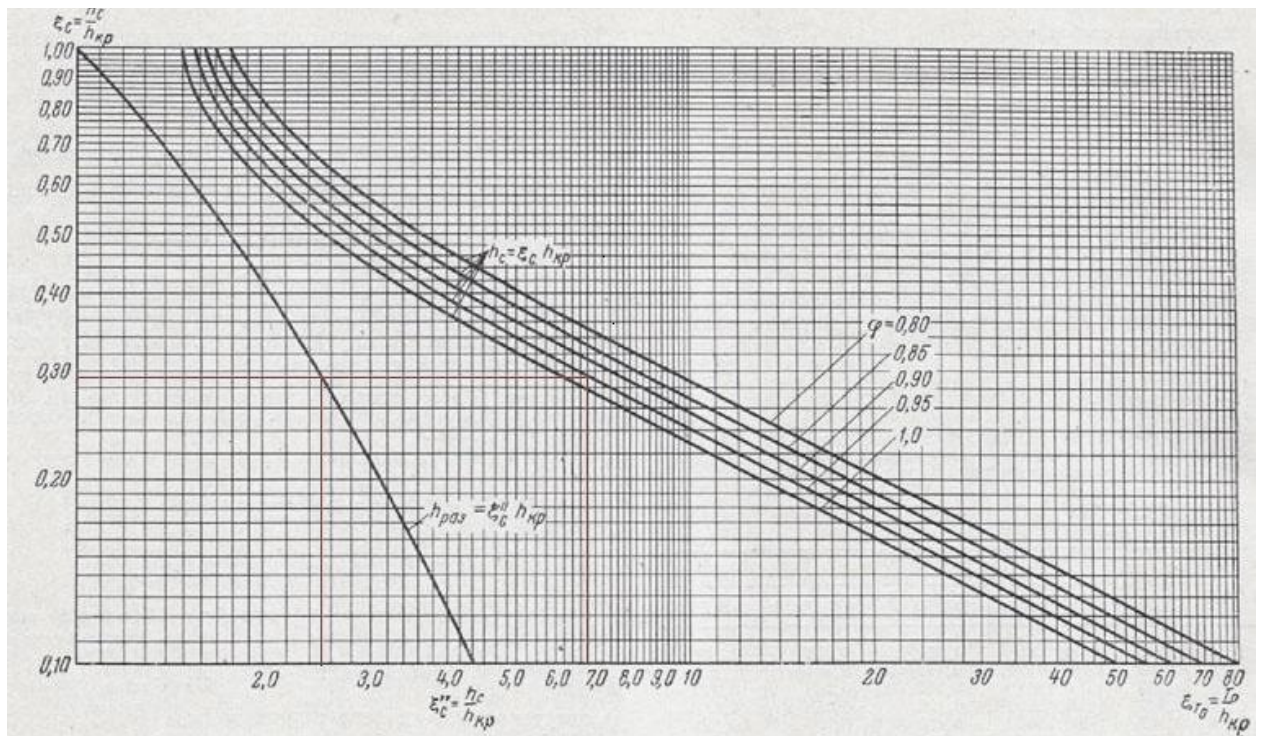


Рисунок 6.3 – График для определения глубины в сжатом сечении и сопряженных глубин в прямоугольном русле

$$\begin{aligned} \varepsilon_c &= 0,22; \\ \varepsilon''_c &= 2,98. \end{aligned}$$

Вычисляются сопряженные глубины:

$$h'_c = \varepsilon_c \cdot h_{кр} = 0,22 \cdot 3,97 = 0,87 \text{ м.} \quad (6.41)$$

$$h''_c = \varepsilon''_c \cdot h_{кр} = 2,98 \cdot 3,97 = 11,82 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Так как  $h''_c = 11,82 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 5,06 \text{ м}$ , следовательно, гидравлический прыжок отогнанный, необходимо запроектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

#### 6.4.1 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Отброс струи будем осуществлять с помощью носка-трамплина.

Высота от дна до носка:

$$a = h_{\text{НБmax}} + 2 = 5,06 + 2 = 7,06 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где  $h_{\text{НБmax}}$  – глубина воды в НБ, определяемая по кривой  $z_{\text{НБ}} = f(Q)$  при  $Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}$ .

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНО}} + a = 466,00 + 7,06 = 473,06 \text{ м}. \quad (6.44)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 518,00 - 473,06 = 46,94 \text{ м}. \quad (6.45)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_{\text{н}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 46,94} = 27,31 \text{ м/с}, \quad (6.46)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости потока,  $\varphi = 0,9$ .

Высота потока воды на носке:

$$h_{\text{н}} = \frac{q}{V_{\text{н}}} = \frac{23,6}{27,31} = 0,86 \text{ м}. \quad (6.47)$$

$$q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{1699,07}{60 + (4-1) \cdot 4} = 23,6 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.48)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_{\text{н}}^2}{g \cdot h_{\text{н}}} = \frac{27,31^2}{9,81 \cdot 0,86} = 88,01. \quad (6.49)$$

Следовательно, коэффициент аэрации  $K_a = 0,9$ .

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2a \left( \left( 1 + \left( \frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 a} \right)^{0,5} + 1 \right); \quad (6.50)$$

$$L = 0,9 \cdot 46,94 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 35) \cdot \left( \left( 1 + \left( \frac{48,94}{46,94} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \sin^2 35} \right)^{0,5} + 1 \right) = 62,24 \text{ м}. \quad (6.51)$$

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 518,00 - 471,06 = 48,94 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Выполним проверку достаточности отлета струи:

$$L > 0,5 \cdot Z_0,$$

$$L > 0,5 \cdot 48,94,$$

$$62,24 > 24,47.$$

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{разм}} = t - h_{\text{НБ}} = 17,97 - 5,06 = 12,91 \text{ м,} \quad (6.53)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}}, \quad (6.54)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{88,01}) \cdot \sqrt{88,01} \cdot \sqrt[4]{\frac{5,06}{1}} \cdot 0,86 = 17,97,$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей, принимаем  $d = 1$  м. Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяем по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{tga_1} = 62,24 + \frac{17,97}{0,645} = 90, \quad (6.55)$$

$$tga_1 = \sqrt{tg^2 a + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos(a) + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2 a}}, \quad (6.56)$$

$$tga_1 = \sqrt{tg^2(35) + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,86 \cdot \cos(35) + 7,06 - 5,06)}{27,31^2 \cdot \cos^2(35)}} = 0,645,$$

где  $a$  – высота уступа над дном.

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне размытого русла:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_{\text{разм}} = 2,5 \cdot 3,97 + 3,7 \cdot 12,91 = 57,7 \text{ м.} \quad (6.57)$$

## 6.5 Конструирование плотины

### 6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины и имеющий минимальную ширину понизу. Профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

$$B_n^{\text{II}} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg}\varphi \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)} = \frac{1,25 \cdot 57}{0,839 \cdot \left( \frac{24}{10} + 0 - 0,5 \right)} = 45 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый для I класса сооружения 1,25;

$\varphi$  – угол внутреннего трения для расчетов устойчивости ГТС по контакту бетон-скала,  $\varphi = 35^\circ$ .

$\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов принимаемый  $\alpha_1 = 0,5$ ;

$\rho_b$  – плотность бетона;

$\rho_w$  – плотность воды.

Высота плотины  $h$ :

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 518,00 - 463,00 = 57,00 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где  $\nabla \text{ПОД}$  – отметка подошвы плотины:

$$\nabla \text{ПОД} = \nabla \text{ДНА} - 3 \text{ м} = 466 - 3 = 463 \text{ м}.$$

### 6.6 Разрезка бетонных плотин швами

Температурные швы для плотины на скальном основании принимаются шириной 1 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см. Разрезка однопролетная по быкам, расстояние между швами 17 м.

## 6.7 Быки

Разрезной бык состоит из двух полубыков. Толщина быка принимается 4 м. Толщина пазового перешейка быка принимается 2 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Размеры пазов ремонтного затвора 1 м и аварийно-ремонтного затвора 1,6 м. Расстояние между пазами 1,2 м.

## 6.8 Устои

При проектировании был назначен устой между бетонной водосливной плотиной и бетонной плотиной с глубинными водосбросами в виде отдельной стенки. Основное назначение этого устоя - разделение потоков водослива и глубинных водосбросов.

## 6.9 Дренаж в теле бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин устраивается дренаж в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимается 20 см.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначается  $a_{др} = 3$ , при этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр}}, \quad (6.60)$$

$$3 \geq \frac{51,9 \cdot 1,25}{25},$$

$$3 \geq 2,6,$$

где  $H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{Сан. \text{ попуск}} = 51,9$  напор над расчетным сечением;

$\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{кр} = 25$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.

## 6.10 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваются продольные и поперечные галереи с шагом 15 м по высоте на отметках 466,00, 481,00 и 496,00. В плотине имеются как продольные галереи, предназначенные для омоноличивания швов, установки КИА, а также осмотра состояния массива бетона, контроля состояния противofильтрационных устройств межсекционных швов, сбора дренажных вод и измерения фильтрационных расходов. Размеры галереи цементационная, дренажная – 3х3,5 м.

Отметка пола галереи:

$$\nabla_{\text{Гал}} = 466,00 \text{ м.} \quad (6.61)$$

## **6.11 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины**

В основании плотины, стоящей на скале, для снижения фильтрационного давления на сооружение устраивается цементационная завеса, которая удлиняет путь фильтрации, снижает противодействие на подошву плотины, и вертикальный дренаж для отвода фильтрующейся воды.

### **6.11.1 Противофильтрационная завеса**

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,1 \div 0,25)B_n = 0,1 \cdot 45 = 4,5 \text{ м,} \quad (6.62)$$

где  $B_n$  – ширина подошвы плотины.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 51,9 = 24,5, \quad (6.63)$$

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - h_{\text{НБmin}} = 518,00 - 468,1 = 51,9 \text{ м,} \quad (6.64)$$

где  $h_{\text{НБmin}} = 468,1$  – уровень воды в НБ при  $Q_{\text{ГЭС}} = 536,4 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### **6.11.2 Дренажные устройства в основании**

Глубина дренажных скважин:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,7) \cdot 24,5 = 0,5 \cdot 24,5 = 12,25 \text{ м.} \quad (6.65)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,2 м.

## **6.12 Определение основных нагрузок на плотину**

### **6.12.1 Вес плотины**

Площадь плотины и быка в поперечном сечении, а также точка центра масс  $G_{\text{пл}}$  и  $G_{\text{б}}$  определяются в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 1201 \text{ м}^2; S_{\text{б}} = 1485 \text{ м}^2.$$

Вес 1 п.м водосливной части плотины:



$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1201 \cdot 15 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{15 + 4} = 22323,4 \text{ кН/м}, \quad (6.66)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плотины;

$b$  – ширина пролета;

$\rho_6$  – плотность бетона;

$\delta_6$  – толщина быка.

Вес быка:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1485 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{15 + 4} = 7360,6 \text{ кН/м}. \quad (6.67)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 105 \cdot \sqrt{105} \cdot 9,81 \approx 580,52 \text{ кН}, \quad (6.68)$$

где  $f$  – площадь затвора находится по формуле (6.69):

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b, \quad (6.69)$$

$$f = (519,00 - 514,5 + 0,5) \cdot 15 = 105 \text{ м}^2.$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b, \quad (6.70)$$

$$P_3 = 1 \cdot 9,81 \cdot (518,00 - 514,50)^2 \cdot 0,5 \cdot 15 = 2225 \text{ кН/м}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{580,52}{15 + 4} = 30,55 \text{ кН/м}. \quad (6.71)$$

### 6.12.2 Расчёт гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 57^2}{2} = 15936,35 \text{ кН/м}, \quad (6.72)$$

$$h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 518,00 - 463,00 = 57 \text{ м}. \quad (6.73)$$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 5,1^2}{2} = 127,58 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

$$h_2 = \nabla \text{НБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 468,1 - 463,00 = 5,1 \text{ м}, \quad (6.75)$$

где  $\nabla \text{НБ}_{\min} = 468,1$  – уровень воды в НБ при  $Q_{\text{ГЭС}} = 536,4 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### 6.12.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня НБ до подошвы сооружения для основного случая.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП ВЗВ}}, \quad (6.76)$$

$$W_{\text{ВЗВ}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 195,3 = 1915,89 \text{ кН/м}.$$

### 6.12.4 Сила фильтрационного давления

Для скальных оснований в соответствии с указаниями СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Нагрузки и воздействия на ГТС представлены приведенные к действующему напору  $H_d$  значения напора по оси цементационной завесы  $H_{as}$  и дренажа  $H_{dr}$  при основном сочетании нагрузок.

Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины представлена на рисунке 6.4.

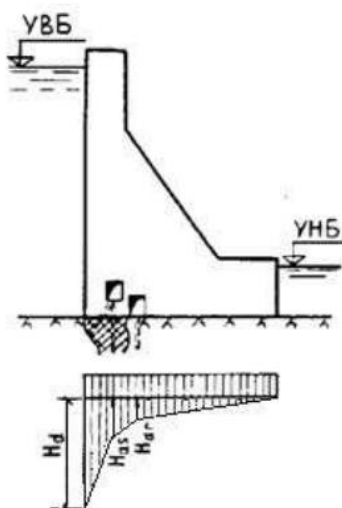


Рисунок 6.4 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для основного случая:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 518,00 - 468,1 = 51,9 \text{ м}, \quad (6.77)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 61,9 = 20,76 \text{ м}, \quad (6.78)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 61,9 = 10,38 \text{ м.} \quad (6.79)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей ее отдельных участков, представляющие из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник.

$$S_{\phi} = 450 \text{ м}^2. \quad (6.80)$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi} = 1 \cdot 9,81 \cdot 450 = 4414,5 \text{ кН/м.} \quad (6.81)$$

### 6.12.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 14,7 \text{ кН/м}^2, \quad (6.82)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии ( $9 \div 13$ ) кН/м<sup>3</sup>, принимаем  $\gamma_H = 10$  кН/м<sup>3</sup>;

$h_H$  – толщина слоя наносов, принимаем от уровня заиления дна,  $h_H = 3$  м;

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H h_H}{2} = \frac{14,7 \cdot 3}{2} = 22,06 \text{ кН/м.} \quad (6.83)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ на ГТС отсутствует. Пассивное давление грунта основания со стороны НБ также отсутствует.

### 6.12.6 Расчёт волнового давления

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_v \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.84)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,21 \cdot \left( \frac{37,38}{3,14} + \frac{0,86}{2} \right) = 193,98 \text{ кН,}$$

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

$\bar{\lambda}_d$  – средняя длина волны;

$h_0$  – средняя высота волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 3,21^2}{37,38} = 0,86 \text{ м.} \quad (6.85)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{37,38}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 3,21 = 4,75 \text{ м.} \quad (6.86)$$

Эпюра волнового давления представляется в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше  $1,1 \cdot h_{1\%}$  над УВБ, а другая не ниже  $8 \cdot h_{1\%}$  УВБ.

### 6.13 Оценка прочности плотины

В расчете плотины принимаются сжимающие напряжения со знаком «-», а растягивающие со знаком «+». Для удобства расчета составляется таблица 6.2, в которую внесены нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

| Обозначение силы  | $\gamma_f$ | Направление силы | Основной случай |          |              |
|-------------------|------------|------------------|-----------------|----------|--------------|
|                   |            |                  | Сила, кН        | Плечо, м | Момент, кН·м |
| $T_B$             | 1          | →                | 15936,35        | 19,28    | 307252,8     |
| $T_H$             | 1          | ←                | 93,67           | -1,68    | -157,4       |
| $G_6$             | 0,95       | ↓                | 7360,6          | -13,87   | -102091,5    |
| $G_{пл}$          | 0,95       | ↓                | 22323,4         | -8,68    | -193767,1    |
| $W_{взв}$         | 1          | ↑                | 1915,9          | 0        | 0            |
| $W_\phi$          | 1          | ↑                | 4414,5          | 10,88    | 48029,8      |
| $E_H$             | 1,2        | →                | 22,06           | 4,2      | 92,7         |
| $W_{\text{волн}}$ | 1          | →                | 193,98          | 52,25    | 10135,5      |
| $q_3$             | 0,9        | ↓                | 30,55           | -20,76   | -634,2       |
| -                 |            | сумма            | 23384,19        | сумма    | 68860,6      |

Расчет крайних напряжений в горизонтальном сечении плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2} = -\frac{23384,15}{45} + \frac{6 \cdot 68860,6}{45^2} = -316,38 \text{ кН/м}^2, \quad (6.87)$$

где  $N$  – нормальная сила, сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  
 $M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  
 $B_n$  – ширина подошвы плотины.

$$N = G_{\text{б}} + G_{\text{пл}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + q_3, \quad (6.88)$$

$$N = 7360,6 + 22323,43 - 1915,89 - 4414,5 + 30,55 = 23384,15,$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.89)$$

где  $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 518 - 463 = 57 \text{ м}$  – напор над сечением со стороны ВБ;

$$m_u = \text{tg } \alpha_1 = 0;$$

где  $\alpha_1 = 0$  – заложение верховой грани.

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = -316,38 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 57 \cdot (1 - 0^2) = -559,17 \text{ кН/м}^2. \quad (6.90)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u, \quad (6.91)$$

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 57 - 316,38) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.92)$$

$$\sigma_1^u = -316,38 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 57 \cdot 0^2 = -316,38 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 57 = -559,17 \text{ кН/м}^2. \quad (6.93)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2} = -\frac{23384,15}{45} - \frac{6 \cdot 68860,6}{45^2} = -730,11 \text{ кН/м}^2, \quad (6.94)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.95)$$

$$\sigma_x^t = -730,11 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 5,1 \cdot (1 - 0^2) = -50,03 \text{ кН/м}^2,$$

где  $H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 468,1 - 463,00 = 5,1$  м, – напор над расчетным сечением со стороны НБ;

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 90^\circ = 0,$$

где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.96)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 5,1 - 730,11) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^t = -730,11 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 5,1 \cdot 0^2 = -730,11 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 5,1 = -50,03 \text{ кН/м}^2. \quad (6.98)$$

Расчеты основных краевых напряжений сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет краевых напряжений, действующих на плотину

| Напряжение                      | Верховая грань | Низовая грань |
|---------------------------------|----------------|---------------|
| $\sigma_y$ , кН/м <sup>2</sup>  | -316,38        | -730,11       |
| $\sigma_x$ , кН/м <sup>2</sup>  | -559,17        | -50,031       |
| $\tau_{xy}$ , кН/м <sup>2</sup> | 0              | 0             |
| $\sigma_1$ , кН/м <sup>2</sup>  | -316,38        | -730,11       |
| $\sigma_3$ , кН/м <sup>2</sup>  | -559,17        | -50,031       |

### 6.13.1 Критерии прочности плотины

После определения напряжений, сооружение проверяется на прочность. Для этого нужно, чтобы выполнялись следующие условия:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.99)$$

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

$$|\sigma_3| = 559,17 \text{ кН/м}^2;$$

$\gamma_{1c} = 1$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы.

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 559,17}{0,95} = 735,75 \text{ кН/м}^2.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.100)$$

$$-316,38 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_n \cdot H_d^u, \quad (6.101)$$

$$316,38 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 57,$$

$$316,38 \text{ кН/м}^2 \geq 142,5 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет критериям прочности.

### 6.13.2 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальном основании определяется несущей способностью основания.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.102)$$

где  $\gamma_n = 1,25$ , – коэффициент надежности по назначению сооружения;

$\gamma_{1c} = 1$ , – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы;

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности.

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_\phi + q_3) \cdot \text{tg}\varphi + E_{пасс} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega, \quad (6.103)$$

$$R = (22323,43 + 7360,6 - 1915,89 - 4414,5 + 30,55) \cdot 0,83 + 0 \cdot 0,7 + 100 \cdot 45 = 24284,43 \text{ кН/м},$$

где  $\text{tg}\varphi = 0,83$  – внутреннее трение грунта основания;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 45 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины при расчете на 1 п.м.;

$\gamma_c$  – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта, принимаем  $\gamma_c = 0,7$ .

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн.}} + E_H + E_{\text{акт}}, \quad (6.104)$$

$$F = 15936,35 - 127,58 + 193,98 + 22,06 + 0 = 16024,81 \text{ кН/м.}$$

Таким образом, условие на сдвиг (формула 6.102):

$$\frac{24284,43 \cdot 0,95}{16024,81 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$$1,44 \geq 1,25.$$

Сооружение соответствует условиям устойчивости против сдвига по основанию.

В приложении Д, рис. Д.1 представлен разрез грунтовой части плотины, а также на рис. Д.2 сбор нагрузок на водосливную плотину.

## **7 Мероприятия по охране окружающей среды**

### **7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Абазинского ГУ выполняются следующие виды работ:

- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории (15800 м<sup>2</sup>);
- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычки первой очереди высотой 5,8 м, шириной 90 м;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия строительства на окружающую среду.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасность и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.



Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Абакан в нижнем бьефе Абазинского гидроузла;
- Формирование нового гидробиологического режима и изменение биологической продуктивности водного объекта из-за смены речного типа экосистемы на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения санитарно-подготовительных работ ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов (20000 м<sup>3</sup>);
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Кроме этого, потребуется произвести очистку ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, предусматриваются:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

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

Природоохранные мероприятия при строительстве и эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими законодательными и нормативными документами:

- Конституция РФ (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.);
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998;
- Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996;

- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года № 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 № 69-ФЗ);
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года № 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 № 309-ФЗ);
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 года № 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 №186-ФЗ);
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 года №174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 № 75-ФЗ);
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 года №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 № 333-ФЗ);
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;
- Водный кодекс РФ № 74-ФЗ от 03.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.);
- Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006;
- Другие нормативные документы РФ.

## **7.2 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО РусГидро 06.02.76-2011 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

- разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;
- состав и объемы работ по подготовке ложа водохранилища и зоны затопления определяются в разделе "Санитарно-технические условия по подготовке ложа водохранилища", представляемого на согласование в составе материалов по выбору площадок для строительства;
- мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ. Указанные материалы должны приводиться в соответствующих разделах проекта. работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;
- работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

- мероприятия, предусмотренные проектом для достижения нормативных показателей качества воды в водохранилище и нижнем бьефе, должны осуществляться с опережением сроков возведения основных гидротехнических сооружений и завершиться до начала заполнения водохранилища.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления. Все населенные пункты, предприятия, здания и сооружения, расположенные в зонах постоянного и временного затопления (в период половодий и зимних зарегулированных уровней в нижних бьефах), подтопления и берегообрушения подлежат переносу или инженерной защите в соответствии с требованиями СНиП П-60-75 «Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов» и СНиП 2.06.15-85 «Инженерная защита территории от затопления и подтопления».

В СТО РусГидро 06.02.76-2011 указываются следующие мероприятия по санитарной подготовке территории затопления:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, подлежащих выносу, а также мест массивного загрязнения;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности (143000 м<sup>3</sup>);
- подготовка прибрежных участков водохранилищ около населенных пунктов-санитарных зон.

В санитарную очистку территории включается:

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения, выступающие над землей более чем на 0,5 м. 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 на специально отведенные участки или специальные сооружения по обеззараживанию и переработке;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов, а также предприятия по хранению и обработке сырья животного происхождения, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, проводится следующим образом: навоз, навозные стоки и мусор обеззараживаются одним из методов, предусмотренных Общесоюзными нормами технологического проектирования систем удаления, обработки, обеззараживания, хранения, подготовки и использования навоза и помета (ОНТП17-81), после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля; почва животноводческих помещений, загонов, выгульных дворов и др. прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двутрети основной соли гипохлорита кальция (ДТС ГК) или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории

- затопления, подтопления и берегообрушения и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м;
- очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию. Места расположения указанных сооружений должны быть перепаханы в зоне мертвого объема не позднее, чем за один весенне-летний сезон до заполнения водохранилища. В зоне сработки водохранилища, подтопления и берегообрушения на территории указанных сооружений необходимо производить выемку слоя загрязненного грунта до чистого, с вывозом его за пределы территории прогнозируемого подтопления и берегообрушения с последующим обеззараживанием территории сухой хлорной известью с засыпкой чистым грунтом;
  - очистка территории после переноса промышленных предприятий производится с учетом тех же требований, что и для населенных пунктов;
  - скважины (артезианские, геологоразведочные, нефтяные и другие) как функционирующие, так и нефункционирующие попадающие в зону санитарной очистки, подлежат засыпке или тампонажу.

При площади затопляемой территории в 26 км<sup>2</sup>, примерном количестве деревьев на один квадратный километр территории (5000 шт.) и среднем объеме одного дерева 1,1 м<sup>3</sup> можно вычислить приблизительный объем древесины, который необходимо вырубить при подготовке зоны водохранилища.

$$V = S \cdot n \cdot V_1 = 26 \cdot 5000 \cdot 1.1 = 143000 \text{ м}^3, \quad (7.1)$$

где S- площадь затопляемой территории (км<sup>2</sup>);

n- кол-во деревьев на один км<sup>2</sup> (шт);

V<sub>1</sub>- объем одного дерева (м<sup>3</sup>).

Так как в зону затопления не попадают места захоронений, населенные пункты, предприятия и др. сооружения, подлежащие выносу, в мероприятиях по их санитарной очистке нет необходимости.

### 7.3 Отходы, образующиеся при строительстве

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

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

Код отходов по ФККО 2020 – 8 22 201 01 21 5. Масса отходов (M) была рассчитана по формуле (7.2):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где  $N$  – объем бетонных работ,  $\text{м}^3$ ;

$q = 1,8\%$  – удельный норматив образования отходов, %;

$\rho = 2,4 \text{ т/м}^3$  – плотность бетона,  $\text{т/м}^3$ .

Объем бетонных работ для Абазинской ГЭС составляет  $849710 \text{ м}^3$ , тогда, согласно (7.2), масса отходов составит:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{849710 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,4 = 36707,47 \text{ т.}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Код отходов по ФККО 2020 – 4 61 010 01 20 5. Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением Ж РДС 82-202-96. Норма образования отходов арматуры составляет  $1,0\%$ , определяется по формуле (7.3).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{т,} \quad (7.3)$$

где  $N$  – количество арматуры, т;

$q$  – удельный норматив образования, %;

$\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$  – удельный вес арматуры,  $\text{т/м}^3$ .

Количество арматуры, укладываемой в бетон при строительстве Абазинской ГЭС, составляет  $12311 \text{ т}$ . Тогда, согласно формуле (7.3), масса отходов арматуры составит:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{12311 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 246,2 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано  $36707,47 \text{ т}$  лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме),  $246,2 \text{ т}$  отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

#### **7.4 Охрана окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Абазинского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

2. выбросами в атмосферу от:

- периодического опробования дизель – генераторов;
- сварочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

3. образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4. на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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

1. регулирование водным режимом водотока;
2. очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 9 км от Абазинской ГЭС ниже по течению находится населенный пункт – г. Абаза, согласно СТО РусГидро 06.02.76-2011 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» от 25.09.2007 требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СТО 70238424.27.140.036-20011 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» от 14.03.2002 требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды в реке Абакан от сбросов Абазинской ГЭС ниже по течению.

Режим использования зон санитарной охраны (ЗСО) источников питьевого водоснабжения города Абаза, в пределах промплощадок объектов Абазинской ГЭС регламентируется требованиями СП от 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

## **8 Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда**

### **8.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Важной задачей службы эксплуатации Абазинской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими для региона. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным является Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений» является составление Декларации безопасности ГЭС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации безопасности ГЭС. Осуществление государственной экспертизы обязательно для ГЭС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности ГЭС лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния сооружений Абазинской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для выявления вертикальных и горизонтальных перемещений, напряженно-деформированного состояния, отслеживание фильтрационного режима, сейсмоконтроля. В состав эксплуатационного персонала входит подразделение, задача которого состоит в измерении контролируемых показателей с помощью КИА, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа показателей.

Владельцем ГЭС разрабатывается декларация о безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГЭС критериям безопасности, в которой также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предупреждению и ликвидации.

### **8.2 Охрана труда и техника безопасности**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать:

- Строительным нормам и правилам (СНиП);
- Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;

- требованиям Речного регистра Российской Федерации;
- требованиям Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федерального закона «Об основах охраны труда в Российской Федерации»;
- требованиям ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- Нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России;
- Государственным стандартам безопасности труда;
- Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- Правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;
- Правилам устройства электроустановок;
- Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации;
- иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

В административном здании Абазинской ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и будет иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки Абазинской гидроэлектростанции будут находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

При выполнении работ на гидротурбинном, электрическом и механическом оборудовании станции, должны выполняться требования действующих общих правил безопасности, стандартов организации.

На Абазинской ГЭС будут разработаны и доведены до всего персонала безопасные маршруты по территории станции к месту работы, оперативные



планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

### **8.3 Пожарная безопасность**

#### **8.3.1 Общие требования**

Основы пожарной безопасности Российской Федерации закреплены в Федеральном законе от 21.12.1994 № 69-ФЗ. Требования к пожарной безопасности определены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. Ответственность за противопожарное состояние Абазинской ГЭС возлагается на руководителя ГЭС или другое, назначенное приказом, лицо.

Руководитель станции обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанции;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок и периодичность проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность каждого производственного участка и помещения;
- сообщать о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причины пожара, разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственными лицами за пожарную безопасность отдельного производственного участка или помещения, являются руководители структурных подразделений, либо специально назначенные должностные лица.

Ответственные лица за пожарную безопасность производственного участка обязаны:

- обеспечить соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность, на своих участках;
- обеспечить исправность оборудования, немедленно принимать меры к устранению пожароопасных неисправностей;
- организовывать пожарно-техническую подготовку персонала, находящегося в подчинении, и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом различных подразделений, а также подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

Каждый работник станции обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории Абазинской ГЭС, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

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

- вводный инструктаж;
- регулярные инструктажи (первичный, периодический, внеплановый, целевой) по пожарной безопасности;
- специальную подготовку персонала;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- проработка и проверка знаний правил пожарной безопасности.

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

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных точках территории ГЭС. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены пожарные датчики, в необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена автоматическая установка водяного пожаротушения (АУВП).

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

Объекты водяного пожаротушения на станции: гидрогенератор, силовой трансформатор, масляный реактор, кабельные сооружения, маслохозяйство, подпультные помещения.

### 8.3.2 Пожарная безопасность силовых трансформаторов и масляных реакторов

Надежная эксплуатация трансформаторов и масляных реакторов и их пожарная безопасность обеспечиваются:

- соблюдением номинальных и предельно допустимых режимов работы согласно ПТЭ;
- соблюдением действующих норм качества масла, его изоляционных свойств и температурных режимов;
- содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;
- качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты;

Маслоприемные устройства под трансформаторами и реакторами, маслоотводы (либо специальные дренажи) должны содержаться в исправном состоянии для исключения растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения при авариях.

В пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться. При сильном загрязнении (пылью, песком и т.п.) или замасливание гравия, его промывка должна проводиться весной и осенью. При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной более 3 мм или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки должна осуществляться полная или частичная замена гравия.

Одновременно с промывкой гравия или опробованием установки автоматического пожаротушения на трансформаторе или масляном реакторе должна проверяться работа маслоотводов и заполнение аварийной емкости.

Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполняться по всему периметру гравийной засыпки без разрывов, высотой не менее 150 мм над землей. В местах выкатки трансформаторов бортовое ограждение должно противостоять растеканию масла и выполняться из легкоубираемого материала, для простоты разбора при ремонтах, с последующим восстановлением его целостности.

Запрещается использовать стенки кабельных каналов в качестве бортового ограждения маслоприемников.

Вводы кабельных линий в шкафы управления, защиты и автоматики, а также в соединительные коробки на трансформаторах должны быть тщательно уплотнены водостойким несгораемым материалом.

Аварийные емкости для приема масла должны проверяться не реже двух раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара. Стационарные указатели уровня должны содержаться в работоспособном состоянии.

Установки автоматического пожаротушения должны содержаться в исправном состоянии и соответствовать проекту. Система трубопроводов и запорная арматура должны быть окрашены в красный цвет.

Проверка работы установки автоматического пожаротушения и полноты орошения водой трансформатора или масляного реактора должна проводиться при технологических отключениях сроком 8 часов и более, а также после проведения ремонтов на этом силовом оборудовании. Результаты проверки записываются в оперативный журнал, а замечания - в журнал дефектов оборудования.

Горловина выхлопной трубы трансформатора не должна быть направлена на рядом стоящие оборудование и сооружения, а также на пути прохода работников станции. В тех случаях, когда это необходимо, устанавливаются отбойные щиты.

Материал и устройство мембраны на выхлопной трубе должны соответствовать техническим требованиям. Их выполнение разрешается только из материала, предусмотренного заводом-изготовителем. При осмотре трансформатора обеспечивается возможность контроля целостности мембраны.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприемнике немедленно должны быть выявлены источники их появления, а также должно быть выполнено предотвращение новых поступлений масла (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты, и заземлен. Персонал должен контролировать включение установки автоматического пожаротушения, вызвать пожарную охрану и действовать по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из бака, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднит тушение пожара.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления. Места заземления передвижной пожарной техники определяются специалистами энергетических объектов совместно с представителями гарнизона пожарной охраны и обозначаются знаком заземления.

Запрещается включение трансформаторов и масляных реакторов, если не обеспечена полная готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом.

## 9 Технико-экономические показатели

### 9.1 Производство электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение этапов по возведению сооружений и монтажу основного и вспомогательного оборудования.

С учетом календарного плана и года начала производства электроэнергии, были оценены объемы реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации, данные которых представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

| Наименование показателя                          | Единица измерения | Год реализации проекта |           |           |           |           |
|--|-------------------|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|  |                   | 2025                   | 2026      | 2027      | 2028      | 2029      |
| Установленная мощность                           | МВт               | 240                    | 240       | 240       | 240       | 240       |
| Число часов использования установленной мощности | Часы              | 4000                   | 4000      | 4000      | 4000      | 4000      |
| Выработка электроэнергии                         | МВт·ч             | 2 102 400              | 2 102 400 | 2 102 400 | 2 102 400 | 2 102 400 |
| Расход электроэнергии на собственные нужды       | %                 | 1                      | 1         | 1         | 1         | 1         |
| Расход электроэнергии на собственные нужды       | МВт·ч             | 21 024                 | 21 024    | 21 024    | 21 024    | 21 024    |
| Объем реализации электроэнергии                  | МВт·ч             | 2 081 376              | 2 081 376 | 2 081 376 | 2 081 376 | 2 081 376 |
| Тариф на электроэнергию                          | руб/ МВт·ч        | 1 175                  | 1 206     | 1 235     | 1 262     | 1 289     |
| Выручка от реализации электроэнергии             | млн.руб.          | 203                    | 209       | 214       | 218       | 223       |
| НДС к выручке                                    | млн.руб           | 31                     | 31        | 32        | 33        | 34        |

Из таблицы 9.1 видно, что при неизменном объеме реализуемой электроэнергии в первые годы эксплуатации, происходит рост выручки от реализации электроэнергии. Этот факт связан с ежегодным ростом цены на электроэнергию.

#### 9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании единых сценарных условий ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;

- налог на воду.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

| Наименование                  | Ставка, тыс.руб/МВт | Сумма, млн.руб. |
|-------------------------------|---------------------|-----------------|
| Расходы на оплату труда (ФОТ) | 255,2               | 62              |
| Прочие                        | 274                 | 65              |
| Итого по ГЭС                  | 559,2               | 127             |

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.3.

Таблице 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

| Этап проекта | Величина, % |
|--------------|-------------|
| от 1 до 5    | 0,06        |
| от 6 до 15   | 0,09        |
| от 16 до 25  | 0,14        |
| свыше 25     | 0,20        |

Рассчитываются затраты на услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

| Наименование                            | Ставка          | Сумма, млн.руб. |
|---|-----------------|-----------------|
| ОАО «СО – ЕЭС» (Системный оператор ЕЭС) | 135380 руб/МВт  | 32              |
| НП АТС (Администратор торговой системы) | 1,097 руб/МВт·ч | 2               |
| ЦФР (Центр финансовых расчетов)         | 0,318 руб/МВт·ч | 0,66            |
| Итого                                   | -               | 34,66           |

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч, в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Абакан, составляет 4,8 руб/тыс. кВт·ч.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

| Наименование                         | Год реализации проекта |      |      |      |      |
|--------------------------------------|------------------------|------|------|------|------|
|                                      | 2025                   | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
| Амортизационные отчисления, млн.руб. | 140                    | 185  | 230  | 264  | 264  |
| Расходы на страхование, млн.руб.     | 36                     | 45   | 54   | 59   | 56   |
| Эксплуатационные затраты, млн.руб.   | 127                    | 127  | 127  | 127  | 127  |

Окончание таблицы 9.5

| Наименование  | Год реализации проекта |      |      |      |      |
|---|------------------------|------|------|------|------|
|   | 2025                   | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
| Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб. | 2                      | 2    | 3    | 5    | 5    |
| Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.   | 35                     | 35   | 35   | 35   | 35   |
| Налог на воду, млн.руб.                             | 9                      | 9    | 9    | 9    | 9    |
| Итого, млн.руб.                                     | 351                    | 405  | 460  | 502  | 499  |

Из таблицы 9.5 видно, что текущие затраты в первые годы эксплуатации увеличиваются (до 2028 года), а затем не изменяются. Увеличение затрат до 2028 года связано с ежегодным вводом в работу гидроагрегатов. Затраты представляют собой расходы строящейся ГЭС. Снижение затрат позволяет увеличить индекс прибыльности проекта, что повысит его рентабельность.

Для большей наглядности и простоты восприятия данных из таблицы, текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 9.1).



Рисунок 9.1 – Текущие затраты по гидроузлу, %

### 9.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20 %;
- НДС – 20 %;
- Взносы в социальные фонды – 34 %;
- Налог на имущество – 2,2 %;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

| Наименование                        | Год реализации проекта |      |      |      |
|-------------------------------------|------------------------|------|------|------|
|                                     | 2026                   | 2027 | 2028 | 2029 |
| Налог на прибыль, млн.руб.          | 369                    | 365  | 365  | 376  |
| НДС, млн.руб.                       | 246                    | 322  | 338  | 459  |
| Взносы в социальные фонды, млн.руб. | 2                      | 2    | 2    | 2    |
| Налог на имущество, млн.руб.        | 98                     | 120  | 137  | 131  |
| Итого, млн.руб.                     | 717                    | 811  | 844  | 970  |

Из таблицы 9.6 видно, что налоги составляют значительную статью расходов ГЭС. Налоговые расходы практически в два раза превышают расходы, представленные в таблице 9.5.

Снижение налоговых ставок соответствующих налогов, приведет к снижению срока окупаемости, увеличению индекса прибыльности.

### 9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

| Наименование                                 | Год реализации проекта |        |        |        |        |
|--|------------------------|--------|--------|--------|--------|
|  | 2025                   | 2026   | 2027   | 2028   | 2029   |
| Выручка (нетто), млн.руб.                    | 2,00                   | 2,20   | 2,20   | 2,30   | 2,30   |
| Текущие расходы, млн.руб.                    | 351,30                 | 405,80 | 460,90 | 502,00 | 499,30 |
| ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.           | 1,70                   | 1,72   | 1,74   | 1,75   | 1,80   |
| ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.   | 1,74                   | 1,74   | 1,74   | 1,75   | 1,80   |
| Скорректированный налог на прибыль, млн.руб. | 349,10                 | 349,10 | 348,40 | 350,60 | 360,70 |
| НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.             | 1,40                   | 1,39   | 1,39   | 1,40   | 1,44   |
| Ставка налога на прибыль, %                  | 20,00                  | 20,00  | 20,00  | 20,00  | 20,00  |



Из таблицы 9.7 видно, что после ввода в работу полной установленной мощности, наблюдается рост прибыли, обусловленный ростом цены электроэнергии.

### 9.3 Анализ денежных потоков

По данным, полученным в программе ProjectExpert о балансе наличности, строится график денежных потоков (Cash-Flow), представленный на рисунке 9.2. На графике указаны данные главных этапов строительства, взятые из календарного плана.

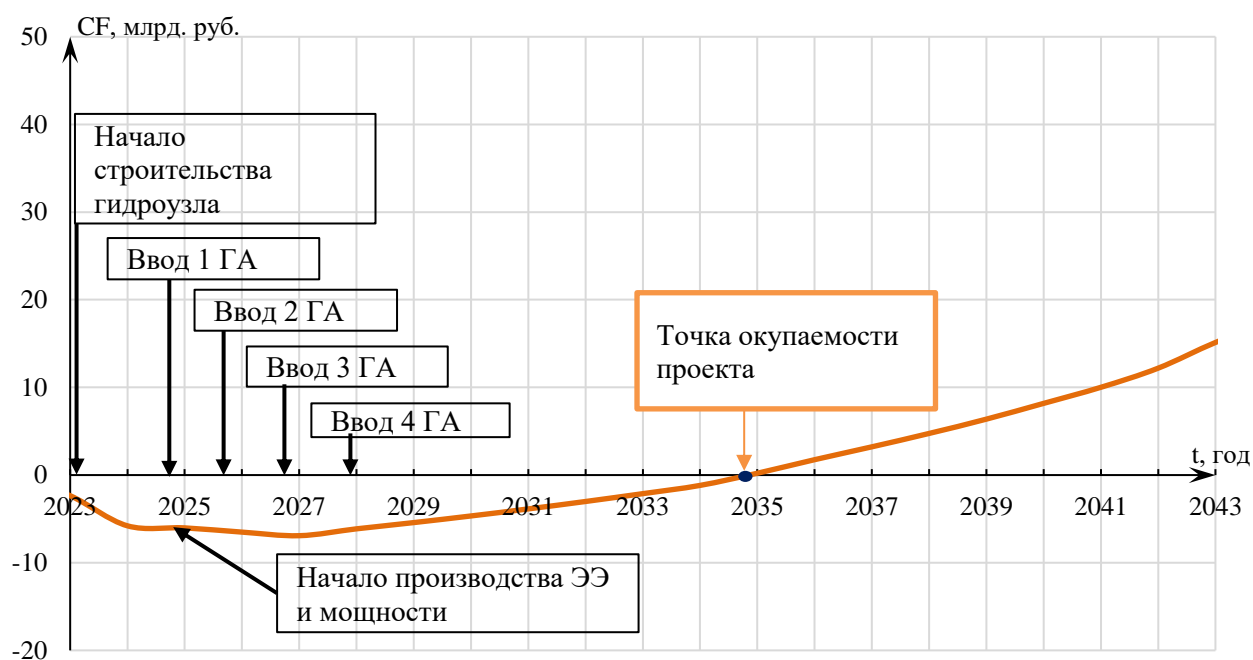


Рисунок 9.2 - Cash-Flow Абазинской ГЭС

Из графика видно, что до начала производства электроэнергии и мощности денежный поток отрицательный. Это связано с тем, что на строительство и установку оборудования требуются денежные средства, а прибыль еще отсутствует, так как нет выработки электроэнергии. Также необходимо выплачивать налоги и заработную плату работникам.

После начала производства электроэнергии и мощности, прибыль начинает покрывать, но не полностью, текущие затраты. График Cash-Flow все еще стремится ниже в отрицательную сторону, пока не введется третий гидроагрегат. Затем выручка от реализации электроэнергии начинает покрывать и даже превышать расходы на дальнейшее строительство и проект становится на путь окупаемости.

Точка окупаемости отражает тот момент времени, когда доходы от реализации проекта, превысили потраченные на него средства. Далее проект начинает приносить прибыль.

## 9.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

### 9.4.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

- Чистый, дисконтированный доход (NPV);
- Индекс прибыльности (PI);
- Срок окупаемости (PP);
- Себестоимость 1кВт·ч электроэнергии.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- Период прогнозирования для Абазинской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2023 года.
- Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 9.4.2 Коммерческая эффективность проекта

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Абазинская ГЭС на реке Абакан»

| Параметр                                       | Значение |
|--|----------|
| Ставка дисконтирования, %                      | 11,6     |
| Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес | 316      |
| Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб       | 478,43   |
| Индекс прибыльности – PI                       | 1,08     |
| Себестоимость ЭЭ, руб/кВт·ч                    | 0,44     |
| Удельные капиталовложения, руб/кВт             | 104767   |

Строительство Абазинской ГЭС является эффективным, так как индекс прибыльности (PI) превышает единицу.

### 9.4.3 Бюджетная эффективность проекта

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

| Наименование                            | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029  |
|---|------|------|------|------|-------|
| В федеральный бюджет, млн.Рублей        | 325  | 625  | 698  | 713  | 845   |
| В региональный бюджет, млн.Рублей       | 81   | 98   | 120  | 137  | 131 7 |
| Итого налоговых поступлений, млн.Рублей | 409  | 727  | 821  | 854  | 980   |

Проект по строительству Абазинской ГЭС обеспечит регулярные поступления денежных средств в федеральный и региональный бюджет. Тем самым обеспечивая вклад в экономическое развитие республики Хакасия, а также всей страны в целом.

### 9.5 Анализ чувствительности проекта

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности PI к изменениям:

- ставки дисконтирования;
- цены сбыта;
- объема инвестиций.

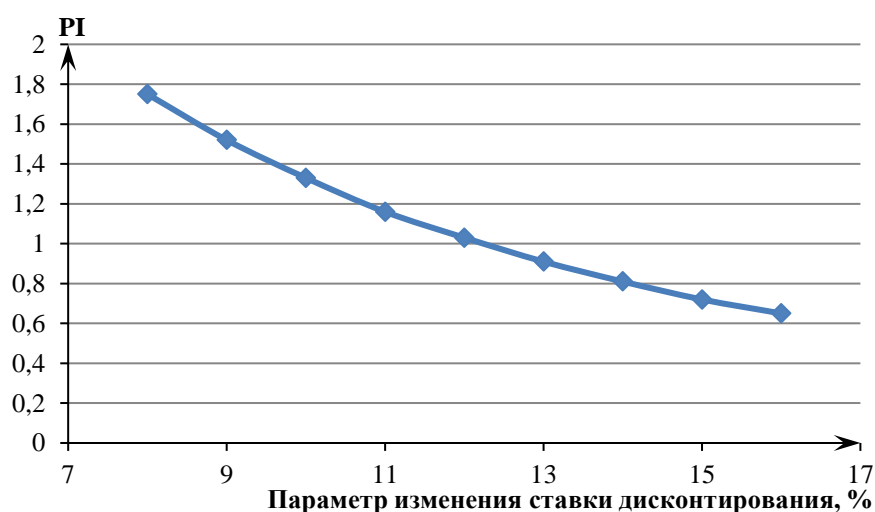


Рисунок 9.3 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Из графика 9.3 видно, что при увеличении ставки дисконтирования происходит уменьшение величины PI, количества средств, поступающих от продажи электроэнергии и увеличение стоимости капитальных вложений в длительной перспективе.

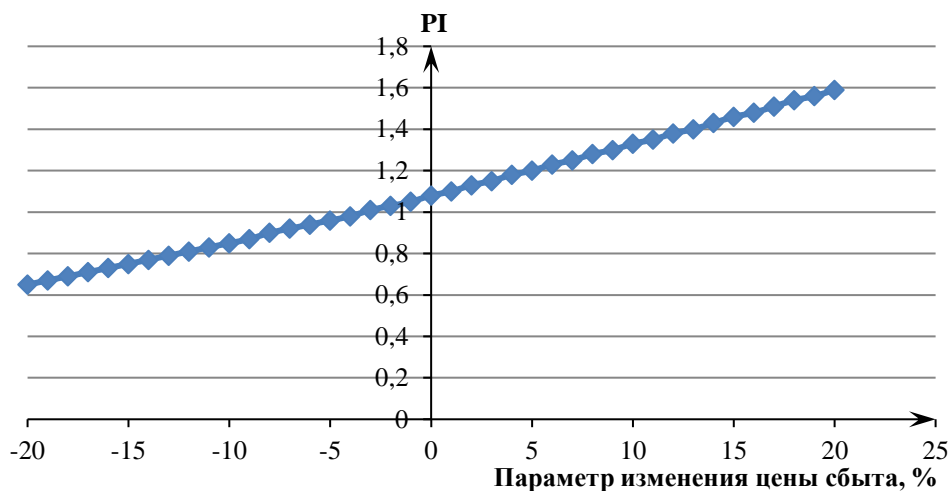


Рисунок 9.4 - Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

Из графика 9.4 видно, что, при увеличении цены сбыта увеличивается индекс прибыльности. Это происходит из-за роста получаемой прибыли, что в свою очередь также повлияет на множество параметров: NPV, срок окупаемости.

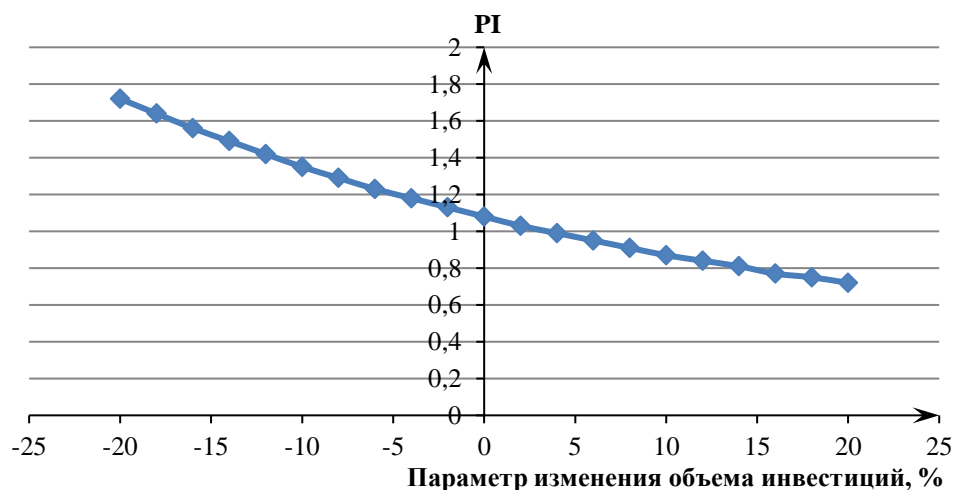


Рисунок 9.5 - Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

Из графика 9.5 видно, что, при увеличении объема инвестиций происходит уменьшение значения PI. Эта зависимость явно обратно пропорциональная. Так как индекс прибыльности — это отношение денежных потоков к общей сумме инвестиций, то при неизменных денежных потоках и увеличении объема инвестиций, PI уменьшается.

Можно сделать вывод, что проект «Абазинская ГЭС на реке Абакан», с установленной мощностью 240 МВт экономически оправдан.

Данный вывод может быть сделан на основе следующих показателей:

- NPV=478,43 млн.руб.
- PI=1,08.
- Срок окупаемости проекта равен 13 лет.
- Себестоимость электроэнергии 0,44 руб./кВт·ч
- Удельные капиталовложения 104767 руб/кВт.

## **10 Механические напряжения в сердечнике статора гидрогенератора**

Механические напряжения — это мера внутренних сил возникающих в деформируемом теле под влиянием внешних воздействий.

В деформированном твердом теле, вследствие смещения частиц в кристаллической решетке относительно друг друга, возникают внутренние силы, которые создают в этом теле напряжение.

### **10.1 Причины возникновения повреждений сердечника статора**

Основные причины повреждений сердечника – это вибрации, возникающие при различных режимах работы гидроагрегата, зависящие от температуры сердечника, зазора между полюсами ротора и расточкой статора, витковых замыканий в обмотках ротора и статора, несимметричных режимов, периодической составляющей магнитного тяжения.

В процессе эксплуатации уровень вибрации статора генератора меняется. С одной стороны причиной является зависимость электромагнитных сил, деформирующих сердечник, от текущего режима работы гидрогенератора, с другой – естественное изменение свойств основного силового узла, которым является шихтованный сердечник. Основное механическое качество сердечника, которое определяет надежность статора при эксплуатации, является усилие сжатия сердечника, заданное при изготовлении. В ходе эксплуатации, изменение усилия сжатия приводит к изменению вибромеханических свойств сердечника и, соответственно, отражается на параметрах вибрации самого статора в целом.

Полная радиальная сила, которая действует на сердечник, складывается из сил, действующих на стержни в пазах сердечника и сил магнитного тяжения. Силы, которые действуют на стержни, ослабляют полную радиальную силу. Силы магнитного тяжения (магнитные) стремятся сжать кольцевое сечение сердечника статора, а силы, действующие на стержни (электродинамические), этому противодействуют. Степень противодействия определяется значением тока в стержнях и коэффициентом мощности генератора. По итогу, магнитная сила, действующая в радиальном направлении, является основной силой, которая оказывает деформирующий характер на сердечник статора.

Вибрация стальных конструкций статора генератора содержит составляющую частоты 100 Гц и низкочастотную (НЧ) составляющую, которая представляет собой сумму четырех-пяти низших гармонических составляющих. Частота первой гармонической составляющей равна частоте вращения вала гидроагрегата, а частоты более высоких порядков кратны первой.

Наиболее вероятной причиной повышенной вибрации частотой 100 Гц является неудовлетворительная плотность стыков разъемного сердечника, которая в процессе эксплуатации может уменьшаться. Вибрация может быть как общей, так и местной, ее неравномерность наблюдается не только вдоль окружности, но и по высоте сердечника. Заблаговременный признак ухудшения плотности соединения стыков – повышенный уровень вибрации на холодном сердечнике (до 30 °С), и уменьшение вибрации по мере нагрева гидрогенератора.

Менее частыми причинами вибрации сердечника статора частотой 100 Гц могут быть неудачная схема обмотки статора и уравнительные токи генератора. При неудовлетворительном выборе числового ряда обмотки отмечается рост вибрации сердечника с увеличением нагрузки гидрогенератора. Влияние уравнительных токов может быть обнаружено по наличию периодических изменений (типа биений) уровня вибрации.

НЧ вибрация статора генератора, которая имеет место при всех режимах работы агрегата, в том числе при холостом ходе без возбуждения, обусловлена механическими силами и передается с вращающихся частей через опорные конструкции. НЧ вибрация, появляющаяся при подаче возбуждения, является результатом искажения формы ротора или витковых замыканий в его полюсных обмотках.

## **10.2 Распространенные дефекты**

В связи с важностью и высокой ответственностью, при участии в основном технологическом процессе, сердечника и самого статора в целом, необходимо учитывать заблаговременное выявление и предупреждение наиболее вероятных аномальных состояний, которые определяют техническую готовность к выполнению своей работы конструкций статора.

Основные дефекты, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации:

- ослабление плотности прессовки и распушение зубцов пакетов сердечника; выявляются в соответствии с [20, с. 227];
- ослабление плотности стыковки секторов сердечника; выявляются по результатам вибрационных испытаний (п. 10.4) и по результатам осмотра (п. 10.3);
- деформации пакетов активной стали; выявляются по результатам осмотра (п. 10.3);
- замыкание листов активной стали и повышенные местные нагревы сердечника; выявляются согласно [20, с. 232];

- аномальная вибрация сердечника, ухудшение состояния, разрушение крепления сердечника к корпусу и корпуса к фундаменту; выявляются по результатам вибрационных испытаний (п. 10.4) и по результатам осмотра (п. 10.3);
- ослабление крепления и перекося нажимных гребенок; выявляется по результатам осмотра (п. 10.3);
- нарушение цилиндрической формы расточки статора; выявляется по результатам испытаний согласно [20, с. 235].

### 10.3 Осмотр стальных конструкций статора

Осмотру подлежат узлы крепления сердечника, его спинка и стыки секторов статора, а также штифты нижнего фланца корпуса и крепления корпуса к фундаменту.

При осмотре должны быть выявлены характеристики аномальностей, место их обнаружения и, по возможности, их количественная оценка. Особое внимание обращается на:

- наличие контактной коррозии активной стали;
- трещины и обрывы сварных швов узлов крепления;
- трещины и изломы наборных клиньев;
- разрушение (распушение, выкрашивание) активной стали;
- волну активной стали (Рисунок 10.1);
- подвижность распорок вентиляционных;
- ослабление распорных винтовых домкратов верхней крестовины;
- ослабление штифтов фланца корпуса статора;
- ослабление затяжки гаек стяжных шпилек.



Рисунок 10.1 – «Волна» пакета активной стали

Элементы конструкции, подлежащие осмотру, признаки их неисправного состояния, а также способ осмотра сведены в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Элементы сердечника и корпуса статора, подлежащие осмотру

| Элементы, подлежащие осмотру                           | Признак аномального состояния                                  | Описание  | Способ осмотра   |
|--|--|---|--|
| Активная сталь сердечника со стороны спинки и расточки | Контактная коррозия активной стали и клиньев                   | Интенсивность: слабая – крапинки или неравномерный налет красного оттенка; высокая – сплошные участки налета кирпичного цвета | Визуальный   |
|  | Местные перегревы  | Пятна, цвета побежалости  | Визуальный   |
|  | Волна пакетов стали  | Протяженность волны, амплитуда  | Визуальный с помощью линейки   |
|  | Смещение листов в пакетах                                      | Число смещенных листов  | Визуальный с помощью линейки или штангенциркуля с ценой деления 0,1 мм |
|  | Ослабление прессовки и распушивание                            | Глубина проникновения тарировочного ножа  | Тарировочный нож с нанесенными делениями                               |
| Стыковые зоны сердечника и корпуса                     | «Домики» активной стали (выпучивание пакетов)                  | Число и высота домиков  | Визуальный с помощью линейки с ценой деления 1 мм                      |
|  | Относительное смещение пакетов активной стали                  | Число и величина смещения пакетов   | Визуальный с помощью линейки с ценой деления 1 мм                      |
|  | Ослабление затяжки гаек стяжных болтов стыковых плит           | Наличие трещин сварных швов, угол затяжки гаек  | Визуальный, при помощи гаечного ключа                                  |
|  | Истирание изоляционных прокладок стыков секторов               | Наличие пыли желто-серого цвета или кусочки прокладки   | Визуальный   |
|  | Появление, также увеличение зазоров в стыках секторов          | Величина зазоров в сравнении с монтажными данными   | Визуальный, с помощью набора щупов                                     |
| Узлы крепления активной стали к корпусу                | Трещины и обломы клиньев и их креплений типа «ласточкин хвост» | Число и размер трещин. Цвет металла в обломе  | Визуальный при помощи лупы, линейки и щупов                            |
|  | Трещины и обрывы сварных швов приварышей                       | Число оборванных швов, размер трещин  | Визуальный при помощи лупы и линейки с ценой деления 1 мм              |
| Стяжные шпильки сердечника статора                     | Трещины, обрывы  | Цвет металла в обрыве, размер трещин  | Визуальный при помощи лупы и линейки с ценой деления 1 мм              |
|  | Ослабление затяжки гаек  | Состояние стопоров, угол затяжки гаек   | Визуальный, при помощи гаечного ключа                                  |
| Нажимные гребенки                                      | Перекося   | Угол перекося или разница в высоте краев гребенки   | Визуальный при помощи лупы и линейки с ценой деления 1 мм              |
|  | Излом, изгиб нажимных пальцев                                  | Число поврежденных пальцев. Характер излома, изгиба   | Визуальный   |
|  | Ослабление затяжки отжимных болтов                             | Угол затяжки  | Визуальный, при помощи ключа   |



## Окончание таблицы 10.1

| Элементы, подлежащие осмотру           | Признак аномального состояния   | Описание                                | Способ осмотра  |
|--|---|---|---|
| Крепление корпуса статора к фундаменту | Истирание и выползание штифтов фланца корпуса                                   | Длина истирания или выползшей части     | Визуальный при помощи лупы и линейки с ценой деления 1 мм |
|  | Обрыв стопорных швов и ослабление затяжки гаек анкерных болтов крепления фланца | Наличие трещин швов и угол затяжки гаек | Визуальный, при помощи гаечного ключа                     |
|  | Выкрашивание бетона у фундаментной плиты и фланца                               | Интенсивность выкрашивания              | Визуальный  |
| Крепление верхней крестовины           | Обрыв стопорных швов, ослабление затяжки гаек                                   | Наличие трещин швов и угол затяжки гаек | Визуальный, при помощи гаечного ключа                     |
|  | Истирание, выползание штифтов   | Длина истиров или выползшей части       | Визуальный при помощи лупы и линейки с ценой деления 1 мм |

## 10.4 Вибрационный контроль стальных конструкций статора

### 10.4.1 Режим работы гидрогенератора при испытаниях, установка датчиков, места измерения

Вибрация частотой 100 Гц измеряется в радиальном направлении на спинке сердечника статора в среднем сечении по его высоте в середине, и по обеим сторонам каждого сектора.

Низкочастотная вибрация измеряется в радиальном направлении на спинке сердечника, полках и обшивках корпуса статора в среднем сечении по его высоте в середине сектора, также в нескольких точках по окружности фланца корпуса и в прилежащих точках фундамента.

В двух-четырех точках измеряются вибрации верхнего фланца в местах его крепления к верхней крестовине и нижнего фланца корпуса в местах его крепления к фундаментным плитам. Особо проверяют зависимость вибрации от теплового состояния генератора.

Крепление вибродатчиков к исследуемому узлу осуществляется с помощью болтов, жестких распорок, струбцин, клея на эпоксидной основе и т.п. Крепление должно обеспечить жесткий механический контакт, исключающий взаимное перемещение исследуемого узла и вибродатчиков.

Режимы работы гидрогенератора при исследовании вибраций:

- холостой ход без возбуждения с номинальной частотой вращения вала (136,4 об/мин). (при таком режиме измеряется только низкочастотная вибрация);

- холостой ход с разным уровнем возбуждения, обеспечивающим напряжение гидрогенератора от 0,4 до 1,0  $U_{ном}$  ступенями по 0,2  $U_{ном}$ , в случае с Абазинской ГЭС напряжение на выводах генератора при испытаниях будет 4,2 кВ (0,4  $U_{ном}$ ), 6,3 кВ (0,6  $U_{ном}$ ), 8,4 кВ (0,8  $U_{ном}$ ) и 10,5 кВ ( $U_{ном}$ ). При сложности осуществления режима холостого хода с возбуждением меньше номинального, допускается измерение вибрации только при номинальном напряжении. Измерения проводятся при холодном (до 30 °С) и горячем (свыше 50 °С) сердечнике;
- параллельная работа с энергосистемой в установившемся тепловом состоянии гидрогенератора при разных уровнях активной нагрузки (до номинальной или максимально возможной по условиям эксплуатации), а также режим синхронного компенсатора (если гидрогенератор эксплуатируется в данном режиме).

#### 10.4.2 Оценка вибрационного состояния

Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора по уровню вибрации частотой 100 Гц и НЧ составляющей проводится в соответствии с таблицами 10.2 и 10.3. В зависимости от результатов измерений вибраций и результатов осмотра сердечника и узлов его крепления к корпусу, также корпуса и его крепления к фундаменту, предлагают три оценки состояния гидрогенератора.

Таблица 10.2 – Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора генератора по вибрации частотой 100 Гц

| Параметры, определяющие состояние генератора             |  | Результаты осмотра  | Оценка состояния    |
|--|--|---|---------------------|
| Двойная амплитуда вибрации частотой 100 Гц, мкм          |  |   |                     |
| Параллельная работа с энергосистемой (сердечник горячий) | Холостой ход с возбуждением (сердечник холодный) |   |                     |
| до 30  | до 50  | Слабые следы контактной коррозии на спинке сердечника статора. Повреждений узлов крепления сердечника и ослабления затяжки гаек стяжных шпилек - нет                | Удовлетворительно   |
| свыше 30   | свыше 50   | Усиленная контактная коррозия на спинке сердечника и клиньях корпуса статора. Повреждений узлов крепления сердечника и ослабления затяжки гаек стяжных шпилек - нет | Неудовлетворительно |
| свыше 30   | свыше 50   | Наличие трещин и изломов в узлах крепления сердечника статора. Ослабление гаек стяжных шпилек   | Недопустимо         |

Таблица 10.3 – Оценка вибрационного состояния стальных конструкций статора генератора по низкочастотной составляющей вибрации

| Параметры, определяющие состояние генератора  |   | Оценка состояния    |
|---|---|---------------------|
| Размах низкочастотных гармоник или их сумма на холостом ходу с возбуждением или при параллельной работе с энергосистемой, мкм | Результаты осмотра  |                     |
| до 80   | Повреждений узлов крепления сердечника статора, ослабления распорных домкратов верхней крестовины, выпоlzания штифтов фланца корпуса - нет      | Удовлетворительно   |
| до 180  | Повреждений узлов крепления сердечника статора нет. Ослабление распорных домкратов верхней крестовины, редкое выпоlzание штифтов фланца корпуса | Неудовлетворительно |
| свыше 180   | Повреждения в узлах крепления сердечника статора. Ослабление распорных домкратов верхней крестовины. Массовое выпоlzание штифтов фланца корпуса | Недопустимо         |

По результатам оценки вибрационного состояния стальных конструкций статора гидрогенератора принимается решение о его дальнейшей эксплуатации и срокам измерений. Соответствующие решения приведены в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – Решения по дальнейшей эксплуатации и контролю вибрации гидрогенератора

| Оценка состояния    | Решение  |
|---------------------|--|
| Удовлетворительно   | Эксплуатация без ограничений. Периодичность измерения вибрации и осмотров – раз в период от 4 до 6 лет – до и после капитального ремонта при отсутствии внезапно возникших аномальностей   |
| Неудовлетворительно | Выяснение причины повышенной вибрации и ее устранение при первой же возможности вывода агрегата в ремонт. До устранения повышенной вибрации измерения и осмотр проводятся раз в год  |
| Недопустимо         | Безотлагательный вывод генератора в ремонт для устранения причин повышенной вибрации. При невозможности немедленного ремонта, эксплуатация генератора допускается только по решению технического руководителя станции. При наличии зависимости вибрации от режима работы, эксплуатировать генератор в наиболее «легком» режиме. Контрольное измерение вибраций и осмотры не реже чем раз в полгода |

## 10.5 Тепловые испытания активной стали гидрогенератора СВ 780/190-32

### 10.5.1 Краткая характеристика генератора

Синхронный генератор трехфазного тока типа СВ 780/190-32. Паспортные данные генератора представлены в таблице 10.5

Таблица 10.5 – Паспортные данные гидрогенератора

| Охл.среда | f  | Темп. охл. среды | cosφ | S     | P   | I <sub>ст</sub> | U <sub>ст</sub> | I <sub>рот</sub> | U <sub>рот</sub> |
|-----------|----|------------------|------|-------|-----|-----------------|-----------------|------------------|------------------|
| -         | Гц | °С               | -    | МВА   | МВт | А               | В               | А                | В                |
| воздух    | 50 | 35               | 0,9  | 94,44 | 85  | 3951            | 13800           | 1345             | 290              |

Номинальная скорость вращения:  $n=187,5$  об/мин.

Класс изоляции обмотки статора: «F».

Тип обмотки статора: двухслойная, стержневая, волновая.

Тип изоляции обмотки статора: терморезистивная.

Число параллельных ветвей обмотки статора: 2 шт.

Число пазов статора: 300 шт.

Число стержней: 600 шт.

Схема соединения фаз: звезда.

Предельно допустимая температура обмотки статора: 155 °С.

### 10.5.2 Проведение испытаний

Испытание проводится с целью выявления повреждений межлистовой изоляции активной стали. Во время испытаний проводится тепловизионная съемка с определением температуры нагретых участков и превышения температуры над общим фоном нагрева.

Согласно РД-153-34.0-20.363-99 за максимально допустимые значения принимается:

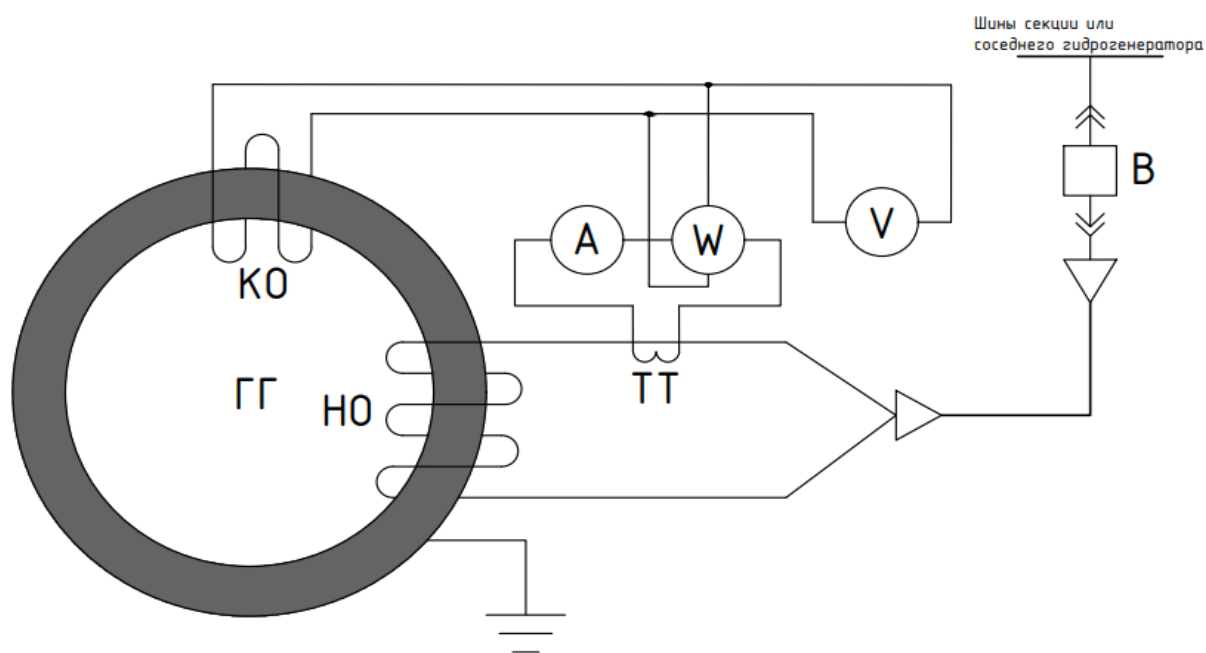
- наибольшее превышение температуры не должно превышать  $\Delta T_{max} = 22^\circ\text{C}$ ;
- наибольшая допустимая разность нагрева различных зубцов  $10^\circ\text{C}$ ;
- наибольшие допустимые удельные потери 1,8 Вт/кг при индукции в сердечнике 1,0 Тл.

Продолжительность испытаний при величине магнитной индукции 1,0 Тл составляет 90 мин. Температура стали контролируется тепловизором.

Термограммы снимаются с периодичностью 15 минут при прогреве статора и через 15, 30 и 45 минут при остывании.

Локальные тепловыделения в стали статора могут отличаться по следующим признакам: яркости пятна, форме, характеру изменения яркости пятна при остывании сердечника после отключения обмотки нагрева.

Принципиальная схема испытания представлена на рисунке 10.2. Методика оценки состояния стали отражена в таблице 10.6.



В – выключатель; НО – намагничивающая обмотка; КО – контрольная обмотка; ГГ – гидрогенератор; ТТ – трансформатор тока; А – амперметр; V – вольтметр; W – малокосинусный ваттметр.

Рисунок 10.2 – Схема испытания активной стали ГГ на нагрев

Таблица 10.6 – Методика оценки состояния стали

| Яркость пятна   | Место обнаружения локального нагрева                                      | Временные характеристики                                    | Описание локального нагрева  |
|---|---|---|--|
| Слабая  | Область головки зубца   | Быстро возникает и быстро затухает                          | Поверхностное замыкание листов или их «заглаживание» при ударе                       |
| Сильная   | То же   | Быстро возникает, характеризуется длительным послесвечением | Поверхностное, сильное повреждение листов. Сильное повреждение листов на шейке зубца |
| Слабая  | То же   | Быстро возникает и быстро затухает                          | Не очень сильное повреждение листов в районе шейки зубца                             |
| Слабая  | То же   | Медленно возникает и медленно затухает                      | Не очень сильное повреждение листов в глубине паза                                   |
| Слабая и сильная  | Соседние зубцы пакета (в пределах сегмента)                               | Медленно возникает и затухает                               | Повреждение в области дна паза   |
| Слабая и сильная, переменная с усилением в отдельных точках | Соседние зубцы паза, сплошь или с разрывами, часто два параллельных зубца | Быстро возникает, затухает с разной скоростью               | Повреждение клином шейки зубцов  |
| Чаще слабая   | Пятно, захватывающее группу головок зубцов                                | Медленно возникает и медленно затухает                      | Глубинные зоны нагрева, в т.ч. неоднородности, плотности опрессовки и т.п.           |

Оценка состояния стали статора производится исходя из месторасположения локального тепловыделения. Поверхностные тепловыделения создают легкообнаруживаемые интенсивные очаги нагрева.

Оценка их допустимости определяется предельной разностью нагрева между максимальным и минимальным превышением температуры зубцов в конце испытаний, составляющей не более 10 °С.

Величина магнитной индукции во время испытаний:

$$B_{\text{исп}} = \frac{U_k \cdot 10^{-4}}{4,44 \cdot f \cdot \omega_k \cdot Q}, \quad (10.1)$$

где  $U_k$  – напряжение на контрольной обмотке, В;

$\omega_k$  – кол-во витков контрольной обмотки;

$f$  – частота подводимого напряжения, Гц;

$Q$  – площадь поперечного сечения спинки статора, 3036,61 см<sup>2</sup>.

Расчет потерь:

$$P_2 = U_2 \cdot I_2, \quad (10.2)$$

где  $U_2$  – показания контрольного вольтметра;

$I_2$  – показания контрольного амперметра;

$P_2$  – приведенная мощность индуктора.

$$P_{\text{уд}} = \frac{P_2}{G}, \quad (10.3)$$

где  $G$  – вес активной стали статора – 56,472 т;

$P_{\text{уд}}$  – удельные потери, должны быть меньше 1,8 Вт/кг.

В результате испытаний установлено, что превышение температуры зубцов пакетов активной стали относительно начальной температуры составило 4,8 °С, наибольшая разность температур различных зубцов составила 1,9 °С, при допустимых значениях 22 °С и 10 °С соответственно (смотреть Рисунки №№ 10.3-10.4. В подписи рисунков ВО – воздухоохладитель).

Наибольшее превышение и наибольшая разность нагревов зубцов удовлетворяют требованиям РД 34.45-51.300-97. Величина удельных потерь составила 1,76 Вт/кг при норме не более 1,8 Вт/кг, что также удовлетворительно.

Интенсивных очагов нагрева не выявлено.

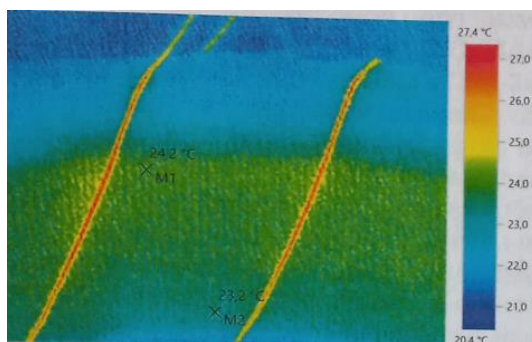


Рисунок 10.3 – Термограмма области первого ВО

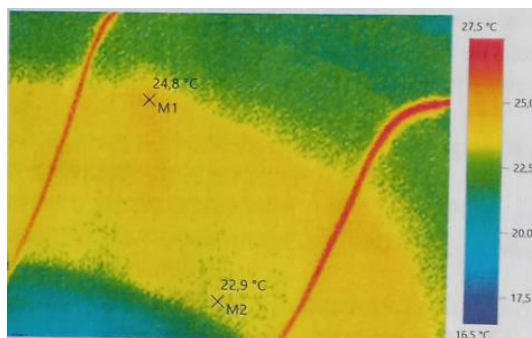


Рисунок 10.4 – Термограмма области третьего ВО

### 10.6 Проблема внецентренного сжатия сердечника

Наличие разрывов фланцевых сварных швов приварышей к наборным призмам сердечника статора может свидетельствовать о превышении предельного расчетного значения усилия в сварных швах.

Такая критическая нагрузка может возникать только при внецентренном сжатии под воздействием статических радиальных сил, появляющихся при наличии эксцентриситета прессовки сердечника.

Условия, при которых могут возникнуть радиальные силы высокого порядка, показаны на рисунке 10.5 в виде эпюр поперечных деформаций сердечника статора при разных эксцентриситетах прессовки.

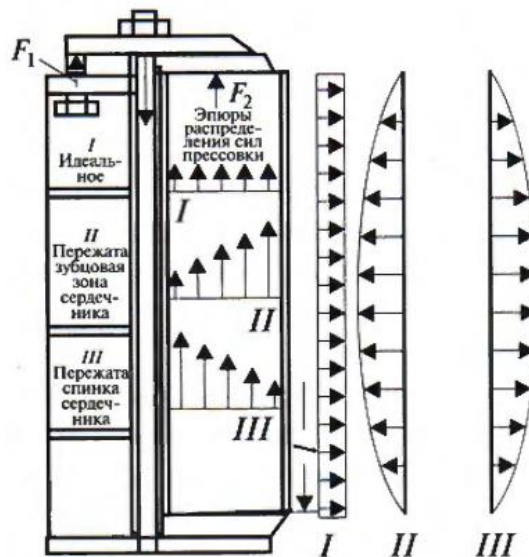


Рисунок 10.5 – Эпюры поперечных деформаций сердечника статора при разных эксцентриситетах сил прессовки

В идеальном случае (при отсутствии эксцентриситета) стержень в поперечном направлении будет устойчив.

## 10.7 Механический расчет сердечника гидрогенератора Абазинской ГЭС

### 10.7.1 Исходные данные для расчета

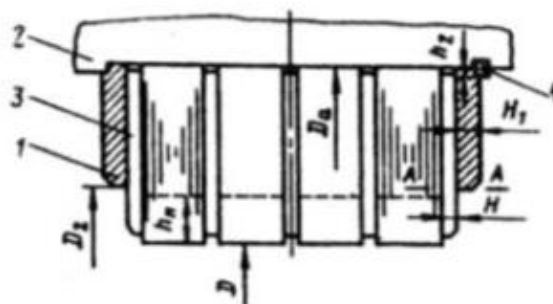
Синхронный генератор трехфазного тока типа СВ 794/100-40.  
Паспортные данные генератора представлены в таблице 10.7

Таблица 10.7 – Паспортные данные гидрогенератора

| Охл.среда | f  | cosφ | S    | P   | I <sub>ст</sub> | U <sub>ст</sub> | I <sub>рот</sub> | U <sub>рот</sub> |
|-----------|----|------|------|-----|-----------------|-----------------|------------------|------------------|
| -         | Гц | -    | МВА  | МВт | А               | В               | А                | В                |
| воздух    | 50 | 0,9  | 66,7 | 60  | 3668            | 10500           | 865              | 165              |

### 10.7.2 Расчет нажимных плит, пальцев и шпонок

Рисунок 10.6 прилагается к расчету.



1 – нажимная плита; 2 – ребро станины; 3 – нажимные пальцы; 4 – запорная шпонка

Рисунок 10.6 – Сердечник статора, запрессованный нажимными плитами



На нажимные пальцы и шайбу действует изгибающий момент, созданных равномерным давлением спрессованного сердечника.

Полное усилие запрессовки определяется по формуле (10.4):

$$Q_3 = q_c \cdot (T_{c1} \cdot D_a^2 - S_{\Pi}), \quad (10.4)$$

$$Q_3 = 8 \cdot 10^5 \cdot (0,067 \cdot 7,94^2 - 0,41) = 308,3 \text{ кН},$$

где  $q_c$  – давление в запрессованном сердечнике, принимается равным  $8 \cdot 10^5$  Па;

$T_{c1}$  – коэффициент, который определяется в зависимости от  $\alpha$ ;

$S_{\Pi}$  – площадь сечения всех пазов статора, равна 0,41.

$$T_{c1} = 0,785 \cdot (1 - \alpha^2) = 0,785 \cdot (1 - 0,955^2) = 0,068, \quad (10.5)$$

$$\alpha = \frac{D}{D_a} = \frac{7,59}{7,94} = 0,955, \quad (10.6)$$

где  $D$  – диаметр расточки статора;

$D_a$  – внешний диаметр статора.

Диаметр равнодействующей усилия запрессовки определяется по формуле (10.7):

$$D_p = \frac{T_2 \cdot D_a^3 - S_{\Pi} \cdot (D + h_{\Pi})}{T_{c1} \cdot D_a^2 - S_{\Pi}}, \quad (10.7)$$

$$D_p = \frac{0,66 \cdot 7,94^3 - 0,41 \cdot (7,59 + 0,112)}{0,067 \cdot 7,94^2 - 0,41} = 7,78 \text{ м},$$

где  $T_2$  – коэффициент;

$h_{\Pi}$  – высота паза, равна 0,112 м.

$$T_2 = 0,524 \cdot (1 - \alpha^2) = 0,524 \cdot (1 - 0,955^2) = 0,66. \quad (10.8)$$

Момент, изгибающий нажимную плиту, находится по формуле (10.9):

$$M_1 = \frac{Q_3 \cdot (D_a - D_p)}{2} = \frac{308,3 \cdot (7,94 - 7,78)}{2} = 240,2 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (10.9)$$

Напряжение изгиба определяется по формуле (10.10):

$$\sigma_1 = \frac{6 \cdot M_1}{\pi \cdot \left(\frac{D_a + D_2}{2}\right) \cdot H_1^2} = \frac{6 \cdot 240,2}{3,14 \cdot \left(\frac{7,94 + 7,6775}{2}\right) \cdot 0,06^2} = 16,38 \text{ МПа}, \quad (10.10)$$

где  $H_1$  – толщина нажимной плиты вместе с нажимным пальцем, равна 0,06 м.

Допустимое напряжение ограничено условием необходимой жесткости нажимной плиты. Для стали марки Ст3  $\sigma_{\text{доп}} = 60$  МПа.

Изгибающий момент, действующий на нажимные пальцы крайних листов сердечника в сечении А – А (см. рис. 10.6), определяется по формуле (10.11):

$$M_2 = \frac{q_c}{Z_1} \cdot \left[ \left( \frac{D_2}{10} \right)^3 \cdot T_3 - \frac{s_{\text{п}}}{2} \cdot (D_2 - D - h_{\text{п}}) \right], \quad (10.11)$$

$$M_2 = \frac{8 \cdot 10^5}{300} \cdot \left[ \left( \frac{7,6775}{10} \right)^3 \cdot 0,0506 - \frac{0,41}{2} \cdot (7,7665 - 7,59 - 0,112) \right] = 74 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

где  $Z_1$  – число пазов, равно 300 шт.

$$T_3 = 131 \cdot (1 - \alpha_1)^2 \cdot (1 + 2 \cdot \alpha_1) = 131 \cdot (1 - 0,988)^2 \cdot (1 + 2 \cdot 0,988) = 0,05, \quad (10.12)$$

$$\alpha_1 = \frac{D}{D_2} = \frac{7,59}{7,7665} = 0,988. \quad (10.13)$$

Напряжение изгиба гребенки при ее прямоугольном сечении определяется по формуле (10.14):

$$\sigma'_2 = \frac{6 \cdot M_2}{B \cdot H^2} = \frac{6 \cdot 74}{0,6 \cdot 0,05^2} = 0,29 \text{ МПа}, \quad (10.14)$$

где  $B$  – ширина нажимной гребенки, равна 0,6 м;

$H$  – высота гребенки, равна 0,05 м.

Допустимое напряжение для нажимной гребенки из стали марки Ст3 равно 160 МПа.

Напряжение смятия шпонки находится по формуле (10.15):

$$\sigma_{\text{см}} = \frac{Q_3}{m \cdot b_2 \cdot h_2} = \frac{308,3}{25 \cdot 0,12 \cdot 0,015} = 68,51 \text{ МПа}, \quad (10.15)$$

где  $m$  – число шпонок, равно 25;

$b_2, h_2$  – размеры контактной поверхности одной шпонки, равны 0,12 и 0,015 м соответственно.

Допустимое напряжение равно 150 МПа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Абазинской ГЭС на реке Абакан, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Абазинской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета.

Так же было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

Максимальный  $H_{\max} = 49,7$  м;

Расчетный  $H_{\text{расч}} = 35,8$  м;

Минимальный  $H_{\min} = 26,8$  м.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 5,3 м (ПЛ50-В-530).

По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 136,4 об/мин был выбран гидрогенератор СВ 794/100-44 с номинальной активной мощностью 60 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ 220кВ – «две рабочие системы сборных шин».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики компании «ЭКРА» в соответствии с ПУЭ.

Компоновка здания ГЭС принята приплотинного типа.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. Плотина Абазинского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют.

Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим подсчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 13 лет;
- себестоимость – 0,44 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 104767 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Абазинской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин, К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому проекту и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. – 114 с.
3. Затева, Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е.Ю. Затева. – Саяногорск, 2012. – 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетический расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 106 с.
5. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. / М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
6. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 2. Основное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Глушников, И.В. Слива / под общей ред.к.т.н., В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
8. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
9. Кох, П.И. Козловые краны для гидроэлектростанций / П.И. Кох, П.М. Нещеретный, В.А. Чекулаев; «Машиностроение», М., 1972. – 168 с.
10. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
11. Кузнецов, Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
12. 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.

13. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения: дата введения 20.12.2007. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
14. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правило оформления принципиальных электрических схем подстанции: дата введения 28.09.2017. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
15. Чернобровов, Н.В. Релейная защита электрических систем: учебное пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
16. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / сост. И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 64 с.: ил.
17. Лыбина, Т.А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
18. Постановление Правительства Российской Федерации «Об утверждении критериев классификации гидротехнических сооружений» [Электронный ресурс]: постановление правительства от 5 октября 2020 № 1607 // Справочная правовая система «Консультант плюс»: сайт. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_364412/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_364412/) (дата обращения 09.09.2022).
19. СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехническое сооружение (волновые, ледовые, и от судов). Актуализированная редакция СНиП 02.06.2004: дата введения 2013-01-01. – Москва: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 110 с.
20. СП 58.13330.2019. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003: дата введения 2020-06-17. – Москва: ФГУП ЦПП, 2020.
21. Киселев, П.Г. Справочник по гидротехническим расчётам / под ред. П.Г. Киселева. – Изд. 4-е, переработ. и доп. – Москва: Энергия, 1972. – 312 с.
22. СП 23.13330.2018 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 02.06.05 – 85: дата введения 2019-02-14. – М.: Минрегион России, 2019. – 102 с.
23. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
24. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 02.06.06 – 85: дата введения 2013-01-01. – М.: Минрегион России, 2012. – 48 с.

25. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 02.06.05 – 84: дата введения 2013-01-01. – М.: Минрегион России, 2012. – 58 с.

26. Лапасова, В.В. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части по выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.

27. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.: Приказ ПАО «РусГидро». – Москва: ПАО «РусГидро», 2016. – 22 с.

28. Российская федерация. Законы. Налоговый кодекс Российской Федерации. В 2 частях. Ч.2: Федеральный закон от 05.08.2000 №117-ФЗ: редакция от 28.12.2022: с изменениями и дополнениями, вступившими в силу с 01.01.2023 // Консультант плюс: справочная правовая система. – URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения 08.04.2023).

29. Российская Федерация. Законы. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Федеральный закон № 68-ФЗ: [принят Государственной думой 11 ноября 1994 года: одобрен Советом Федерации 21 декабря 1994 года]. – Москва, 2021. – 30 с.

30. Механические напряжения в сердечниках статора гидрогенератора: Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»; Вып. 9 (201) / Безчастнов Г.А., Безчастнов К.К., Безчастнов А.К., Нэмени Т.М., Прокопенко Н.Н., Старцев А.В. – Москва: НТФ «Энергопрогресс», 2015. – 68 с.

31. Белоглазов А.В. Разработка адаптивных средств выявления неисправностей и стратегии обслуживания гидроагрегатов // Автореферат диссертации на соискание ученой степени к.т.н. – Новосибирск, 2011. – 22 с.

32. СТО 70238424.27.140.001-2011 Гидроэлектростанции. Методики оценки технического состояния основного оборудования: дата введения 25.04.2011. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2011 – 271 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд наблюдений реки Абакан за период 1932-1981 г.

| Год  | Расходы в кубических метрах в секунду |    |     |     |      |      |     |      |     |     |     |     | Оср.-<br>год |
|------|---------------------------------------|----|-----|-----|------|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|--------------|
|      | I                                     | II | III | IV  | V    | VI   | VII | VIII | IX  | X   | XI  | XII |              |
| 1932 | 54                                    | 47 | 42  | 261 | 784  | 1192 | 591 | 520  | 376 | 357 | 257 | 81  | 380          |
| 1933 | 62                                    | 57 | 48  | 282 | 797  | 1201 | 753 | 691  | 420 | 374 | 328 | 83  | 425          |
| 1934 | 55                                    | 52 | 54  | 215 | 1485 | 1298 | 556 | 491  | 441 | 418 | 230 | 85  | 448          |
| 1935 | 51                                    | 53 | 48  | 199 | 958  | 770  | 645 | 599  | 358 | 357 | 197 | 68  | 359          |
| 1936 | 54                                    | 43 | 36  | 137 | 1212 | 1130 | 529 | 510  | 332 | 364 | 173 | 80  | 383          |
| 1937 | 63                                    | 60 | 54  | 204 | 881  | 1363 | 951 | 698  | 448 | 431 | 214 | 88  | 455          |
| 1938 | 58                                    | 47 | 42  | 446 | 1392 | 966  | 686 | 711  | 465 | 439 | 260 | 87  | 467          |
| 1939 | 58                                    | 64 | 58  | 426 | 1323 | 1594 | 904 | 701  | 545 | 495 | 283 | 114 | 547          |
| 1940 | 45                                    | 33 | 28  | 287 | 1125 | 845  | 761 | 564  | 344 | 310 | 193 | 66  | 383          |
| 1941 | 62                                    | 54 | 54  | 223 | 968  | 944  | 680 | 490  | 364 | 318 | 196 | 94  | 371          |
| 1942 | 60                                    | 52 | 46  | 176 | 1364 | 1456 | 793 | 687  | 472 | 398 | 224 | 76  | 484          |
| 1943 | 47                                    | 40 | 35  | 264 | 918  | 945  | 715 | 563  | 371 | 350 | 171 | 74  | 374          |
| 1944 | 42                                    | 35 | 34  | 202 | 865  | 752  | 461 | 372  | 294 | 289 | 125 | 65  | 295          |
| 1945 | 52                                    | 36 | 32  | 354 | 1101 | 884  | 595 | 584  | 380 | 348 | 151 | 77  | 383          |
| 1946 | 54                                    | 44 | 38  | 183 | 743  | 619  | 453 | 429  | 275 | 250 | 157 | 85  | 278          |
| 1947 | 55                                    | 45 | 37  | 475 | 892  | 997  | 697 | 671  | 405 | 361 | 193 | 73  | 408          |
| 1948 | 53                                    | 49 | 47  | 276 | 1146 | 752  | 531 | 632  | 360 | 299 | 152 | 87  | 365          |
| 1949 | 68                                    | 60 | 44  | 404 | 1336 | 1756 | 911 | 729  | 538 | 495 | 274 | 93  | 559          |
| 1950 | 60                                    | 61 | 52  | 211 | 994  | 777  | 744 | 653  | 375 | 338 | 188 | 82  | 378          |
| 1951 | 56                                    | 49 | 41  | 154 | 1258 | 1008 | 559 | 488  | 380 | 338 | 158 | 79  | 381          |
| 1952 | 53                                    | 50 | 43  | 169 | 1331 | 932  | 555 | 583  | 385 | 341 | 171 | 69  | 390          |
| 1953 | 69                                    | 67 | 54  | 319 | 1646 | 1281 | 947 | 665  | 521 | 470 | 187 | 102 | 527          |
| 1954 | 53                                    | 40 | 35  | 131 | 1079 | 841  | 590 | 545  | 345 | 296 | 121 | 74  | 346          |
| 1955 | 48                                    | 34 | 32  | 163 | 769  | 1016 | 768 | 622  | 370 | 356 | 215 | 66  | 371          |
| 1956 | 50                                    | 41 | 33  | 172 | 1793 | 1043 | 667 | 566  | 442 | 408 | 180 | 63  | 455          |
| 1957 | 74                                    | 38 | 27  | 161 | 989  | 941  | 627 | 533  | 360 | 345 | 180 | 65  | 362          |
| 1958 | 54                                    | 46 | 38  | 169 | 848  | 1055 | 482 | 549  | 340 | 300 | 184 | 74  | 345          |
| 1959 | 44                                    | 38 | 35  | 192 | 989  | 1066 | 597 | 499  | 353 | 287 | 119 | 76  | 358          |
| 1960 | 56                                    | 48 | 47  | 197 | 1378 | 836  | 656 | 469  | 382 | 320 | 116 | 87  | 383          |
| 1961 | 60                                    | 61 | 52  | 379 | 1198 | 973  | 681 | 691  | 418 | 364 | 129 | 81  | 424          |
| 1962 | 59                                    | 57 | 59  | 275 | 1062 | 1047 | 696 | 572  | 400 | 392 | 203 | 85  | 409          |
| 1963 | 86                                    | 63 | 59  | 202 | 1221 | 843  | 614 | 460  | 365 | 318 | 168 | 99  | 375          |
| 1964 | 61                                    | 51 | 40  | 188 | 869  | 960  | 650 | 464  | 340 | 314 | 153 | 73  | 347          |
| 1965 | 73                                    | 74 | 72  | 295 | 677  | 638  | 465 | 479  | 290 | 248 | 140 | 89  | 295          |

## Окончание приложения А

### Окончание таблицы А.1

| Год  | I    | II   | III  | IV   | V    | VI   | VII | VIII | IX  | X   | XI   | XII | Оср. год |
|------|------|------|------|------|------|------|-----|------|-----|-----|------|-----|----------|
| 1966 | 75,1 | 69,4 | 60   | 67,8 | 1880 | 1080 | 339 | 380  | 599 | 309 | 226  | 108 | 433      |
| 1967 | 95,9 | 92   | 81,6 | 675  | 1730 | 570  | 386 | 174  | 358 | 321 | 365  | 157 | 417      |
| 1968 | 110  | 85,6 | 74   | 196  | 1150 | 448  | 465 | 161  | 169 | 201 | 245  | 175 | 290      |
| 1969 | 101  | 86,4 | 77,1 | 84,3 | 2410 | 589  | 229 | 147  | 477 | 655 | 474  | 166 | 458      |
| 1970 | 111  | 86,6 | 76,2 | 133  | 1650 | 532  | 320 | 155  | 128 | 398 | 395  | 139 | 344      |
| 1971 | 110  | 76,2 | 67,4 | 145  | 2490 | 1120 | 247 | 170  | 428 | 966 | 351  | 128 | 525      |
| 1972 | 85,3 | 76,6 | 79,5 | 655  | 1240 | 437  | 218 | 131  | 153 | 330 | 380  | 132 | 326      |
| 1973 | 88,5 | 73,3 | 72,8 | 101  | 2280 | 951  | 319 | 378  | 214 | 227 | 160  | 123 | 416      |
| 1974 | 94,8 | 69   | 67,2 | 123  | 1550 | 766  | 369 | 167  | 338 | 302 | 222  | 341 | 367      |
| 1975 | 97,2 | 77,5 | 72,9 | 105  | 1720 | 715  | 214 | 152  | 224 | 497 | 278  | 144 | 358      |
| 1976 | 117  | 116  | 79,6 | 97,8 | 1460 | 1630 | 353 | 379  | 347 | 326 | 251  | 167 | 444      |
| 1977 | 101  | 92   | 77,6 | 100  | 1270 | 1320 | 195 | 139  | 129 | 320 | 195  | 239 | 348      |
| 1978 | 142  | 78,7 | 74,1 | 783  | 1550 | 421  | 134 | 153  | 438 | 282 | 168  | 122 | 362      |
| 1979 | 102  | 84,5 | 82,1 | 114  | 1800 | 1240 | 192 | 123  | 121 | 114 | 96,3 | 99  | 347      |
| 1980 | 93,3 | 90,3 | 77,6 | 648  | 1520 | 592  | 342 | 116  | 143 | 206 | 148  | 121 | 341      |
| 1981 | 96,8 | 80,1 | 77,3 | 128  | 2220 | 1080 | 878 | 246  | 419 | 258 | 136  | 125 | 479      |



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчет водно-энергетического режима водохранилища Абазинской ГЭС

Таблица Б.1 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году

| Месяц, декада   | Расходы, м <sup>3</sup> /с           |                                     |                                    |                                      |                                    |   |   |                                      |                                       |   |                                      | Объёмы, км <sup>3</sup>             |                      |                                     | Отметки, м                            |                                      |                                    |                            | Напор Н, м | Мощность N, МВт | Гарантированная мощность N <sub>гар.</sub> , МВт |
|---|--------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|---|---|--------------------------------------|---------------------------------------|---|--------------------------------------|-------------------------------------|----------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|----------------------------|------------|-----------------|--|
|   | Бытовой расход Q <sub>быт</sub>      | потери на                           |                                    |                                      |                                    | Полезный бытовой расход Q <sub>пол.б.</sub> | Расход из водохранилища Q <sub>водх</sub> | Расход ВХК Q <sub>ВХК</sub>          | Расход через турбины Q <sub>ГЭС</sub> | Расход холостых сбросов Q <sub>х.сбр.</sub> | Расход нижнего бьефа Q <sub>нб</sub> | Объём начальный V <sub>нач.</sub>   | Приращение объёма ΔV | Объём конечный V <sub>кон</sub>     | верхнего бьефа                        |                                      |                                    | Отметка НБ Z <sub>НБ</sub> |            |                 |  |
|   |                                      | Шлюзование Q <sub>шл</sub>          | Фильтрация Q <sub>ф</sub>          | Испарение Q <sub>исп</sub>           | Льдообразование Q <sub>л</sub>     |   |   |                                      |                                       |   |                                      |                                     |                      |                                     | Начальная отметка Z <sub>нач.ВБ</sub> | Конечная отметка Z <sub>кон.ВБ</sub> | Средняя отметка Z <sub>ср.ВБ</sub> |                            |            |                 |  |
| 1   | 2                                    | 3                                   | 4                                  | 5                                    | 6                                  | 7   | 8   | 9                                    | 10                                    | 11  | 12                                   | 13                                  | 14                   | 15                                  | 16                                    | 17                                   | 18                                 | 19                         | 20         | 21              | 22   |
| <b>Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности</b> |                                      |                                     |                                    |                                      |                                    |   |   |                                      |                                       |   |                                      |                                     |                      |                                     |                                       |                                      |                                    |                            |            |                 |  |
| Ме с.   | Q <sub>быт</sub> , м <sup>3</sup> /с | Q <sub>шл</sub> , м <sup>3</sup> /с | Q <sub>ф</sub> , м <sup>3</sup> /с | Q <sub>исп</sub> , м <sup>3</sup> /с | Q <sub>л</sub> , м <sup>3</sup> /с | Q <sub>пол.б.</sub> , м <sup>3</sup> /с     | Q <sub>водх</sub> , м <sup>3</sup> /с     | Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с | Q <sub>ГЭС</sub> , м <sup>3</sup> /с  | Q <sub>х.сбр.</sub> , м <sup>3</sup> /с     | Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с  | V <sub>нач.</sub> , км <sup>3</sup> | ΔV, км <sup>3</sup>  | V <sub>кон.</sub> , км <sup>3</sup> | Z <sub>нач.ВБ</sub> , М               | Z <sub>кон.ВБ</sub> , М              | Z <sub>ср.ВБ</sub> , М             | Z <sub>нб</sub> , М        | Н, М       | N, МВт          | N <sub>гар.</sub> , МВт                          |
| X   | 250                                  | 0                                   | 3,2                                | 3                                    | 0                                  | 244   | 22  | 270                                  | 266                                   | 0   | 270                                  | 6,28                                | 0,06                 | 6,22                                | 518,00                                | 516,65                               | 517,82                             | 467,83                     | 48,78      | 114             | По ВХК   |
| XI  | 156                                  | 0                                   | 3,2                                | 0                                    | 0                                  | 152   | 114                                       | 270                                  | 266                                   | 0   | 270                                  | 6,22                                | 0,31                 | 5,91                                | 516,65                                | 515,91                               | 516,78                             | 467,83                     | 47,44      | 111             | По ВХК   |
| XII   | 83                                   | 0                                   | 3,2                                | 0                                    | 1                                  | 79  | 312                                       | 270                                  | 391                                   | 0   | 394                                  | 5,91                                | 0,84                 | 5,08                                | 515,91                                | 513,53                               | 515,72                             | 468,06                     | 43,58      | 150             | 150  |
| I   | 47                                   | 0                                   | 3,2                                | 0                                    | 1                                  | 43  | 406                                       | 270                                  | 449                                   | 0   | 452                                  | 5,08                                | 1,09                 | 3,99                                | 513,53                                | 507,35                               | 510,44                             | 468,12                     | 37,93      | 150             | 150  |
| II  | 29                                   | 0                                   | 3,2                                | 0                                    | 0                                  | 26  | 241                                       | 270                                  | 267                                   | 0   | 270                                  | 3,99                                | 0,58                 | 3,41                                | 507,35                                | 503,77                               | 505,56                             | 467,83                     | 34,22      | 80              | По ВХК   |

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

| Месяц, декада   | Расходы, м <sup>3</sup> /с |                       |                       |                         |                       |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          | Объёмы, км <sup>3</sup> |                      |                       | Отметки, м                 |                          |                         |                 | Напор Н, м | Мощность N, МВт | Гарантированная мощность Nгар. МВт |
|---|----------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|---------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------|-----------------|------------|-----------------|------------------------------------|
|   | Бытовой расход Qбыт        | потери на             |                       |                         |                       | Полезный бытовой расход Qпол.б. | Расход из водохранилища Qводх | Расход ВХК QВХК         | Расход через турбины QГЭС | Расход холодных сбросов Qх.сбр. | Расход нижнего бьефа Qнб | Объём начальный Vнач.   | Приращение объёма ΔV | Объём конечный Vкон   | верхнего бьефа             |                          |                         | Отметка НБ ЗНБ. |            |                 |                                    |
|   |                            | Шлюзование Qшл        | Фильтрация Qф         | Испарение Qисп          | Льдообразование Qл    |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          |                         |                      |                       | Начальная отметка Zнач. ВБ | Конечная отметка Zкон.ВБ | Средняя отметка Z.ср.ВБ |                 |            |                 |                                    |
| 1   | 2                          | 3                     | 4                     | 5                       | 6                     | 7                               | 8                             | 9                       | 10                        | 11                              | 12                       | 13                      | 14                   | 15                    | 16                         | 17                       | 18                      | 19              | 20         | 21              | 22                                 |
| <b>Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности</b> |                            |                       |                       |                         |                       |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          |                         |                      |                       |                            |                          |                         |                 |            |                 |                                    |
| Ме с.   | Qбыт м <sup>3</sup> /с     | Qшл м <sup>3</sup> /с | Qф, м <sup>3</sup> /с | Qисп, м <sup>3</sup> /с | Qл, м <sup>3</sup> /с | Qпол.б, м <sup>3</sup> /с       | Qводх, м <sup>3</sup> /с      | QВХК, м <sup>3</sup> /с | QГЭС, м <sup>3</sup> /с   | Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с       | Qнб, м <sup>3</sup> /с   | Vнач, км <sup>3</sup>   | ΔV, км <sup>3</sup>  | Vкон, км <sup>3</sup> | Zнач. ВБ, М                | Zкон. ВБ, М              | Zср.ВБ, М               | Zнб, М          | Н, М       | N, МВт          | Nгар, МВт                          |
| III   | 26                         | 0                     | 3,2                   | 0                       | -1                    | 23                              | 243                           | 270                     | 266                       | 0                               | 270                      | 3,41                    | 0,65                 | 2,76                  | 503,77                     | 500,12                   | 501,94                  | 467,83          | 30,61      | 72              | По ВХК                             |
| IV  | 287                        | 0                     | 3,2                   | 0                       | -1                    | 285                             | -18                           | 270                     | 267                       | 0                               | 270                      | 2,76                    | -0,05                | 2,80                  | 500,12                     | 500,36                   | 500,24                  | 467,83          | 29,20      | 69              | По ВХК                             |
| V   | 874                        | 0                     | 3,2                   | 9                       | 0                     | 862                             | -535                          | 270                     | 327                       | 0                               | 330                      | 2,80                    | -1,39                | 4,19                  | 500,36                     | 508,57                   | 504,47                  | 467,97          | 33,07      | 95              | По ВХК                             |
| VI  | 727                        | 0                     | 3,2                   | 7                       | 0                     | 717                             | -390                          | 270                     | 327                       | 0                               | 330                      | 4,19                    | -1,04                | 5,24                  | 508,57                     | 514,36                   | 511,46                  | 467,96          | 40,06      | 115             | По ВХК                             |

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

| Месяц, декада   | Расходы, м <sup>3</sup> /с |                       |                       |                         |                       |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          | Объёмы, км <sup>3</sup> |                      |                       | Отметки, м                 |                          |                         |                 | Напор Н, м | Мощность N, МВт | Гарантированная мощность Nгар. МВт |
|---|----------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|---------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------|-----------------|------------|-----------------|------------------------------------|
|   | Бытовой расход Qбыт        | потери на             |                       |                         |                       | Полезный бытовой расход Qпол.б. | Расход из водохранилища Qводх | Расход ВХК QВХК         | Расход через турбины QГЭС | Расход холостых сбросов Qх.сбр. | Расход нижнего бьефа Qнб | Объём начальный Vнач.   | Приращение объёма ΔV | Объём конечный Vкон   | верхнего бьефа             |                          |                         | Отметка НБ ЗНБ. |            |                 |                                    |
|   |                            | Шлюзование Qшл        | Фильтрация Qф         | Испарение Qисп          | Льдообразование Qл    |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          |                         |                      |                       | Начальная отметка Zнач. ВБ | Конечная отметка Zкон.ВБ | Средняя отметка Z.ср.ВБ |                 |            |                 |                                    |
| 1   | 2                          | 3                     | 4                     | 5                       | 6                     | 7                               | 8                             | 9                       | 10                        | 11                              | 12                       | 13                      | 14                   | 15                    | 16                         | 17                       | 18                      | 19              | 20         | 21              | 22                                 |
| <b>Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности</b> |                            |                       |                       |                         |                       |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          |                         |                      |                       |                            |                          |                         |                 |            |                 |                                    |
| Ме с.   | Qбыт м <sup>3</sup> /с     | Qшл м <sup>3</sup> /с | Qф, м <sup>3</sup> /с | Qисп, м <sup>3</sup> /с | Qл, м <sup>3</sup> /с | Qпол.б, м <sup>3</sup> /с       | Qводх, м <sup>3</sup> /с      | QВХК, м <sup>3</sup> /с | QГЭС, м <sup>3</sup> /с   | Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с       | Qнб, м <sup>3</sup> /с   | Vнач, км <sup>3</sup>   | ΔV, км <sup>3</sup>  | Vкон, км <sup>3</sup> | Zнач. ВБ, М                | Zкон. ВБ, М              | Zср.ВБ, М               | Zнб, М          | Н, М       | N, МВт          | Nгар, МВт                          |
| <b>VI</b>   | 533                        | 0                     | 3,2                   | 5                       | 0                     | 524                             | -188                          | 270                     | 336                       | 0                               | 340                      | 5,24                    | -0,50                | 5,74                  | 514,36                     | 516,97                   | 515,66                  | 467,98          | 44,21      | 131             | По ВХК                             |
| <b>VII</b>  | 529                        | 0                     | 3,2                   | 5                       | 0                     | 521                             | -184                          | 270                     | 337                       | 0                               | 340                      | 5,74                    | -0,48                | 6,22                  | 516,97                     | 517,63                   | 516,30                  | 467,98          | 46,85      | 139             | По ВХК                             |
| <b>IX</b>   | 316                        | 0                     | 3,2                   | 3                       | 0                     | 310                             | -23                           | 270                     | 287                       | 0                               | 290                      | 6,22                    | -0,06                | 6,28                  | 517,63                     | 518,00                   | 517,82                  | 467,88          | 48,65      | 123             | По ВХК                             |

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – ВЭР режима ГЭС в средневодном году

| Месяц, декада   | Расходы, м <sup>3</sup> /с |                        |                       |                         |                       |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          | Объёмы, км <sup>3</sup> |                      |                       | Отметки, м                 |                          |                        |                 | Напор Н, м | Мощность N, МВт | Гарантированная мощность Nгар, МВт |
|---|----------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|---------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------|-----------------|------------|-----------------|------------------------------------|
|   | Быговой расход Qбыт        | потери на              |                       |                         |                       | Полезный бытовой расход Qпол.б. | Расход из водохранилища Qводх | Расход ВХК QВХК         | Расход через турбины QГЭС | Расход холостых сбросов Qх.сбр. | Расход нижнего бьефа Qнб | Объём начальный Vнач.   | Приращение объёма ΔV | Объём конечный Vкон   | верхнего бьефа             |                          |                        | Отметка НБ ЗНБ. |            |                 |                                    |
|   |                            | Шлюзование Qшл         | Фильтрация Qф         | Испарение Qисп          | Льдообразование Qл    |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          |                         |                      |                       | Начальная отметка Zнач. ВБ | Конечная отметка Zкон.ВБ | Средняя отметка Zср.ВБ |                 |            |                 |                                    |
| 1   | 2                          | 3                      | 4                     | 5                       | 6                     | 7                               | 8                             | 9                       | 10                        | 11                              | 12                       | 13                      | 14                   | 15                    | 16                         | 17                       | 18                     | 19              | 20         | 21              | 22                                 |
| <b>Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности</b> |                            |                        |                       |                         |                       |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          |                         |                      |                       |                            |                          |                        |                 |            |                 |                                    |
| Ме с.   | Qбыт м <sup>3</sup> /с     | Qшл. м <sup>3</sup> /с | Qф, м <sup>3</sup> /с | Qисп, м <sup>3</sup> /с | Qл, м <sup>3</sup> /с | Qпол.б, м <sup>3</sup> /с       | Qводх, м <sup>3</sup> /с      | QВХК, м <sup>3</sup> /с | QГЭС, м <sup>3</sup> /с   | Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с       | Qнб, м <sup>3</sup> /с   | Vнач, км <sup>3</sup>   | ΔV, км <sup>3</sup>  | Vкон, км <sup>3</sup> | Zнач.В Б, М                | Zкон.В Б, М              | Zср.В Б, М             | Zнб, М          | Н, М       | N, МВт          | Nгар, МВт                          |
| X   | 276                        | 0                      | 3,2                   | 3                       | 0                     | 270                             | 22                            | 270                     | 292                       | 0                               | 295                      | 6,28                    | 0,06                 | 6,22                  | 518,00                     | 517,66                   | 517,83                 | 467,83          | 49,33      | 127             | По ВХК                             |
| XI  | 183                        | 0                      | 3,2                   | 0                       | 0                     | 180                             | 111                           | 270                     | 291                       | 0                               | 294                      | 6,22                    | 0,29                 | 5,93                  | 517,66                     | 516,01                   | 516,84                 | 467,83          | 48,04      | 123             | По ВХК                             |
| XII   | 82                         | 0                      | 3,2                   | 0                       | 1                     | 78                              | 312                           | 270                     | 390                       | 0                               | 393                      | 5,93                    | 0,84                 | 5,10                  | 516,01                     | 513,64                   | 515,82                 | 468,06          | 44,40      | 152             | 152                                |
| I   | 42                         | 0                      | 3,2                   | 0                       | 1                     | 38                              | 406                           | 270                     | 444                       | 0                               | 447                      | 5,10                    | 1,09                 | 4,01                  | 513,64                     | 507,47                   | 510,55                 | 468,12          | 38,77      | 152             | 152                                |
| II  | 31                         | 0                      | 3,2                   | 0                       | 0                     | 29                              | 246                           | 270                     | 275                       | 0                               | 278                      | 4,01                    | 0,60                 | 3,41                  | 507,47                     | 503,81                   | 505,64                 | 467,83          | 34,95      | 84              | По ВХК                             |

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.2

| Месяц, декада   | Расходы, м <sup>3</sup> /с |                       |                       |                         |                       |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          | Объёмы, км <sup>3</sup> |                      |                       | Отметки, м                 |                          |                         |                 | Напор Н, м | Мощность N, МВт | Гарантированная мощность Nгар, МВт |
|---|----------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|---------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------|-----------------|------------|-----------------|------------------------------------|
|   | Бытовой расход Qбыт        | потери на             |                       |                         |                       | Полезный бытовой расход Qпол.б. | Расход из водохранилища Qводх | Расход ВХК QВХК         | Расход через турбины QГЭС | Расход холостых сбросов Qх.сбр. | Расход нижнего бьефа Qнб | Объём начальный Vнач.   | Приращение объёма ΔV | Объём конечный Vкон   | верхнего бьефа             |                          |                         | Отметка НБ ЗНБ. |            |                 |                                    |
|   |                            | Шлюзование Qшл        | Фильтрация Qф         | Испарение Qисп          | Льдообразование Qл    |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          |                         |                      |                       | Начальная отметка Zнач. ВБ | Конечная отметка Zкон.ВБ | Средняя отметка Z.ср.ВБ |                 |            |                 |                                    |
| 1   | 2                          | 3                     | 4                     | 5                       | 6                     | 7                               | 8                             | 9                       | 10                        | 11                              | 12                       | 13                      | 14                   | 15                    | 16                         | 17                       | 18                      | 19              | 20         | 21              | 22                                 |
| <b>Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности</b> |                            |                       |                       |                         |                       |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          |                         |                      |                       |                            |                          |                         |                 |            |                 |                                    |
| Ме с.   | Qбыт м <sup>3</sup> /с     | Qшл м <sup>3</sup> /с | Qф, м <sup>3</sup> /с | Qисп, м <sup>3</sup> /с | Qл, м <sup>3</sup> /с | Qпол.б, м <sup>3</sup> /с       | Qводх, м <sup>3</sup> /с      | QВХК, м <sup>3</sup> /с | QГЭС, м <sup>3</sup> /с   | Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с       | Qнб, м <sup>3</sup> /с   | Vнач, км <sup>3</sup>   | ΔV, км <sup>3</sup>  | Vкон, км <sup>3</sup> | Zнач. ВБ, М                | Zкон. ВБ, М              | Zср.ВБ, М               | Zнб, М          | НГЭС, М    | Nгэ, МВт        | Nгар, МВт                          |
| III   | 27                         | 0                     | 3,2                   | 0                       | -1                    | 24                              | 246                           | 270                     | 270                       | 0                               | 273                      | 3,41                    | 0,66                 | 2,76                  | 503,81                     | 500,12                   | 501,96                  | 467,83          | 31,30      | 74              | По ВХК                             |
| IV  | 282                        | 0                     | 3,2                   | 0                       | -1                    | 280                             | -13                           | 270                     | 267                       | 0                               | 270                      | 2,76                    | -0,03                | 2,79                  | 500,12                     | 500,29                   | 500,20                  | 467,83          | 29,86      | 70              | По ВХК                             |
| V   | 1148                       | 0                     | 3,2                   | 11                      | 0                     | 1133                            | -700                          | 280                     | 433                       | 0                               | 436                      | 2,79                    | -1,81                | 4,60                  | 500,29                     | 510,97                   | 505,63                  | 467,97          | 34,35      | 131             | По ВХК                             |
| VI  | 862                        | 0                     | 3,2                   | 9                       | 0                     | 850                             | -350                          | 280                     | 500                       | 0                               | 503                      | 4,60                    | -0,94                | 5,54                  | 510,97                     | 515,93                   | 513,45                  | 467,96          | 41,80      | 184             | По ВХК                             |

Окончание приложения Б

Окончание таблицы Б.2

| Месяц, декада   | Расходы, м <sup>3</sup> /с |                       |                       |                         |                       |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          | Объёмы, км <sup>3</sup> |                      |                       | Отметки, м                 |                          |                         |                 | Напор Н, м | Мощность N, МВт | Гарантированная мощность Nгар, МВт |
|---|----------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|---------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------|-----------------|------------|-----------------|------------------------------------|
|   | Бытовой расход Qбыт        | потери на             |                       |                         |                       | Полезный бытовой расход Qпол.б. | Расход из водохранилища Qводх | Расход ВХК QВХК         | Расход через турбины QГЭС | Расход холостых сбросов Qх.сбр. | Расход нижнего бьефа Qнб | Объём начальный Vнач.   | Приращение объёма ΔV | Объём конечный Vкон   | верхнего бьефа             |                          |                         | Отметка НБ ЗНБ. |            |                 |                                    |
|   |                            | Шлюзование Qшл        | Фильтрация Qф         | Испарение Qисп          | Льдообразование Qл    |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          |                         |                      |                       | Начальная отметка Zнач. ВБ | Конечная отметка Zкон.ВБ | Средняя отметка Z.ср.ВБ |                 |            |                 |                                    |
| 1   | 2                          | 3                     | 4                     | 5                       | 6                     | 7                               | 8                             | 9                       | 10                        | 11                              | 12                       | 13                      | 14                   | 15                    | 16                         | 17                       | 18                      | 19              | 20         | 21              | 22                                 |
| <b>Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности</b> |                            |                       |                       |                         |                       |                                 |                               |                         |                           |                                 |                          |                         |                      |                       |                            |                          |                         |                 |            |                 |                                    |
| Ме с.   | Qбыт м <sup>3</sup> /с     | Qшл м <sup>3</sup> /с | Qф, м <sup>3</sup> /с | Qисп, м <sup>3</sup> /с | Qл, м <sup>3</sup> /с | Qпол.б, м <sup>3</sup> /с       | Qводх, м <sup>3</sup> /с      | QВХК, м <sup>3</sup> /с | QГЭС, м <sup>3</sup> /с   | Qх.сбр, м <sup>3</sup> /с       | Qнб, м <sup>3</sup> /с   | Vнач, км <sup>3</sup>   | ΔV, км <sup>3</sup>  | Vкон, км <sup>3</sup> | Zнач. ВБ, М                | Zкон. ВБ, М              | Zср.ВБ, М               | Zнб, М          | НГЭС, М    | Nгэ, МВт        | Nгар, МВт                          |
| <b>VII</b>  | 776                        | 0                     | 3,2                   | 8                       | 0                     | 765                             | -212                          | 280                     | 553                       | 0                               | 556                      | 5,54                    | -0,57                | 6,11                  | 515,93                     | 517,01                   | 516,47                  | 467,98          | 45,52      | 222             | По ВХК                             |
| <b>VII I</b>  | 575                        | 0                     | 3,2                   | 6                       | 0                     | 566                             | -50                           | 280                     | 516                       | 0                               | 520                      | 6,11                    | -0,12                | 6,23                  | 517,01                     | 517,71                   | 517,36                  | 467,98          | 47,62      | 216             | По ВХК                             |
| <b>IX</b>   | 317                        | 0                     | 3,2                   | 3                       | 0                     | 311                             | -18                           | 290                     | 293                       | 0                               | 296                      | 6,23                    | -0,05                | 6,28                  | 517,71                     | 518,00                   | 517,86                  | 467,88          | 49,35      | 127             | По ВХК                             |

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

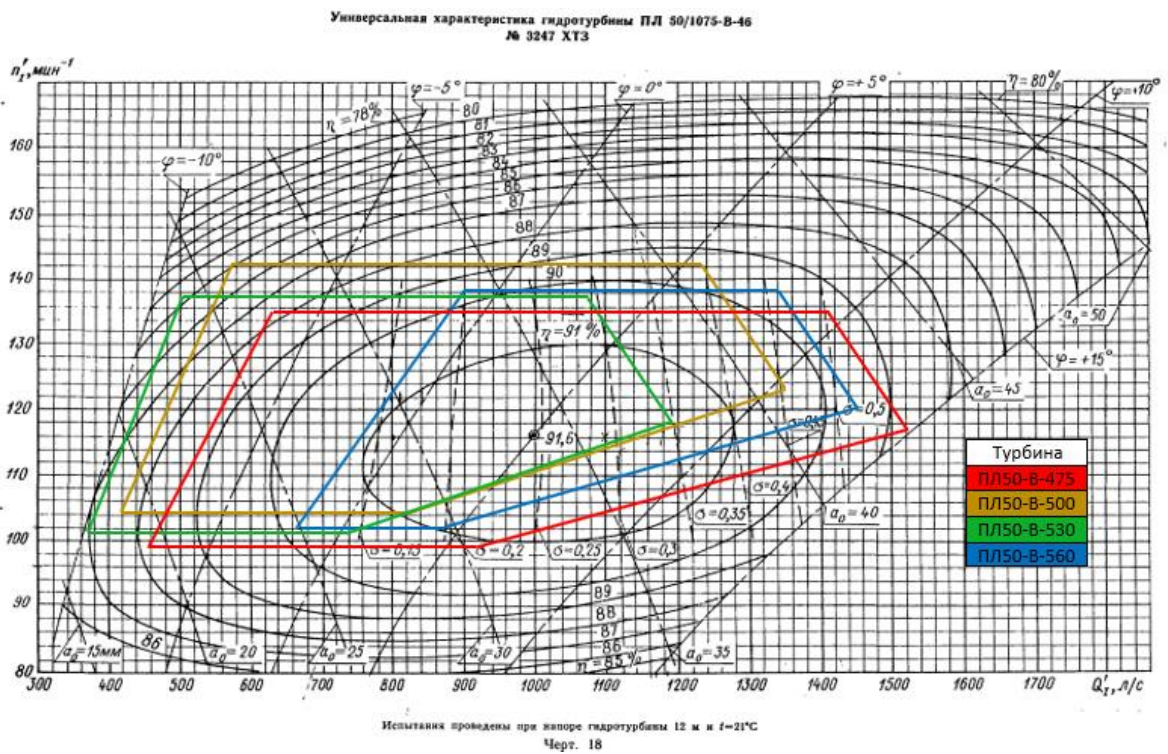


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика с обозначенными рабочими зонами для турбины ПЛ50-В разных диаметров

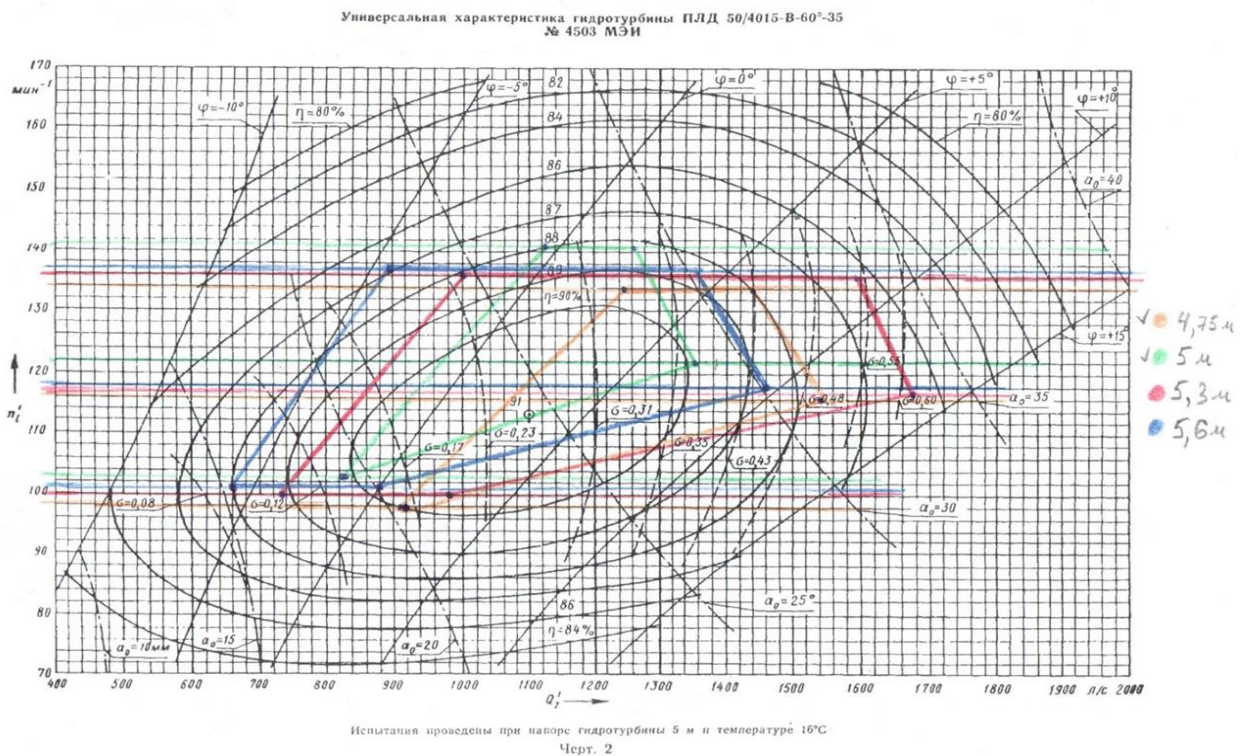


Рисунок В.2 - Главная универсальная характеристика с обозначенными рабочими зонами для турбины ПЛД50-В60° разных диаметров

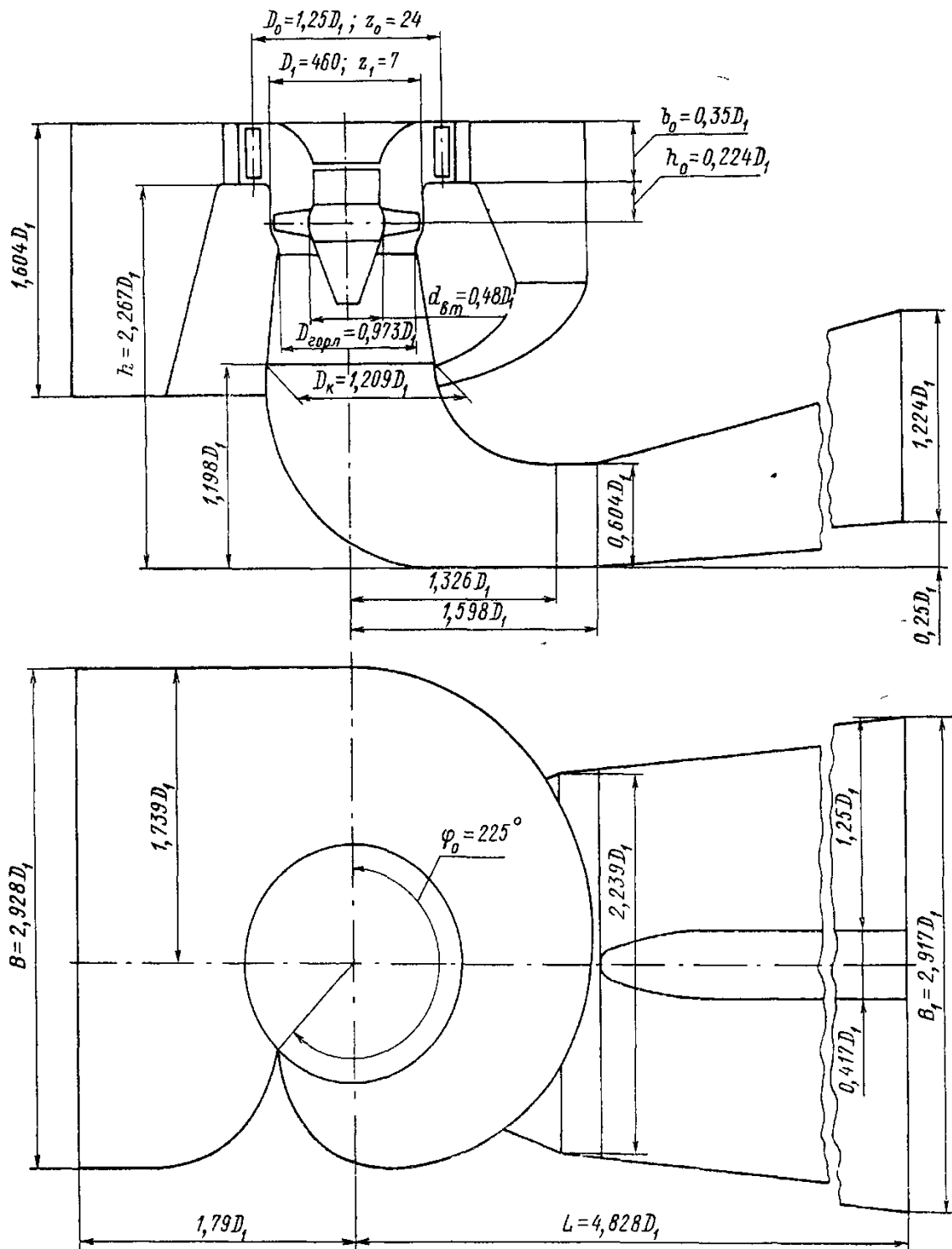


Рисунок В.3 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ150-В



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

| Защиты                                     |                 | Уставки  |                       |                             |         |
|--|-----------------|--|-----------------------|-----------------------------|---------|
| Наименование                               | Обозначение     | Наименование                                   | Относительные единицы | Именованные единицы         |         |
| Диф. Защита продольная                     | IΔG             | Ток срабатывания, I <sub>ср.0</sub>            | 0,23 · I <sub>Н</sub> | 1,06 А                      |         |
|  |                 | Коэффициент торможения, K <sub>Т</sub>         | 0,5                   | -                           |         |
|  |                 | Уставка начального торможения, I <sub>НТ</sub> | 0,46 · I <sub>Н</sub> | 2,11 А                      |         |
|  |                 | Тормозной ток, В                               | 1,5 · I <sub>Н</sub>  | 6,88 А                      |         |
|  |                 | Ток отсечки, I <sub>отс</sub>                  | 6,0 · I <sub>Н</sub>  | 27,51 А                     |         |
| ЗЗГ  | U <sub>0</sub>  | t <sub>1</sub>                                 | U <sub>01G</sub>      | -                           | 5 В     |
|  |                 | t <sub>2</sub>                                 | U <sub>0G</sub>       | -                           | 10 В    |
|  | U <sub>03</sub> | Коэффициент торможения, K <sub>Т</sub>         | 1,5                   | -                           |         |
| ЗПН  | U >             | 2 ступень                                      | U <sub>ср2</sub>      | 1,4 · U <sub>Н</sub>        | 140 В   |
|  |                 | 1 ступень                                      | U <sub>ср1</sub>      | 1,2 · U <sub>Н</sub>        | 120 В   |
| Защита от несимметричных к.з. и перегрузок | I <sub>2</sub>  | СО   | I <sub>2СИГН</sub>    | 0,14 · I <sub>Н</sub>       | 0,64 А  |
|  |                 | ПО   | I <sub>2ПУСК</sub>    | 0,168 · I <sub>Н</sub>      | 0,77 А  |
|  |                 | ОТС  | I <sub>2ОТС</sub>     | 0,55 · I <sub>Н</sub>       | 2,52 А  |
| Защита от симметричных к.з. и перегрузок   | I <sub>1</sub>  | СО   | I <sub>СИГН</sub>     | 1,07 · I <sub>Н</sub>       | 4,91 А  |
|  |                 | ПО   | I <sub>1ПУСК</sub>    | 1,18 · I <sub>Н</sub>       | 5,4 А   |
|  |                 | ОТС  | I <sub>1ОТС</sub>     | 1,22 · I <sub>Н</sub>       | 5,61 А  |
| ДЗ   | Z <             | 1 ступень                                      | Z <sub>1</sub>        | -                           | 1,08 Ом |
|  |                 |  | Z <sub>см1</sub>      | -                           | 1,08 Ом |
|  |                 | 2 ступень                                      | Z <sub>2</sub>        | -                           | 5 Ом    |
|  |                 |  | Z <sub>см2</sub>      | -                           | -       |
| Защита от перегрузок обмотки ротора        | I <sub>p</sub>  | СО   | I <sub>p СИГН.</sub>  | 1,07 · I <sub>НОМ.Р</sub>   | 0,857 А |
|  |                 | ПО   | I <sub>p ПУСК.</sub>  | 1,1 · I <sub>НОМ.Р</sub>    | 0,882 А |
|  |                 | Отсечка  | I <sub>p ОТС.</sub>   | 2,24 · I <sub>НОМ.Р</sub>   | 1,8 А   |
| Защита выпрямительного трансформатора      |                 | ТО   | I <sub>ТО</sub>       | 23,49 · I <sub>НОМ.те</sub> | 27,09 А |
|  |                 | МТЗ  | I <sub>МТЗ</sub>      | 2,08 · I <sub>НОМ.те</sub>  | 2,39 А  |

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

| Действие   | Защиты      |                 | Отключение В/Г | Гашение полей | Останов турбины и сброс АРЗ | Пуск ПЖГ ГТ | Отключение В-220 и В-ГТСН | Предупредительный сигнал | Отключение ШСВ |   |
|--|-------------|-----------------|----------------|---------------|-----------------------------|-------------|---------------------------|--------------------------|----------------|---|
| Наименование   | Обозначение |                 |                |               |                             |             |                           |                          |                |   |
| Диф. защита продольная   | $I\Delta G$ |                 | +              | +             | +                           | +           |                           |                          |                |   |
| ЗЗГ  | $U_0$       | $t_1$           |                |               |                             |             |                           | +                        |                |   |
|  |             | $t_2$           | +              | +             | +                           |             |                           |                          |                |   |
|  | $U_{03}$    | $t$             | +              | +             | +                           |             |                           |                          |                |   |
| ЗПН  | $U >$       | 1 ступень $t_1$ | +              | +             |                             |             |                           |                          |                |   |
|  |             | 2 ступень $t_2$ | +              | +             |                             |             |                           |                          |                |   |
| Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок | $I_2$       | СО              |                |               |                             |             |                           | +                        |                |   |
|  |             | ИО              |                | +             | +                           |             |                           |                          |                |   |
|  |             | ОТС I           | $t_1$          |               |                             |             |                           |                          |                | + |
|  |             |                 | $t_2$          |               |                             |             |                           | +                        |                |   |
| $t_3$  | +           |                 | +              |               |                             |             |                           |                          |                |   |
| Защита от симметричных к.з. и перегрузок                               | $I_1$       | СО              |                |               |                             |             |                           | +                        |                |   |
|  |             | ИО              |                | +             | +                           |             |                           |                          |                |   |
|  |             | ОТС             | $t_1$          |               |                             |             |                           |                          |                | + |
|  |             |                 | $t_2$          |               |                             |             |                           | +                        |                |   |
| $t_3$  | +           |                 | +              |               |                             |             |                           |                          |                |   |
| ДЗ   | $Z <$       | 1 ступень       | $t_1$          |               |                             |             | +                         |                          |                |   |
|  |             |                 | $t_2$          | +             | +                           | +           |                           |                          |                |   |
|  |             | 2 ступень       | $t_1$          |               |                             |             |                           |                          |                | + |
|  |             |                 | $t_2$          |               |                             |             |                           | +                        |                |   |
|  |             |                 | $t_3$          | +             | +                           |             |                           |                          |                |   |
| Защита ротора от перегрузки  | $I_p$       | СО              |                |               |                             |             |                           | +                        |                |   |
|  |             | ИО              |                | +             | +                           |             |                           |                          |                |   |
|  |             | Отсечка         |                | +             | +                           |             |                           |                          |                |   |
| Защита выпрямительного трансформатора                                  |             | ТО              |                | +             | +                           |             |                           |                          |                |   |
|  |             | МТЗ             |                | +             | +                           |             |                           |                          |                |   |

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Компоновка и сооружения гидроузла

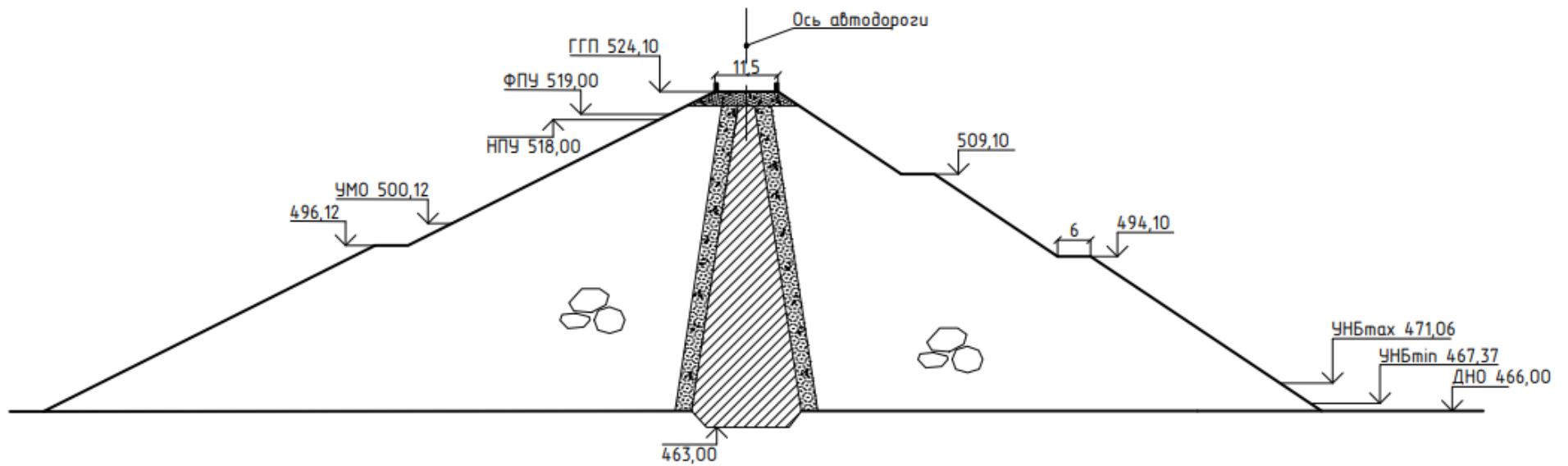


Рисунок Д.1 – Поперечный разрез грунтовой части плотины

Окончание приложения Д

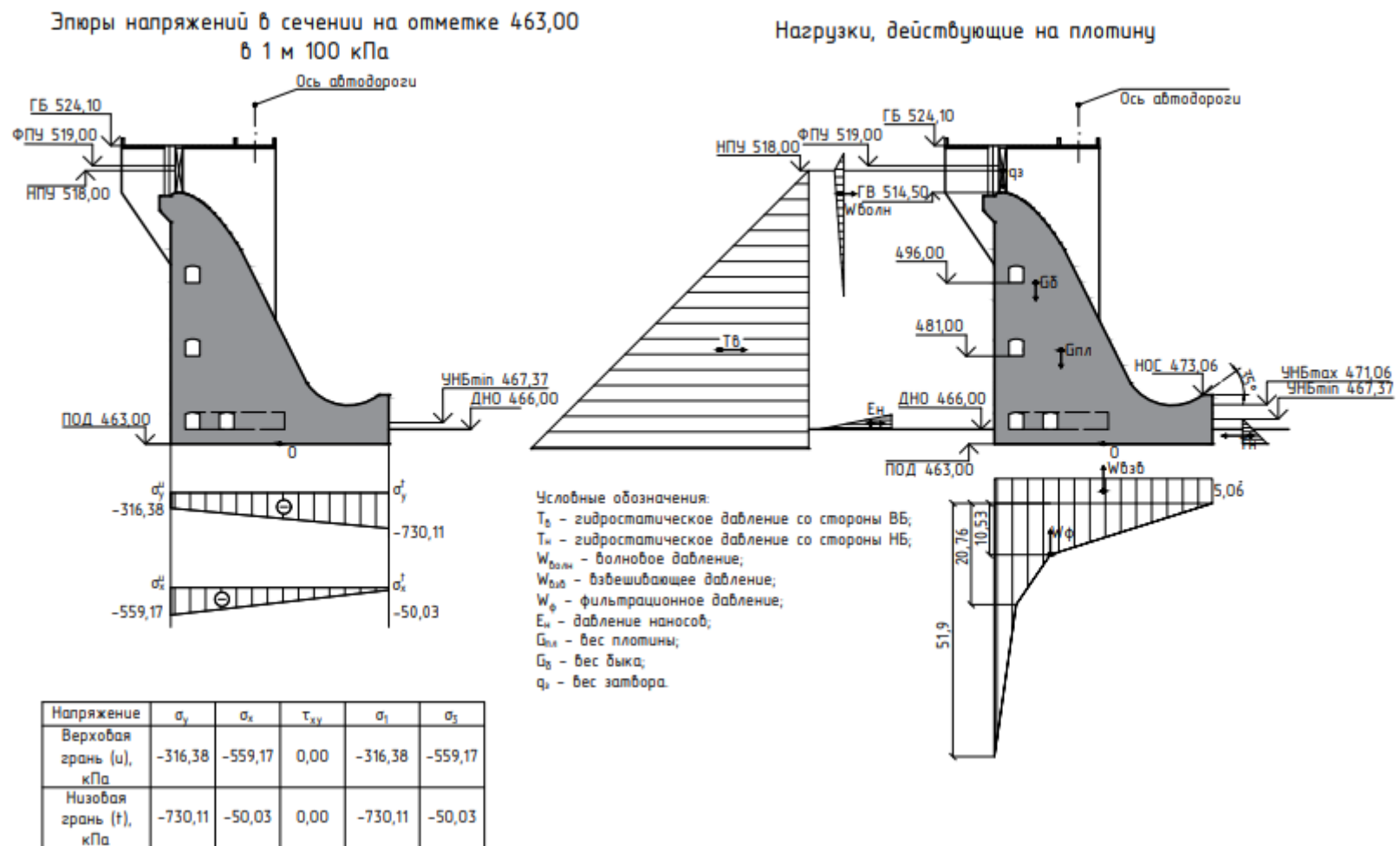


Рисунок Д.2 – Сбор нагрузок на водосливную плотину

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

Саяно-Шушенский филиал СФУ  
институт

Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем  
и электрических сетей  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись      инициалы, фамилия

« 12 » июня 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

Проектирование Абазинской ГЭС на реке Абакан. Механические напряжения в  
сердечнике статора гидрогенератора  
тема

|              |  |  |  |
|--------------|--|--|--|
| Руководитель |  16.06.2023<br>подпись, дата  | Доцент кафедры ГГЭЭС<br>Саяно-Шушенского<br>филиала СФУ<br>ученая степень, ученое звание,<br>должность, место работы | <u>А.В. Киселев</u><br>инициалы, фамилия |
| Выпускник    |  16.06.2023.<br>подпись, дата |  | <u>А.В. Акулов</u><br>инициалы, фамилия  |

Саяногорск; Черемушки 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Абазинской ГЭС на реке Абакан. Механические напряжения в сердечнике статора гидрогенератора»

Консультанты по разделам:

|   |   |  |
|---|---|--|
| Водно-энергетические расчеты            | <u>Зайд 07.06.23</u><br>подпись, дата   | <u>В.Ю. Зайдеев</u><br>инициалы, фамилия     |
| Основное и вспомогательное оборудование | <u>Д.В. Масляев</u><br>подпись, дата    | <u>Д.В. Масляев</u><br>инициалы, фамилия     |
| Электрическая часть                     | <u>Аму 19.06.23</u><br>подпись, дата    | <u>А.Т. Мухомов</u><br>инициалы, фамилия     |
| Релейная защита и автоматика            | <u>Вазман 07.06.23</u><br>подпись, дата | <u>М.С. Вазманкин</u><br>инициалы, фамилия   |
| Компоновка и сооружения гидроузла       | <u>С.П. 15.06.23</u><br>подпись, дата   | <u>С.П. Решетникова</u><br>инициалы, фамилия |
| Пожарная безопасность. Охрана труда     | <u>В.И. 07.06.23</u><br>подпись, дата   | <u>В.И. 07.06.23</u><br>инициалы, фамилия    |
| Охрана окружающей среды                 | <u>В.А. 07.06.23</u><br>подпись, дата   | <u>В.А. Курганов</u><br>инициалы, фамилия    |
| Технико-экономическое обоснование       | <u>В.В. 08.06.23</u><br>подпись, дата   | <u>В.В. Ланасова</u><br>инициалы, фамилия    |
| Нормоконтролер                          | <u>А.С. 23.06.23</u><br>подпись, дата   | <u>А.С. Степич</u><br>инициалы, фамилия      |