

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  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗЕЛЕНОГОРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАН.  
ИССЛЕДОВАНИЕ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ЛЭП  
НАПРЯЖЕНИЕМ 10-35 КВ  
тема

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

Саяногорск; Черемушки 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Зеленогорской ГЭС на реке Кан. Исследование наведенного напряжения на ЛЭП напряжением 10-35 кВ»

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-экономические показатели

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЗЕЛЕНОГОРСКОЙ 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.....	11
1.2 Энерго-экономическая характеристика района .....	12
2 Водно-энергетические расчеты .....	13
2.1 Регулирование стока реки.....	13
2.1.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности .....	13
2.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет .....	15
2.2.1 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК .....	17
2.2.2 Водно-энергетический расчет режима ГЭС в маловодном году.....	20
2.3 Определение рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок.....	22
2.4 Расчет резервов, планирование капитальных ремонтов оборудования. ....	26
2.5 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году	28
2.5 Режимное поле.....	28
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	30
3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	30
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины .....	34
3.3 Выбор типа серийного генератора.....	36
3.4 Расчет вала и подшипников.....	38
3.5 Гидромеханический расчет бетонной спиральной камеры, и определение ее геометрических размеров проточной части .....	39
3.6 Выбор маслонапорной установки.....	41
3.7 Выбор электрогидравлического регулятора .....	42
4 Электрическая часть .....	42
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений .....	42
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	42
4.2.1 Выбор синхронного генератора .....	42
4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.....	43
4.3.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком.....	44
4.4 Распределительное устройство .....	45
4.4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	45
4.4.2 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ.....	46
4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико- экономического расчета.....	47

4.6	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения.....	48
4.7	Расчёт токов трехфазного и однофазного коротких замыканий в главной схеме при помощи программного обеспечения «RastrWin» с выбором оборудования.....	49
4.7.1	Расчёт исходных данных.....	49
4.7.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	50
4.8	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима.....	52
4.9	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ.....	52
4.9.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	52
4.9.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	54
4.9.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов.....	56
4.10	Выбор параметров КРУЭ.....	56
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем.....	58
5.1	Исходные данные для курсового проектирования.....	58
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	59
5.3	Выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора.....	60
5.4	Расчет токов КЗ.....	62
5.5	Описание защит и расчет уставок.....	65
5.5.1	Расчет уставок для защит выпрямительного трансформатора ( $I > T_B$ ), ( $I \gg T_B$ ).....	65
5.5.2	Продольная дифференциальная защита ( $I \Delta G$ ).....	67
5.5.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N(U_0)$ ).....	70
5.5.4	Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ).....	73
5.5.5	Дистанционная защита генератора ( $Z1<$ ), ( $Z2<$ ).....	74
5.5.6	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I2$ ).....	78
5.5.7	Защита от симметричных перегрузок ( $I1$ ).....	84
5.5.8	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	87
5.6	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	90
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	90
6.1	Определение класса сооружения Зеленогорской ГЭС.....	90
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта.....	90
6.2.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины при НПУ.....	90
6.2.2	Определение отметки гребня грунтовой плотины при ФПУ.....	92
6.3	Гидравлические расчеты.....	94
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта.....	95
6.3.2	Определение отметки гребня водослива.....	96
6.3.3	Проверка пропуска поверочного расчётного расхода.....	97
6.3.4	Построение профиля водосливной грани.....	99

6.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	100
6.4.1	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	101
6.4.2	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы .....	103
6.5	Конструирование плотины .....	104
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины .....	104
6.6	Разрезка бетонных плотин швами .....	105
6.7	Быки.....	105
6.8	Дренаж тела бетонных плотин.....	105
6.9	Галереи в теле плотины .....	105
6.10	Основные элементы плотины .....	106
6.11	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	106
6.11.1	Противофильтрационная завеса .....	106
6.11.2	Дренажные устройства в основании .....	107
6.12	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	107
6.12.1	Вес сооружения и затворов .....	107
6.12.2	Сила гидростатического давления воды .....	108
6.12.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	108
6.12.4	Сила фильтрационного давления .....	109
6.12.5	Давление грунта .....	110
6.12.6	Расчёт волнового давления.....	110
6.13	Оценка прочности плотины .....	110
6.13.1	Критерии прочности плотины .....	113
6.13.2	Расчёт устойчивости плотины.....	113
7	Мероприятия по охране окружающей среды .....	114
7.1	Общие сведения о районе строительства.....	114
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	116
7.3	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	117
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве .....	117
7.5	Охрана окружающей среды в период эксплуатации.....	118
8	Пожарная безопасность. Охрана труда.....	119
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	119
8.2	Охрана труда.....	120
8.3	Пожарная безопасность .....	121
9	Технико-экономические показатели.....	124
9.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	124
9.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии.....	124
9.1.2	Текущие расходы по гидроузлу .....	124
9.1.3	Налоговые расходы .....	127
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	127
9.3	Анализ денежных потоков.....	128

9.4 Оценка инвестиционного проекта .....	129
9.4.1 Методология, исходные данные.....	129
9.4.2 Коммерческая эффективность проекта .....	130
9.4.3 Бюджетная эффективность.....	130
9.5 Анализ чувствительности проекта.....	130
10 Исследование наведенного напряжения на ЛЭП напряжением 10-35 кВ ...	133
10.1 Наведенное напряжение.....	133
10.2 Опасность наведенного напряжения.....	133
10.3 Подготовка к проведению измерений и места измерений.....	135
10.4 Проведение измерений.....	137
10.5 Оценка значений наведенного напряжения .....	139
10.6 Меры безопасности при выполнении измерений.....	141
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	142
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	143
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	146
ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....	148
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	150
ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....	152
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	154
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	155

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЗЕЛЕНОГОРСКОЙ ГЭС

1. Наименование ГЭС ..... Зеленогорская ГЭС
2. Местонахождение ГЭС (край, область) ..... Красноярский край
3. Тип проектируемой установки ..... Гидроэлектростанция
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 290 м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный, обеспеченностью 0,01% ..... 3074 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 21 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовичное;
  - б) отметки: НПУ ..... 199,00 м;  
УМО ..... 187,72 м;
  - в) объемы: полный ..... 6,46 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 3,61 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 47,90 м;
  - б) расчетный ..... 38,85 м;
  - в) минимальный ..... 32,1 м.
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность: установленная ..... 165 МВт;  
гарантированная ..... 113 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 0,684 млрд. кВт·ч.
8. Плотины:
  - а) тип здания ..... приплотинное;
  - б) правобережная ..... бетонная;
  - в) левобережная ..... бетонная;
  - г) общая длина ..... 105,80 м;
  - д) максимальная высота ..... 45,5 м.
9. Водосбросные сооружения:
  - а) тип ..... поверхностный безвакуумный водослив;
  - б) число и размеры пролетов ..... 2 пролетов по 14 м;
  - в) толщина переливающегося слоя ..... 10,00 м;
  - г) общая длина ..... 34 м.
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... русловое;
  - б) число агрегатов ..... 3;
  - в) грунты в основании ..... кварцевый песчаник;
  - г) тип спиральной камеры ..... бетонная;
  - д) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
- 11) Основное оборудование:
  - а) тип турбин ..... ПЛ50-В-500;  
диаметр ..... 5,0 м;

- б) тип генераторов .....СВ-808/130-40 У4;  
их мощность .....55 МВт;
  - в) частота вращения .....150,0 об/мин;
  - г) тип трансформаторов .....ТДЦ-80000/242.
- 12) Техничко-экономические показатели:
- а) удельные капиталовложения .....105041,52 руб./кВт;
  - б) себестоимость энергии .....0,28 руб./кВт·ч;
  - в) период окупаемости .....12 лет и 7 месяцев.

## ВВЕДЕНИЕ

Источник энергии – текущая вода, возобновляемый источник энергии, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь повысит технико-экономический потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и возобновляемая отрасль народного хозяйства.

Развитие энергетики неотделимо от развития региона, стабильности и процветания территории присутствия. Рост объемов промышленного производства приводит к увеличению энергопотребления в регионе и оказывает свое существенное влияние на дальнейшее развитие и модернизацию всей энергетической системы.

Строительство Зеленогорской ГЭС позволит:

- Обеспечить потребителей Красноярской энергосистемы электроэнергией;
- Повысить надёжность и качество электроснабжения потребителей;
- Отказаться от строительства тепловой электростанции, использующей органическое топливо (природный газ);
- Обеспечить необходимые пропуски воды для нужд ВХК;
- Создать инфраструктуру, обеспечивающую улучшение социальных и экономических условий жизни населения близлежащих Красноярского края;
- Обеспечить значительные поступления налоговых выплат в бюджеты всех уровней.

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

В рамках специального вопроса рассмотрена оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы.

## 1 Общая часть

### 1.1 Природные условия

#### 1.1.1 Климатические данные

Климат региона, в котором планируется строительство Зеленогорской ГЭС, резко континентальный, с продолжительными морозными зимами и недолгим и теплым летними периодами. Средняя температура января:  $-19,2$  °С, июля:  $+19,2$  °С. Минимальная температура:  $-25$  °С, максимальная (в тени):  $+25$  °С.

Наиболее дождливые периоды сентябрь, август, май, когда, выпадает до  $45,63$  мм осадков.

Значение амплитуды температур обязательно должен учитываться при проектировании и строительстве гидроузла (ГУ), так как значительные колебания температуры в течение года приводят к деформациям тела плотины, образованию трещин в бетоне, снижению прочности грунта в основании, изменению фильтрационных характеристик грунта.

#### 1.1.2 Гидрологические данные

Среднемноголетний расход воды в районе гидроузла  $640$  м<sup>3</sup>/с. Питание реки смешанное: весной — от таяния снегов, летом — от дождевых осадков. Амплитуда колебаний уровней превышает  $4$  м. Самая многоводная фаза водного режима Кана — весенне-летнее половодье. В Кане водятся щука, окунь, плотва, уклейка, налим, елец, сорога и пескарь, в верховьях — лососевые породы: сибирский хариус, ленок, таймень.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Кан в период 1938–1987 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Средний многолетний расход  $\bar{Q}_{\text{много}}$  Кан вычисляется, как отношение суммы среднегодовых расходов к числу лет наблюдения:

$$\bar{Q}_{\text{много}} = \frac{\sum \bar{Q}_{\text{год},i}}{n} = \frac{14547}{50} = 290 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (1.1)$$

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

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

$n$  — число лет наблюдения.

Определяется среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{много}} = \bar{Q}_{\text{много}} \cdot t = 290 \cdot 31536000 \cdot 10^{-9} = 9,15 \text{ км}^3, \quad (1.2)$$

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

$\bar{Q}_{\text{много}}$  — средний многолетний расход из приложения А, 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

Кривая связи расходов и уровня нижнего бьефа			
летняя		зимняя	
$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
149,00	0	149,00	0
151,56	200	151,56	170
153,14	400	153,14	340
154,20	600	154,20	510
155,00	800	155,00	680
155,68	1000	155,68	850
156,29	1200	156,29	1020
156,84	1400	156,84	1190
157,35	1600	157,35	1360
157,85	1800	157,85	1530
158,36	2000	158,36	1700
158,94	2200	158,94	1870

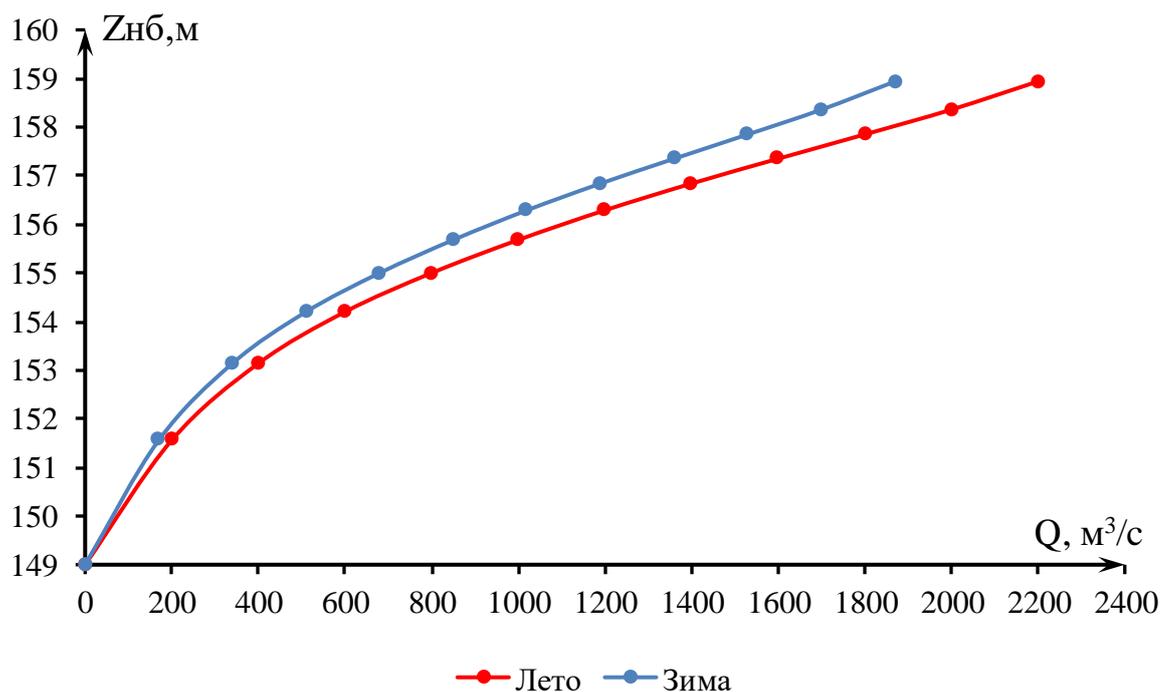


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

По данным ОСР-97 в зоне проектируемого гидроузла, река Кан имеет 7-8 баллов сейсмической активности.

Дно имеет скальный грунт, имеются пороги, пересекающие всю реку. В верхнем и среднем течении реки крутые и скалистые берега.

Таким образом в зоне строительства гидроузла кварцевый песчаник.

## 1.2 Энерго-экономическая характеристика района

Зеленогорская ГЭС находится на территории Красноярского РДУ. Входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. Проектируемая ГЭС будет работать на местную нагрузку.

Построим графики максимальных и среднемесячных нагрузок ЭС. 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  $a_{max}$  рассчитаем по формуле (1.4),  $b_{max}$  по формуле (1.5).

$$a_{max} = \frac{P_{max}^3 + P_{max}^l}{2} = \frac{1200 + 1000}{2} = 1000 \text{ МВт}, \quad (1.4)$$

$$b_{max} = \frac{P_{max}^3 - P_{max}^l}{2} = \frac{1200 - 1000}{2} = 100 \text{ МВт}. \quad (1.5)$$

Расчет значений средней мощности для каждого месяца будем производить 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).

$$\bar{a} = \frac{\bar{P}_{сут}^3 + \bar{P}_{сут}^l}{2} = \frac{881 + 771}{2} = 826 \text{ МВт}, \quad (1.7)$$

$$\bar{b} = \frac{\bar{P}_{сут}^3 - \bar{P}_{сут}^l}{2} = \frac{881 - 771}{2} = 50 \text{ МВт}. \quad (1.8)$$

Результаты расчетов внесем в таблицу 1.3. По результатам расчетов построены графики максимальных и среднемесячных нагрузок ЭС, показанные на рисунке 1.2.

Таблица 1.2 – Расчет значений максимальной и средней мощности нагрузки

t, мес	$\alpha$ , рад	cos	$P_t^{max}$ , МВт	$\bar{P}_t$ , МВт
1	0,26	0,966	1197	879
2	0,79	0,707	1171	865
3	1,31	0,259	1126	840
4	1,83	-0,258	1074	812
5	2,36	-0,706	1029	787
6	2,88	-0,966	1003	773
7	3,40	-0,966	1003	773
8	3,93	-0,709	1029	787

## Окончание таблицы 1.2

t, мес	$\alpha$ , рад	cos	$P_t^{\max}$ , МВт	$\bar{P}_t$ , МВт
9	4,45	-0,261	1074	812
10	4,97	0,256	1126	840
11	5,50	0,705	1171	865
12	6,02	0,965	1197	879

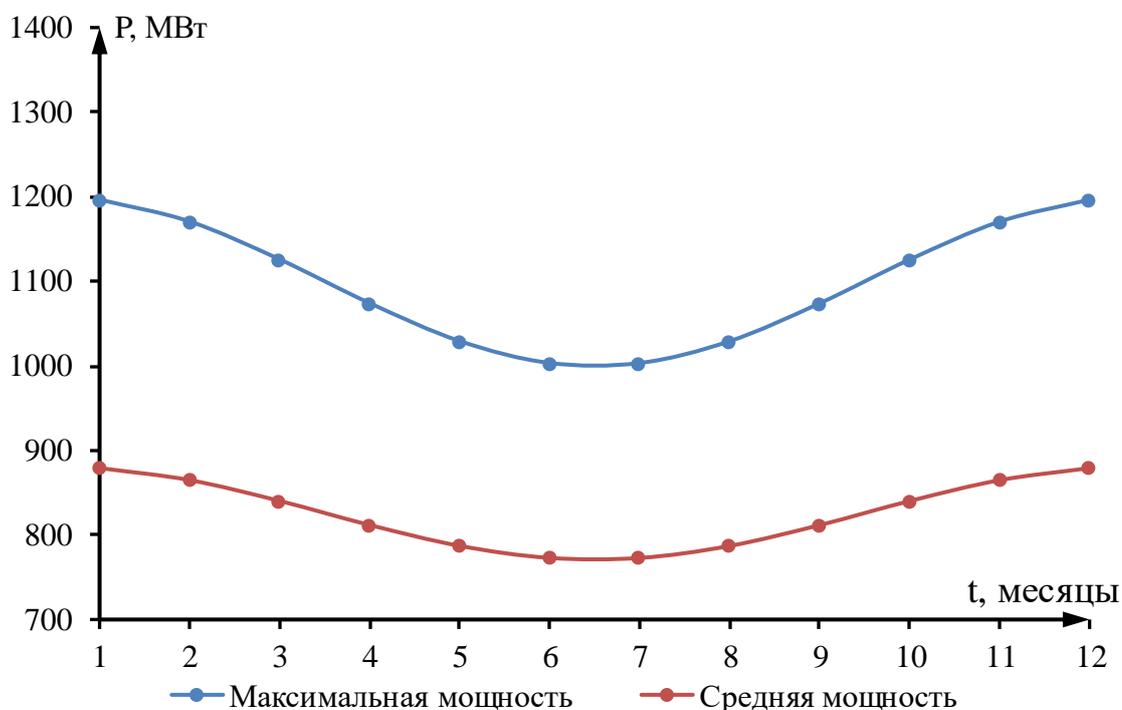


Рисунок 1.2 – График максимальных и средних нагрузок ЭС

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Регулирование стока реки

#### 2.1.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности

Для построения эмпирических кривых обеспеченности вычисляются среднегодовой  $\bar{Q}_{\text{ГОД}}$ , среднемеженный  $\bar{Q}_{\text{МЕЖ}}$  и среднеполоводный  $\bar{Q}_{\text{ПОЛ}}$  расходы для каждого года из гидрологического ряда, представленного в приложение 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, %	$\bar{Q}_{год}, м^3/с$	Годы	$\bar{Q}_{пол}, м^3/с$	Годы	$\bar{Q}_{меж}, м^3/с$	Годы
1	2	439	1970	178	1982	915	1966
2	4	435	1966	166	1970	877	1970
3	6	398	1955	163	1955	774	1955
4	8	386	1987	159	1972	767	1987
5	10	375	1965	156	1938	726	1965
6	12	358	1973	155	1965	716	1973
7	14	350	1982	148	1987	680	1941
8	16	347	1941	148	1983	670	1960
9	18	346	1960	144	1960	634	1952
10	20	340	1972	140	1980	630	1972
11	22	332	1938	139	1981	626	1982
12	24	319	1952	138	1941	614	1938
13	25	317	1980	138	1967	606	1954
14	27	317	1954	137	1985	602	1980
15	29	315	1983	136	1969	599	1975
16	31	312	1975	136	1949	589	1986
17	33	311	1967	136	1966	588	1967
18	35	309	1985	136	1954	588	1944
19	37	303	1944	135	1977	584	1983
20	39	300	1986	135	1973	583	1985
21	41	300	1977	133	1975	563	1977
22	43	292	1969	130	1971	544	1971
23	45	290	1949	129	1956	542	1969
24	47	289	1971	127	1961	536	1949
25	49	288	1981	127	1957	527	1981
26	51	276	1957	125	1944	521	1959
27	53	273	1939	124	1946	520	1978
28	55	271	1962	124	1940	516	1950
29	57	270	1956	124	1953	515	1951
30	59	269	1950	124	1939	514	1957
31	61	268	1951	123	1952	513	1962
32	63	266	1946	120	1986	512	1939
33	65	264	1959	119	1962	506	1963
34	67	261	1961	119	1947	495	1984
35	69	255	1963	117	1948	494	1956
36	71	254	1978	116	1968	493	1946
37	73	253	1953	115	1950	491	1979
38	75	250	1984	114	1951	482	1958
39	76	249	1979	104	1945	480	1964
40	78	247	1958	103	1959	476	1961
41	80	245	1947	100	1958	458	1953

### 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
42	82	244	1940	98	1943	457	1976
43	84	244	1964	98	1963	446	1947
44	86	232	1948	97	1984	436	1940
45	88	231	1976	97	1979	422	1943
46	90	223	1943	97	1974	419	1942
47	92	219	1968	96	1964	415	1948
48	94	217	1942	91	1976	384	1968
49	96	204	1974	90	1942	375	1974
50	98	193	1945	88	1978	336	1945

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

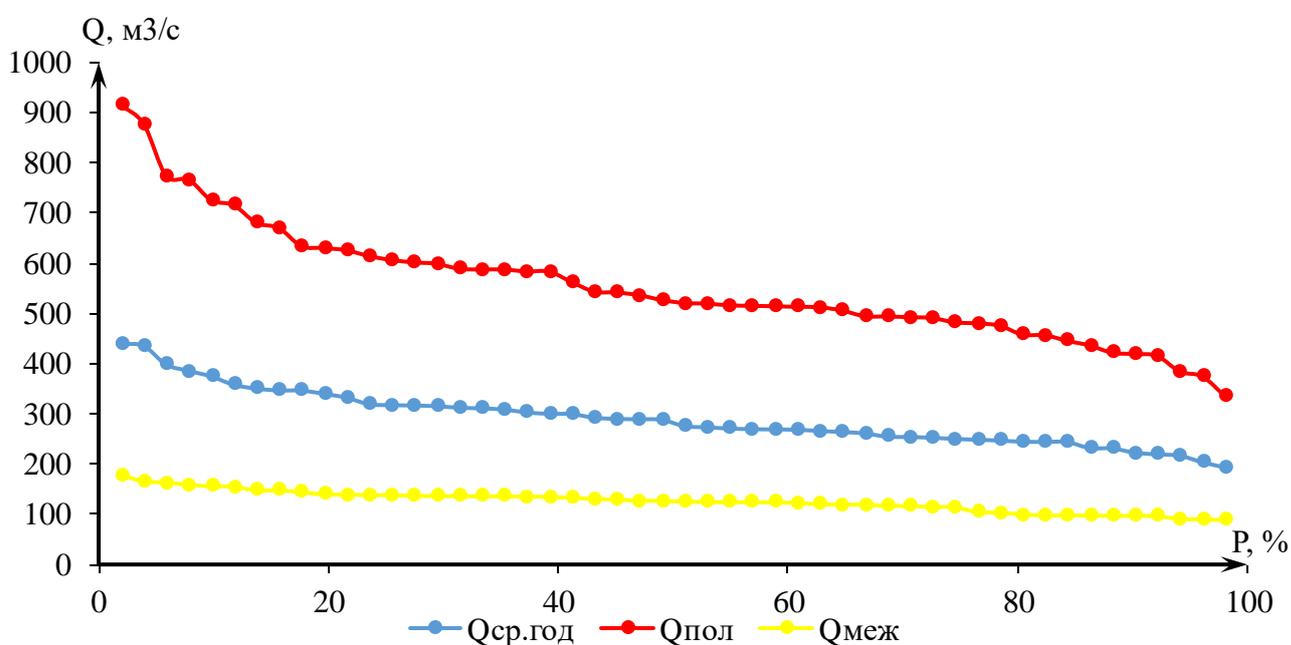


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности среднегодового, среднемеженного и среднеполоводного расходов

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

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим 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												$\bar{Q}_{\text{год}}$
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$Q_{90\%1943г}$	53	35	30	205	741	440	316	296	316	127	55	51	222

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

Месяцы	Расходы в кубических метрах												$\bar{Q}_{\text{год}}$
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$Q_{50\%1957г}$	53	36	30	222	780	697	464	400	390	132	56	54	276

Кривые обеспеченности для полученных гидрографов представлены на рисунке 2.2.

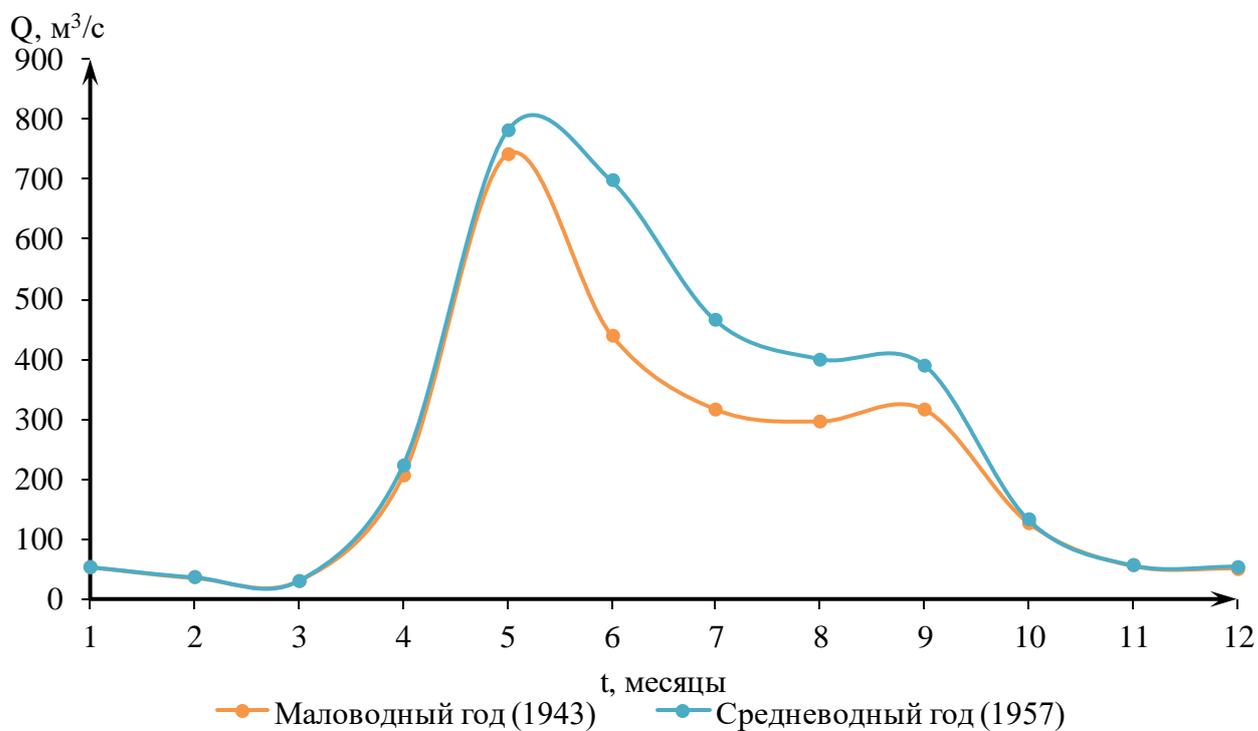


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного лет

По теоретической кривой обеспеченности средних максимальных расходов, в соответствии с классом ГТС за максимальный расход  $Q_{\text{МАХ}}$  принимается расход обеспеченностью 0,01%, равный 3074  $\text{м}^3/\text{с}$ .

За расчетный расход  $Q_{\text{РАСЧ}}$  принимается средний годовой расход, равный 290  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Коэффициент зарегулированности стока – это отношение полезной ёмкости водохранилища к среднемуголетнему стоку в створе проектируемой ГЭС, определяется по формуле (2.2):

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

где  $W_{\text{НПУ}}$  – среднемноголетний сток;

$V_{\text{полезн.}}$  – полезный объем водохранилища;

Для расчета полезного объема воспользуемся полиномом:

$$W_{\text{среднемноголетнее}} = \frac{290 \cdot 31536000}{10^9} = 9,15 \text{ м}^3.$$

По кривой связи в ВБ находим мёртвый объем водохранилища, соответствующий УМО. От полного объёма водохранилища, соответствующего НПУ, отнимаем мёртвый объем и получаем полезный объем.

$$V_{\text{полез}} = V_{\text{полн}} - V_{\text{УМО}} = 6,46 - 2,85 = 3,61 \text{ м}^3.$$

Теперь определим коэффициент  $\beta$  по формуле (2.3):

$$\beta = \frac{V_{\text{полезное}}}{W_{\text{среднемноголетнее}}}, \quad (2.3)$$

$$\beta = \frac{3,61}{9,15} = 0,39.$$

По полученному коэффициенту зарегулированности определяем, что водохранилище Зеленогорской ГЭС с многолетним регулированием.

### 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 (1943г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле (2.4), потери расхода и 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,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

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

Подведенный напор ГЭС определяем 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  $Z_{ВБ}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке  $\nabla$  НПУ, м;

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

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 1,0$  м.

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

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

где  $Q_{ВХК}$  – 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 <sub>быт.</sub>	53	35	30	205	741	440	316	296	316	127	55	51
Z <sub>вб</sub>	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199
Z <sub>нб</sub>	150,0	149,7	149,6	151,6	154,8	153,4	152,6	152,4	152,6	151,1	150,0	149,9
H <sub>гэс</sub>	48,0	48,3	48,4	46,4	43,2	44,6	45,4	45,6	45,4	46,9	48,0	48,1
N <sub>быт.</sub> , МВт	22	15	13	84	282	173	126	119	126	52	23	22

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 <sub>вхк</sub> м <sup>3</sup> /с	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Z <sub>вб</sub>	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199
Z <sub>нб</sub>	151,4	151,4	151,4	151,1	151,1	151,1	151,1	151,1	151,1	151,4	151,4	151,4
H <sub>гэс</sub>	46,6	46,6	46,6	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,6	46,6	46,6
N <sub>вхк.</sub> , МВт	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62

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 <sub>быт.</sub> , МВт	22	15	13	84	282	173	126	119	126	52	23	22
N <sub>вхк.</sub> , МВт	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
N <sub>быт.-N<sub>вхк.</sub></sub> , МВт	-40	-47	-49	22	220	111	64	57	64	-10	-39	-40

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:

$$N_{изл} = \sum N_{быт} - \sum N_{вхк} = 313 \text{ МВт}. \quad (2.7)$$

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

Таблица 2.7 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	Р <sub>ср.</sub> , МВт	Н <sub>вхк.</sub> , МВт	Н <sub>быт.</sub> , МВт	Н <sub>сущ.</sub>
1	879	62	22	101
2	865	62	15	97
3	840	62	13	88
4	812	62	84	80
5	787	62	282	71
6	773	62	173	67
7	773	62	126	67
8	787	62	119	71
9	812	62	126	80
10	840	62	52	88
11	865	62	23	97
12	879	62	22	101

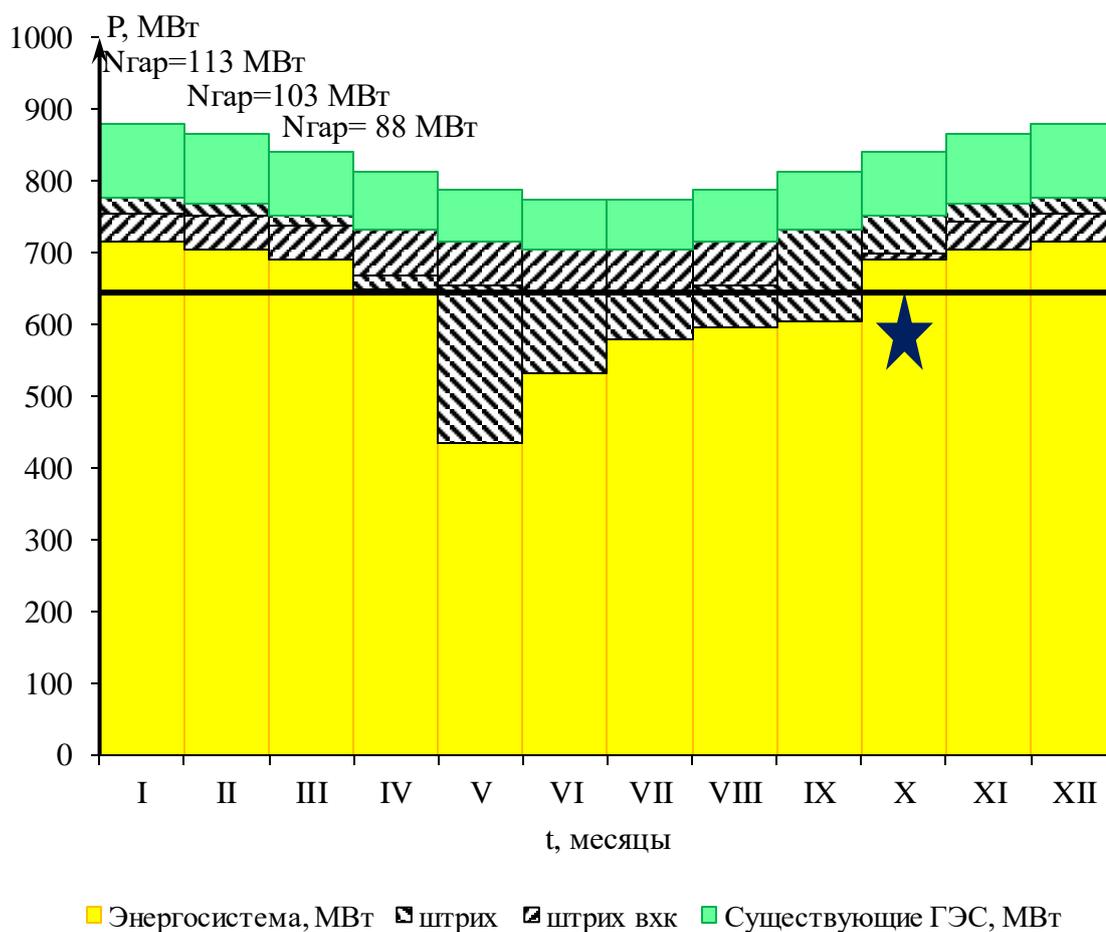


Рисунок 2.3- График баланса энергии.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья (октябрь).

По балансу энергии определяем месяца регулирования, а также гарантированные мощности ГЭС в этот месяц. Из рисунка 2.3 видно, что под регулирование попали 6 месяцев в первой и второй итерации (октябрь – март), а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК.

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

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, уровень воды в нем соответствует отметке  $\nabla_{НПУ} = 199,00$  м, и с того месяца, в котором бытовой приток меньше необходимого расхода ВХК (в нашем случае 10 месяц).

Результаты расчетов представлены в (таблице Б.1, приложение Б), где:

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

2 – Бытовой расход воды маловодного года (90% - обеспеченность) (берём 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  $2,22 \text{ м}^3/\text{с}$ , 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 месяца этого маловодного года;

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

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

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

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

9 – Расходы на нужды водохозяйственного комплекса  $Q_{\text{ВХК}}$  (эта величина неизменна, и исходя из наших расчётов составляет, порядка  $150 \text{ м}^3/\text{с}$ );

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  $Q_{\text{х.сб.}}$ ;

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  $V_{нач}$  (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 коэффициента полезного действия (КПД) гидроагрегата (был взят: 8,8);

22 – гарантированная мощность  $N_{\text{гар.}}$ , К которой стремимся в данной итерации (также обозначается в таблице, общее количество: 6 месяца).

Результаты водно-энергетических расчётов работы ГЭС в маловодном году приведены в таблице Б.1, приложение Б.

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

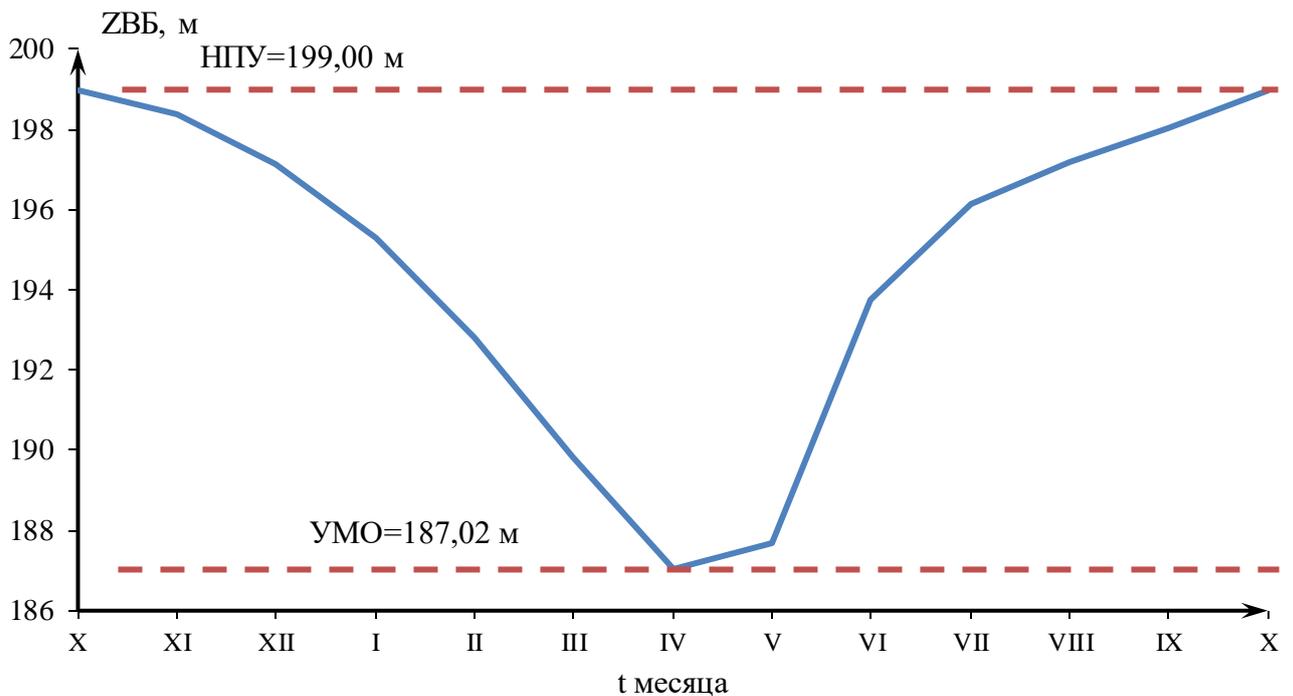


Рисунок 2.4 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодный год.

Далее производим расчёт сработки - наполнения водохранилища, увеличивая мощности месяцев (понижаем линии гарантированной мощности), попавших под регулирование, до тех пор, пока не будет произведён полный цикл сработки – наполнения. Результаты этого расчета представлены во второй итерации (таблицы Б.1, приложение Б).

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

Для того, чтобы определить рабочие мощности проектируемой ГЭС необходимо произвести вписывание треугольников мощностей Красноярской (существующей) ГЭС на ИКН, как показано на рисунках (2.5), (2.6). Вписываем 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	Нгар., МВт	Эгар., млн.кВт·ч	Нбаз., МВт	Эбаз., млн.кВт·ч	Эпик., млн.кВт·ч	Нпик., МВт	Нраб., МВт
1	113	2,71	26,43	0,63	2,08	137	163
2	103	2,47	24,66	0,59	1,88	112	137
3	88	2,11	23,16	0,56	1,56	69	92
4	46	1,10	23,28	0,56	0,55	35	58
5	50	1,20	25,51	0,61	0,59	38	64
6	56	1,34	28,30	0,68	0,66	40	68
7	58	1,39	29,43	0,71	0,69	40	69
8	59	1,42	30,06	0,72	0,69	40	70
9	60	1,44	30,65	0,74	0,70	45	76
10	88	2,11	30,07	0,72	1,39	62	92
11	103	2,47	29,17	0,70	1,77	108	137
12	113	2,71	37,94	0,67	2,04	135	163

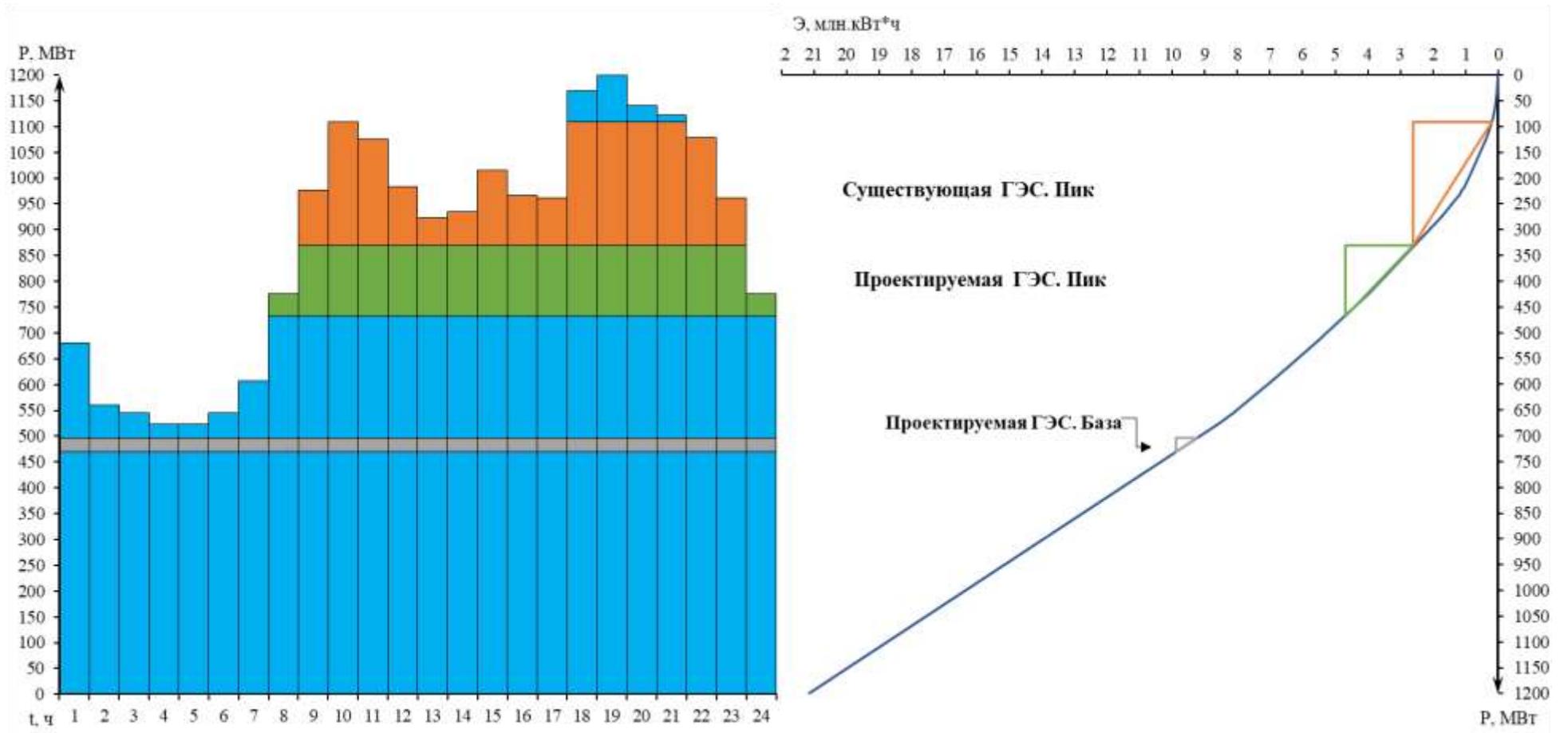


Рисунок 2.5 – График нагрузки и ИКН (январь)

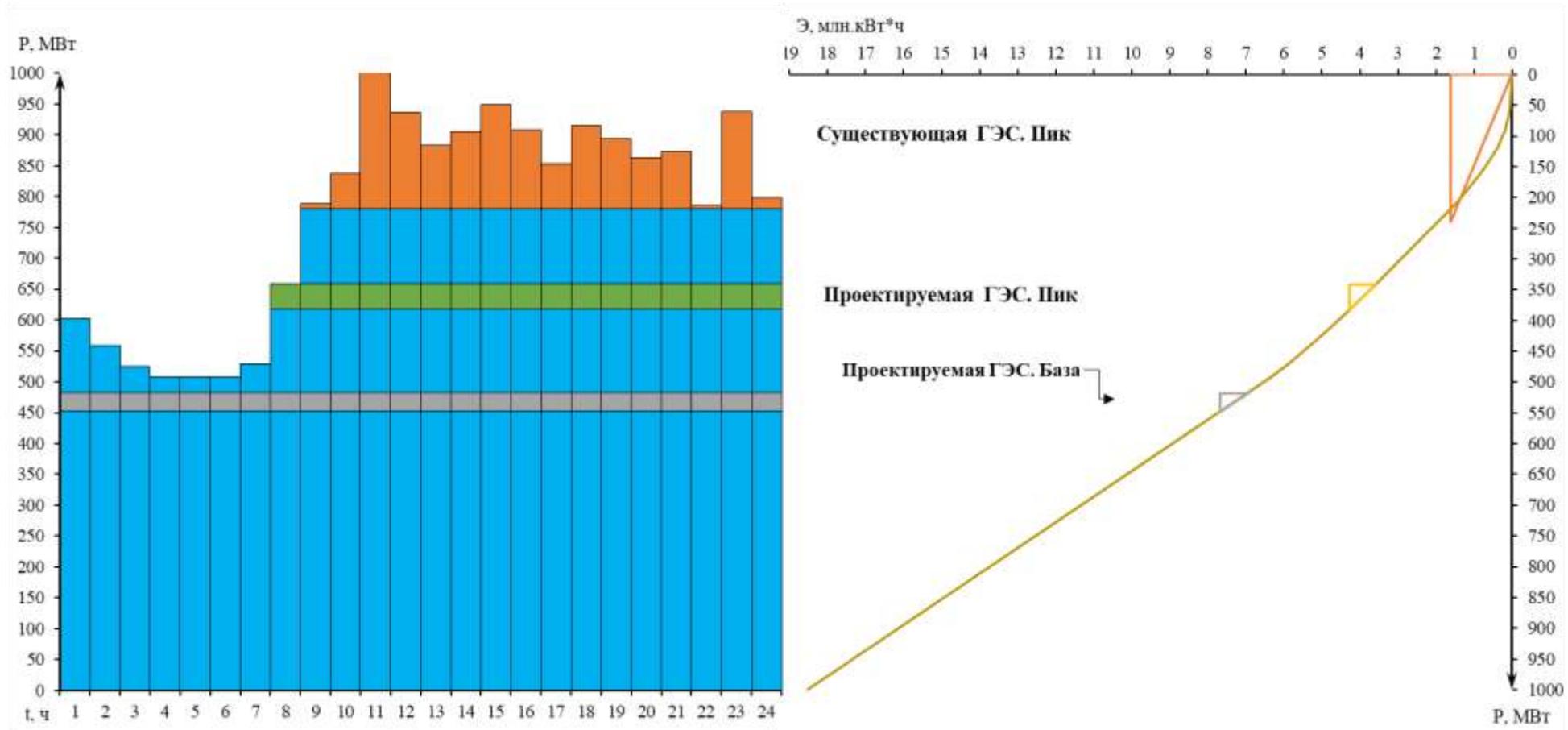


Рисунок 2.6 – График нагрузки и ИКН (июль)

## 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 9 % 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).

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

$$P_{авар}^{ЭС} = P_{max}^{ЭС} \cdot 0,09. \quad (2.22)$$

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			
	$P_{max}$	Авар	$P_{нагр}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{авар}$
1	1197	24	108	240	14		163	10		794			108
2	1171	23	105	240	15		137	8		794			105
3	1126	23	101	240	16		92	7		794			101
4	1074	21	97	240	17		58	4		776			97
5	1029	21	93	230	16		64	5		735			93

Окончание таблицы 2.9

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			ТЭС, МВт			
	$P_{\max}$	Авар	$P_{\text{нагр}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{авар}}$
6	1003	20	90	220	15		68	5		715		119	90
7	1003	20	90	220	15		69	5		714		119	90
8	1029	21	93	230	16		70	5		729			93
9	1074	21	97	240	16	40	76	5	13	758			97
10	1126	23	101	240	16		92	7		794			101
11	1171	23	105	240	15		137	8		794			105
12	1197	24	108	240	14		163	10		794			108

Ремонт ТЭС размещаем на два месяца, в период провала графика нагрузки энергосистемы.

Ремонт ТЭС – в данном случае 6 и 7 месяц. Баланс мощности показан на рисунке 2.7.

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

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

$$N_{\text{проект.ГЭС}}^{\text{уст}} = 163 + 10 = 173 \text{ МВт.}$$

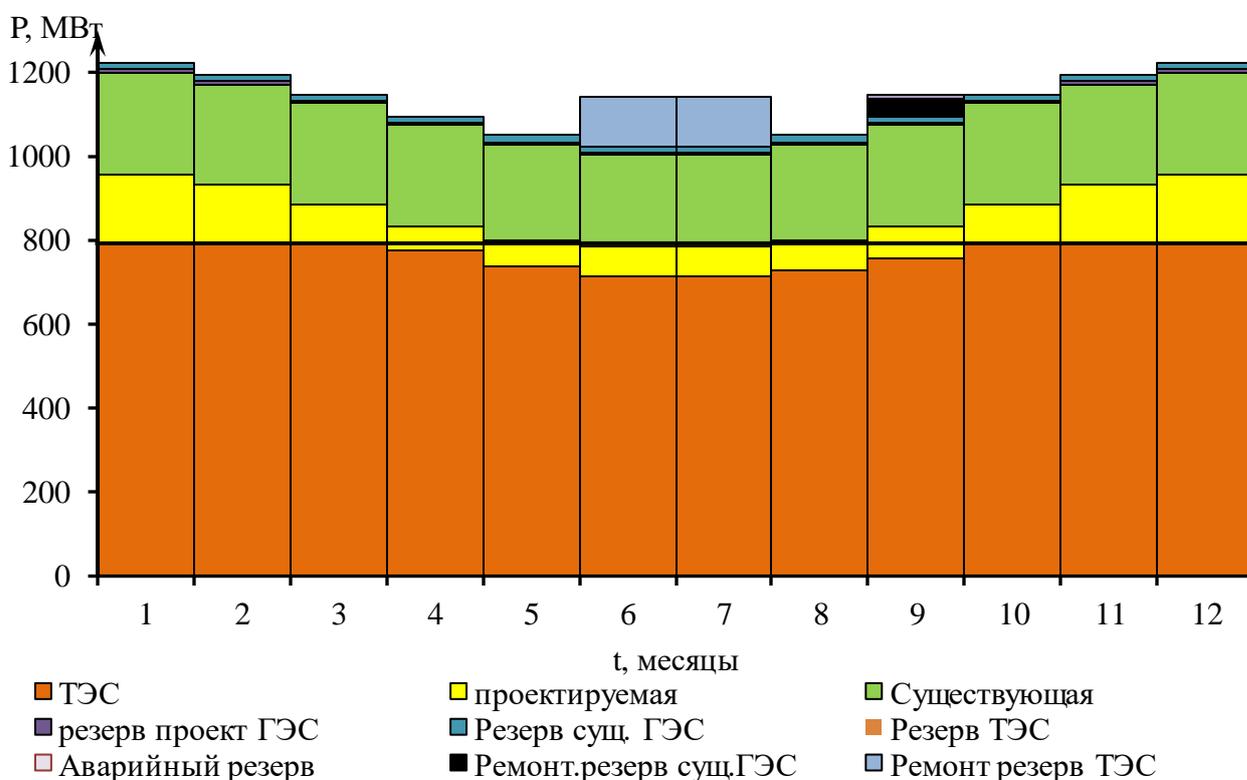


Рисунок 2.7 – Баланс мощностей

## 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, на рисунке 2.8 показан график сработки.

Данные расчетов сведены в таблицу Б.2, приложение Б.

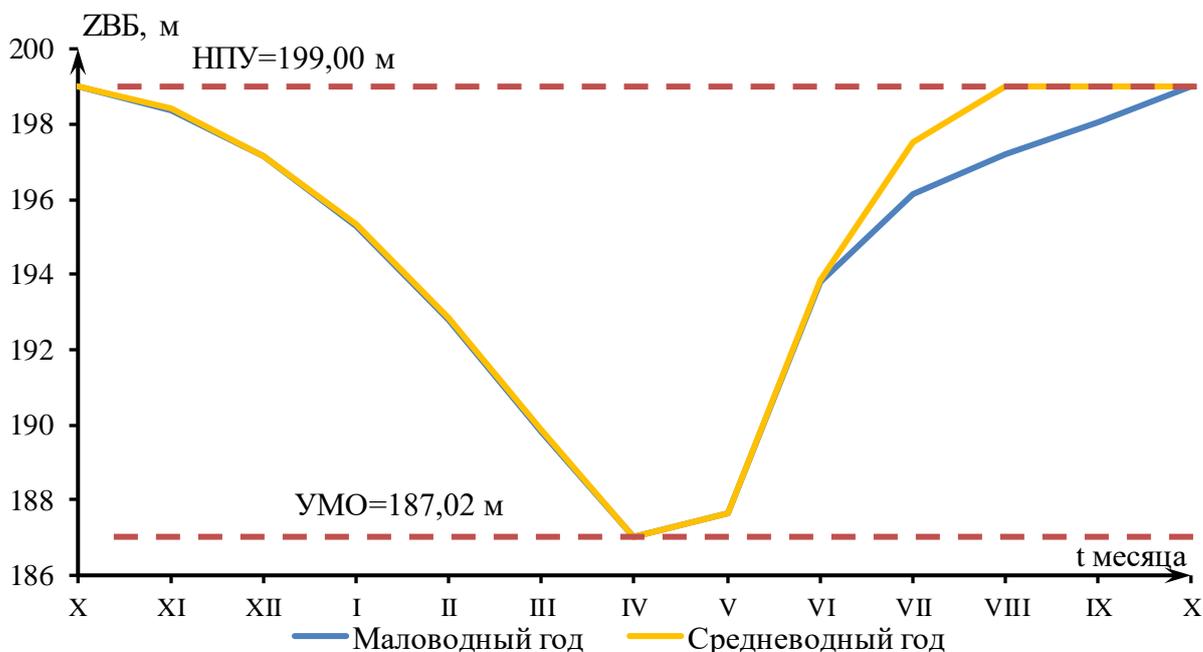


Рисунок 2.8 – Сработка-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном годах

В результате расчета получили среднемноголетнюю выработку, равную: в маловодном году  $\sum \mathcal{E}_{\text{мл}} = 683,76$  млн. кВт·ч, в средневодном году  $\sum \mathcal{E}_{\text{ср}} = 863,14$  млн. кВт·ч, что на 179,38 млн. кВт·ч больше чем в маловодном.

## 2.5 Режимное поле

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик ГЭС. Режимное поле – это область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС. На режимном поле определяются минимальный и максимальный напоры.

Данные для построения режимного поля представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Расчет режимного поля

Кривые связи НБ для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной Нуст		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с	Z <sub>зима</sub> , м	Z <sub>лето</sub> , м	H <sub>нпу</sub> , м	H <sub>умо</sub> , м	H <sub>расч</sub> , м	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	149,00	149,00	49,00	37,02	44,06	35	561,69	40	512,88

Окончание таблицы 2.10

Кривые связи НБ для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной Нуст		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q <sub>НБ</sub> , м <sup>3</sup> /с	Z <sub>ЗИМА</sub> , м	Z <sub>ЛЕТО</sub> , м	H <sub>НПУ</sub> , м	H <sub>УМО</sub> , м	H <sub>расч</sub> , м	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
170	151,59	151,29	46,41	34,43	41,47	36	546,09	39	506,43
340	153,13	152,74	44,87	32,89	39,93	37	531,33	38	499,89
510	154,20	153,76	43,80	31,82	38,86	38	517,34	37	493,27
680	155,04	154,56	42,96	30,98	38,02	39	504,08	36	486,56
						40	491,48	35	479,76
						41	479,49	34	472,85
						42	468,07	33	465,85
						43	457,19	32	458,73
						44	446,80	31	451,51
						45	436,87	30	444,17

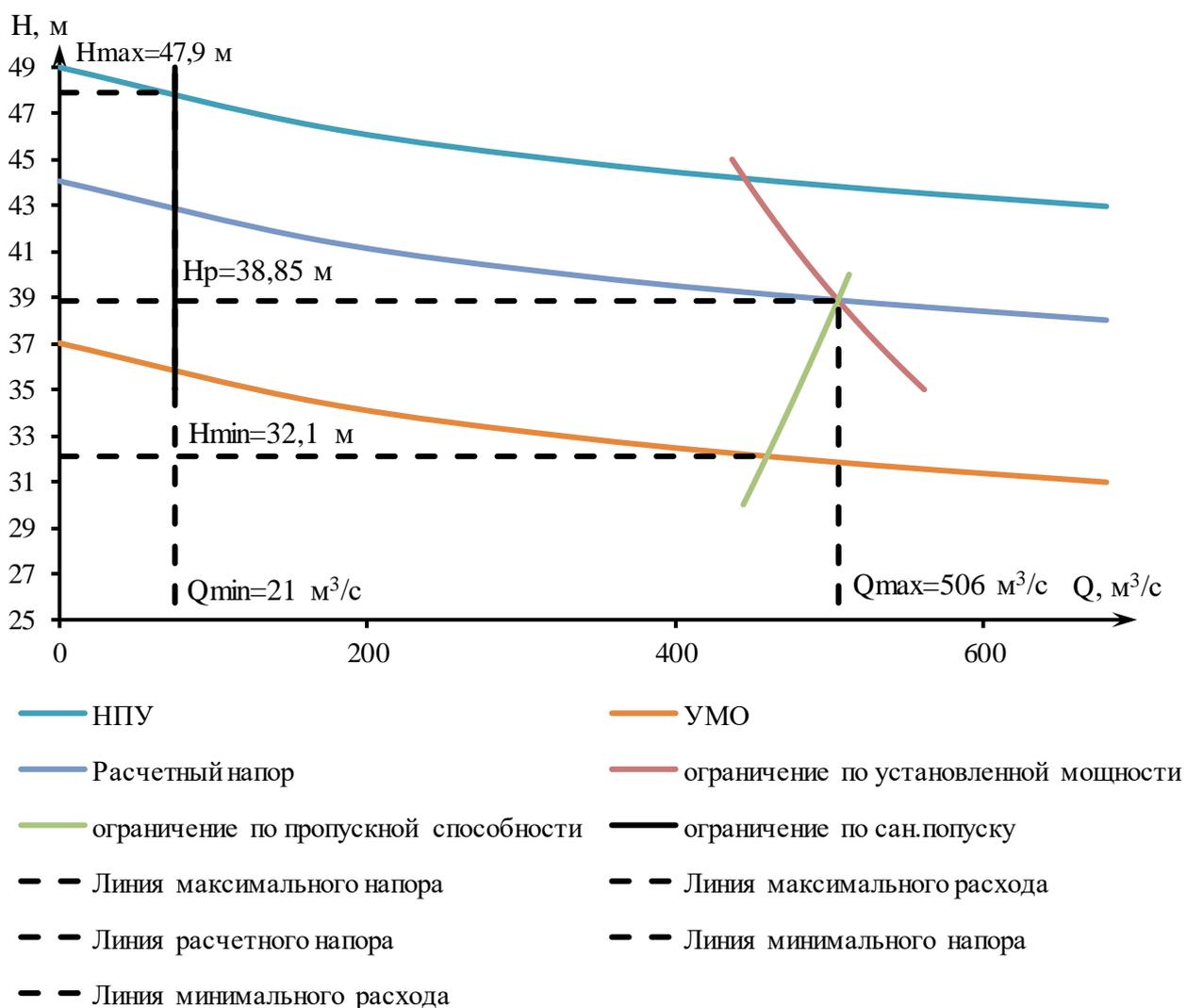


Рисунок 2.8 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

Для известного диапазона изменения напора необходимо подобрать все возможные типы гидротурбин, для которых значение предельного напора (по справочным данным) было бы не меньше полученного максимального напора и

соотношение  $H_{MIN}/H_{MAX}$  (по справочным данным) не превышало бы аналогичного фактического отношения:  $H_{MAX} = 50$  м;

$$\frac{H_{MIN}}{H_{MAX}} = \frac{32,1}{50} = 0,64 > 0,5 \quad (2.27)$$

С помощью режимного поля можно определить тип и модификации турбин, пригодных для установки на проектируемую ГЭС. Не проводя расчёты основного оборудования ГЭС, ориентировочно выбраны турбины ПЛ-50-В и ПЛД-50-В-60°.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов

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

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- поворотно-лопастная ПЛ50-В;
- поворотно-лопастная диагональная ПЛД50-В60°.

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

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{32,1}{50} = 0,64.$$

Таблица 3.1 – Основные характеристики модельных выбираемых турбин

Тип	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
$H_{пред}$ , М	50	50
$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5
$n_{opt}$ , об/мин	116	113
$Q_{opt}$ , л/с	1,52	1,7
$\eta_{opt}$	0,916	0,910
$Q_{max}$ , л/с	1500	1650
$D_{mod}$ , М	0,460	0,35
$H_{mod}$ , М	12	5
$t_{mod}$ , °С	21	16

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.1. Задаемся рядом стандартных значений диаметров  $D1$  и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

Мощность агрегата в расчетной точке по формуле (3.1):

$$N_a = 9.81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_t \cdot \eta_g, \quad (3.1)$$

где  $Q'_{I_p}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_t$  – КПД натурной турбины;

$\eta_g$  – КПД генератора.

КПД натурной турбины определяем по формуле (3.2):

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_m) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1,mod}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{mod}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{mod}}} \right), \quad (3.2)$$

где  $\eta_m$  – КПД модельной турбины;

$D_{1,mod}$  – диаметр модельной турбины;

$H_{mod}$  – напор модельной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p$  – расчетный напор натурной гидротурбины;

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

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

Количество агрегатов определяем по формуле (3.3):

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

где  $N_{уст}$  – установленная мощность ГЭС ( $N_{уст} = 173000$  кВт)

$N_{agr}$  – мощность агрегата.

Поправка КПД определяем по формуле (3.4):

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$Q'_{I p} \cdot \eta_m = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma \text{ ср}}}. \quad (3.9)$$

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

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

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

Приведенные расходы:

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

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

Расчеты ПЛ50-В целесообразных диаметров представлены в таблице 3.2.

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

D <sub>1</sub> , м	3,75	4	4,5	4,75	5
η <sub>г</sub>	0,917	0,918	0,919	0,920	0,920
N <sub>а</sub> , МВт	43,86	49,91	65,6	73,09	80,985
Z', шт	3,9	3,5	2,7	2,5	2,2
Z <sub>а</sub> , шт	4	4	3	3	3
N <sub>а</sub> , МВт	43	43	58	58	58
Δ'	1,035	1,036	1,037	1,038	1,039

### Окончание таблицы 3.2

<b>n'с, об/мин</b>	196,2	184	163,6	155,1	147,4
<b>nс, об/мин</b>	200	187,5	166,7	166,7	150
<b>n'мах, об/мин</b>	130	130	130	137	130
<b>n'мин, об/мин</b>	118	118	118	125	118
<b>n'рас, об/мин</b>	107	106	106	112	106

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

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

<b>D<sub>1</sub>, м</b>	3,55	3,75	4	4,25	4,5
<b>η<sub>г</sub></b>	0,915	0,916	0,916	0,917	0,917
<b>N'<sub>а</sub>, МВт</b>	43,22	48,23	54,87	61,95	69,45
<b>Z', шт</b>	4	3,6	3,2	2,8	2,5
<b>Z<sub>а</sub>, шт</b>	4	4	4	3	3
<b>N<sub>а</sub>, МВт</b>	43	43	43	58	58
<b>Δ'</b>	1,051	1,051	1,052	1,053	1,053
<b>n'с, об/мин</b>	203,4	192,6	180,6	170	160,6
<b>nс, об/мин</b>	214,3	200	187,5	187,5	166,7
<b>n'мах, об/мин</b>	131	129	129	137	129
<b>n'мин, об/мин</b>	119	117	117	125	117
<b>n'расч, об/мин</b>	107	106	106	112	106

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 необходимых точек для ГУХ

Турбина	ПЛ50-В					ПЛД50-В60°				
	3,75	4	4,5	4,75	5	3,55	3,75	4	4,25	4,5
D <sub>1</sub> , м	3,75	4	4,5	4,75	5	3,55	3,75	4	4,25	4,5
Z <sub>а</sub> , шт	4	4	3	3	3	4	4	4	3	3
Q·η <sub>рас</sub>	1,328	1,167	1,230	1,104	0,996	1,482	1,328	1,167	1,378	1,230
Q·η <sub>мах</sub>	0,97	0,852	0,898	0,806	0,727	1,082	0,970	0,852	1,007	0,898
Q <sub>огр, Нмах</sub>	0,757	0,665	0,525	0,471	0,425	0,839	0,752	0,66	0,585	0,521
Q <sub>огр, Нмин</sub>	0,925	0,813	0,642	0,576	0,520	1,025	0,918	0,807	0,714	0,637

Сопоставление различных турбин по следующим параметрам:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Сокращение количества агрегатов;
- Условия транспортировки.

Построенные зоны работ представлены на рисунках В.1 и В.2 (Приложении В). Турбины ПЛ50-В-375 и ПЛД50-В60°-355 дальше не

рассматриваются, так как кавитационные коэффициенты при расчетной частоте большие.

Данные сравнения параметров различных турбин приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Сравнительная таблица

№	Марка	D <sub>1</sub> , м	n, об/мин	H <sub>с</sub> , м	η <sub>н.о.</sub>	η <sub>н.рт.</sub>	n <sub>р</sub> , об/мин	n <sub>о</sub> , об/мин	B <sub>сп</sub> , м
1	ПЛ50-В	4	187,5	-7,596	0,949	0,942	118	116	11,712
2	ПЛ50-В	4,5	166,7	-9,539	0,95	0,938	118	116	13,176
3	ПЛ50-В	4,75	166,7	-6,043	0,951	0,946	125	116	13,908
4	ПЛ50-В	5	150	-2,546	0,951	0,949	118	116	14,640
6	ПЛД50-В60	3,75	200	-9,224	0,957	0,925	117	0,957	15,544
7	ПЛД50-В60	4	187,7	-4,127	0,957	0,949	117	113	16,580
8	ПЛД50-В60	4,25	187,5	-11,462	0,958	0,918	125	113	17,616
9	ПЛД50-В60	4,5	166,7	-6,364	0,959	0,944	117	113	18,653

где H<sub>с</sub> – высота отсасывания, м

B<sub>сп</sub> – ширина входа в спиральную камеру (рассчитывается по данным проточного тракта (Приложение В))

Из рассматриваемых вариантов по высоте отсасывания (H<sub>с</sub> ≥ -6 м для скального основания) подошли две: ПЛ50-В-500 и ПЛД50-В-60°-400. Сравним их и выберем наилучший.

Гидротурбина ПЛ50-В-500 с числом ГА Z = 3 является наиболее целесообразным выбором, так как имеет:

- Большой КПД в рабочей точке
- Меньшие кавитационные коэффициенты
- Оптимальную высоту отсасывания

### 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Чтобы определить отметку рабочего колеса по формуле (3.13), нужно учесть её бескавитационную работу:

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

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

H<sub>с</sub> – высота отсасывания для поворотно-лопастных гидротурбин определяем по формуле (3.14):

$$H_s = 10,3 - \frac{\nabla_{\text{нб}}}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{\text{х.пл}}, \quad (3.14)$$

где 10,3 – барометрическое давление;

1,5 – конструктивный запас;

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

$Z_{X,ПЛ}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбины, для ПЛ-турбин  $\Delta Z_{X,ПЛ} = 0$ ;

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

$k_{\sigma}$  – коэффициент запаса.

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  $H_{max}$  и расчётной мощности;

- работа минимального числа гидроагрегатов при расчетном напоре  $H_p$  и расчётной мощности;

- работа минимального числа гидроагрегатов при минимальном напоре  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Приведем пример расчета высоты отсасывания для турбины ПЛ50-В-500:

При  $H_{max}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{150,94}{900} - 0,16 \cdot 47,9 + 1,5 = 0,668 \text{ м.}$$

При  $H_p$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{151,29}{900} - 0,28 \cdot 38,85 + 1,5 = -2,546 \text{ м.}$$

При  $H_{min}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{151,03}{900} - 0,26 \cdot 32,1 + 1,5 = -0,014 \text{ м.}$$

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

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

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

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

Для турбины ПЛ50-В-500:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 150,94 + 0,668 = 151,61 \text{ м,}$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 151,29 + (-2,546) = 148,74 \text{ м,}$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 151,03 + (-0,014) = 151,02 \text{ м.}$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса  $Z_{PK} = 148,74 \text{ м}$ .

### 3.3 Выбор типа серийного генератора

По полученным параметрам гидротурбины выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным. На полученные значения активной мощности и синхронной частоты вращения найден генератор СВ-808/130-40.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = 64,7 \text{ МВА.} \quad (3.18)$$

Число пар полюсов:

$$2p = 40. \quad (3.19)$$

Вычислим расчётную мощность:

$$S_p = k \cdot S_H = 1,07 \cdot 64,7 = 69 \text{ МВА,} \quad (3.20)$$

где  $k$  – коэффициент, зависящий от  $\cos\varphi$ .

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{64,7 \cdot 10^3}{40} = 1,73. \quad (3.21)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,529 \cdot 1,73^{0,246} = 0,61 \text{ м} \quad (3.22)$$

где  $A$  и  $\alpha$  – эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,61 \cdot 40}{3,14} = 7,71 \text{ м} \quad (3.23)$$

Предельная окружная скорость:

$$v_{пр} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{разг} \cdot n_c}{60} = \frac{3,14 \cdot 7,71 \cdot 2 \cdot 150}{60} = 121 \text{ м/с} \quad (3.24)$$

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{\gamma}} = \frac{18,8}{1,73^{0,18}} = 17,03 \quad (3.25)$$

Высота активной стали:

$$l_a = 1,3 \text{ м} \quad (3.26)$$

Внешний диаметр вала:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_a}{n_c}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{55000}{150}} = 93,05 \text{ см.} \quad (3.27)$$

Принимаем стандартную величину (округляем кратно 50 мм), таким образом  $d_B = 95 \text{ см}$

Вес ротора генератора с валом:

$$G_{\text{рот}} = 215,3 \text{ т.} \quad (3.28)$$

Общая масса генератора:

$$G_{\text{ген}} = 255 \text{ т.} \quad (3.29)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = 8,08 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Основные размеры генератора занесены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Основные характеристики генератора СВ-808/130-40.

Элемент	Параметры	Значение
статор	$h_{\text{ст}}$	2,34
	$D_{\text{ст}}$	10,06
	$D_a$	8,08
верхняя крестовина	$h_{\text{в.к}}$	0,77
	$D_{\text{в.к}}$	10,06
подпятник	$h_{\text{п}}$	1,16
	$D_{\text{п}}$	3,47
нижняя крестовина	$h_{\text{н.к}}$	1,69
	$D_{\text{н.к}}$	7,15
надстройка	$h_0$	0,4
	$d_0$	1,54
кратер	$D_{\text{кр}}$	11,56
	$b$	0,4

### Окончание таблицы 3.6

Элемент	Параметры	Значение
исполнение	Подвесной	

### 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 (3.31):

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{55000}{150} = 3,57 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.31)$$

Отсюда наружный диаметр вала определяем по формуле (3.32):

$$D_B^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left( 5,1 \cdot \frac{3,57}{30} \right)^{0,33} = 0,85 \text{ м}, \quad (3.32)$$

где  $[\tau_{доп}] = 30$  – это допустимое скручивающее усилие на валу.

Наружный диаметр вала принимаем  $D_B = 0,95$  м.

Диаметр вала под подшипником  $d_{п}$ , с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше  $D_B$ , поэтому  $d_{п} = 0,97$  м.

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

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{синх} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 55000}{150 \cdot 5,0} = 58,67 \text{ кН}. \quad (3.33)$$

Рассмотрим сегментный подшипник. Для данного подшипника при диаметре вала  $D_B = 0,95$  м, принимается число сегментов  $Z_{сегм} = 8$  и высота подшипника  $h_{п} = 400$  мм.

Усилие на наиболее загруженный сегмент определяем по формуле (3.34):

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{(1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha))} = \frac{58,67}{(1+2*0,707+0)} = 24,30 \text{ кПа}, \quad (3.34)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов, определяем по формуле (3.35):

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ. \quad (3.35)$$

Длину сегмента в окружном направлении определяем по формуле (3.36):

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 0,97}{8} = 0,32 \text{ м.} \quad (3.36)$$

Удельное давление и допустимое удельное давление на сегмент соответственно определяем по формулам (3.37), (3.38):

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{24,30}{0,32 \cdot 0,4} = 452,98 \text{ кПа,} \quad (3.37)$$

$$[p_{\text{уд}}] = \frac{50 \cdot \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}}}{30} = \frac{50 \cdot 3,14 \cdot 150 \cdot 0,97}{30} = 761,84 \text{ кПа.} \quad (3.38)$$

Условие выполнено, следовательно, подшипник выбран верно.

### 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 заносят в таблицу 3.7.

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

2. Наружный радиус входного сечения также из ГУХ определяем по формуле (3.39):

$$R_{\text{вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 5 = 8,70 \text{ м.} \quad (3.39)$$

3. Диаметр расположения входных кромок статора определяем по формуле (3.40):

$$D_{\text{нар}} = 7,70 \text{ м,}$$

$$r_a = \frac{D_{\text{нар}}}{2} = \frac{7,70}{2} = 3,85 \text{ м.} \quad (3.40)$$

4. Диаметр расположения выходных кромок статора определяем по формуле (3.41):

$$D_{\text{вн}} = 6,75 \text{ м,}$$

$$r_b = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = \frac{6,75}{2} = 3,38 \text{ м.} \quad (3.41)$$

5. Высоту статора определяем по формуле (3.42):

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,75 + 0,0033 \cdot 5,0 = 1,77 \text{ м.} \quad (3.42)$$

6. Высоту направляющего аппарата определяем по формуле (3.43):

$$b_0 = 0,375 \cdot 5,0 = 1,75 \text{ м.} \quad (3.43)$$

7. Полный расход через турбину определяем по формуле (3.44):

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{55\,000}{9,81 \cdot 38,85 \cdot 0,949} = 152 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.44)$$

8. Расход через входное сечение спирального канала камеры определяем по формуле (3.45):

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{152 \cdot 225}{360} = 95 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.45)$$

9. Площадь входного поперечного сечения определяем по формуле (3.46):

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{вх}}} = \frac{95}{5,3} = 17,93 \text{ м}^2. \quad (3.46)$$

10. Высота входного сечения определяется из уравнения и определяем по формуле (3.47):

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ, \quad (3.47)$$

откуда найдено  $b_{\text{вх}} = 3,63 \text{ м.}$

Определяем  $a_{\text{вх}}$  по формуле (3.48):

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 8,70 - 3,85 = 4,85 \text{ м.} \quad (3.48)$$

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	8,70	8,21	7,73	7,22	6,76	6,28	5,79	5,31	4,83	4,34	3,86	3,38
bi	3,59	3,41	3,22	3,04	2,86	2,67	2,49	2,30	2,12	1,94	1,75	1,57
rk	4,34	4,29	4,24	4,20	4,15	4,10	4,05	4,00	3,95	3,90	3,85	3,80
rk/ra	1,13	1,12	1,10	1,09	1,08	1,06	1,05	1,04	1,03	1,01	1,00	0,99
ln(rk/ra)	0,12	0,11	0,10	0,09	0,07	0,06	0,05	0,04	0,03	0,01	0,00	-0,01
ri/ra	2,26	2,13	2,01	1,88	1,76	1,63	1,50	1,38	1,25	1,13	1,00	0,88
ln(ri/ra)	0,81	0,76	0,70	0,63	0,56	0,49	0,41	0,32	0,23	0,12	0,00	-0,13
b · ln(ri/ra)	2,93	2,58	2,25	1,92	1,61	1,31	1,02	0,74	0,49	0,23	0,00	-0,21
rk · ctg(γ)	16,21	16,03	15,84	15,66	15,47	15,29	15,11	14,92	14,74	14,56	14,37	14,19
rk · ctg(γ) · ln(rk/ra)	1,95	1,75	1,55	1,35	1,15	0,95	0,76	0,57	0,38	0,19	0,00	-0,18
Ji	3,04	2,72	2,40	2,10	1,80	1,51	1,23	0,96	0,71	0,46	0,23	0,02
φi	225	201	178	155	133	112	91	71	52	34	17	2

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

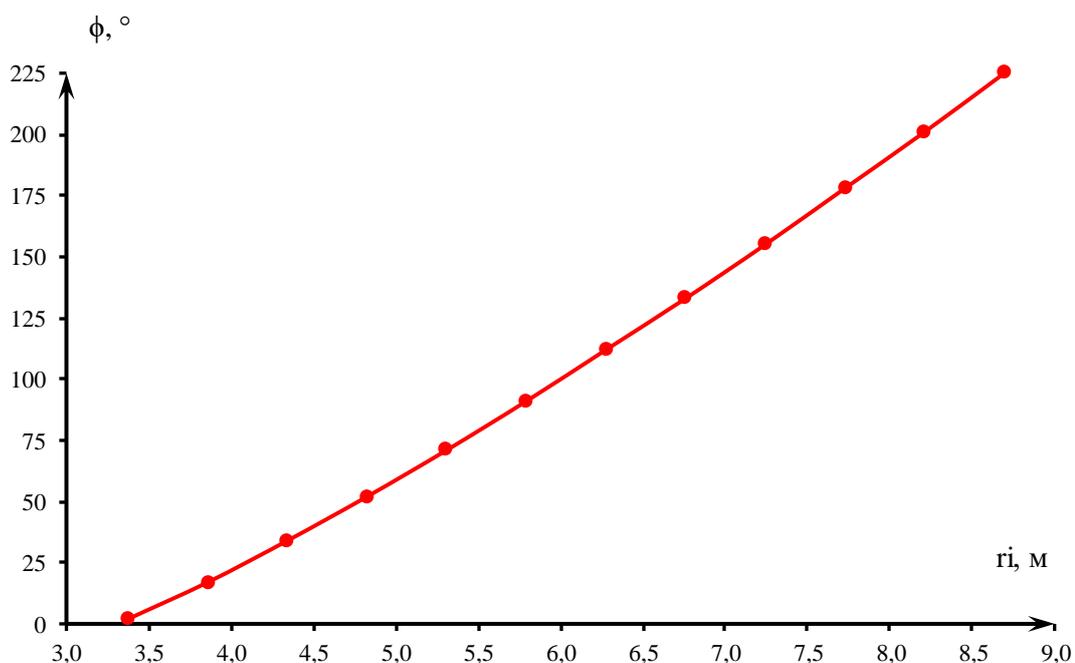


Рисунок 3.1 – Построение зависимости  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Таблица 3.8 – Данные для построения спиральной камеры

$\varphi_{i, \text{ грд}}$	0	15	30	45	60	75	90	105
$r_{i, \text{ м}}$	3,375	3,802	4,228	4,638	5,030	5,406	5,770	6,116
$\varphi_{i, \text{ грд}}$	120	135	150	165	180	195	210	225
$r_{i, \text{ м}}$	6,461	6,804	7,134	7,454	7,770	8,085	8,393	8,695

11. Определение ширины подвода из ГУХ по формуле (3.49):

$$B' = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 5,0 = 14,64 \text{ м.} \quad (3.49)$$

Ширина подвода  $B' > 7 \text{ м}$ , необходимо установить промежуточный бычок.

12. Толщина промежуточного бычка определяем по формуле (3.50):

$$b \geq 1 + \frac{Q_{\text{max}}}{400} = 1 + \frac{160,32}{400} = 1,4 \text{ м.} \quad (3.50)$$

13. Определим ширину подвода с учетом ширины бычка по формуле (3.51):

$$B = B' + b = 14,64 + 1,4 = 16,04 \text{ м.} \quad (3.51)$$

### 3.6 Выбор маслонапорной установки

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

Для турбины ПЛ50-В-500 по номограмме [16, рисунок 10.9, с 144]

определили следующий тип МНУ: МНУ 8/1 – 40 – 8 – 2.

МНУ с гидроаккумулятором вместимость 8 м<sup>3</sup>, состоящим из одного сосуда на давление 4,0 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), имеющим сливной бак МА 8 – 2, вместимостью 8 м<sup>3</sup> с двумя насосами.

### 3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как турбина поворотно-лопастная, то выбираем ЭГРК для гидроагрегата с двумя регулируемыми органами. Диаметр главного золотника 100 мм. Согласно справочным данным [16], выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-100-4, где: 4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор главной схемы электрических соединений

Для проектируемой ГЭС рассмотрены 2 структурные схемы электрических соединений: с одиночными и укрупнёнными блоками. Данные схемы представлены на рисунке 4.1.

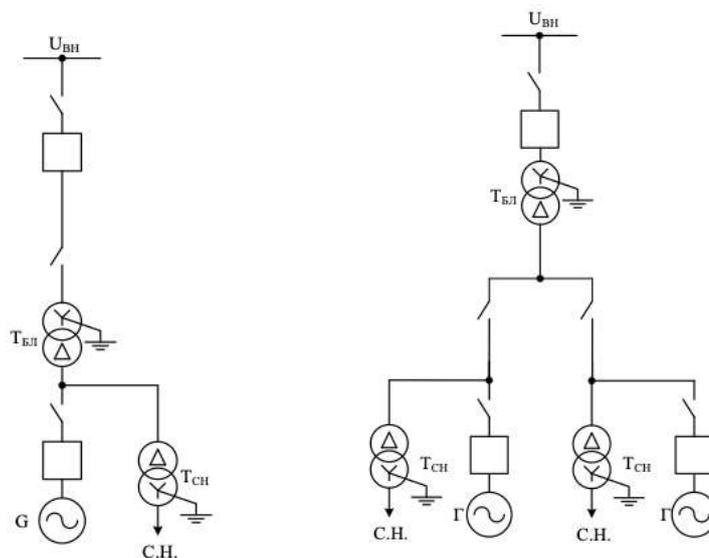


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными и укрупнёнными блоками

### 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.2.1 Выбор синхронного генератора

Данные по генераторам гидроэлектростанции, а также системы представлены в таблице 4.1.

Коэффициент мощности системы  $\cos \varphi_c = 0,85$ .

Время использования установленной мощности  $T_{max} = 4000$  ч/год.

Мощность собственных нужд ГЭС  $P_{с.н.} = 0,01 \cdot P_{уст.ГЭС}$ .

Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов  $\cos \varphi_{с.н.} = \cos \varphi_{ном}$ .

Таблица 4.1 – Исходные данные генераторов и системы

Генератор			Система		
$n \times N$	$\cos \varphi_{ном}$	$U_{ном}$	$U_{ном}$	$S_{к.з.}$	$L$
шт×МВт	о.е.	кВ	кВ	МВ·А	кМ
3 × 55	0,85	10,5	220	180	30

По справочным данным выбран гидрогенератор СВ-808/130-40 У4. Данные генератора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные генератора СВ-808/130-40 У4

Номинальная мощность		$U_{Г ном},$ кВт	$\cos \varphi_{Г},$ о.е.	$n_{ном},$ об/мин	Индуктивные сопротивления		
$S_{Г ном},$ МВ·А	$P_{Г ном},$ МВт				$x''_d$	$x'_d$	$x_d$
64,7	55	10,5	0,85	150	0,22	0,35	0,93

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

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

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

$$S_{расч} = \frac{P_{Г ном} - P_{с.н.}}{\cos \varphi_{Г}} = \frac{55 - 0,5\% \cdot 55}{0,85} = 64,38 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбран трансформатор ТДЦ-80000/242-У1 марки ООО «Трансинжиниринг». Данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/242-У1

$S_{ном},$ МВ·А	$U_{н},$ кВ		$U_{к},$ %	$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{хх},$ кВт	$I_{х},$ %
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
80	242	10,5	11	265	70	0,6

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{max}$  и время максимальных потерь  $\tau$ :

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

Время работы блока в течение года:

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

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов;

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

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

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,070 \cdot 8728,5 = 611 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где  $n_{\text{т}} = 1$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,265}{1} \cdot \left(\frac{64,38}{80}\right)^2 \cdot 2405 = 412,83 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

$$И_{(1)} = \Delta W_{\text{xx}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2, \quad (4.6)$$

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

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

$$И_{(1)} = 611 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 412,83 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 7,38 \text{ тыс.руб./год.}$$

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 3 \cdot 7,38 = 22,14 \text{ тыс.руб./год}, \quad (4.7)$$

где  $n = 3$  – количество блоков.

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

Определим их число, тип и номинальную мощность по формуле (4.8).

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{55 - 0,5\% \cdot 55}{0,85} = 128,76 \text{ ВМ} \cdot \text{А.}, \quad (4.8)$$

На основании полученных данных выбран трансформатор ТРДЦН-160000/220-У1 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Данные трансформатора представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТРДЦН-160000/220-У1

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{Н2}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
160	242	10,5	12,5	500	155	0,3

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

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

$$\Delta W_{\text{хх}} = 1 \cdot 0,155 \cdot 8728,5 = 1355,01 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

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

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{0,500}{1} \cdot \left( \frac{128,76}{160} \right)^2 \cdot 2405 = 778,92 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Издержки на потери ЭЭ:

$$И_{(1)} = 1355,01 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 778,92 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 15,14 \text{ тыс.руб./год.}$$

$$И_2 = И_{(1)} + И_{(2)} = 7,38 + 15,14 = 22,52 \text{ тыс.руб./год.} \quad (4.11)$$

## 4.4 Распределительное устройство

### 4.4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираются из условия обеспечения одним ТСН собственных нужд всей станции.

Мощность трансформатора СН по формуле (4.11):

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_{\text{г}} \cdot \frac{P_{\text{г ном}}}{\cos \varphi_{\text{г}}} = 0,5\% \cdot 3 \cdot \frac{55}{0,85} = 971 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.12)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{с.н.}} \leq S_{\text{ТСН}}. \quad (4.13)$$

Выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-1000/10,5. Данные трансформатора представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-1000/10,5

$S_{\text{НОМ}}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{H}}, \text{кВ}$		$U_{\text{K}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
1000	10,5	6	6

#### 4.4.2 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_{\Gamma} \cdot n_{\Gamma} - S_{\text{СН}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{НАТ}}} + 1 = \frac{(64,7 \cdot 3 - 1,14) \cdot 0,85}{1,2 \cdot 135} + 1 \approx 1,9 = 2, \quad (4.13)$$

где  $k = 1,2$  – коэффициент приведения натуральной мощности линий электропередач (при номинальном напряжении 220 кВ);

$P_{\text{НАТ}} = 135$  МВт – натуральная мощность линий электропередач.

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{РАБ}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{УСТ.}} - P_{\text{С.Н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} = \frac{165 - 0,97}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 253,44 \text{ А}. \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{РАСЧ}} = I_{\text{РАБ}} \cdot \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i = 253,44 \cdot 1 \cdot 1,05 = 266,11 \text{ А}, \quad (4.15)$$

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

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

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{РАСЧ}}}{j_{\text{э}}} = \frac{266,11}{1,1} = 241,92 \text{ мм}^2, \quad (4.16)$$

где  $j_{\text{э}} = 1,1$  А/мм<sup>2</sup> – нормированная плотность тока.

Выбран провод АС-300/39, допустимый продолжительный ток которого 710 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км  $x_0 = 42,9$  Ом, удельное активное сопротивление на 100 км  $r_0 = 9,8$  Ом, проводимость  $b_0 = 2,64 \cdot 10^{-4}$  См, число проводов в фазе  $n_{\text{п}} = 1$ .

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{п.ав} = \frac{P_{уст} - P_{с.н.}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi} = \frac{165 - 0,97}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 506,88 \text{ А.} \quad (4.17)$$

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

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

Стоимость выбранных трансформаторов и КРУЭ определена в соответствии с СТО ФСК ЕЭС Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ, а также с учётом индексов МИНСТРОЯ РФ на 3 квартал 2022 года, цены на оборудование представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-80000/242-У1	19971
ТРДЦН-160000/220-У1	41475
ТСЗ-1000/10,5	4095
КРУЭ-220	18690

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_1 = n \cdot K_{тр} + m \cdot K_{сн} + t \cdot K_{КРУЭ}, \quad (4.18)$$

где  $n = 3$  – количество блочных трансформаторов;

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

$m = 3$  – количество трансформаторов собственных нужд;

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

$t = 6$  – количество ячеек КРУЭ;

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

$$K_1 = 3 \cdot 19971 + 3 \cdot 4095 + 6 \cdot 18690 = 184338 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_2 = n \cdot K_{тр} + m \cdot K_{сн} + t \cdot K_{КРУЭ}, \quad (4.19)$$

где  $n = 2$  – количество блочных трансформаторов;

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

$m = 3$  – количество трансформаторов собственных нужд;

$K_{\text{сн}}$  – стоимость одного трансформатора собственных нужд;  
 $t = 5$  – количество ячеек КРУЭ;  
 $K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_2 = 2 \cdot 41475 + 3 \cdot 4095 + 5 \cdot 18690 = 188685 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 184338 + 22,14 = 27672,84 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.20)$$

где  $E = 0,15$  – коэффициент сравнительной эффективности для электроэнергетики.

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$Z_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 188685 + 22,52 = 28325,27 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.21)$$

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{27672,84 - 28325,27}{27672,84} \cdot 100\% = -2,36\%. \quad (4.22)$$

Таким образом, для проектируемой Зеленогорской ГЭС принимается структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью, а также намного экономичнее, что видно из формулы 4.22.

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

Число присоединений РУ 220 кВ: 6 (2 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока, 1 служебное присоединение – ШСВ). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбрана схема с двумя рабочими системами сборных шин. Выбранная схема РУ 220 кВ представлена на рисунке 4.2.

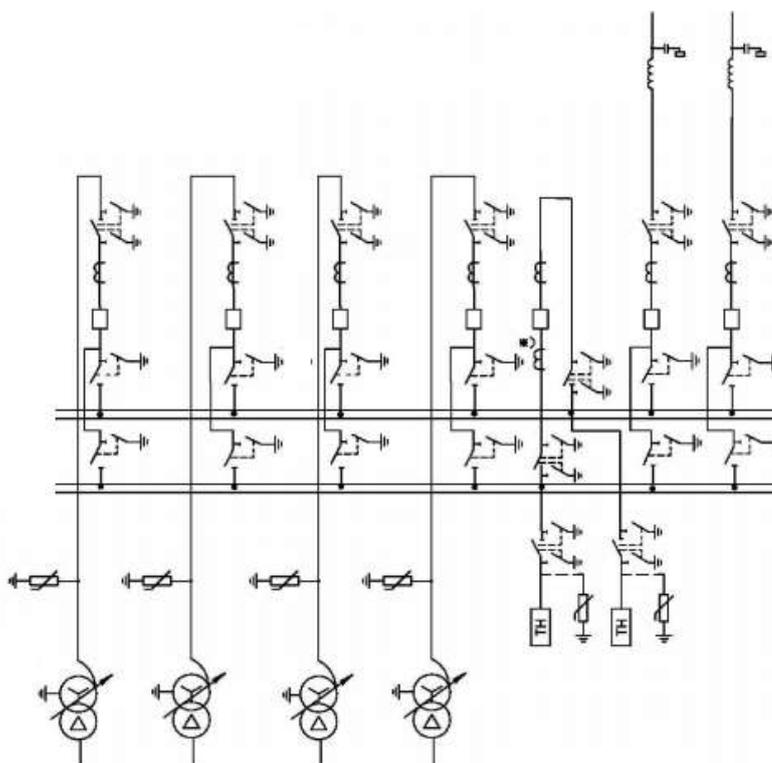


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ

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

##### 4.7.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x''_d \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,22 \cdot \frac{10,5^2}{64,7} = 0,375 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_* \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ.} \quad (4.24)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{к\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,53 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Система:

$$x_c = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{242^2}{180} = 325,36 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,429 \cdot 30 = 12,87 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_c = E_{*c} \cdot U_{\text{б1}} = 1,0 \cdot 242 = 242 \text{ кВ.} \quad (4.28)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.29)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\text{Г}} = \frac{x_{*Г}}{T_{\text{а,Г}} \cdot \omega} = \frac{0,375}{0,045 \cdot 314} = 0,027 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

$$r_c = \frac{x_{*c}}{T_{\text{а,с}} \cdot \omega} = \frac{325,36}{0,035 \cdot 314} = 29,60 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

$$r_{\text{л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,98 \cdot 30 = 2,94 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

$$r_{\text{Т}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{265 \cdot 242^2}{80^2} = 2,425 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

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

На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по генераторам.



Полный ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{кз}}^1 = I_1 + I_2 + I_3 = 2,9331 \cdot 3 = 8,80 \text{ А.} \quad (4.34)$$

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

Тип КЗ	Ш	$I_{\text{п.о}}, \text{кА}$	$I_{\text{у}}, \text{кА}$
1ф	7	8,80	21,37
3ф	7	5,91	14,34
3ф	1	18,28	44,40

#### 4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

$$I_{\text{г,раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{г,ном}} = 1,05 \cdot 3,56 = 3,735 \text{ кА.} \quad (4.39)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max (РУВН)}} = \frac{S_{\text{г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном(-5\%)}}} = \frac{64,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 229,9} = 0,162 \text{ кА.} \quad (4.40)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{193,15 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,231 \text{ кА.} \quad (4.41)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{193,15 \cdot 10^3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,462 \text{ кА.} \quad (4.42)$$

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

##### 4.9.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выбор выключателей (4.43 – 4.50) и разъединителей (4.43 – 4.46) произведён по приведённым ниже условиям. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}. \quad (4.43)$$

По длительному току:

$$I_{\text{норм}}(I_{\text{max}}) \leq I_{\text{ном}}. \quad (4.44)$$

По симметричному току отключения:

$$I_{\text{п}\tau} \leq I_{\text{отк.ном}}. \quad (4.45)$$

По отключению аperiodической составляющей тока к.з.:

$$i_{\text{a}\tau} \leq i_{\text{a.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{отк.ном}}. \quad (4.46)$$

По отключению полного тока к.з. (если не выполняется условие 4.46):

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п}\tau} + i_{\text{a}\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}). \quad (4.47)$$

На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (4.48)$$

$$i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}. \quad (4.49)$$

На термическую стойкость:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}. \quad (4.50)$$

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается вакуумный выключатель ВГГ-10 марки ОАО ВО «Электроаппарат». Разъединитель РВРЗ-10/4000 марки ЗАО «ЗЭТО». Основные технические параметры генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблицах 4.8 и 4.9 соответственно. Результаты выбора выключателя и разъединителя приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.8 – Основные технические параметры генераторного выключателя

Параметры	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	4000
Номинальный ток отключения, кА	63
Ток термической стойкости, кА	63
Ток электродинамической стойкости, кА	161
Полное время отключения, мс	100
Собственное время включения, мс	80
Собственное время отключения, мс	50
Механический ресурс, циклов ВО	10000
Масса, кг	350

Таблица 4.9 – Основные технические параметры разъединителя

Параметры	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	4000
Ток электродинамической стойкости, кА	125
Ток термической стойкости, кА	50
Время протекания тока термической стойкости (для главных ножей), с	3
Время протекания тока термической стойкости (для заземлителей), с	1
Частота, Гц	50

Таблица 4.10 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Условие	Расчётные данные		Каталожные данные		Примечание
8.1	$U_{уст}, \text{кВ}$	10,5	$U_{ном}, \text{кВ}$	10	Условие выполняется
8.2	$I_{норм} (I_{max}), \text{кА}$	3,735	$I_{ном}, \text{кА}$	4	Условие выполняется
8.3	$I_{пт}, \text{кА}$	18,28	$I_{отк.ном}, \text{кА}$	63	Условие выполняется
8.4	$i_{ат}, \text{кА}$	18,28	$i_{а.ном}, \text{кА}$	66,82	Условие выполняется
8.5	$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}, \text{кА}$	44,14	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_{ном}), \text{кА}$	155,92	Условие выполняется
8.6	$I_{по}, \text{кА}$	18,28	$I_{дин}, \text{кА}$	161	Условие выполняется
8.7	$i_{у}, \text{кА}$	44,40	$i_{дин}, \text{кА}$	161	Условие выполняется
8.8	$B_{к}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	13,37	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	11907	Условие выполняется

#### 4.9.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Трансформатор тока выбран в соответствии со следующими критериями.

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (4.51)$$

По длительному току:

$$I_{норм} (I_{max}) \leq I_{ном}. \quad (4.52)$$

На электродинамическую стойкость:

$$I_{по} \leq I_{дин}; \quad (4.53)$$

$$i_{у} \leq i_{дин}. \quad (4.54)$$

На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (4.55)$$

Принимается трансформатор тока ТОЛ-10-М-2 марки ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталожные данные представлены в таблице 4.11. Результаты выбора трансформатора тока приведены в таблице 4.12.

Таблица 4.11 – Основные технические характеристики трансформатора тока

Параметры	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота переменного тока, Гц	50
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальный первичный ток, А	4000
Количество вторичных обмоток	2
Класс точности (вторичной обмотки для измерений)	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
Класс точности (вторичной обмотки для защиты)	5P; 10P

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Условие	Расчётные данные		Каталожные данные		Примечание
8.9	$U_{\text{уст}}$ , кВ	10,5	$U_{\text{ном}}$ , кВ	10	Условие выполняется
8.10	$I_{\text{ном}} (I_{\text{max}})$ , кА	3,735	$I_{\text{ном}}$ , кА	4	Условие выполняется
8.11	$I_{\text{по}}$ , кА	18,28	$I_{\text{дин}}$ , кА	61	Условие выполняется
8.12	$i_y$ , кА	44,40	$i_{\text{дин}}$ , кА	61	Условие выполняется
8.13	$B_k$ , кА <sup>2</sup> · с	13,37	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$ , кА <sup>2</sup> · с	11163	Условие выполняется

Трансформатор напряжения выбран по номинальному напряжению установки. Принимается трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 марки ОАО «СЗТТ». Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Основные технические характеристики трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10

Параметры	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$10,5/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, кВ	100
Классы точности основной вторичной обмотки	0,2; 0,5; 1,0; 3,0
Классы точности дополнительной вторичной обмотки	3; 3P; 6P
Номинальная частота, Гц	50

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

### 4.9.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Выбран автоматический синхронизатор для синхронных машин и систем переменного тока Synchronact 5500 (вспомогательное устройство для работы с несколькими генераторами). Synchronact 5 – пятое поколение автоматических синхронизаторов, производимых компанией ABB Switzerland Ltd. Устройства SYNCHROACT используется для автоматической синхронизации генераторов с сетью, а также для параллельного включения систем переменного тока и могут применяться как в виде одноканальной, так и двухканальной систем. Благодаря гибкой конструкции SYNCHROACT 5 может поставляться в различных конфигурациях для обеспечения требуемой надежности и безопасности. Программное обеспечение SynView предназначено для быстрого и удобного выполнения наладки и технического обслуживания устройств SYNCHROACT 5 и функционирует с ОС Microsoft Windows 95, 98, NT или 2000. Имеются версии SynView на английском, немецком, французском и русском языках.

Программное обеспечение SynView выполняет следующие функции:

- Установка параметров;
- Отображение измеряемых величин;
- Запись и анализ переходных процессов;
- Регистрация текущих событий.

### 4.10 Выбор параметров КРУЭ

По имеющимся данным для КРУЭ 220кВ принимается комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией типа ELK-14 (Модульное КРУЭ на 245 кВ) фирмы АВВ.

Распределительные устройства с элегазовой изоляцией составлены из нескольких модулей, позволяющих создать все распространенные варианты компоновки и схемы соединения шин. Каждый элемент, такой как разъединитель, сборные шины, выключатель, заключен в газонепроницаемый корпус, заполненный элегазом под давлением. Барьерные изоляторы разделяют распределительное устройство на отдельные функциональные газовые отсеки. Каждый отсек оборудован устройством сброса давления и материалом, поглощающим влагу и продукты разложения.

Базовые модули, входящие в состав распределительного устройства типа ELK-14: высокоэффективный выключатель, безопасные разъединители и заземлители, надежные трансформаторы тока и напряжения, широкий спектр соединительных элементов, инновационная технология управления и защиты. Параметры модулей распределительного устройства представлены в таблицах 4.14 – 4.20.

Таблица 4.14 – Основные данные

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	до 253

Окончание таблицы 4.14

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Испытательное напряжение промышленной частоты, 1 мин	кВ	460
Испытательное напряжение промышленной частоты, 1 мин через разомкнутые контакты	кВ	530
Испытательное напряжение грозового импульса	кВ	1050
Испытательное напряжение грозового импульса через разомкнутые контакты	кВ	1200
Номинальная частота	Гц	50
Номинальный ток	А	3150
Номинальный ток отключения	кА	50
Ток динамической стойкости (пиковое значение)	кА	135

Таблица 4.15 – Выключатель

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Коэффициент первого гасящего полюса	-	1,3
Номинальный ток отключения	кА	40
Номинальный ток включения (пиковое значение)	кА	130
Тип привода	-	пружинный
Собственное время отключения	мс	< 30
Полное время включения	мс	< 50
Номинальное время включения	мс	< 100
Время повторного включения	мс	< 300
Номинальная последовательность операций	О – 0,3с – ВО – 1 мин – ВО или ВО – 15с – ВО	
Быстродействующее автоматическое повторное замыкание	одно- и трехфазное	
Механическая прочность	Класс	M2
Коммутация емкостных токов	Класс	C2

Таблица 4.16 – Разъединители и заземлители

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Отключающая способность по емкостному току	мА	250
Отключающая способность по уравнительному току сборных шин	А/В	1600/20
Время отключения / включения	с	< 2,5
Механическая прочность	Класс	M2

Таблица 4.17 – Быстродействующий заземлитель

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Коммутационная способность		
Включающая способность		
Ток	кА	50
Индуктивные ток		
Напряжение	кВ	2
Ток	А	80
Емкостные токи		
Напряжение	кВ	12
Ток	А	3
Время работы электромотора	с	< 2

Таблица 4.18 – Трансформатор напряжения

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Номинальная выходная мощность (суммарная)	ВА	100
Номинальный класс точности	%	0,2; 0,5; 3P
Номинальная тепловая мощность (суммарная)	ВА	1000

### Окончание таблицы 4.18

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Номинальный коэффициент перегрузки по напряжению	-	1.9/8 ч
Количество вторичных обмоток	-	до 3

Таблица 4.19 – Трансформатор тока

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Измерительные обмотки – параметры по запросу		
Защитные обмотки (с устойчивостью к переходным режимам – опция) – параметры по запросу		

Таблица 4.20 – Ввод элегаз-воздух

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Продолжительная изгибающая нагрузка	Н	2500
Испытательная изгибающая нагрузка	Н	5000
Длина пути утечки	мм/кВ	20, 25, 31

В соответствии с таблицей 4.7 и таблице 4.14 данная ячейка подходит для установки, так как номинальный ток отключения ячейки ELK-14 больше ударного тока КЗ.

## 5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

### 5.1 Исходные данные для курсового проектирования

Параметры гидрогенератора и силового трансформатора приведены в таблице 5.1, 5.2 и 5.3, технические характеристики выбранной системы возбуждения и выпрямительного трансформатора приведены в таблице 5.4 и 5.5 соответственно.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-808/130-40 У4
мощность номинальная	полная, МВА	64,7
	активная, МВт	55,0
номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
Частота вращения, об/мин		150,0
Номинальный ток статора, А		3560
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1200
Напряжение на кольцах ротора при ном. нагрузке, В		204
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $x_d$	0,930
	переходное $x'_d$	0,350
	сверхпереходное $x''_d$	0,220
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.		0,225

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-80000/242- У1
Номинальная мощность, МВА	80
Номинальное напряжение, кВ	242
Напряжение короткого замыкания, %	11,00

## Окончание таблицы 5.2

Схема соединения обмоток	$Y_H/\Delta - 11$
--------------------------	-------------------

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗ-1000/10,5
номинальная мощность, МВА	1
номинальное напряжение, кВ	10,5/6
группа соединений	$Y_H/Y_H-0$
напряжение короткого замыкания	6

Таблица 5.4 – Технические характеристики выбранной системы возбуждения

Ток (длит/форс), А	1400	2340
Напряжение (длит/форс), В	320	490

Таблица 5.5 – Технические характеристики выпрямительного трансформатора ТСЗП-1600/10-ГТ-УЗ

Мощность, кВА	Увент, В	Упреоб,В	Ипреоб,А
1342	475	600	2000

## 5.2 Перечень защит основного оборудования

### На главном гидрогенераторе СВ – 808/130-40У4:

- 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-80000/242- 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 11 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения

#### **На трансформаторе СН ГЭС:**

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

#### **На линиях электропередачи 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 предусматривается УРОВ 220 кВ.

#### **Защита выпрямительного трансформатора:**

- Максимальная токовая защита;
- Токовая отсечка.

### **5.3 Выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора**

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_N$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

По известным значениям тока ротора определяем длительно допустимый режим работы ротора:

$$I_{CB} = 1,1 \cdot I_{рот} = 1,1 \cdot 1,2 = 1,32 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

По каталожным данным выбираем существующую систему возбуждения СТС-320-1400 2,5 УХЛ4. Характеристики приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Технические характеристики выбранной системы возбуждения

Ток (длит/форс), А	1400	2340
Напряжение (длит/форс), В	320	490

СТ – система возбуждения тиристорная;  
 С – по схеме самовозбуждения;  
 320 – номинальное напряжение, В;  
 1400 – номинальный длительно допустимый ток, А;  
 УХЛ4 – климатическое исполнение.

После выбора системы возбуждения необходимо выбрать выпрямительный трансформатор СВ. Для этого требуется найти линейное напряжение вторичной обмотки выпрямительного трансформатора из условия обеспеченности принятой кратности форсировки:

$$U_{ТВ} = \frac{2,5U_{РОТ.НОМ.} + \Delta U}{K_U(1-X_T)K_{СН}} = \frac{2,5 \cdot 204 + 6}{1,35 \cdot (1 - 0,05) \cdot 0,9} = 447 \text{ В.} \quad (5.2)$$

где  $X_T$  – реактивность выпрямительного трансформатора (5-8%);  
 $\Delta U$  – падение напряжения в вентилях и кабелях связи (3-6 В, зависит от количества тиристоров в ветвях выпрямителя);  
 $K_U$  – коэффициент выпрямления схемы Ларионова по напряжению = 1,35;  
 $K_{СН}$  – коэффициент, учитывающий снижение напряжения на выпрямительном трансформаторе при коммутациях = 0,9.

$$S_{TE} = \sqrt{3}U_{TE}I_{длит} = \sqrt{3} \cdot 447 \cdot 1400 = 1083,9 \text{ кВА.} \quad (5.3)$$

Был выбран трансформатор, характеристики которого приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Технические характеристики выпрямительного трансформатора ТСЗП-1600/10-ГТ-УЗ

Мощность, кВА	Увент, В	Упреоб, В	Ипреоб, А
1342	475	600	2000

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

Коэффициент перегрузки считается по формуле (5.4):

$$k_{пер} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{сх}}{I_{нте}}, \quad (5.4)$$

где  $I_{\phi}$  – ток форсировки, А;  
 $k_{сх}$  – коэффициент схемы, учитываемый при переходе от постоянного напряжения к переменному, принимается равным 0,816;

$I_{\text{нте}}$  – ток выпрямительного трансформатора, А.

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

$$I_{\text{нте}} = 2000 \cdot 0,816 = 1632 \text{ А,}$$

$$k_{\text{пер}} = \frac{2340 \cdot 0,816}{1632} = 1,17.$$

По данным по перегрузки тока и времени длительности перегрузки, приведенным в таблице 5.9, видно, что посчитанную перегрузку допустимо удерживать более 60 мин.

Таблица 5.9 – Допустимые длительности перегрузки по току

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

Для расчета уставок защит необходимо найти номинальные токи и приводят их к низшей стороне трансформаторов тока:

$$I_{\text{ТВ.ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{Т НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1482}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 81,489 \text{ А,} \quad (5.5)$$

$$I_{\text{ТВ.ВН.ТТ}}^{(1)} = \frac{I_{\text{ТВ.ВН}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{81,489}{200/5} = 2,037 \text{ А,} \quad (5.6)$$

$$I_{\text{Н.ГГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{64,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3560 \text{ А,} \quad (5.7)$$

$$I_{\text{Н.ГГ.ТТ}}^{(1)} = \frac{I_{\text{Н.ГГ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{3560}{4000/5} = 4,45 \text{ А,} \quad (5.8)$$

$$I_{\text{Т.ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{80 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 190,86 \text{ А,} \quad (5.9)$$

$$I_{\text{Т.ВН.ТТ}}^{(1)} = \frac{I_{\text{Т.ВН}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{190,86}{300/5} = 3,181 \text{ А.} \quad (5.10)$$

## 5.4 Расчет токов КЗ

Расчету токов КЗ предшествует выбор расчетных условий, в частности расчетной схемы. Цель расчета состоит в выборе, проверке электрических аппаратов и проводников по условиям КЗ, расчету защит гидрогенератора. Расчетная схема представлена на рисунке 5.1.

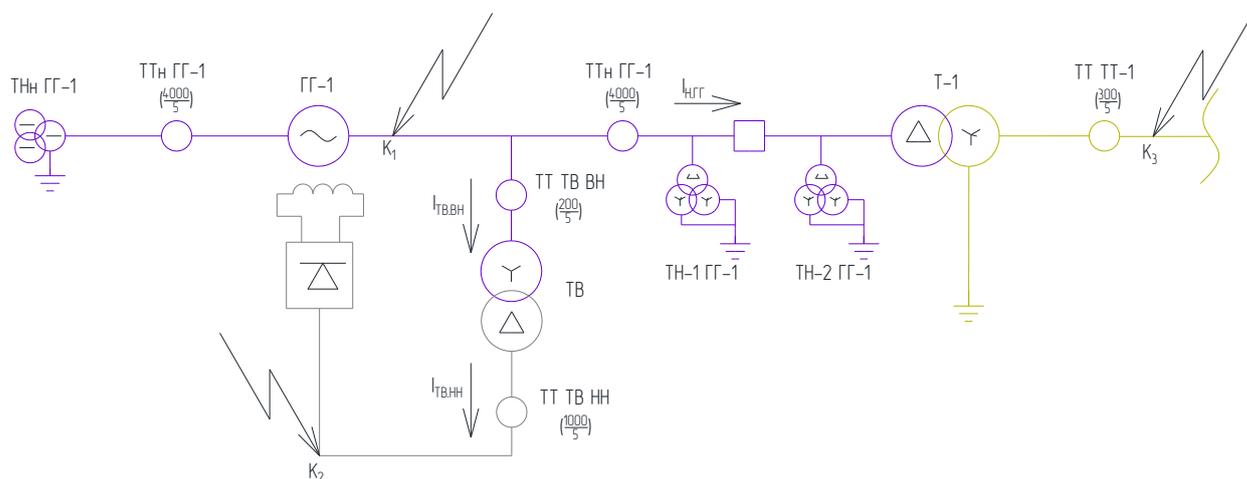


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

Определяем токи короткого замыкания из следующих соотношений: ток трёхфазного короткого замыкания (минимальный режим) перед трансформатором на холостом ходу синхронного генератора и в режиме нагрузки (максимальный режим) (точка K1):

Ток в минимальном режиме:

$$I_{K1min}^{(3)} = \frac{U_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot x''_d}, \quad (5.11)$$

где  $U_{\Gamma}$  – напряжение генератора на холостом ходу,  $U_{\Gamma} = U_{ном} = 10,5$  кВ;

$x''_{dне}$  – сверхпереходное сопротивление, приведенное к именованным единицам, Ом

$$x''_{dне} = x''_d \cdot \frac{U_{\Gamma}^2}{S_{ном}} = 0,22 \cdot \frac{10,5 \cdot 10,5 \cdot 10^6}{64,7 \cdot 10^6} = 0,37488 \text{ Ом}, \quad (5.12)$$

$$I_{K1min}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,37488} = 16171 \text{ А}.$$

Ток в максимальном режиме:

$$I_{K1max}^{(3)} = \frac{E''_q}{\sqrt{3} \cdot x''_d}, \quad (5.13)$$

где  $E''_q$  – сверхпереходная ЭДС генератора по поперечной оси;

$$E''_q = E''_d \cdot U_{\Gamma}, \quad (5.14)$$

где  $E''_d$  – сверхпереходная ЭДС генератора по продольной оси в о.е.;

$$E''_d = \sqrt{(\cos \phi)^2 + (x''_d \cdot \sin \phi)^2}, \quad (5.15)$$

где  $x_d^{*''}$  – сверхпереходное сопротивление, о.е.

$$E_d'' = \sqrt{(0,85)^2 + (0,22 + 0,53)^2} = 1,13,$$

$$E_q'' = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ},$$

$$I_{K1max}^{(3)} = \frac{11865}{\sqrt{3} \cdot 0,37488} = 18273 \text{ А}.$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 на холостом ходу генератора:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 16171 = 14005 \text{ А}. \quad (5.16)$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ за выпрямительным трансформатором (точка К2), протекающего по стороне генераторного напряжения также рассматривается для минимального и максимального режимов:

Ток в минимальном режиме:

$$I_{K2min}^{(3)} = \frac{U_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot (x_d'' + x_{TB}^{BH})}, \quad (5.17)$$

где  $x_{TB}^{BH}$  – сопротивление трансформатора со стороны высокого (генераторного) напряжения, Ом

$$x_{TB}^{BH} = \frac{U_{k,\%}}{100} \cdot \frac{U_{\Gamma}^2}{S_{B036}} = \frac{6\%}{100} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{1,342 \cdot 10^6} = 4,92921, \quad (5.18)$$

$$I_{K2min}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,37488 + 4,92921)} = 1143 \text{ А},$$

$$I_{K2max}^{(3)} = \frac{E_q''}{\sqrt{3} \cdot (x_d'' + x_{TB}^{BH})} = \frac{11,865 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,37488 + 4,92921)} = 1292 \text{ А}. \quad (5.19)$$

Ток двухфазного КЗ в точке К2:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1143 = 990 \text{ А} \quad (5.20)$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором блока (точка К3), протекающего по стороне генераторного напряжения также рассматривается для минимального и максимального режимов:

Ток в минимальном режиме:

$$I_{K3min}^{(3)} = \frac{U_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot (x_d'' + x_{TB}^{HH})} \quad (5.21)$$

где  $x_{TB}^{HH}$  – сопротивление трансформатора со стороны низкого (генераторного) напряжения, Ом

$$x_{TB}^{HH} = \frac{U_{k, \%}}{100} \cdot \frac{U_{\Gamma}^2}{S_{\text{возб}}} = \frac{11\%}{100} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{80 \cdot 10^6} = 0,15159, \quad (5.22)$$

$$I_{K3min}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,37488 + 0,15159)} = 11515 \text{ A},$$

$$I_{K3max}^{(3)} = \frac{E_q''}{\sqrt{3} \cdot (x_d'' + x_{TB}^{HH})} = \frac{11,865 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,37488 + 0,15159)} = 13012 \text{ A}. \quad (5.23)$$

Ток двухфазного КЗ в точке К3:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11515 = 9972 \text{ A}. \quad (5.24)$$

Таблица 5.10 – Значение токов короткого замыкания для точек К1, К2 и К3

-	K1	K2	K3
$I_{K3max}^{(3)}$ , А	18273	1292	13012
$I_{K3min}^{(3)}$ , А	16171	1143	11515
$I_{K3min}^{(2)}$ , А	14005	990	9972

## 5.5 Описание защит и расчет уставок

### 5.5.1 Расчет уставок для защит выпрямительного трансформатора (I > ТВ), (I >> ТВ)

Токовая отсечка является основной защитой выпрямительного трансформатора от внутренних КЗ. Защита подключается к ТТ со стороны ВН выпрямительного трансформатора и действует без выдержки времени на отключение генераторного выключателя, останов гидрогенератора, гашение поля инвертированием тиристорного преобразователя (далее, ТП), отключение АГП.

Ток срабатывания ТО:

$$I_{TO} = \frac{k_H \cdot I_{K2}^{(3)}}{k_{TT}} = \frac{1,4 \cdot 1292}{\frac{200}{5}} = 45,22 \text{ A}, \quad (5.25)$$

где  $k_H$  – минимальное значение коэффициента надежности для ТО, принят равным 1,4.

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{МГ} = \frac{5 \cdot I_{ТВ.ВН}^{(1)}}{k_{ТТ}} = \frac{5 \cdot 81,489}{\frac{200}{5}} = 10,186 \text{ А.} \quad (5.26)$$

Значение уставки ТО переводится в относительные единицы:

$$I_{ср.ТО}^* = \frac{I_{ср.ТО}}{I_{ТВ.ВН.ТТ}^{(1)}} = \frac{45,22}{2,037} = 22,199 \text{ о.е.} \quad (5.27)$$

Коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{ч.ТО} = \frac{I_{К1}^{(2)}}{k_{ТТ} \cdot I_{ТО}} = \frac{14005}{\frac{200}{5} \cdot 45,22} = 7,74 > 2,0. \quad (5.28)$$

МТЗ резервирует ТО выпрямительного трансформатора при междуфазных КЗ. Защита подключается к ТТ на стороне ВН выпрямительного трансформатора и с выдержкой времени действует на отключение генераторного выключателя, останов агрегата, гашение поля инвертированием тиристорного преобразователя, отключение АГП.

Минимальное значение тока уставки реле МТЗ находится по формуле:

$$I_{МТЗ} = \frac{k_H \cdot k_\phi \cdot k_{сх} \cdot I_p}{k_B \cdot k_{ТТ}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1200}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot 0,475} = 4,11 \text{ А,} \quad (5.29)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности, 1,2;

$k_\phi$  – коэффициент форсировки, 2,5;

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

$I_p$  – величина тока ротора, 1200 А;

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

$k_{ТТ}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

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

Получившееся значение переводят в относительные единицы:

$$I_{МТЗ}^* = \frac{I_{МТЗ}}{I_{ТВ.ВН.ТТ}^{(1)}} = \frac{4,11}{2,037} = 2,018 \text{ о.е.} \quad (5.30)$$

Далее определяется коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{k_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{МТЗ}}} = \frac{990}{\frac{200}{5} \cdot 4,11} = 6,02 > 1,5. \quad (5.31)$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей ТП и составляет  $t_{\text{МТЗ}} = 0,4$  с.

### 5.5.2 Продольная дифференциальная защита (IΔG)

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.

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{Г}}^{(1)} = 3560$  А.

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = (K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon^* + \Delta f_{\text{ВЫР}}^*) \cdot I_{\text{Н.ГГ}}^{(1)} = (0,5 \cdot 0,1 + 0,02) \cdot 3560 = 249,2 \text{ А}, \quad (5.32)$$

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

$\varepsilon^* = 0,1$  – относительная полная погрешность трансформаторов тока;

$\Delta f_{\text{ВЫР}}^* \approx 0,02$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч;

Минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты генератора определяется по условию отстройки защиты от тока небаланса номинального режима по формуле:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 249,2 = 498,4 \text{ А}, \quad (5.33)$$

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

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

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{отс.1}} \cdot I_{\text{КЗ.ТВ.макс}}^{(3)} = 1,1 \cdot 1402 = 1540 \text{ А}, \quad (5.34)$$

где  $K_{\text{отс.1}} = 1,1$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности работы защиты и расчетов.

Исходя их двух условий выбирается наибольшее значение срабатывания дифференциальной защиты, равное 1540 А.

Значение минимального тока срабатывания, приведенное ко вторичной обмотке ТТ:

$$I_{CP.0}^{(2)} \geq \frac{I_{CP.0}}{k_{ТТ}} = \frac{1540}{4000/5} = 1,925 \text{ А.} \quad (5.35)$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{CP.0}^* \geq \frac{I_{CP.0}^{(2)}}{I_{Н.ТТ.ТТ}^{(1)}} = \frac{1,925}{4,45} = 0,433 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

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:

$$I_{НБ(max)} = (K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} + \Delta f_{выр}^*) \cdot I_{K1.макс}^{(3)} = (2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 + 0,02) \cdot 18255 = 2191 \text{ А,} \quad (5.37)$$

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

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(max)} \cdot K_{отс}}{I_T} = \frac{2191 \cdot 2}{16830} = 0,26, \quad (5.38)$$

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

$I_T$  – ток торможения в рассматриваемом режиме.

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ.макс} \cdot (I_{СКВ.макс} - I_{НБ(max)}) \cdot \cos \alpha} = \sqrt{18255 \cdot (18255 - 2191)} \cdot \sqrt{\cos 15^\circ} = 16830 \text{ А,} \quad (5.39)$$

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

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

Уставка начального торможения:

$$I_{НТ} = \frac{I_{CP.0}^*}{K_T} = \frac{0,433}{0,5} = 0,866 \text{ о. е.} \quad (5.40)$$

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

$$B \geq I_{HT} = 0,866 \text{ о.е.} \quad (5.41)$$

Типовое значение уставки  $B = 1,5$ . На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

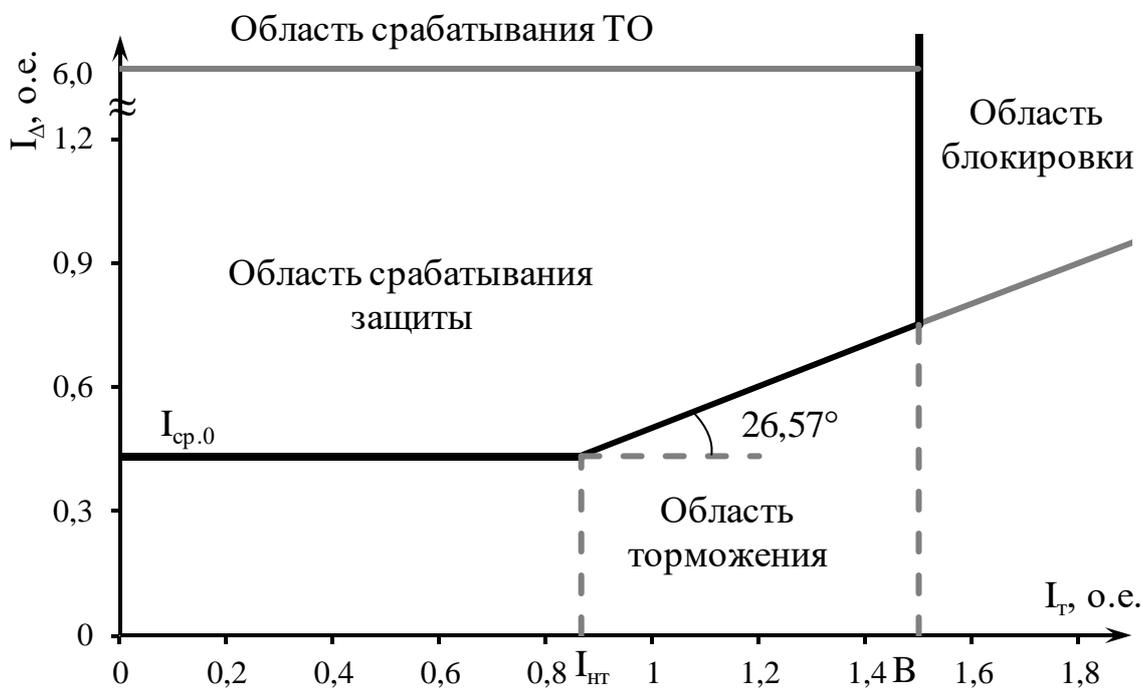


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия предусматривается дифференциальная отсечка.

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{Г}^{(1)}, \quad (5.42)$$

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

$$I_{отс} = 6 \cdot 3560 = 21360 \text{ А.}$$

Уставка органа отсечки приведенная к низшей стороне ТТ:

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{21360}{4000/5} = 26,7 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{отс}^* = \frac{26,7}{4,45} = 6,00 \text{ о.е.}$$

### 5.5.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ ))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ( $U_{0 \text{ эл.ст.}}$ ) при КЗ на землю на стороне ВН.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.3.

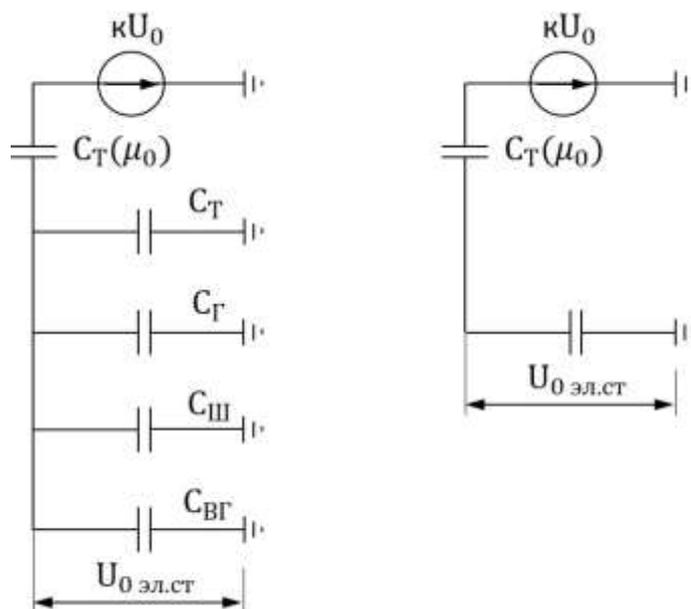


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения  $U_{0 \text{ эл.ст.}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{В,Г}} + C_{\text{В,Т}}, \quad (5.43)$$

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

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

$C_{Ш}$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле;  
 $C_{В.Г}$  – ёмкость генераторного комплекса выключателя 10,5 кВ со стороны генератора,  $C_{В.Г} = 0,13$  мкФ/фазу;  
 $C_{В.Т}$  – ёмкость генераторного комплекса выключателя 10,5 кВ со стороны трансформатора,  $C_{В.Т} = 0,26$  мкФ/фазу;

$$C_{Ш} = C_{уд} \cdot L_{Ш}, \quad (5.44)$$

где  $C_{уд}$  – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю,  $C_{уд} = 80$  пФ/м;

$L_{Ш}$  – длина шинпровода,  $L_{Ш} = 30$  м;

$$C_{Ш} = 80 \cdot 10^{-12} \cdot 30 = 0,0024 \text{ мкФ/фазу},$$

$$C_{\Sigma} = 0,007 + 1,02 + 0,0024 + 0,13 + 0,26 = 1,419 \text{ мкФ/фазу}.$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.45)$$

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

$C_T(\mu_0)$  – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}}{\sqrt{3}}, \quad (5.46)$$

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,573 \text{ кВ},$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 46,573 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,419} = 146,7 \text{ В}.$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}, \quad (5.47)$$

где  $U_L$  – линейное напряжение генератора, кВ;

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

$$I_C = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,419 \cdot 10^{-6} = 8,1 \text{ А}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3U_{0\text{ЭЛСТ}}}{K_{ТН}}, \quad (5.48)$$

где  $K_H = 1,3$  – коэффициент надежности;  
 $K_{ТН}$  – коэффициент трансформации ТН;  
 $K_B = 0,9$  – коэффициент возврата;

$$U_{CP} \geq \frac{1,3}{0,9} \cdot \frac{3 \cdot 146,7}{10,5/\sqrt{3} \cdot \frac{100}{3}} = 3,15 \text{ В.}$$

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, остановка турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}, \quad (5.49)$$

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

$$K_T = \frac{1}{K_q} \cdot \frac{1-2\alpha}{\alpha}, \quad (5.50)$$

где  $K_q$  – необходимый коэффициент чувствительности, принимается равным 2;  
 $\alpha$  – доля витков статора генератора со стороны нейтрали, не защищённых органом  $U_{0G}$ :

$$\alpha = 2 \cdot \frac{U_{CP}}{100}, \quad (5.51)$$

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

$$\alpha = 2 \cdot \frac{10}{100} = 0,2,$$

$$K_T = \frac{1}{2} \cdot \frac{1-2 \cdot 0,2}{0,2} = 1,5,$$

$$X = \frac{1}{1,5+2} = 0,286.$$

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

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

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

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

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.г.}}{K_{ТН}}, \quad (5.52)$$

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

$K_{ТН}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

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

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

Уставка защиты U2> рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{ном.г.}}{K_{ТН}}, \quad (5.53)$$

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

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Выдержку времени срабатывания первой ступени защиты принимаем равной 1 с, второй ступени 0,5 с.

### 5.5.5 Дистанционная защита генератора ( $Z_{1<}$ ), ( $Z_{2<}$ )

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока со стороны нулевых выводов генератора и трансформаторам напряжения установленных на линейных выводах генератора. Подключение защиты к трансформаторам тока со стороны нулевых выводов генератора позволяет осуществить резервирование продольной дифференциальной защиты:

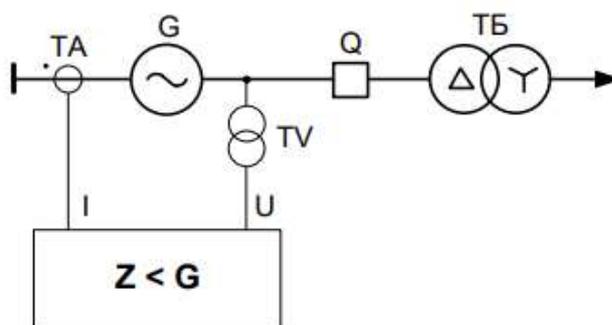


Рисунок 5.4 – Схема подключения дистанционной защиты.

Защита выполняется двухступенчатой:

1) первая ступень  $Z_{1<G}$  предназначена для защиты от симметричных замыканий и выполняет функцию ближнего резервирования. Ступень  $Z_{1<G}$  выполняется однофазной;

2) вторая ступень  $Z_{2<G}$  предназначена для защиты от внешних междуфазных замыканий и выполняет функцию дальнего резервирования. Ступень  $Z_{2<G}$  выполняется трехфазной.

Характеристика срабатывания первой ступени защиты имеет форму круга с центром в начале координат:

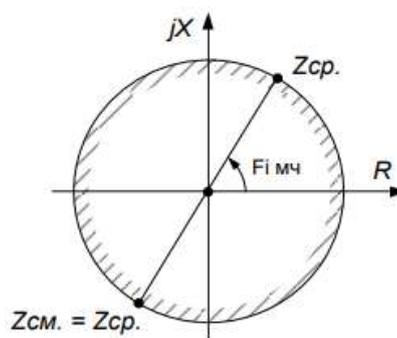


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания первой ступени.

Характеристика срабатывания второй ступени защиты имеет форму круга, проходящего через начало координат:

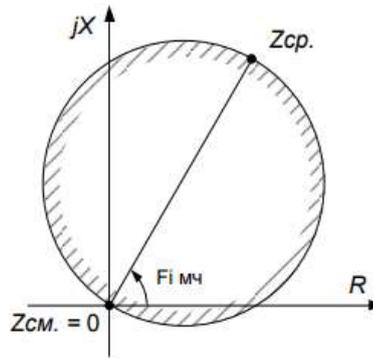


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания второй ступени.

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Верхне-Павловская ГЭС:

$$Z_{ср1}^{(1)} \leq \frac{0,8 \cdot X_T + 0,8 \cdot \frac{X'_{ВЛ}}{K_T}}{K_{Т.СТ}^2} = \frac{0,8 \cdot 80,53 + 0,8 \cdot \frac{10,94}{2}}{\left(\frac{242}{10,5}\right)^2} = 0,13 \text{ Ом}, \quad (5.54)$$

где  $X_{ВЛ} = X_{уд} \cdot L_{линии} = 0,429 \cdot 30 = 12,87$  – реактивное сопротивление ВЛ 220 кВ;

где  $X_{уд}$  – погонное реактивное сопротивление линии, для ВЛ 220 кВ принимается  $0,429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$

$L_{линии}$  – длина линии ВЛ 220 кВ проектируемой ГЭС,  $L_{линии} = 30$  км.

Так как защита охватывает 80-85% защищаемой линии, тогда

$$X'_{ВЛ} = 0,85 \cdot X_{ВЛ} = 10,94 \text{ Ом}, \quad (5.55)$$

$X_T$  – полное сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$K_T$  – коэффициент токораспределения, учитывающий число параллельных линий,  $K_T = 2$ ;

$K_{Т.СТ}$  – коэффициент трансформации силового трансформатора.

$$X_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}. \quad (5.56)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{\text{ср1}}^{(2)} = Z_{\text{ср1}}^{(1)} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,13 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 0,99 \text{ Ом.} \quad (5.57)$$

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

Ввод блокировки от качаний. Рекомендуется вводить блокировку от качаний, если минимальное время срабатывания защиты не превышает 1,5 с.

Уставка выбирается по условию обеспечения чувствительности к КЗ:

$$dZ_{\text{ср}} = \frac{|Z_{\text{Н}}^{\text{min}} - Z_{\text{ср}}^{(1)}|}{T_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{Н}}} = \frac{|0,81 - 0,13|}{0,02 \cdot 2} = 17 \text{ Ом/с,} \quad (5.58)$$

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 на выводах генератора при режиме форсировки:

$$Z_{\text{Н}}^{\text{min}(1)} = \frac{U_{\text{min}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 10500}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 3560} = 0,81 \text{ Ом,} \quad (5.59)$$

$$Z_{\text{Н}}^{\text{min}(2)} = Z_{\text{Н}}^{\text{min}(1)} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,81 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 6,17 \text{ Ом,} \quad (5.60)$$

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

$I_{\Phi}$  – максимальное значение первичного рабочего тока в условиях форсировки, принимается равной  $2 \cdot I_{\text{н.гг}}^{(1)}$ .

Угол форсировки  $\varphi_{\text{форс}}$  определяется в предположении, что активная нагрузка в рассматриваемом режиме осталась равной номинальной:

$$\begin{aligned} \varphi_{\text{форс}} &= \arccos\left(\frac{P_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Phi} \cdot U_{\text{min}}}\right) = \arccos\left(\frac{55}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 3560 \cdot 9,975}\right) = \arccos(0,447) = \\ &= 63,45^{\circ}. \end{aligned} \quad (5.61)$$

Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима наибольшей реальной нагрузки и режима форсировки возбуждения.

$$Z_{\text{НАГР}}^{(1)} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Н.ГГ}}^{(1)}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3560} = 1,7 \text{ Ом}, \quad (5.62)$$

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР}}^{(1)} \cdot \frac{K_{\text{ГТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 1,7 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 12,95 \text{ Ом}, \quad (5.63)$$

$$\begin{aligned} \varphi_{\text{нагр}} &= \arccos\left(\frac{P_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Н.ГГ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НОМ.Г}}}\right) = \arccos\left(\frac{55}{\sqrt{3} \cdot 3560 \cdot 10,5}\right) = \arccos(0,849) = \\ &= 31,90^\circ, \end{aligned} \quad (5.64)$$

$$Z_{\text{ср.2}}^{(1)} = \frac{z_{\text{н}}^{\text{min}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{форс}})} = \frac{0,81}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80 - 63,45)} = 0,67 \text{ Ом}, \quad (5.65)$$

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 составит:

$$Z_{\text{ср.2}}^{(2)} = Z_{\text{ср.2}}^{(1)} \cdot \frac{K_{\text{ГТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,67 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 5,11 \text{ Ом}. \quad (5.66)$$

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 и выключателей ТСН, с выдержкой времени 6,5 с на отключение генератора и гашение поля генератора.

Таблица 5.11 – Значение вторичных сопротивлений и соответствующие для них углы

$Z, \text{ Ом}$	$\varphi$
$Z_{\text{ср.1}}^{(2)} = 0,99$	$\varphi_{\text{м.ч.}} = 80^\circ$
$Z_{\text{ср.2}}^{(2)} = 5,11$	$\varphi_{\text{м.ч.}} = 80^\circ$
$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = 12,95$	$\varphi_{\text{нагр}} = 31,9^\circ$
$Z_{\text{н}}^{\text{min}(2)} = 6,17$	$\varphi_{\text{форс}} = 63,45^\circ$

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.7.

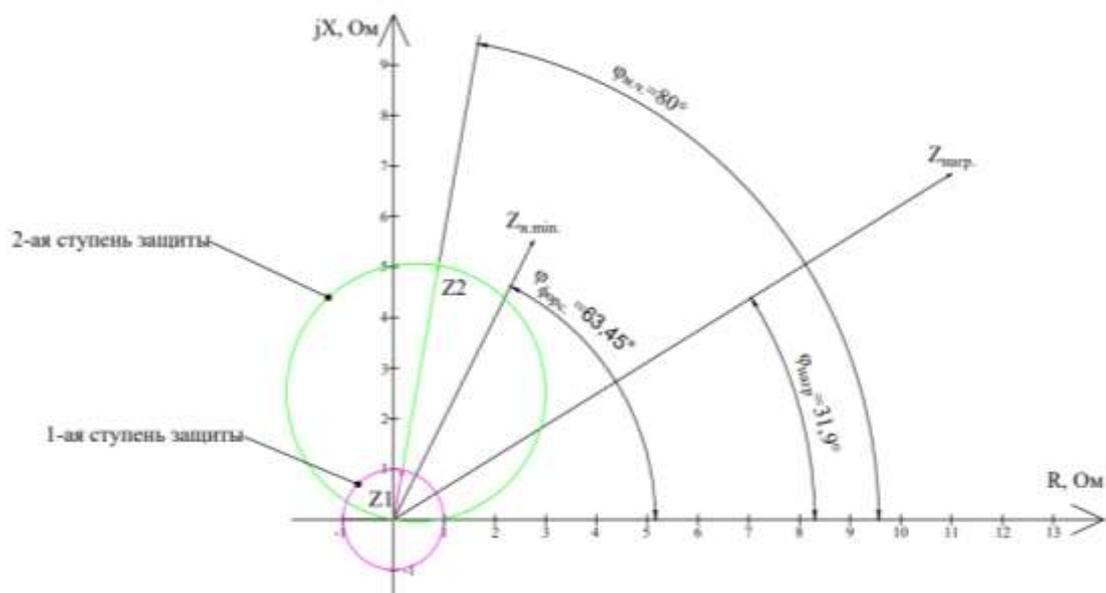


Рисунок 5.7 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.5.6 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_2^*$ :

$$I_2^* = \frac{I_2}{I_{\Gamma}^{(1)}}, \quad (5.67)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_{\Gamma}^{(1)}$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.68)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.69)$$

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot 3560 = 249,2 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{I_{2\text{СИГН}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (5.70)$$

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{249,2}{4000/5} = 0,31 \text{ А.}$$

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{\text{Н}}} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21, \quad (5.71)$$

где  $I_2$  — ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$t$  — допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ ;

$I_{\text{Н}}$  — номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2} = \frac{30}{0,21^2} = 700 \text{ с}, \quad (5.72)$$

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

Таблица 5.12 — Параметр, заданный заводом-изготовителем

Наименование параметра	6,3кВ	10,5кВ	13,8кВ	15,75кВ
A	40	30	20	16
Tмакс, сек	800	700	600	500

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,21}{1,2} = 0,18 \text{ о.е.}, \quad (5.73)$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,2$  — коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{пуск}} = 0,18 \cdot I_H = 0,18 \cdot 3560 = 640,8 \text{ А.} \quad (5.74)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,18^2} = 926 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{A}{(I_{*2})^2}, \quad (5.75)$$

Отсюда:

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}, \quad (5.76)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.13.

Таблица 5.13 — Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности, $I_2/I_H$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,18
Длительность (с), $t_{\text{ср}}$	20	56	80	125	222	500	926

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.8.

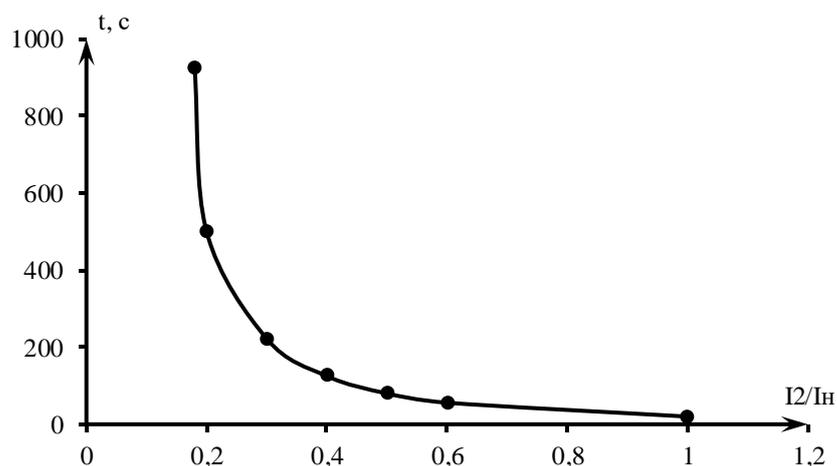


Рисунок 5.8 — Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин}} = 20 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс}} = 926 \text{ с}$ .

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $I_{\text{охл}}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{\text{охл}} = 100 \text{ с}$ ).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{мин}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}, \text{ А}, \quad (5.77)$$

где  $I_{2\text{МИН}}^{(2)}$  – ток обратной последовательности при коротком замыкании за трансформатором блока.

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})}, \text{ А}, \quad (5.78)$$

где  $x_{1\Sigma}$  – сопротивление блока генератор – трансформатор прямой последовательности;

$x_{2\Sigma}$  – сопротивление блока генератор – трансформатор обратной последовательности.

Произведем расчёт тока обратной последовательности при коротком замыкании за трансформатором блока:

Для прямой последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x''_{d\text{и.е.}} + x_{\text{ТБ}}^{\text{НН}}, \text{ Ом}, \quad (5.79)$$

$$x_{1\Sigma} = 0,37488 + 0,15159 = 0,52647 \text{ Ом}.$$

Для обратной последовательности:

$$x_{2\Sigma} = x_{2\text{и.е.}} + x_{\text{ТБ}}^{\text{НН}}, \text{ Ом}, \quad (5.80)$$

где  $x_{2\text{и.е.}}$  – сопротивление генератора обратной последовательности, Ом

$$x_{2\text{и.е.}} = \frac{x''_{d\text{и.е.}} \cdot x''_{q\text{и.е.}}}{x''_{d\text{и.е.}} + x''_{q\text{и.е.}}}, \text{ А}, \quad (5.81)$$

где  $x''_{q\text{и.е.}}$  – сверхпереходное сопротивление генератора по поперечной оси, Ом

$$x''_{q\text{и.е.}} = x''_q \cdot \frac{U_{\Gamma}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \text{ Ом}, \quad (5.82)$$

где  $x''_q$  – сверхпереходное сопротивление генератора по поперечной оси, о.е.

$$x''_{q\text{и.е.}} = 0,225 \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{64,7 \cdot 10^6} = 0,3834 \text{ Ом},$$

$$x_{2\text{и.е.}} = \frac{0,52647 \cdot 0,3834}{0,52647 + 0,3834} = 0,22184 \text{ Ом},$$

$$x_{2\Sigma} = 0,22184 + 0,15159 = 0,37343 \text{ Ом},$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (0,52647 + 0,37343)} = 6736,5 \text{ А}.$$

Далее приведём ток к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)\text{ н.н}} = \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.83)$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)\text{ н.н}} = \frac{6736,5}{4000/5} = 8,42 \text{ А.}$$

В соответствии с указаниями завода-изготовителя при проектировании принимаем уставку отсечки из диапазона  $(0,5 - 0,8) \cdot I_{\text{Г}}^{(2)}$ . При этом коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч}} > 1,2$ . Принимаем уставку  $0,8 \cdot I_{\text{Г}}^{(2)}$ , т.е, 0,8 о.е.:

$$I_{2\text{С.З.}} = 0,8 \cdot 4,45 = 3,56 \text{ А.}$$

Далее проводим проверку по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)\text{ н.н}}}{I_{2\text{С.З.}}} \geq 1,2, \quad (5.84)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{8,42}{3,56} = 2,4 > 1,2.$$

По третьему условию ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию  $I_{2\text{С.З.}} = 0,8 \text{ о.е.}$

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.

Расчет тока срабатывания измерительного органа  $I_{2>}$ .

Уставка выбирается по условию обеспечения необходимой чувствительности при двухфазном коротком замыкании на выводах генератора:

$$I_{2\text{и.о.}} = \frac{I_{2\text{К.З.}}}{K_{\text{Н}}}, \text{ А,} \quad (5.85)$$

где  $I_{2\text{К.З.}}$  – ток обратной последовательности при коротком замыкании на выводах генератора;

$K_{\text{Н}}$  – коэффициент надежности,  $K_{\text{Н}} = 1,2 \div 1,5$

$$I_{2\text{К.З.}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3 \cdot (x''_{\text{д.и.е.}} + x_{2\text{и.е.}})}}, \text{ А,} \quad (5.86)$$

$$I_{2К.З.} = \frac{10500}{\sqrt{3 \cdot (0,37488 + 0,22184)}} = 10159,2 \text{ А.}$$

Далее приведём ток к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2К.З.}^{\text{н.н}} = \frac{I_{2К.З.}}{k_{\text{тт}}}, \quad (5.87)$$

$$I_{2К.З.}^{\text{н.н}} = \frac{10159,2}{4000/5} = 12,70 \text{ А,}$$

$$I_{2и.0.} = \frac{12,70}{1,3} = 9,77 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{2и.0.0.Е} = \frac{9,77}{4,45} = 2,20 \text{ о. е.}$$

### 5.5.7 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{н}}, \quad (5.88)$$

где  $K_{\text{н}} = 1,05$  – коэффициент надёжности;

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

Выдержка времени  $t = 6$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{сигн}} = 1,1 \cdot 1,07 = 1,18 \cdot I_{\text{н}}, \quad (5.89)$$

3. Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведённой в таблице 5.14.

Таблица 5.14 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок представлена на рисунке 5.9.

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

Уставка выдержки времени отключающего органа принята минимальной и равна 0,01 с.

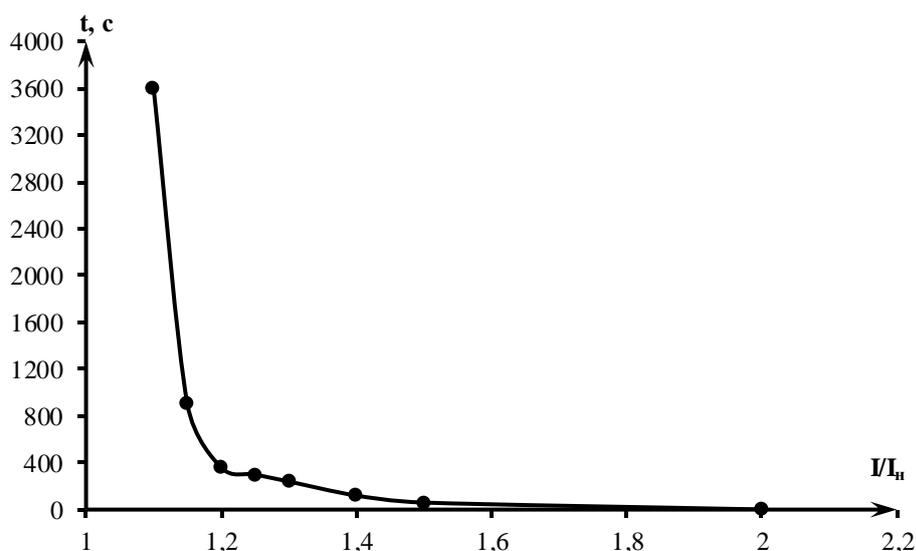


Рисунок 5.9 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

Уставка органа осечки:

$$I_{1\text{ТО}} = \frac{K_H \cdot I_{\Gamma}^{(1)}}{K_B}, \quad (5.90)$$

$$I_{1\text{ТО}} = \frac{1,2 \cdot 3560}{0,98} = 4359,2 \text{ А.}$$

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1\text{ТО}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ТО}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.91)$$

$$I_{1\text{ТО}}^{(2)} = \frac{4359,2}{4000/5} = 5,44 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ ТО}}^* = \frac{I_{1\text{ ТО}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}, \quad (5.92)$$

$$I_{1\text{ ТО}}^* = \frac{5,44}{4,45} = 1,22 \text{ о. е.}$$

Чувствительность защиты проверяется при трехфазном КЗ на шинах ВН блока в установившемся режиме короткого замыкания:

$$I_{\text{к.з.}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном.}\Gamma}}{x_d'' + x_{\text{ТБ}}^{\text{НН}}}, \text{ А}, \quad (5.93)$$

$$I_{\text{к.з.}}^{(3)} = \frac{10500}{0,37488+0,15159} = 19944,2 \text{ А.}$$

Далее приведём ток к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{к.з.}}^{(3)\text{Н.Н}} = \frac{I_{\text{к.з.}}^{(3)}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (5.94)$$

$$I_{\text{к.з.}}^{(3)\text{Н.Н}} = \frac{19944,2}{4000/5} = 24,93 \text{ А}$$

В относительных единицах:

$$I_{\text{к.з.о.е}}^{(3)\text{Н.Н}} = \frac{24,93}{4,45} = 5,60 \text{ о. е.},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.о.е}}^{(3)\text{Н.Н}}}{I_{1\text{ ТО}}^*} \geq 1,2, \quad (5.95)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5,60}{1,22} = 4,59 > 1,2.$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению  $U_{\Gamma} <$ .  
Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном.}\Gamma}}{K_{\text{В}} \cdot K_{\text{ТН}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.96)$$

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

### 5.5.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{Р.СИГН.}}^{(2)} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{р.НОМ}}^{(2)}}{K_{\text{В}}}, \quad (5.97)$$

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

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

$I_{\text{р.НОМ}}^{(2)}$  – номинальный ток ротора приведенный к низшей стороне трансформатора тока

$$I_{\text{р.НОМ}}^{(2)} = \frac{K_{\text{ВЫП}} \cdot I_{\text{НОМ.РОТ}}}{K_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{ТП}}}, \text{ А}, \quad (5.98)$$

где  $K_{\text{ВЫП}} = 0,816$  – коэффициент выпрямления для мостовой схемы;

$I_{\text{НОМ.РОТ}}$  – номинальный ток ротора;

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

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

$$I_{\text{р.НОМ}}^{(2)} = \frac{0,816 \cdot 1200}{\frac{200}{5} \cdot 0,475} = 1,12 \text{ А},$$

$$I_{\text{Р.СИГН.}}^{(2)} = \frac{1,05 \cdot 1,12}{0,98} = 1,20 \text{ А}.$$

В относительны единицах:

$$I_{\text{Р.СИГН.}}^* = \frac{I_{\text{Р.СИГН.}}^{(2)}}{I_{\text{р.НОМ}}^{(2)}}, \quad (5.99)$$

$$I_{\text{Р.СИГН.}}^* = \frac{1,20}{1,12} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Р.ПУСК.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{р.НОМ}^{(2)}}{K_B}, \quad (5.100)$$

где  $K_H = 1,08$  – коэффициент надежности;  
 $K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

$$I_{Р.ПУСК.}^{(2)} = \frac{1,08 \cdot 1,12}{0,98} = 1,23 \text{ А}$$

В относительных единицах:

$$I_{Р.ПУСК.}^* = \frac{I_{Р.ПУСК.}^{(2)}}{I_{р.НОМ}^{(2)}}, \quad (5.101)$$

$$I_{Р.ПУСК.}^* = \frac{1,23}{1,12} = 1,10 \text{ о.е.}$$

Принимаем уставку пускового органа 1,10 о.е., т.е. 1,23 А.

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.15), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.15– Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.10.

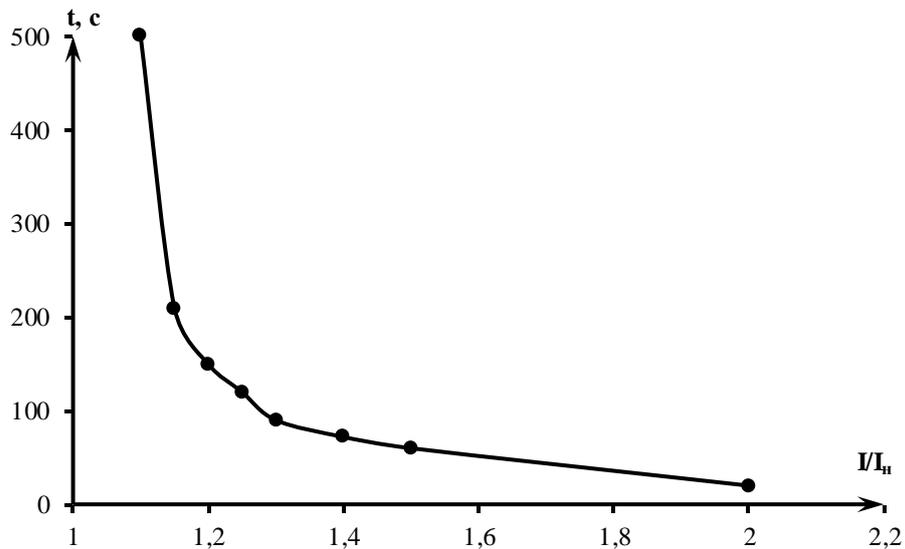


Рисунок 5.10 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка ТО приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{I_{\phi} \cdot K_H \cdot K_{вып}}{K_{ТП} \cdot K_B \cdot K_{ТТ}}, \text{ А}, \quad (5.102)$$

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

$I_{\phi}$  – максимальный ток форсировки ротора;

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата;

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{2340 \cdot 1,1 \cdot 0,816}{\frac{10,5}{0,475} \cdot 0,98 \cdot \frac{200}{5}} = 2,42 \text{ А}$$

В относительных единицах:

$$I_{P.TO}^* = \frac{I_{P.TO}^{(2)}}{I_{p.ном}^{(2)}}, \quad (5.103)$$

$$I_{P.TO}^* = \frac{2,42}{1,12} = 2,16 \text{ о. е.}$$

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

## 5.6 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Зеленогорской ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно– производственного предприятия «ЭКРА». Представлено в приложении Г.

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

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

## 6 Компонировка и сооружения гидроузла

### 6.1 Определение класса сооружения Зеленогорской ГЭС

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен II класс ГТС в соответствии с таблицей 1.1 [17]. Высота  $199,00 - 149,00 = 50,00$  м; грунт основания скальный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [17]. Установленная мощность ГЭС 165 МВт.

3. В нижнем бьефе в результате возможной аварии, число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены составит более 20000. В соответствии с таблицей 1.4 [17] назначен I класс ГТС.

Итог: назначен I класс ГТС.

### 6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.2.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины при НПУ

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_s + a = 199 + 4,94 + 1 = 204,94, \quad (6.1)$$

где  $h_s$  – превышение гребня грунтовой плотины над расчётным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 3,92 + 0,0197 + 1 = 4,94, \quad (6.2)$$

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волн расчётной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

$a = 1$  м – конструктивный запас.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определены согласно [18].

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,65 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{15^2 \cdot 13000}{9,81 \cdot 25} \cdot \cos 0 = 0,0197 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где  $k_w = 1,65 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент, принимаемый по СП [18, Приложение Б];

$$k_w = 3(1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7}, \quad (6.4)$$

$V_w = 15$  м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 13000$  м – длина разгона волны;

$\alpha = 0$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

$d$  – условная расчётная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{199,00 - 149,00}{2} = 25 \text{ м}. \quad (6.5)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 13000}{15^2} = 566,8, \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{15} = 14126, \quad (6.7)$$

где  $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ .

Из графика [18, Приложение А, рисунок А.1] по верхней огибающей кривой по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определены параметры:

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 566,8, \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,036, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,5.$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 14126, \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,11, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,8.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 2,5 \frac{V_w}{g} = 2,5 \cdot \frac{15}{9,81} = 3,82 \text{ с},$$

$$\bar{h} = 0,036 \frac{V_w^2}{g} = 0,036 \cdot \frac{15^2}{9,81} = 0,83 \text{ м.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,82^2}{2 \cdot 3,14} = 22,81 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Проверяется условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , условие выполняется, так как  $25 > 22,81 \cdot 0,5 = 11,41$ .

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,83 \cdot 2,13 = 1,76 \text{ м,} \quad (6.9)$$

где  $k_i$  – коэффициент, определяемый по графику [18, Приложение А, рисунок А.2].

Высота наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определена по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,65 \cdot 1,76 = 3,92 \text{ м,} \quad (6.10)$$

где  $k_r = 1, k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [18, Приложение Д, таблица Д.1];

$k_{sp} = 1,5$  – коэффициент, принимаемый по [18, Приложение Д, таблица Д.2];

$k_{run} = 1,65$  – коэффициент, принимаемый по графикам [18, Приложение Д, рисунок Д.1] в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{22,81}{1,76} = 12,97$  на глубокой воде.

Отметка гребня грунтовой плотины при НПУ  $\nabla_{ГП} = 204,94$ .

### 6.2.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины при ФПУ

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{ГП} = \nabla_{ФПУ} + h_s + a = 200 + 2,66 + 1 = 203,66, \quad (6.11)$$

где  $h_s$  – превышение гребня грунтовой плотины над расчётным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 1,66 + 0,0024 + 1 = 2,66, \quad (6.12)$$

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волн расчётной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

$a = 1$  м – конструктивный запас.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определены согласно [18].

Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,93 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{7^2 \cdot 13000}{9,81 \cdot 25} \cdot \cos 0 = 0,0024 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где  $k_w = 0,93 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент, принимаемый по СП [18, Приложение Б];

$$k_w = 3(1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7}, \quad (6.14)$$

$V_w = 7$  м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 13000$  м – длина разгона волны;

$\alpha = 0$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

$d$  – условная расчётная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{199,00 - 149,00}{2} = 25 \text{ м}. \quad (6.15)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 13000}{7^2} = 2602,7, \quad (6.16)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{7} = 30270,9, \quad (6.17)$$

где  $t = 6$  ч = 21600 с.

Из графика [18, Приложение А, рисунок А.1] по верхней огибающей кривой по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определены параметры:

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 2602,7, \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,065, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,45.$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 30270,9, \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = -, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = -.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 3,45 \frac{V_w}{g} = 3,45 \cdot \frac{7}{9,81} = 2,46 \text{ с},$$

$$\bar{h} = 0,065 \frac{V_w^2}{g} = 0,065 \cdot \frac{7^2}{9,81} = 0,32 \text{ м.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{gT^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,46^2}{2 \cdot 3,14} = 9,46 \text{ м.} \quad (6.18)$$

Проверяется условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , условие выполняется, так как  $25 > 9,46 \cdot 0,5 = 4,73$ .

Высота волны 20% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,32 \cdot 2,23 = 0,72 \text{ м,} \quad (6.19)$$

где  $k_i$  – коэффициент, определяемый по графику [18, Приложение А, рисунок А.2].

Высота наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определена по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,7 \cdot 0,92 = 1,66 \text{ м,} \quad (6.20)$$

где  $k_r = 1, k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [18, Приложение Д, таблица Д.1];

$k_{sp} = 1,5$  – коэффициент, принимаемый по [18, Приложение Д, таблица Д.2];

$k_{run} = 1,7$  – коэффициент, принимаемый по графикам [18, Приложение Д, рисунок Д.1] в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{9,46}{0,72} = 13,07$  на глубокой воде.

Отметка гребня грунтовой плотины при ФПУ  $\nabla_{ГП} = 203,66$ .

Принята наибольшая отметка грунтовой плотины  $\nabla_{ГП} = 204,94$  м.

### 6.3 Гидравлические расчеты

По кривой зависимости отметки НБ от расхода, представленной на рисунке 6.1, определены отметки НБ при основном и поверочном случаях. В соответствии с I классом ГТС: основной случай – 0,1%, поверочный – 0,01%.

При расходе  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 2503 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка  $\nabla_{\text{УНБ}} = 160,00$  м.

При расходе  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 3074 \text{ м}^3/\text{с}$  отметка  $\nabla_{\text{УНБ}} = 161,81$  м.

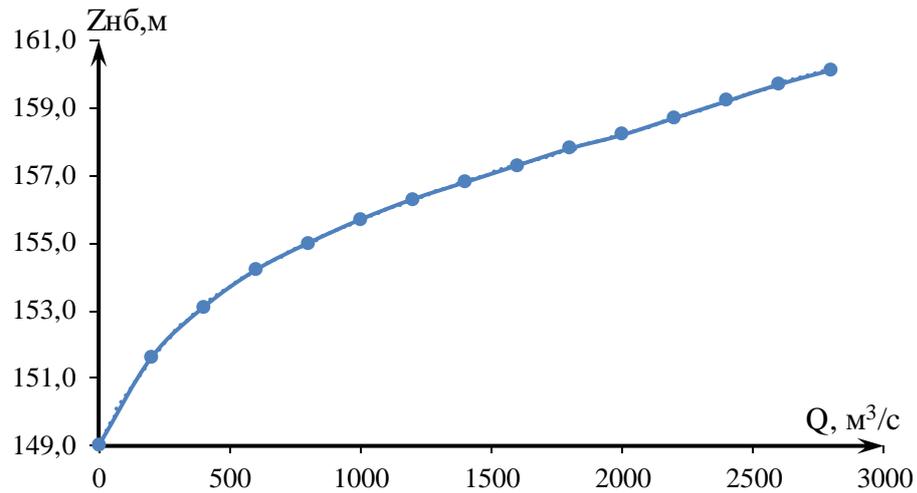


Рисунок 6.1 – Кривая зависимости отметки уровня НБ от расхода

### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 199,00 - 160,00 = 39 \text{ м.} \quad (6.21)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как  $H_{\text{осн}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}} = 32,1 \text{ м.}$

Расход через один гидроагрегат при основном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{55 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (39 - 1) \cdot 0,925} = 159,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.22)$$

Согласно СП [19] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов должно быть не более  $(n - 1)$  при числе гидроагрегатов ГЭС  $n \leq 6$ .

При общем количестве гидроагрегатов, равном 3, в пропуске расхода паводья и паводков будут задействованы 2 гидроагрегата, т.е.  $n = 3 - 1 = 2$ .

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = Q_{\text{га}}^{\text{осн}} \cdot m = 159,5 \cdot 2 = 319,0 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.23)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для основного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_{\text{с}}, \quad (6.24)$$

$$\text{где } Q_{\text{с}} = \frac{V_{\text{п}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(3,61 + 0,926) \cdot 10^9}{15724800} = 288,5 \text{ м}^3/\text{с};$$

$Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 2503 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 2503 - 319,0 - 288,5 = 1895,5 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_{\text{в}}} = \frac{1895,5}{68,75} = 27,57 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где  $q_{\text{в}}$  – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 55 = 68,75 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.26)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_{\text{h}}] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 11 = 55,0 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.27)$$

где  $[v_{\text{h}}]$  – допустимая скорость на рисберме;

$h_{\text{НБ}} = 11 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой  $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$  при  $Q_{\text{осн max}}$ .

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 14 \cdot 2 = 28 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где  $b = 14 \text{ м}$  – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 2$  – число пролётов.

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водосликов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления ( $H_{01}$ ), а затем с учётом сжатия и подтопления ( $H_{02}$ ):

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1895,5}{0,49 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,91 \text{ м}, \quad (6.29)$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [20, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1895,5}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 1,28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,49 \text{ м}, \quad (6.30)$$

где  $\sigma = 1$  – коэффициент подтопления;

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{9,91}{14} = 0,92, \quad (6.31)$$

$b$  – ширина пролёта;

$n$  – число пролётов;

$\zeta_y = 0,7$  – коэффициент формы боковых устоев;

$\zeta_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 10,49 - \frac{1,1 \cdot 1,22^2}{2 \cdot 9,81} = 10,40 \text{ м}, \quad (6.32)$$

где  $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{1895,5}{(199,00 - 149,00) \cdot (28 + (2-1) \cdot 3)} = 1,22 \text{ м/с};$

$\delta_B = 3 \text{ м}$  – толщина быка;

$B = 28 \text{ м}$  – ширина водосливного фронта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 199,00 - 10,0 = 189,00, \quad (6.33)$$

где  $H_{\text{ст}} = 10,0 \text{ м}$  – стандартный напор, ближайший к  $H = 10,40 \text{ м}$  в соответствии с техническим регламентом.

### 6.3.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 200,00 - 161,81 = 38,19 \text{ м}, \quad (6.34)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как  $H_{\text{пов}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}} = 32,1 \text{ м}$ .

Расход через один гидроагрегат при поверочном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{55 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (38,19 - 1) \cdot 0,925} = 163,0 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.35)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 163,0 \cdot 2 = 326,0 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.36)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для поверочного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 3074 - 326,0 - 288,5 = 2459,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.37)$$

где  $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 3074 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления ( $H_{01}$ ), а затем с учётом сжатия и подтопления ( $H_{02}$ ):

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2459,6}{0,49 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,79 \text{ м}, \quad (6.38)$$

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2459,6}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 28 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,62 \text{ м}, \quad (6.39)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определён по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{11,79}{14} = 0,90, \quad (6.40)$$

$b = 14$  – ширина пролёта;

$n = 2$  – число пролётов, с учётом дополнительного пролёта;

$\zeta_y = 0,7$  – коэффициент формы боковых устоев;

$\zeta_0 = 0,45$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 12,62 - \frac{1,1 \cdot 1,58^2}{2 \cdot 9,81} = 12,48 \text{ м}, \quad (6.41)$$

где  $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{2459,6}{(200,00 - 149,00) \cdot (28 + (2-1) \cdot 3)} = 1,58 \text{ м/с};$

$\delta_B = 3 \text{ м}$  – толщина быка;

$B = 28 \text{ м}$  – ширина водосливного фронта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 189,00 + 12,48 = 201,48. \quad (6.42)$$

Принята расчётная отметка  $\nabla\text{ФПУ} = 201,5 \text{ м}$ .

### 6.3.4 Построение профиля водосливной грани

Для построения профиля водосливной грани (рисунок 6.2) использована таблица 6-12 [20]. Координаты для построения (таблица 6.1) профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение  $H_{ст} = 10,0$  м.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 19,4 м, определённым по таблице 6-14 [20].

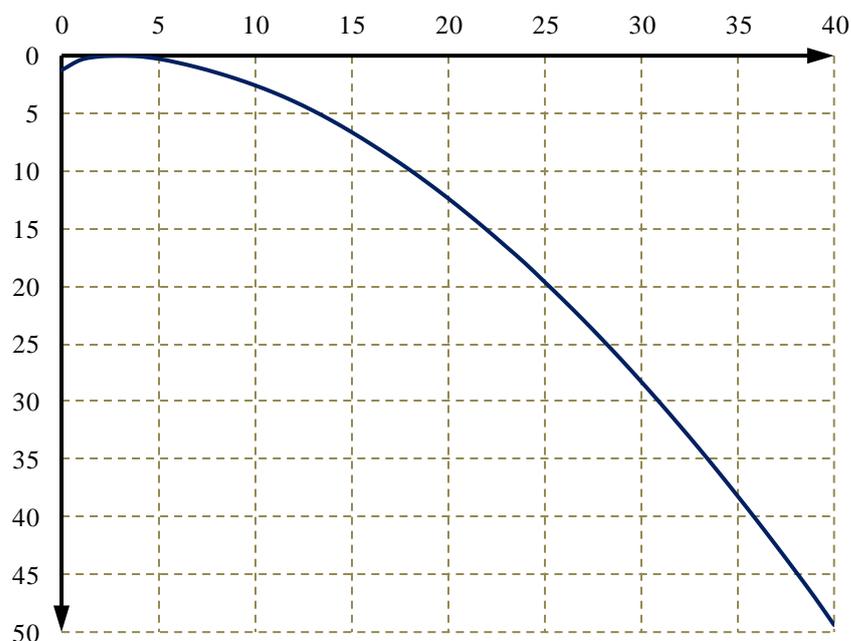


Рисунок 6.2 – Профиль А

Таблица 6.1 – Координаты для построения профиля

X	Y	X*	Y*	X	Y	X*	Y*
0	0,126	0,0	1,26	2,1	1,369	21,0	13,69
0,1	0,036	1,0	0,36	2,2	1,508	22,0	15,08
0,2	0,007	2,0	0,07	2,3	1,653	23,0	16,53
0,3	0	3,0	0	2,4	1,894	24,0	18
0,4	0,006	4,0	0,06	2,5	1,96	25,0	19,6
0,5	0,027	5,0	0,27	2,6	2,122	26,0	21,22
0,6	0,06	6,0	0,6	2,7	2,289	27,0	22,89
0,7	0,1	7,0	1	2,8	2,462	28,0	24,62
0,8	0,146	8,0	1,46	2,9	2,64	29,0	26,4
0,9	0,198	9,0	1,98	3,0	2,824	30,0	28,24
1,0	0,256	10,0	2,56	3,1	3,013	31,0	30,13
1,1	0,321	11,0	3,21	3,2	3,207	32,0	32,07
1,2	0,394	12,0	3,94	3,3	3,405	33,0	34,05
1,3	0,475	13,0	4,75	3,4	3,609	34,0	36,09
1,4	0,564	14,0	5,64	3,5	3,818	35,0	38,18
1,5	0,661	15,0	6,61	3,6	4,031	36,0	40,31
1,6	0,764	16,0	7,64	3,7	4,249	37,0	42,49
1,7	0,873	17,0	8,73	3,8	4,471	38,0	44,71
1,8	0,987	18,0	9,87	3,9	4,698	39,0	46,98
1,9	1,108	19,0	11,08	4,0	4,938	40,0	49,38
2,0	1,235	20,0	12,35				

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст} = 189,00 + 1,6 \cdot 10 = 205,0. \quad (6.43)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla ГП = \text{НАИБ}[\nabla ГБП, \nabla ГБ] = \nabla ГБ = 205,0. \quad (6.44)$$

#### 6.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНА = 199,00 - 149,00 = 50 \text{ м}. \quad (6.45)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1895,5^2}{(28 + 2 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 7,04 \text{ м}. \quad (6.46)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}}, \quad (6.47)$$

где  $q_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{1895,5}{28 + 3 \cdot (2-1)} = 61,15 \text{ м}^3/\text{с};$

$\varphi = 0,9$  – коэффициент скорости, зависит от высоты плотины.

В первом приближении значение  $h'_c$  в знаменателе принято равным нулю:

$$h'_c = \frac{61,15}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (50 - 0)}} = 2,17 \text{ м}.$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{61,15}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (50 - 2,17)}} = 2,22 \text{ м}.$$

$$\begin{aligned} h''_c &= \frac{h'_c}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{2,22}{2} \cdot \left[ \sqrt{1 + 8 \cdot (7,04/2,22)^3} - 1 \right] = \\ &= 16,65 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.48)$$

Так как  $h''_c = 16,65 \text{ м} > h_{нб} = 11,0 \text{ м}$  – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотинной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть

избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании высотой от 40 м (высота плотины 50 м) гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

#### 6.4.1 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{\text{НБ}}^{\text{max}} + 2 = 12,81 + 2 = 14,81 \text{ м}, \quad (6.49)$$

где  $h_{\text{НБ}}^{\text{max}} = 12,81$  м при УНБ ( $Q_{0,01\%}$ )=161,81.

Отметка носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 149,00 + 14,81 = 163,81. \quad (6.50)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 199,00 - 163,81 = 35,19 \text{ м}. \quad (6.51)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 35,19} = 23,65 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.52)$$

где  $\varphi$  - коэффициент скорости потока, принимаю равным 0,9.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{80,74}{23,65} = 3,41 \text{ м}, \quad (6.53)$$

$$q = \frac{Q_{\text{расч.мах осн}}}{B + (n-1)\delta_6} = \frac{2503}{28 + (2-1) \cdot 3} = 80,74 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.54)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{23,65^2}{9,81 \cdot 3,41} = 16,7. \quad (6.55)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.56)$$

где  $K_a$  - коэффициент аэрации, принимаю равным 0,9;  $\alpha$  - угол наклона носка, принимаю равным  $30^\circ$ ;  $Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 199,00 - 160,00 = 39,0$  м

$$L = 1 \cdot 35,19 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30^\circ) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{39,0}{35,19} - 1\right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}}\right) = 5,26 \text{ м.}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет  $L = 55,26 > 0,4Z_0 = 15,6$  – дальность отлета безопасна.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.57)$$

где  $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H$ ;

$d$  – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1м.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{16,7}) \cdot \sqrt{16,7} \cdot \sqrt[4]{\frac{11}{1}} \cdot 3,41 = 25,65,$$

$$h_{\text{раз}} = 25,65 - 11,0 = 14,65 \text{ м.}$$

Расстояние от плотины до центра ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} \alpha_1}, \quad (6.58)$$

где  $\alpha_1$  – угол входа в воду

$$\text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 \alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (6.59)$$

$$\text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 3,41 \cdot \cos 30^\circ + 14,81 - 11)}{23,65^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,64,$$

$$L_1 = 55,26 + \frac{25,65}{0,64} = 95,25 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размытого русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_{\text{раз}} = 2,5 \cdot 7,04 + 3,7 \cdot 14,65 = 71,81 \text{ м.} \quad (6.60)$$

По дну яма размыва – примерно равна  $2,5 \cdot h_{\text{кр}}$ ,

где  $h_{кр}$  – критическая глубина потока.

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 7,04 = 17,39 \text{ м.} \quad (6.61)$$

Уклон верхового откоса ямы размыва может быть принят 1:2,2; уклон низового откоса 1:1,5.

#### 6.4.2 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Глубинный водосброс запроектирован в соответствии с требованием СП [19, п. 4.6] «при проектировании гидротехнических сооружений ГЭС следует предусматривать мероприятия для безопасного сброса воды в нижний бьеф через водосбросные сооружения в зимний период в случаях невозможности пропуска воды через гидроагрегаты (авария, ограничение выработки при отсутствии потребления и др.)». Глубинный водосброс будет также использоваться в эксплуатационный период для пропуска паводков и половодий. Расчетный расход через глубинный водосброс определен в п 6.3.1 данной Пояснительной записки и составил 288,5 м<sup>3</sup>/с.

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия  $D = 3,0$  м.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 1,5 + 3,5 = 5,0 \text{ м,}$$

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{ГАЛ} + h_{гал} + 5,0 = 149 + 4 + 5,0 = 158,0. \quad (6.62)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{УМО}}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{199,00 + 187,02}{2} - 158,0 = 35,01 \text{ м.} \quad (6.63)$$

Расход через отверстие:

$$q_{ВВ} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 7,07 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 35,01} = 148,21 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.64)$$

где  $\mu = 0,8$  – коэффициент расхода;

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,5^2 = 7,07 \text{ м}^2$  – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчетного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{ВВ}} = \frac{288,5}{148,21} = 1,9. \quad (6.65)$$

Окончательно принято количество водовыпускных отверстий для пропуска расчётного расхода  $n = 2$ .

Глубинный водосброс представляет собой отдельное сооружение, состоящее из 2-х секций шириной по 14 м. В каждой секции глубинного водосброса располагается по 1 водосбросному отверстию диаметром 3 м. Глубинный водосброс оборудован аварийно-ремонтным и ремонтными затворами с ВБ и рабочим затвором с нижнего бьефа.

## 6.5 Конструирование плотины

### 6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 199,00 - 146,00 = 53 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla\text{ПОД} = \nabla\text{ДНА} - 3 = 149,00 - 3 = 146,00. \quad (6.67)$$

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

$$B_{\text{н}}^{\text{II}} = \frac{\gamma_n h_{\text{пл}}}{tg\varphi \left( \frac{\gamma_6}{\gamma_w} + n - \alpha_1 \right)} = \frac{1,25 \cdot 53}{0,7 \left( \frac{24}{10} + 0 - 0,5 \right)} = 49,81 \text{ м,} \quad (6.68)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения, в данном случае для I класса  $\gamma_n = 1,25$ ;

$tg\varphi$  – коэффициент трения бетона по грунту, принимается для кварцевого песчаника  $tg\varphi = 0,7$ ;

$\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$\gamma_w = 10 \text{ кг/м}^3$  – удельная плотность воды;

$\gamma_6 = 24 \text{ кг/м}^3$  – удельная плотность бетона;

$n$  – параметр, который влияет на размер фундаментальной плиты со стороны ВБ, т.к. проектируемая ГЭС является приплотинной на скальном основании, то фундаментальная плита не требуется и данный параметр принимаем:  $n = 0$ .

## 6.6 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах предусмотрены деформационные швы. Швы устроены для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Расстояние между секционными швами в бетонных плотинах принимаем 17 м. Деформационные швы на скальном основании принимаем шириной 2 мм. Уплотнение осуществляется в виде шпонок.

## 6.7 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Толщину разрезного быка принимаем 3,0 м.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Ширина паза составляет 1 метр. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещены на расстоянии 3,1 м от рабочего затвора.

## 6.8 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи. Диаметр вертикальных скважин принимаем 10 см. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначаем  $a_{др} = 7,5$  м. При этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}}, \quad (6.69)$$

$$7,5 \text{ м} \geq \frac{39 \cdot 1,25}{25} = 1,95 \text{ м},$$

где  $H_d = 39$  м – напор над расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$I_{кр.т} = 25$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Принимаем  $a_{др} = 7,5$  м.

## 6.9 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 18,0 м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального

дренажа, приняты минимальными, но при этом обеспечивают транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций. Назначены следующие проектные отметки  $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 149,00$  и  $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 167,00$  и размеры галерей, соответственно,  $3,0 \times 4,0$  и  $2,5 \times 3$  м.

## 6.10 Основные элементы плотины

В состав плотины входят следующие основные элементы: водосливная грань, быки, деформационные швы и их уплотнения, цементационная завеса, дренажи в теле плотины и в основании.

## 6.11 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

### 6.11.1 Противофильтрационная завеса

Противофильтрационные завесы применяют, когда основание сложено скальными грунтами.

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.т}}} = \frac{27,85 \cdot 1,25}{15} = 2,32 \text{ м}, \quad (6.70)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$\Delta H = 27,85$  м – потеря напора на завесе;

$J_{\text{кр.т}} = 15$  – критический градиент напора на завесе в скальных грунтах, определяемый в соответствии с СП [24].

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = 0,15 \cdot B_n = 0,15 \cdot 49,81 = 7,5 \text{ м}, \quad (6.71)$$

где  $B_n = 49,81$  м – ширина подошвы плотины;

Глубина цементационной завесы принимают равной

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot H_d = 0,5 \cdot 46,42 = 27,85 \text{ м}, \quad (6.72)$$

где  $H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{ГЭС}}} = 199,00 - 152,58 = 46,42$  м.

Принимаем глубину цементационной завесы 27,85 м.

### 6.11.2 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устроены дренажи.

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 100 мм, удаленных от оси цемзавесы на 8 м.

Глубина скважины:

$$h_{др} = 0,6 \cdot h_{зав} = 0,6 \cdot 27,85 = 16,71, \quad (6.73)$$

где  $h_{зав} = 27,85$  м – глубина цементационной завесы.

Принимаем глубину дренажа 16,71 м.

Через дренажные скважины фильтрующаяся вода поступает в дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляется насосами.

### 6.12 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчёт выполнен при уровне в верхнем бьефе равном НПУ, а нижнем бьефе - ВУНБ<sub>ГЭС</sub>.

#### 6.12.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил  $G_{пл}$  и  $G_б$  определяются в программе AutoCAD:  $S_{пл} = 1373,1383$  м<sup>2</sup>,  $S_б = 2010,3305$  м<sup>2</sup>.

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{1373,1383 \cdot 14 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{14 + 3} = 26624,02 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.74)$$

где  $S_{пл}$  – площадь поперечного сечения плотины;

$b$  – ширина пролёта;

$\delta_б$  – толщина быка;

$\rho_б$  – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{2010,3305 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{14 + 3} = 8352,568 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.75)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.76)$$

где  $f$  - площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (201,50 - 189,00 + 0,5) \cdot 14 = 182 \text{ м}^2, \quad (6.77)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 182 \cdot \sqrt{182} \cdot 9,81 = 1324,76 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{1324,76}{14 + 3} = 77,93 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.78)$$

### 6.12.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды. Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 53,0^2}{2} = 13778,15 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.79)$$

где  $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 199,00 - 146,00 = 53,0 \text{ м}$ .

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 6,58^2}{2} = 212,37 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.80)$$

где  $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\Gamma\text{ЭС}} - \nabla\text{ПОД} = 152,58 - 146,00 = 6,58 \text{ м}$ .

### 6.12.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения:

$$p_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 6,58 = 64,55 \text{ кН}, \quad (6.81)$$

где  $h_1 = \nabla\text{УНБ}_{\Gamma\text{ЭС}} - \nabla\text{ПОД} = 152,58 - 146,00 = 6,58 \text{ м}$ .

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 327,75 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 3215,23 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.82)$$

где  $S_{\text{эп}} = h_1 \cdot B_n = 6,58 \cdot 49,81 = 327,75 \text{ м}^2$

#### 6.12.4 Сила фильтрационного давления

По СП [23] представлены приведенные к действующему напору значения напора по оси цементационной завесы и дренажа при основном сочетании нагрузок.

Геометрические параметры эпюры фильтрации.

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 189,00 - 152,58 = 46,42 \text{ м.} \quad (6.83)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40, \quad (6.84)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2, \quad (6.85)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 46,42 = 18,57 \text{ м,} \quad (6.86)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 46,42 = 9,28 \text{ м.} \quad (6.87)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных ее участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, с помощью AutoCAD.

$$S_{\text{эп}} = 514,31 \text{ м}^2.$$

В качестве воздействия на плотину учитывают часть эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (6.88)$$

$$W_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 514,31 = 5045,39 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Подземный контур плотины со всеми элементами вычерчивают в определенном масштабе. За непроницаемую часть контура принимают: длину линии тока от начала понура до первого вертикального дренажа (при основном и поверочном случаях), а также длину линии тока от начала понура до рисбермы (при основном случае), тем самым учитывают возможность выхода из строя дренажа основания.

### 6.12.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 14,71 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.89)$$

где  $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_H$  – толщина слоя наносов, принимаем  $h_H = 3 \text{ м}$ ;

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

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{3 \cdot 14,71}{2} = 22,06 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.90)$$

### 6.12.6 Расчёт волнового давления

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях определена упрощённо по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.91)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,76 \cdot \left( \frac{22,81}{3,14} + \frac{0,24}{2} \right) = 63,73 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1%-ой обеспеченности;

$\bar{\lambda}$  – средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,76^2}{22,81} = 0,24 \text{ м}. \quad (6.92)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{22,81}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,76 = 2,97 \text{ м}. \quad (6.93)$$

### 6.13 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчётов составлена таблица 6.2, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузке  $\gamma_f$  [19]. В приведённых формулах изгибающий момент относительно середины расчётного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс»,

против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_B$	1,0	→	13778,14	17,67	243459,73
$T_H$	1,0	←	212,37	2,19	-465,09
$G_6$	0,95	↓	7934,94	5,64	-44753,07
$G_{пл}$	0,95	↓	25292,82	5,57	-140881,00
$W_{ВЗВ}$	1,0	↑	-3215,23	0	0
$W_\phi$	1,0	↑	-5045,39	12,65	63824,18
$E_H$	1,2	→	26,47	4	105,89
$W_{волн}$	1,0	→	63,73	50,03	3188,41
$q_3$	0,9	↓	70,14	21,89	-1535,30
		$\Sigma \downarrow \uparrow$	25037,28	$\Sigma M$	122943,76

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам:

- для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{25037,28}{49,81} + \frac{6 \cdot 122943,76}{49,81^2} = -205,34 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.94)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.95)$$

$$\sigma_x^u = -205,34 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 53,0 \cdot (1 - 0^2) = -519,93 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 199,00 - 146,00 = 53,0 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \text{tg } \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\text{tg } \alpha_1 = 0$ .

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 53,0 + (-205,34)) \cdot 0 = 0, \quad (6.96)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^u = -205,34 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 53,0 \cdot 0^2 = -205,34 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_2^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 53,0 = -519,93 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.98)$$

- для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{25037,28}{49,81} - \frac{6 \cdot 122943,76}{49,81^2} = -799,98 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.99)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.100)$$

$$\sigma_x^t = -799,98 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 6,58 \cdot (1 - 0^2) = -64,55 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

где  $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{ГЭС}} - \nabla \text{ПОД} = 152,58 - 146,00 = 6,58 \text{ м}$  - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{ctg } \alpha_2 = \text{ctg } 90^\circ = 0, \quad (6.101)$$

где  $\alpha_2 = 90^\circ$  – угол между низовой гранью и линией подошвы.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.102)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 6,58 - 799,98) \cdot 0 = 0 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_2^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.103)$$

$$\sigma_2^t = -799,98 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 6,58 \cdot 0^2 = -799,98 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.104)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 6,58 = -64,55 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где  $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$  – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\tau_{xy}^u, \tau_{xy}^t$  – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_2^u, \sigma_1^t, \sigma_2^t$  – главные напряжения, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$b$  – ширина подошвы плотины.

Расчёт крайевых напряжений представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	$\sigma_2, \text{кН/м}^2$
Верховая грань	-205,34	-519,93	0	-205,34	-519,93
Низовая грань	-799,98	-64,55	0	-799,98	-64,55

### 6.13.1 Критерии прочности плотины

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.105)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надёжности по ответственности;

$\gamma_{lc} = 1,0$  – коэффициент сочетания нагрузок [19, п. 8.16];

$R_b = 11700 \text{ кН/м}^2$  – расчётное сопротивление бетона В20 сжатию

$\gamma_{cd} = 0,9$  – коэффициент условия работы [23, таблица 6];

$$1,25 \cdot 1,0 \cdot |-1414,35| \leq 0,9 \cdot 11700,$$

$$1767,94 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \leq 10530 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.106)$$

$$-819,71 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.107)$$

$$819,71 \text{ кПа} \geq 129,98 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

### 6.13.2 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.108)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надёжности по ответственности сооружения [19];  
 $\gamma_{lc} = 1,0$  – коэффициент сочетания нагрузок [19];  
 $\gamma_c = 0,95$  – коэффициент условий работы [23];  
 $R$  – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);  
 $F$  – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_{пн} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega, \quad (6.109)$$

где  $\gamma_c = 0,7$  – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта;  
 $\omega = 49,81$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 п.м.

$$R = (26624,02 + 8352,57 + 77,93 - 5045,39 - 3215,23) \cdot \operatorname{tg} 35^\circ + 0 \cdot 0,7 + 100 \cdot 49,81 = 23742,29 \text{ кН},$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав}, \quad (6.110)$$

$$F = 13778,14 - 212,37 + 63,73 + 22,06 + 0 = 13651,56 \text{ кН},$$

$$\frac{26232,79 \cdot 0,95}{13651,56 \cdot 1,0} = 1,65 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

## 7 Мероприятия по охране окружающей среды

### 7.1 Общие сведения о районе строительства

Зеленогорский ГУ находится в Красноярском крае на реке Кан в 11 км от г. Зеленогорска.

Кан — река в центральной части Красноярского края, крупный правый приток Енисея, берет начало в Восточном Саяне, на северных склонах горного массива Канского Белогорья, после слияния горных рек Дикий Кан и Тихий Кан, пересекает Канско-Рыбинскую котловину и южные отроги Енисейского кряжа. Впадает в Енисей в 108 км севернее города Красноярска. Длина реки — 629 км, площадь водозабора — 36 900 кв. км, средний расход воды 290 м<sup>3</sup>/с. Падение от истоков (Дикий Кан) до устья около 1 350 м.

Минимальный расход воды за период открытого русла составляет 89 м<sup>3</sup>/с, минимальный зимний — 7,49 м<sup>3</sup>/с. Максимальный расход воды равен 3074 м<sup>3</sup>/с. Питание реки смешанное: весной — от таяния снегов, летом — от дождевых осадков. Амплитуда колебаний уровней превышает 4 м. Самая многоводная фаза водного режима Кана — весенне-летнее половодье. Вскрытие реки происходит в последних числах апреля, иногда в первых числах мая; весенний ледоход

проходит за 4-5 дней, иногда сопровождается заторно-зажорными явлениями. Продолжительность осеннего ледохода больше весеннего втрое. Период свободного ото льда русла - 170-190 дней. Ледостав начинается в начале ноября.

Климат бассейна резко континентальный. Зимы длительные и морозные. Лето теплое и недолгое. Самый теплый месяц Июль со средней температурой +19,2 градусов. Самый холодный Январь со средней температурой -19,2 градусов. Наиболее дождливые периоды сентябрь, август, май, когда, выпадает до 45,63мм осадков.

В своем течении Кан пересекает несколько зон: арктическую пустыню и тундру (Канские Белки), лесотундру и тайгу, протекает по лесостепи. По берегам реки произрастают сосна обыкновенная, кедр сибирский, пихта, ель, лиственница, береза, осина, тополь, липа сибирская, рябина, черемуха. Во влажных лесах присутствуют черная и красная смородина, ольховик кустарный, жимолость. Растительный мир бассейна Кана очень разнообразен и насчитывает около 3000 видов растений из них 183 вида растений, занесённых в Красную книгу Красноярского края и России: венерин башмачок, адонис сибирский, марьин корень и другие растения.

В бассейне реки Кан отдельные виды животных, например, сибирский козерог и красный волк и др., находятся под угрозой исчезновения, потому что становятся объектами запрещённой охоты.

В Кане водятся щука, окунь, плотва, уклея, налим, елец, сорога и пескарь, в верховьях — лососевые породы: сибирский хариус, ленок, таймень. Стерлядь – занесена в Красную книгу Красноярского края. Основные причины сокращения численности стерляди это - создание Красноярского и Саяно-Шушенского водохранилищ, добыча рыбы в большом количестве и браконьерский вылов.

Кан – река промышленная, местами густо заселенная, сплавная и частично судоходная. Наиболее крупные населенные пункты (гг. Канск и Зеленогорск) расположены в нижнем течении. Как следствие, на участке от г. Канска до устья отмечены высокие значения БПК<sub>5</sub>, что указывает на органическое загрязнение. Кроме того, река в нижнем течении значительно загрязнена нефтепродуктами, медью, алюминием, марганцем и соединениями железа.

Кроме загрязнения водотоков промышленными, сельскохозяйственными и бытовыми стоками, на всей территории бассейна наблюдается большое количество неконтролируемых свалок мусора в долине и пойме реки, на всём её протяжении.

В настоящее время по берегам Кана располагаются населенные пункты: на её берегу Кана расположен город Канск - один из крупнейших городов края. В бассейне есть и небольшие города - Иланский, Бородино, Уяр, Заозерный, Зеленогорск. На территории Рыбинского и Сухобузимского районов Кан практически не заселён, за исключением Зеленогорска. В черте города Зеленогорска в Кан впадает река Барга и ручей Слюдяной.

## 7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Зеленогорского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование;
  - отсыпка перемычек;
  - подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
  - расчистка и планировка территории;
  - возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
  - строительство основных сооружений;
  - строительство поселка для эксплуатирующего персонала.
- В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.
- Воздействие на окружающую среду в период строительства:
  - создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
  - подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
  - выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
  - образование и обращение с отходами;
  - опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Кан в нижнем бьефе Зеленогорского гидроузла;
4. формирование нового гидробиологического режима и изменение биологической продуктивности водного объекта из-за смены речного типа экосистемы на озерный.

Ввиду отсутствия в районе створа Зеленогорского ГУ населенных пунктов специальные работы по очистке ложа водохранилища не требуются, кроме очистки ложа от древесной и кустарниковой растительности.

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

### 7.3 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.
- 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.

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.

### 7.4 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 ( $M$ ) может быть рассчитана по формуле (7.1):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{336447 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 15140,1, \quad (7.1)$$

где  $N$  – объем бетонных работ, м<sup>3</sup>;

$q$  = 1,8 % – удельный норматив образования отходов, %;

$\rho$  = 2,5 т/м<sup>3</sup> – плотность бетона, т/м<sup>3</sup>.

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 %, определим по формуле (7.2).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{3365 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 67,3 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т;

q – удельный норматив образования, %;

$\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$  – удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup>.

Таким образом в результате строительства будет образовано 15140,1 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 67,3 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.

## 7.5 Охрана окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Зеленогорского 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 11 км от Зеленогорской ГЭС ниже по течению находится населенный пункт – г. Зеленогорск, 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 регламентируются 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 реки Кан от сбросов Зеленогорской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны (ЗСО) источников питьевого водоснабжения города Зеленогорска, в пределах промплощадок объектов Зеленогорской 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 Пожарная безопасность. Охрана труда**

### **8.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Зеленогорской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений» (с изменениями и дополнениями). Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности ГТС лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Зеленогорской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

Собственником ГТС разрабатывается Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

## **8.2 Охрана труда**

Оборудование ГЭС и его комплектующие обязаны обладать сертификатом о соответствии требований безопасности. Отделения ГЭС, соответствующие безопасным помещениям, должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с функционирующими правилами и нормами. При этом в помещениях должны быть предусмотрены расчетно-необходимые запасы питьевой воды, СИЗ и дыхательных смесей, соответствующее обустройство санитарно-бытовыми устройствами и дистанционными средствами связи.

На Зеленогорской ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков должны организовать работы по технике безопасности, охране труда. Эти лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, должны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения техники безопасности.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и вспомогательного оборудования должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда. Непрерывный контроль технического состояния гидрогенераторов осуществляется для заблаговременного выявления нарушений безопасной эксплуатации и нормальной работы технологического процесса и принятия решений по устранению недостатков.

В соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 22.09.2020 №796 «Об утверждении Правил работы с персоналом в

организациях электроэнергетики Российской Федерации» на Зеленогорской ГЭС должна быть организована и проводиться работа с персоналом в отношении работников, относящихся к следующим категориям:

- административно-технический персонал;
- оперативный персонал;
- оперативно-ремонтный персонал;
- ремонтный персонал;
- вспомогательный персонал.

Работа с персоналом, совмещающим профессии (должности), должна проводиться в полном объеме по его основной и совмещаемой профессии (должности).

Работа с персоналом должна проводиться в соответствии с порядком проведения работы с персоналом в организации, разработанным в каждой организации и утвержденным руководителем организации или уполномоченным им должностным лицом организации.

### **8.3 Пожарная безопасность**

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных лотках КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства, аппаратной, сервисной, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других бытовых и технологических помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

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

Противопожарная защита Зеленогорской ГЭС предусматривается как комплекс организационно-технических мероприятий, направленных на недопущение возникновения, локализацию и тушение возгораний, а также на защиту персонала и оборудования ГЭС от опасных факторов пожара.

В качестве организационных мер предусматриваются: разработка для объекта на основе общих нормативных требований специальных правил пожарной безопасности и системы мер по контролю их соблюдения. Практические, организационные мероприятия предусматривают разработку системы распорядительных документов по соблюдению и контролю правил пожарной безопасности, обязанности и систему подготовки должностных лиц, отработку планов тушения пожара и действий приданных пожарных частей, взаимодействие с другими территориальными силами оперативного реагирования МЧС и т. д.

Технические мероприятия предусматривают:

- принятие пожаробезопасных архитектурно-планировочных решений, и деление объекта на пожарные отсеки;
- обеспечение огнестойкости конструкций, снижение и локальное сосредоточение пожарной нагрузки;
- применение безопасного основного технологического оборудования, негорючих материалов и огнеупорных покрытий;
- конструктивное выделение и инженерное обеспечение путей эвакуации;
- оснащение объекта первичными средствами борьбы с пожаром;
- оснащение системами противопожарного водопровода, автоматического пожаротушения,
- пожарной сигнализации и противодымной защиты;
- построение системы оповещения о пожаре и других ЧС единой системой автоматизации и диспетчеризации противопожарной автоматики и ряд других мер.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников состоит из следующих основных положений:

- вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- проводимых в структурных подразделениях регулярных инструктажей (первичного, периодического, внепланового и целевого), в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальной подготовки персонала;
- занятий по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- повторные инструктажи по вопросам пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний (квалификации) в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых совещаний (конференций) по противопожарной защите;
- изучения и проверки знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

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

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Зеленогорской ГЭС предусмотрена система автоматического пенного пожаротушения (АППТ).

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

## 9 Технико-экономические показатели

### 9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2028	2029	2030	2031	2032
Установленная мощность	МВт	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
Выработка электроэнергии	МВт·ч	660000,0	660000,0	660000,00	660000,00	660000,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	6600,0	6600,0	6600,0	6600,0	6600,0
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	653400,0	653400,0	653400,0	653400,0	653400,0
Тариф на электроэнергию	руб./ МВт·ч	1484,6	1564,3	1650,6	1740,1	1835,6
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	80,8	85,2	89,9	94,8	99,9
НДС к выручке	млн. руб.	12,3	13,0	13,7	14,5	15,3

Из приведенной выше таблицы видно, что выручка от продажи электроэнергии увеличивается каждый год при том, что объем реализованной электроэнергии остается неизменным, что связано с ожидаемым увеличением цены электроэнергии.

#### 9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «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.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в

соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Сумма, млн. руб.
Расходы на оплату труда (ФОТ)	255,2	42,2
Прочие	274,0	45,2
Итого по ГЭС	529,2	87,4

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, лет	Величина, %
от 1 до 5	0,06
от 6 до 15	0,09
от 16 до 25	0,14
свыше 25	0,20

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям 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)	135380,000 руб. за 1 МВт	22,338
НП АТС (Администратор торговой системы)	1,097 руб. за 1 МВт·ч	1,564
ЦФР (Центр финансовых расчетов)	0,318 руб. за 1 МВт·ч	0,453
Итого	-	24,355

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Кан составляет 4,8 руб.

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				
	2028	2029	2030	2031	2032
Амортизационные отчисления, млн. руб.	104,65	132,45	3049,12	132,45	132,45
Расходы на страхование, млн. руб.	24,61	28,72	29,78	26,18	24,91
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	87,32	87,32	87,32	87,32	87,32
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	2,31	2,69	2,79	2,45	2,33
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35
Налог на воду, млн. руб.	6,79	6,84	6,84	6,84	6,84
Итого, млн. руб.	250,03	282,38	3200,21	279,60	278,21

Таблица 9.5 показывает, что текущие затраты остаются практически неизменными в течение первых нескольких лет эксплуатации. Затраты представляют собой статьи расходов строящейся ГЭС. Снижение затрат повышает рентабельность и прибыльность проекта.

Для визуализации и простоты восприятия табличных данных по структуре текущих затрат построена круговая диаграмма, представленная на рисунке 9.1.



Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из диаграммы на рисунке 9.1 видно, что большую часть составляют амортизационные затраты, что характерно для капиталоемкого производства.

### 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 во внебюджетные 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				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн. руб.	213,20	420,25	425,16	426,14	459,06
НДС, млн. руб.	358,78	472,89	163,88	119,20	554,68
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	17,48	17,48	17,48	17,48	17,48
Налог на имущество, млн. руб.	57,93	55,01	72,95	143,01	121,60
Итого, млн. руб.	647,39	965,63	679,47	705,82	1 152,82

Результаты расчетов налоговых расходов показывают, что налоги являются важной статьей расходов для ГЭС.

Снижение уровня соответствующих налоговых ставок приведет к увеличению чистой прибыли предприятия, что позволит сократить срок окупаемости, увеличить индекс рентабельности и получить дополнительные средства на различные будущие нужды. Снизить налоговые платежи можно с помощью налоговых льгот, предоставляемых действующим законодательством, использования вычетов.

### 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 ее себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации.

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Выручка (нетто), млн. руб.	1823,72	1921,21	2026,65	2135,92	2252,45
Текущие расходы, млн. руб.	250,03	282,382	3200,21	279,60	278,21

### Окончание таблицы 9.7

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн. руб.	1573,68	1638,83	1173,56	1856,32	1974,24
ЕВИГ (прибыль от налогообложения), млн. руб.	1573,68	1638,83	1173,56	1856,32	1974,24
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	314,74	327,77	234,71	371,26	394,85
НОРАТ (чистая прибыль), млн. руб.	1258,95	1311,06	938,85	1485,05	1579,39
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Из таблицы 9.7 видно, что происходит рост прибыли каждый год от продаж электроэнергии и мощности, соответственно и налог на прибыль.

### 9.3 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert строится график изменения денежных потоков Cash-Flow, представленный на рисунке 9.3. На график нанесены данные из календарного плана с указанием укрупненных этапов.

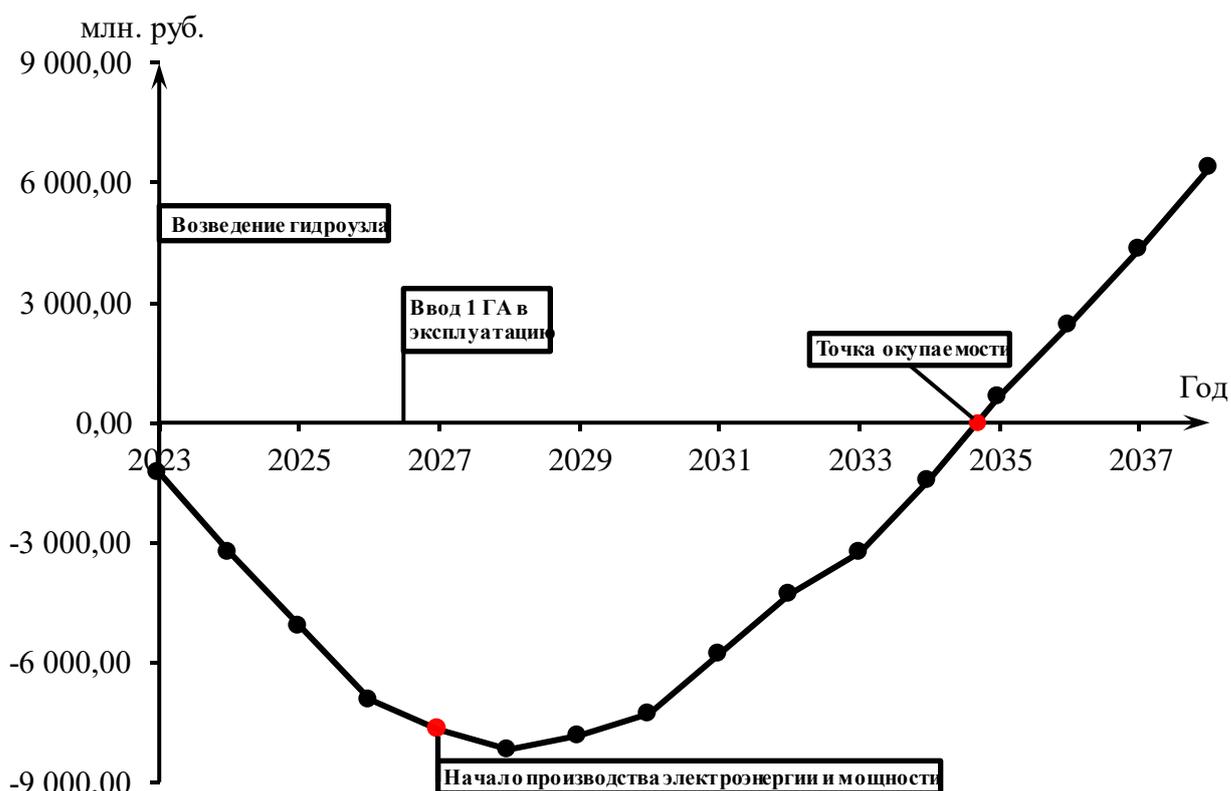


Рисунок 9.3 – График Cash-Flow Зеленогорской ГЭС

До начала производства электроэнергии и мощности убывает Cash-Flow, это связано с тем, что в период строительства Зеленогорской ГЭС проект не приносит прибыль.

С 2028 года после начала производства ЭЭ и мощности прибыль начинает покрывать текущие затраты и возвращать затраты за предыдущие периоды. С

конца 2034 года Cash-Flow станет положительным и 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:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Зеленогорской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2023 года.

3) 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 «Зеленогорской ГЭС на реке Кан»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Период окупаемости - РВ, мес.	151,00 (12 лет и 7 месяцев)
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	995,86
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,15
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,91
Себестоимость эл. энергии, руб./кВт·ч	0,32
Удельные капиталовложения, руб./кВт	105041,52

Проект Зеленогорской ГЭС является эффективным, так как индекс прибыльности больше единицы и составляет 1,15.

## 9.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2028	2029	2030	2031	2032
В федеральный бюджет, млн. руб.	402,65	596,05	660,56	6,84	578,82
В региональный бюджет, млн. руб.	39,85	72,95	63,75	65,78	57,93
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	459,99	686,48	741,80	90,10	654,23

По данным из таблицы 9.9 можно сделать вывод, что строительство Зеленогорской ГЭС обеспечит приток средств в федеральный и региональный бюджеты.

## 9.5 Анализ чувствительности проекта

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В процессе реализации могут возникнуть следующие риски:  
Налоговый риск включает:

- Отмену использования налоговых льгот, предоставляемых действующим законодательством

- Изменение налогового законодательства;

- Решения налоговой службы, снижающие налоговые преимущества.

При увеличении цены сбыта, чистый дисконтированный доход проекта увеличивается. Аналогично снижение цены сбыта вызывает падение NPV. Таким образом, проект очень чувствителен к изменению цены.

В данном разделе проведен анализ чувствительности индекса прибыльности проекта к изменениям:

а) цены сбыта электроэнергии;

б) ставки налогов;

в) ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Проанализируем график изменения индекса прибыльности в зависимости от цены сбыта электроэнергии, представленного на рисунке 9.4.

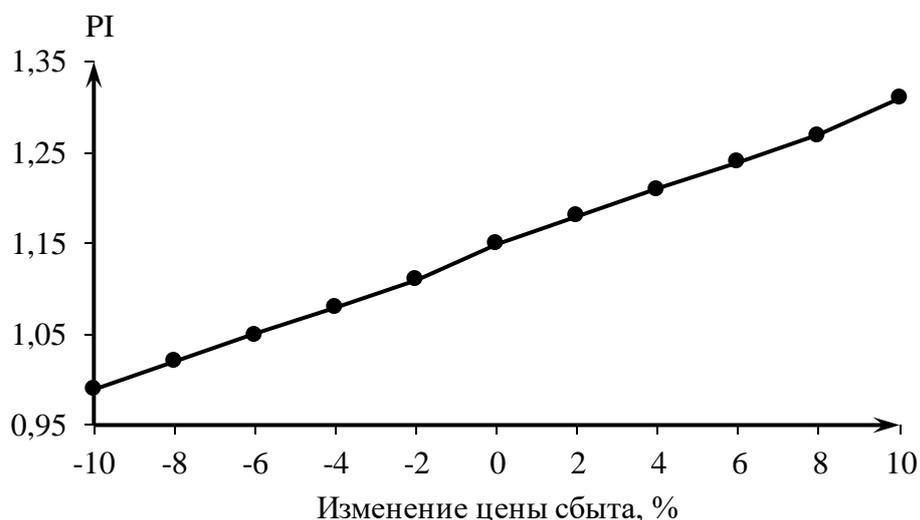


Рисунок 9.4 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения цены сбыта электроэнергии

Из графика 9.4 видно, что при увеличении цены сбыта происходит рост средств от продажи электроэнергии и рост получаемой прибыли, что приводит к увеличению индекса прибыльности.

Проанализируем график изменения индекса прибыльности от ставки налогов, представленный на рисунке 9.5.

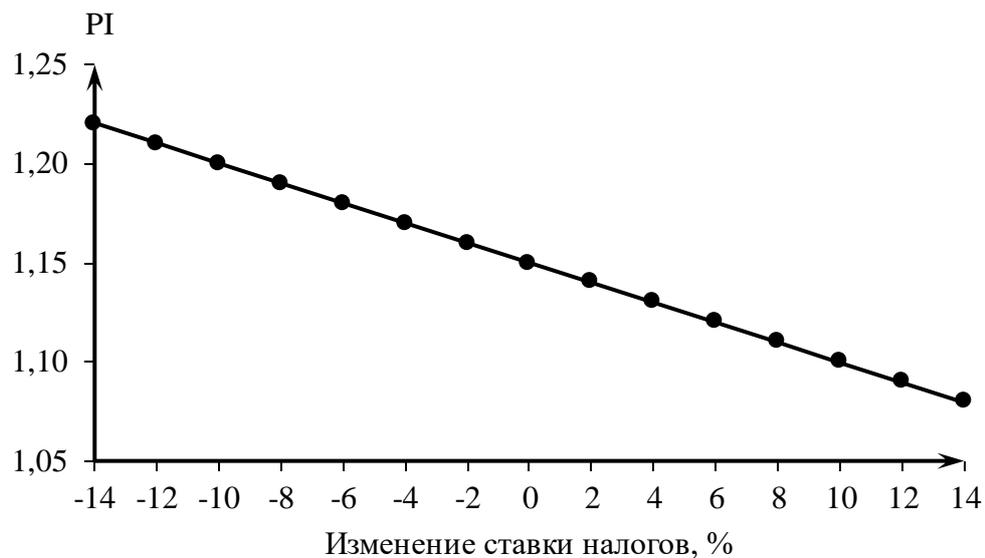


Рисунок 9.5 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению индекса прибыльности - PI.

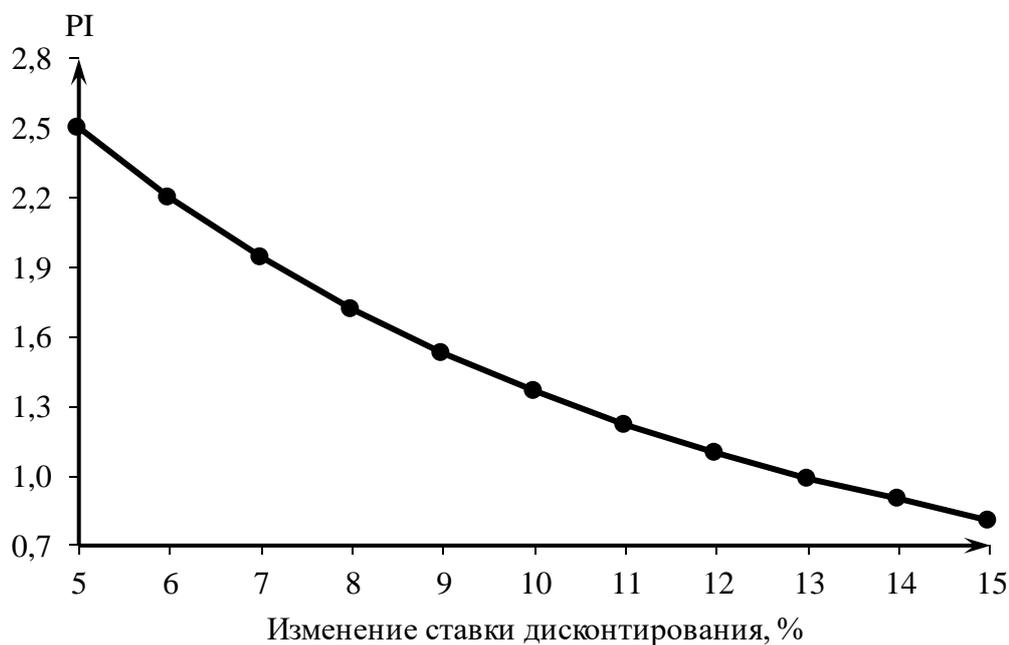


Рисунок 9.6 - Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Из графика 9.6 видно, что при увеличении ставки дисконтирования значительно меняется индекс прибыльности, следовательно, уменьшение средств, поступающих от продажи электроэнергии.

## 10 Исследование наведенного напряжения на ЛЭП напряжением 10-35 кВ

### 10.1 Наведенное напряжение

Наведенным напряжением называется разность потенциалов между проводящими частями электроустановок (ВЛ или оборудования ПС) и точкой нулевого потенциала, возникающая в результате воздействия электрического и магнитного полей, создаваемых расположенными вблизи электроустановками, находящимися под напряжением.

Наведенное напряжение состоит из двух составляющих:

- электростатическая  $U_{\text{стат}}$ ;
- электромагнитная  $U_{\text{магн}}$ .

В соответствии с Правилами персонал, обслуживающий ВЛ, должен иметь Перечень линий, которые после отключения находятся под наведенным напряжением.

Предусматривается следующий порядок составления Перечня:

1. Проводится анализ топографической схемы электрической сети энергопредприятия.

1.1 Отмечаются направления перетоков мощности по влияющим ВЛ и возможные максимальные значения передаваемой мощности (тока) по ним.

1.2 Отмечаются места изменения взаимного расположения ВЛ, места транспозиции фаз.

2. На основе рассмотрения схем и характеристик ВЛ, учета расстояний между ВЛ различных номинальных напряжений, проходящих во взаимной близости, производится эксплуатационная оценка линий, которые могут находиться под наведенным напряжением. Одновременно следует использовать результаты измерений, выполненных в предыдущие годы при определении наведенного напряжения.

3. В Перечень вносятся ВЛ (их участки), значение наведенного напряжения на которых превышает 25 В, а также ВЛ, сооруженные на двухцепных (многоцепных) опорах. В отдельном разделе Перечня указываются ВЛ (их участки) с грозозащитным тросом, на котором имеет место наведенное напряжение, когда рассматриваемая ВЛ находится в работе.

### 10.2 Опасность наведенного напряжения

Наведенное напряжение представляет опасность поражения электрическим током персонала при проведении ремонтных работ. Особая опасность наведенного напряжения в отличие от рабочего напряжения заключается в том, что его невозможно отключить, на него могут не реагировать указатели напряжения и сигнализаторы (рассчитанные на рабочее напряжение), наличие заземления по концам ВЛ и на рабочем месте не гарантирует

безопасности, а величина наведенного напряжения может меняться в широком диапазоне.

Для организации безопасного выполнения работ кроме величины наведенного напряжения необходимо знать о двух составляющих наведенного напряжения, рисках поражения электрическим током наведенного напряжения и методах защиты, связанных с каждой из этих составляющих.

Величина наведенного напряжения не является постоянной и равномерной по всей длине ВЛ, а меняется в зависимости от ряда факторов: длины участка совместного следования (зоны влияния), значения рабочего напряжения, тока нагрузки, геометрического расположения проводов, погодных условий и др. Наведенное напряжение складывается из двух составляющих - электрической и магнитной. Составляющие имеют различные причины возникновения, способы измерения и пути снижения их величины.

Электрическая составляющая обусловлена наличием емкостных связей проводов ВЛ и зависит от величины напряжения на влияющей линии. Электрическая составляющая может достигать нескольких киловольт, но снизить её до безопасной величины достаточно просто.

Значение величины электрической составляющей наведенного напряжения (почти) равномерно по всей трассе отключенной и незаземленной ВЛ. В тоже время опасность электрической составляющей возрастает при увеличении протяженности совместного участка из-за увеличения величины тока, стекающего с провода при прикосновении персонала. Принято считать, что электрическая составляющая может быть снижена до безопасной величины установкой заземления в любой точке ВЛ. При этом, необходимо учитывать, что сопротивление заземляющего устройства и сопротивление провода ВЛ от рабочего места до заземляющего устройства не позволят полностью исключить электрическую составляющую наведенного напряжения.

Магнитная составляющая проявляется при заземлении ВЛ и обусловлена влиянием магнитного поля тока влияющей линии на контур провод-земля отключенной и заземленной ВЛ. Магнитная составляющая достигает меньших значений, чем электрическая на отключенной и не заземленной ВЛ, но магнитная составляющая преобладает над электрической при заземлении отключенной линии. Снизить магнитную составляющую значительно сложнее, а в некоторых случаях невозможно.

Важной отличительной особенностью магнитной составляющей является то, что при заземлении даже в нескольких местах линии, она не становится равной нулю. Единственное, что можно изменить с помощью заземлений – это расположение точки нулевого потенциала.

Фактическая величина наведенного напряжения на ВЛ, являющаяся геометрической суммой указанных выше составляющих, в значительной мере зависит от конкретной схемы заземления ВЛ:

- при отсутствии заземления – присутствует электрическая составляющая (почти) равномерная по всей трассе отключенной ВЛ, не зависящая от тока влияющей линии;

- при заземлении в одном РУ – превалирует магнитная составляющая прямо пропорциональная току влияющей линии с максимальным значением на незаземленном конце воздушной линии;

- при заземлении в нескольких (двух и более) РУ – превалирует магнитная составляющая прямо пропорциональная току влияющей линии, распределение которой по отключенной ВЛ определяется расположением и соотношением сопротивлений заземляющих устройств.

Как показывает анализ травматизма каждая из составляющих наведенного напряжения представляет одинаковую опасность для работников, эксплуатирующих электроустановки, поэтому важно обеспечить измерение как магнитной составляющей (с заземлением ВЛ в РУ), так и электрической составляющей (без заземления ВЛ).

### **10.3 Подготовка к проведению измерений и места измерений**

До начала измерений воздушная линия, на которой предусматривается проведение измерений, должна быть отключена и заземлена по концам (в РУ).

В местах отключения должны быть заземлены все три фазы ВЛ.

Измерения следует производить на ВЛ вне территорий РУ в тех местах, где можно ожидать наибольшие значения наведённых напряжений.

При параллельном следовании отключённой ВЛ, на которой должны производиться измерения, и влияющей ВЛ наибольшие значения наведенных напряжений ожидаются в начале и конце участка параллельного сближения линий. В тех случаях, когда отключённая ВЛ проходит под углом к влияющей ВЛ, сближаясь или удаляясь от нее, наибольшие наведённые напряжения могут быть также в местах наибольшего сближения ВЛ.

На рисунке 10.1 приведены места ожидаемых наибольших наведённых напряжений на проводах отключённой ВЛ для различных схем сближения отключённой и влияющей ВЛ.

Измерения рекомендуется производить на опорах. Производить измерение в пролёте целесообразно в случаях, когда оно менее затруднительно по сравнению с измерением на опоре.

На каждом месте измерения провод ВЛ должен быть до начала измерения заземлён. Заземление выполняется с помощью переносного заземления или заземляющего разъединителя (при его наличии).

На ВЛ с металлическими и железобетонными опорами, металлические элементы которых заземлены, переносное заземление присоединяется к одному из таких элементов опоры. На ВЛ с деревянными опорами с заземляющим спуском переносное заземление присоединяется к этому спуску, а при отсутствии спуска или при измерении в пролёте – к искусственному заземлителю, погруженному вертикально в грунт на глубину не менее чем на 0,5 м (рисунок 10.2). Запрещается установка заземлителей в неплотные навалы земли.

Места присоединения переносных заземлений к заземленным металлическим элементам спор (заземляющим спускам, заземлителям) должны быть предварительно очищены от краски.

В общем случае измерения на отключенной ВЛ производятся с заземлением на месте измерения одновременно всех трех фаз; при этом все установленные в месте измерения переносные заземления должны быть присоединены к одному и тому же заземлителю (опоре, заземляющему спуску) - рисунок 10.2.

Далее для сокращения излагается методика проведения измерений лишь на проводах ВЛ; измерения на тросах ВЛ и проводах ВЛС производятся аналогично.

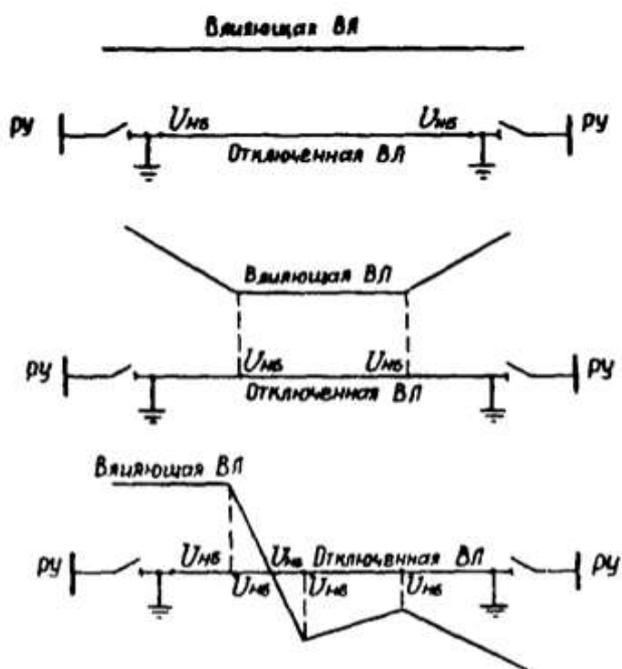


Рисунок 10.1 – Примеры схем сближения отключенной и влияющей ВЛ и места ожидаемых наибольших наведенных напряжений (ЦНБ) на проводах отключенной ВЛ для различных схем сближения ВЛ

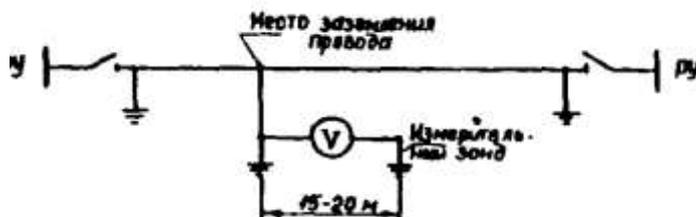


Рисунок 10.2 – Схема измерения наведенного напряжения на проводе отключенной ВЛ

На отключённой ВЛ в габаритах 110 кВ и выше допускается производить измерения лишь на одной фазе, ближайшей к проводам влияющей ВЛ, с заземлением на месте измерения только этой фазы, без заземления других фаз.

## 10.4 Проведение измерений

Наведённое напряжение на проводе определяется путём измерения с помощью измерительного прибора потенциала провода, заземлённого на опоре (спуске, заземлителе), относительно точки нулевого потенциала, расположенной на расстоянии 15-20 м от места заземления провода.

Схемы измерений приведены на рисунках 10.2 и 10.3.

В качестве измерительного прибора может быть использован вольтметр переменного тока любого типа с входным сопротивлением не менее 1 кОм и верхним пределом измерений не менее 0,5 кВ. Из числа наиболее широко используемых в электрических сетях рекомендуются следующие приборы для измерений: Ц4342 М1, Ц4352 М1, Ц4324, Ц4316М1, Ц2005, Ц4317М, Ц43104, Ц43109, Ц4505, С-196(С-96).

При работе с приборами должны соблюдаться требования заводских инструкций по их пользованию.

Измерения производятся на земле без подъёма на высоту двумя лицами с группой не ниже IV, одно из которых обеспечивает присоединение измерительного прибора к месту заземления провода (к опоре, спуску, заземлителю), другое - производит отсчёт показаний прибора и при необходимости переключения на нём пределов измерений. Оба лица должны работать в диэлектрических перчатках и диэлектрических ботах (для защиты от шагового напряжения).

Измерения в каждом месте их проведения должны выполняться в следующем порядке.

На расстоянии 15-20 м от места заземления провода устанавливается измерительный зонд (в точке нулевого потенциала). Измерительный зонд может быть размещён в любом направлении относительно опоры (спуска, заземлителя).

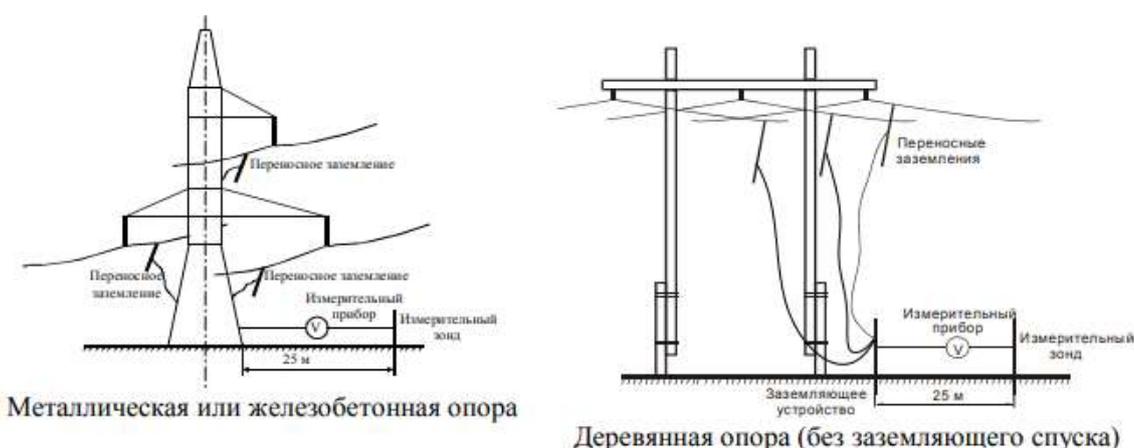


Рисунок 10.3 – Схемы измерений наведенного напряжения на проводах отключенной ВЛ с металлическими (а) и деревянными (б) опорами (без заземляющего спуска)

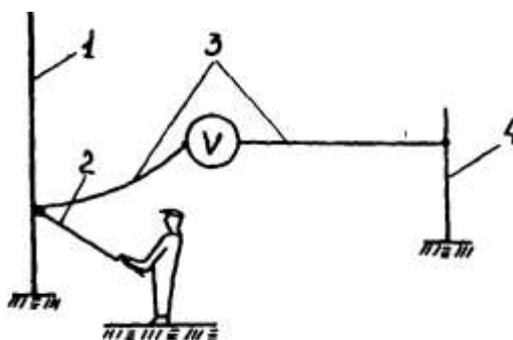
Глубина погружения измерительного зонда в грунт - не менее 0,5 м.

К измерительному зонду с помощью изолированного провода присоединяется измерительный прибор. На приборе устанавливается верхний предел измерения.

В качестве провода должен применяться гибкий медный провод сечением не менее  $1 \text{ мм}^2$  с изоляцией, рассчитанной на напряжение 2,5 кВ.

К измерительному прибору с помощью изолированного провода с изоляцией, рассчитанной на напряжение не менее 2,5 кВ, присоединяется изолирующая штанга, предназначенная для работы в электроустановках напряжением 2-15 кВ. В качестве изолирующей штанги может быть использована штанга для наложения заземления, оперативная штанга и другие типы изолирующих штанг.

Одно из лиц, выполняющих измерения, производит касание изолирующей штангой опоры (спуска, заземлителя), на которой заземлён провод (рисунок 4). Место касания штангой элемента опоры должно быть предварительно еще до заземления провода в месте измерения очищено от краски.



1 - опора (заземлитель); 2 – изолирующая штанга; 3 — изолированные провода; 4 — измерительный зонд

Рисунок 10.4 – Схема подсоединения измерительного прибора к месту заземления провода ВЛ:

Другое лицо в этот же момент фиксирует по измерительному прибору факт превышения или не превышения установленного диапазона измерения.

В случае, если стрелка прибора зашкаливает, необходимо незамедлительно отсоединить изолирующую штангу от заземленной опоры (спуска, заземлителя), затем заменить измерительный прибор другим прибором с большим пределом измерения, после чего снова коснуться изолирующей штангой опоры (спуска, заземлителя) и убедиться в том, что показание находится в диапазоне измерения прибора.

Снятие показаний по измерительному прибору должно производиться при устойчивом касании измерительной штангой опоры (спуска, заземлителя).

При необходимости переключения предела измерения прибора следует сначала отсоединить изолирующую штангу (а, следовательно, и прибор) от заземлённого элемента и лишь затем - переключить предел измерения.

Отсоединение измерительного прибора производится после отсоединения изолирующей штанги от места заземления провода.

По окончании измерения в одном месте ВЛ и переезде на другое место линии заземление в месте произведённого измерения должно быть снято и установлено на новом месте измерения.

В процессе производства измерений фактический рабочий ток влияющей ВЛ может измениться по значению; кроме того, как отмечалось выше, он может существенно отличаться от наибольшего рабочего тока, передаваемого по проводам этой линии при максимальной ее загрузке. Значение наибольшего рабочего тока, передаваемого по ВЛ, определяется по данным диспетчерской службы ПЭС (энергосистемы) для конкретной ВЛ из расчета на перспективу не менее чем на один год с учетом фактических генерирующих мощностей, максимального перетока мощности по ВЛ, изменения схемы сети.

С учетом этого необходимо при измерениях фиксировать время их выполнения с тем, чтобы затем установить в диспетчерской службе (по оперативным журналам) фактическую нагрузку влияющей ВЛ в моменты измерений и в конечном итоге произвести пересчет измеренных значений напряжений на максимальную нагрузку влияющей ВЛ по формуле 10.1.

По окончании измерений определяется путем пересчета значение наведенного напряжения при наибольшем рабочем токе влияющей ВЛ ( $U_{\text{нав.макс}}$ ):

$$U_{\text{нав.макс}} = U_{\text{нав.изм}} \cdot \frac{I_{\text{НБ}}}{I_{\text{факт}}}, \quad (10.1)$$

где  $U_{\text{нав.изм}}$  – измеренное напряжение, В;

$I_{\text{НБ}}$  – наибольший рабочий ток влияющей ВЛ, А;

$I_{\text{факт}}$  – ток нагрузки влияющей ВЛ при измерении, А.

При прохождении отключенной ВЛ в коридоре нескольких влияющих ВЛ пересчет производится с учетом наибольшего рабочего тока линии, ближайшей к отключенной ВЛ, а при прочих равных условиях линии с максимальным значением тока  $I_{\text{НБ}}$ .

При изменении со временем значения наибольшего рабочего тока влияющей ВЛ необходимо произвести пересчет наведенного напряжения по формуле 1 на новое значение  $I_{\text{НБ}}$ , используя полученные при измерениях значения  $U_{\text{нав.изм}}$  и  $I_{\text{факт}}$ .

На основе произведенных измерений в предприятии электрических сетей должен быть составлен перечень ВЛ (ВЛС), на заземленных проводах и тросах которых остается наведенное напряжение выше 42 В (по отношению к земле) при наибольшем рабочем токе влияющих ВЛ.

## 10.5 Оценка значений наведенного напряжения

При измерениях наведенного напряжения на отключенных ЛЭП составляется протокол измерений наведенного напряжения.

Измерения производятся с помощью измерителя РЛПА.411212.001ТУ и мультиметра и заносятся в протокол и при известном измеренном напряжении находят максимальное наведенное напряжение на ЛЭП по формуле 10.1.

Протокол для ВЛ 10 кВ представлен в приложение Е рисунок Е.1.

Таблица 10.1 – Данные ВЛ 10 кВ

Измеренное значение напряжения, В		Нагрузка на влияющих линиях, А	
Расчетное (наведенное), В	Измеренное, В	Во время измерения, А	Максимальная, А
61,76	4,9	53	668

Расчет максимального наведенного напряжения выполняется по формуле 10.1:

$$U_{\text{нав.макс}} = U_{\text{нав.изм}} \cdot \frac{I_{\text{НБ}}}{I_{\text{факт}}} = 4,9 \cdot \frac{668}{53} = 61,76 \text{ В.}$$

Данное значение вносится в протокол. По расчетному значению наведенного напряжения делается заключение и те линии, у которых это значение превышает 25 В, заносятся в перечень ВЛ под наведенным напряжением. Для работы на них необходимо использовать средства для снижения наведенного напряжения, так как его значение опасно для жизни.

Для измерения наведенного напряжения на ЛЭП 35 кВ используется другой измеритель ИС-20/1 и вольтметр, потом также все данные заносятся в протокол.

Протокол измерений представлен в приложение Е рисунок Е.2 и Е.3.

Таблица 10.2 – Данные ВЛ 35 кВ

Номер линии	Измеренное значение напряжения, В		Нагрузка на влияющих линиях, А	
	Расчетное (наведенное), В	Измеренное, В	Во время измерения, А	Максимальная, А
1	18,98	0,1	2	335
2	23,95	1	21	503

$$U_{\text{нав.макс1}} = U_{\text{нав.изм1}} \cdot \frac{I_{\text{НБ1}}}{I_{\text{факт1}}} = 0,1 \cdot \frac{335}{2} = 18,98 \text{ В,}$$

$$U_{\text{нав.макс2}} = U_{\text{нав.изм2}} \cdot \frac{I_{\text{НБ2}}}{I_{\text{факт2}}} = 1 \cdot \frac{503}{21} = 23,95 \text{ В.}$$

Так как расчетное значение не превышает 25 В, то на этих линиях можно работать.

Линии 10-35 кВ мало подвержены наведенному напряжению, в перечень ВЛ под НН входит всего две линии 35 кВ, на которые влияние оказывают линии 110 и 220 кВ. Влияние линий с таким же напряжением мало заметно, так как НН не превышает 25 В.

## **10.6 Меры безопасности при выполнении измерений**

Все работы по проведению измерений наведенных напряжений должны производиться с соблюдением мер безопасности, определенных действующими Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

Измерения должны производиться по наряду обученным персоналом; производитель работ должен иметь группу не ниже IV, члены - не ниже III. Рекомендуются бригаду комплектовать из персонала службы изоляции и грозозащиты и службы линий.

Измерения должны производиться только по команде производителя работ.

Запрещается членам бригады, кроме лиц, производящих измерения, и посторонним лицам приближаться к месту заземления провода ВЛ (к опоре, заземляющему спуску, заземлителю) и к измерительному прибору ближе чем на 8 м.

В том случае, если на отключенной ВЛ в месте измерения заземляется провод (провода) только одной или двух фаз, провода других фаз этой же ВЛ, не заземленные в месте измерения, следует считать находящимися под рабочим напряжением.

Запрещается производить измерения при тумане, дожде, снегопаде, а также при сильном ветре, затрудняющем работу на опоре или относящем канаты (проводники) к проводам, находящимся под напряжением.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры средненапорной Зеленогорской ГЭС на реке Кан, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Зеленогорской 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  $H_{\max} = 47,90$  м;  
Расчетный  $H_{\text{расч}} = 38,85$  м;  
Минимальный  $H_{\min} = 32,1$  м.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 5,0 м (ПЛ150-В-500).

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 150,0 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-808/130-40 с номинальной активной мощностью 55,0 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ 220кВ – «две системы сборных шин».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка здания ГЭС принята приплотинного типа.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. Плотина Зеленогорского 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 расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 13 лет;
- себестоимость – 0,28 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 105041,52 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Зеленогорской 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; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 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. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; дата введения 01.07.1979 – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
6. Нвоженин, В.Д. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / В.Д. Новоженин, Е.В. Невский. – Санкт-Петербург: Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с
7. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Няшкова и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
8. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» // ООО «Гольяттинский трансформатор»: официальный сайт. – 2020 – URL: <http://www.transformator.com.ru/>
9. Каталог «Сухие трансформаторы» // ЗАО «Группа «СВЭЛ»: официальный сайт. – 2022 – URL: <http://svel.ru/>
10. Каталог «Гидрогенераторы» // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ»: официальный сайт. – 2019. – URL: <http://www.elsib.ru/>.
11. СТО 17330282.27.140.020-2008. Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования: дата введения 2008-07-30. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
12. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта: дата введения 2007-12-06. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007. – 20 с.
13. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования: дата введения 2012-07-30. – Москва: ОАО «РусГидро», 2012. – 288 с.

14. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
15. 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. / Москва : Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
16. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
17. Постановление Правительства РФ от 5 октября 2020 года N 1607 «Об утверждении критериев классификации гидротехнических сооружений»
18. СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (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.
19. СП 58.13330.2019. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003: дата введения 2020-06-17. – Москва: ФГУП ЦПП, 2020.
20. Киселев, П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам / под ред. П.Г. Киселева. – Изд. 4-е, переработ. и доп. – Москва.: Энергия, 1972. – 312 с.
21. СП 23.13330.2018. Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 85: дата введения 2019-02-14. – М.: Минрегион России, 2019. – 102 с.
22. 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.
23. СП 40.13330.2012. Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06– 85: дата введения 2013-01-01. – Москва.: Минрегион России, 2012. – 48 с.
24. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84\*: дата введения 2013-01-01. – Москва.: Минрегион России, 2012. – 58 с.
25. 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.
26. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.: Приказ ПАО «РусГидро». – Москва.: ПАО «РусГидро», 2016. – 22 с.
27. 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 // КонсультантПлюс : справочная правовая система. – URL: <http://www.consultant.ru/>.

28. СТО 56947007-29.240.55.018-2009. Методические указания по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся вблизи действующих ВЛ. Стандарт организации: дата введения 22.01.2009. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 27 с.

29. СТО 34.01-30.1-004-2021. Методические указания по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся вблизи действующих ВЛ. Стандарт организации: дата введения 19.04.2021. – Москва: ПАО «Россети», 2021. – 17 с.

30. Методические указания по измерению наведённых напряжений на отключённых ВЛ, находящихся вблизи действующих ВЛ напряжением 35 кВ и выше и контактной сети электрифицированной железной дороги переменного тока: дата введения 01.07.1993. – Москва: СПО ОРГРЭС, 1993. – 13 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Кан за период 1938-1987 г.

Год	Расходы в кубических метрах в секунду												Ср. год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1938	83	59	47	262	786	711	523	603	449	236	107	112	331
1939	88	60	47	261	675	485	560	442	400	103	92	57	273
1940	47	30	29	190	582	541	361	300	397	223	103	121	244
1941	106	60	46	108	1000	911	536	519	436	242	111	79	346
1942	53	38	35	126	412	664	335	386	299	108	55	84	216
1943	53	35	30	205	741	440	316	296	316	127	55	51	222
1944	36	24	18	193	884	663	532	513	346	227	107	87	302
1945	70	47	34	169	408	327	324	316	303	144	78	94	193
1946	63	42	35	144	446	588	418	378	633	229	138	72	265
1947	50	32	33	261	540	465	422	383	418	201	78	45	244
1948	40	34	32	220	479	561	410	334	293	224	86	63	231
1949	48	39	33	283	530	555	603	500	494	232	95	61	289
1950	50	37	35	106	906	722	349	295	309	244	89	81	268
1951	69	44	32	193	1100	531	313	339	293	151	75	74	268
1952	49	33	33	103	737	928	707	471	328	206	147	85	319
1953	57	48	50	278	647	530	409	367	337	155	67	76	252
1954	60	37	25	68	467	819	691	602	453	284	201	85	316
1955	55	42	41	241	947	810	672	715	726	269	164	87	397
1956	71	49	35	190	624	642	423	296	485	257	108	48	269
1957	37	30	26	177	619	633	449	405	466	269	113	78	275
1958	53	45	35	123	699	726	339	351	297	161	73	54	246
1959	45	39	36	146	903	701	361	344	295	141	84	67	263
1960	50	40	37	266	802	550	544	984	471	246	92	66	346
1961	60	55	60	263	638	574	378	392	397	172	69	67	261
1962	48	39	37	157	846	557	528	341	294	203	98	96	270
1963	78	42	39	104	689	604	577	355	305	100	83	75	254
1964	69	32	25	65	860	334	366	395	446	169	85	74	243
1965	65	52	52	161	1560	541	564	486	477	258	170	97	374
1966	65	55	49	97	1780	1450	479	520	344	189	98	91	435
1967	56	37	43	275	858	725	454	429	472	212	79	84	310
1968	59	36	46	221	645	327	320	332	297	221	64	57	219
1969	42	25	24	248	904	715	374	337	379	265	111	77	292
1970	67	50	36	222	1130	1230	673	657	696	284	142	77	439
1971	59	47	39	226	692	504	517	596	409	212	93	71	289
1972	67	44	38	292	577	950	624	563	438	255	135	89	339

## Окончание приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1973	69	41	50	245	1090	1200	554	339	395	179	74	53	357
1974	42	31	25	184	605	332	332	310	294	156	72	55	203
1975	42	42	33	186	856	876	461	369	433	245	107	91	312
1976	75	39	42	93	546	472	420	519	326	154	55	30	231
1977	21	22	24	280	956	746	455	320	336	258	120	50	299
1978	58	47	38	72	890	758	321	322	307	107	80	43	254
1979	37	31	33	70	974	481	369	312	319	148	100	104	248
1980	57	39	38	188	818	819	476	523	373	246	118	107	317
1981	92	53	44	279	770	683	443	370	368	197	66	84	287
1982	79	60	49	287	1090	515	725	431	368	281	204	103	349
1983	70	56	49	133	1100	714	456	335	313	285	169	94	315
1984	63	46	37	75	792	464	526	390	301	108	115	79	250
1985	53	50	47	229	778	650	620	371	498	228	103	68	308
1986	91	55	37	139	845	857	548	401	294	149	111	68	300
1987	50	41	46	113	1030	832	714	718	539	252	173	113	385
$\bar{Q}_{\text{МЕС}}$	59	42	37	184	805	668	477	431	393	204	104	77	290

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчеты сработки-наполнения водохранилища Зеленогорской ГЭС

Таблица Б.1 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности																					
Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объёмы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Напор Н <sub>ГЭС</sub> , м	Мощность N <sub>ГЭС</sub> , 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>тЭС</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>				
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>
X	127	1,27	2,22	1,27	2	120	98	150	218	0	221	6,46	0,25	6,20	199,00	198,38	198,69	152,13	45,56	88	88
XI	55	0	2,22	0,55	3	49	216	150	266	0	268	6,20	0,56	5,64	198,38	197,12	197,75	152,56	44,19	103	103
XII	51	0	2,22	0,51	5,2	43	260	150	303	0	305	5,64	0,67	4,97	197,12	195,31	196,21	152,87	42,34	113	113
I	53	0	2,22	0,53	8	42	279	150	322	0	324	4,97	0,72	4,25	195,31	192,80	194,06	153,01	40,04	113	113
II	35	0	2,22	0,35	4	28	286	150	314	0	317	4,25	0,74	3,50	192,80	189,84	191,32	152,96	37,36	103	103
III	30	0	2,22	0,3	-2,2	30	254	150	284	0	286	3,50	0,66	2,85	189,84	187,02	188,43	152,34	35,10	88	88
IV	205	2,05	2,22	2,05	-5	204	-56	150	148	0	150	2,85	-0,14	2,99	187,02	187,67	187,34	151,07	35,27	46	По ВХК
V	741	7,41	2,22	7,41	-10	734	-586	150	148	0	150	2,99	-1,52	4,51	187,67	193,78	190,72	151,07	38,65	50	По ВХК
VI	440	4,4	2,22	4,4	-5	434	-286	150	148	0	150	4,51	-0,74	5,25	193,78	196,13	194,95	151,07	42,88	56	По ВХК
VII	316	0	2,22	3,16	0	311	-163	150	148	0	150	5,25	-0,42	5,67	196,13	197,19	196,66	151,07	44,59	58	По ВХК
VIII	296	0	2,22	2,96	0	291	-143	150	148	0	150	5,67	-0,37	6,05	197,19	198,02	197,61	151,07	45,54	59	По ВХК
IX	316	3,16	2,22	3,16	0	307	-160	150	148	0	150	6,05	-0,41	6,46	198,02	199,00	198,51	151,07	46,44	60	По ВХК

## Окончание приложения Б

Таблица Б.2 – ВЭР режима ГЭС в средневодном году по правильному варианту гарантированной мощности

Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по правильному варианту гарантированной мощности																					
Месяц, декада	Расходы, м <sup>3</sup> /с											Объёмы, км <sup>3</sup>			Отметки, м				Напор НГЭС, м	Мощность НГЭС, 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
X	132	1,32	2,76	1,32	2	125	96	150	221	0	223	6,46	0,25	6,21	199,00	198,39	198,70	152,15	45,55	88	88
XI	56	0	2,76	0,56	3	50	216	150	266	0	268	6,21	0,56	5,65	198,39	197,14	197,77	152,57	44,20	103	103
XII	54	0	2,76	0,54	5,2	46	259	150	305	0	307	5,65	0,67	4,98	197,14	195,34	196,24	152,89	42,35	113	113
I	53	0	2,76	0,53	8	42	280	150	322	0	325	4,98	0,73	4,25	195,34	192,83	194,08	153,02	40,06	113	113
II	36	0	2,76	0,36	4	29	286	150	314	0	317	4,25	0,74	3,51	192,83	189,88	191,36	152,96	37,39	103	103
III	30	0	2,76	0,3	-2,2	29	257	150	287	0	289	3,51	0,67	2,85	189,88	187,02	188,45	152,36	35,09	88	88
IV	222	2,22	2,76	2,22	-5	220	-57	150	163	0	166	2,85	-0,15	2,99	187,02	187,68	187,35	151,24	35,11	50	По ВХК
V	780	7,8	2,76	7,8	-10	772	-593	150	179	0	181	2,99	-1,54	4,53	187,68	193,85	190,76	151,40	38,36	60	По ВХК
VI	697	6,97	2,76	6,97	-5	685	-496	150	189	0	192	4,53	-1,29	5,82	193,85	197,52	195,68	151,51	43,17	72	По ВХК
VII	464	0	2,76	4,64	0	457	-248	150	209	0	211	5,82	0,64	6,46	197,52	199,00	198,26	151,70	45,56	84	По ВХК
VIII	400	0	2,76	4	0	393	0	150	393	0	396	6,46	0,00	6,46	199,00	199,00	199,00	153,11	44,89	155	По ВХК
IX	390	3,9	2,76	3,9	0	379	0	150	379	0	382	6,46	0,00	6,46	199,00	199,00	199,00	153,02	44,97	150	По ВХК

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

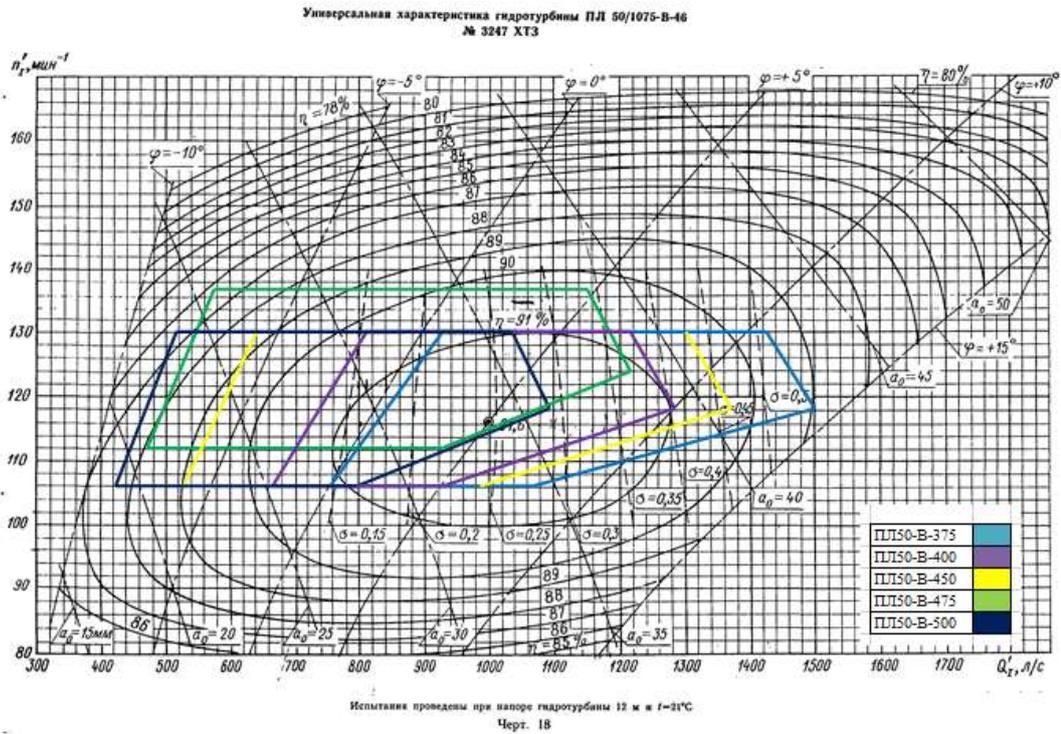


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛ50-В

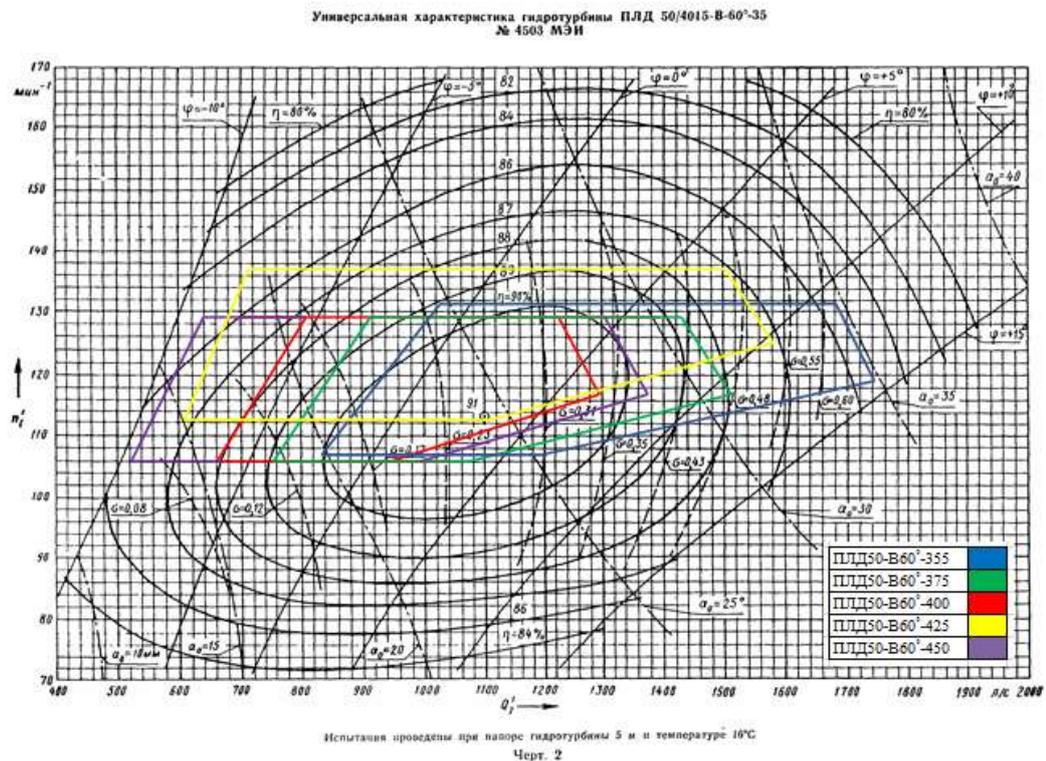


Рисунок В.2 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбин ПЛД50-В60°

Окончание приложения В

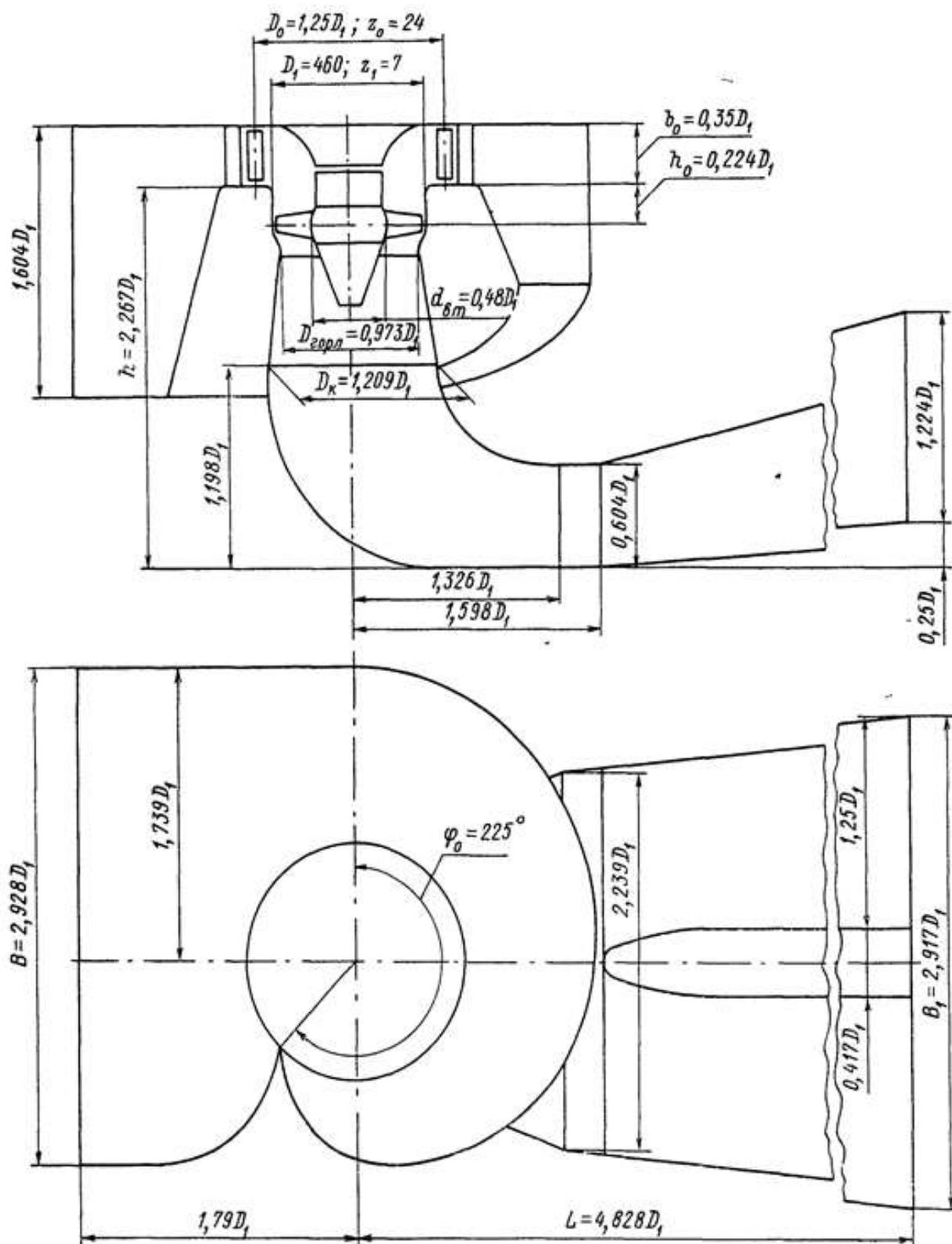


Рисунок В.3 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ50-В

# ПРИЛОЖЕНИЕ Г

## Устройства РЗА

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,433 \cdot I_{\Gamma}$	1,93 А	
		Коэффициент торможения, $K_{\Gamma}$	0,5	–	
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,866 \cdot I_{\Gamma}$	3,85 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{\Gamma}$	6,68 А	
		$I_{отс}$	$6,0 \cdot I_{\Gamma}$	26,70 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	–	5 В
		$t_2$	$U_{0G}$	–	10 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_{\Gamma}$	1,5	–	
ЗПН	$U >$	2 ступ.	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_{ном.Г}$	140 В
		1 ступ.	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_{ном.Г}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_{\Gamma}$	0,31 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,18 \cdot I_{\Gamma}$	0,80 А
		ТО I	$I_{2С.З.}$	$0,8 \cdot I_{\Gamma}$	3,56 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_{\Gamma}$	4,76 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{\Gamma}$	4,90 А
		ТО	$I_{1ТО}$	$1,22 \cdot I_{\Gamma}$	5,43 А
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	$Z_1$	–	0,99 Ом
			$Z_{см1}$	–	0,99 Ом
		2 ступ.	$Z_2$	–	5,11 Ом
			$Z_{см2}$	–	0 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{p.СИГН}$	$1,07 \cdot I_{p.ном}$	1,20 А
		ПО	$I_{p.ПУСК}$	$1,10 \cdot I_{p.ном}$	1,23 А
		ТО	$I_{p.ТО}$	$2,16 \cdot I_{p.ном}$	2,42 А
Защита ТВ	$I \gg TV$	ТО	$I_{ТО}$	$22,199 \cdot I_{т.ном}$	45,22 А
	$I > TV$	МТЗ	$I_{МТЗ}$	$2,018 \cdot I_{т.ном}$	4,11 А

## Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Действие	Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ПСВ	
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	$t_1$							+
			$t_2$					+		
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО						+		
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					
Защита ТВ	$I >> TB$	ТО	+	+						
	$I > TB$	МТЗ	+	+						



## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Исследование наведенного напряжения на ЛЭП напряжением 10-35 кВ

ПРОТОКОЛ №1  
ИЗМЕРЕНИЙ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Предприятие филиал ПАО МРСК "Сибирь" - Хакасэнерго Аскизский РЭС  
Отключённая ВЛ-10 кВ ф.11-14

*диспетчерское наименование отключённой ВЛ*

Дата - время измерения	Номер опоры	Элемент ВЛ, на котором проведены измерения	Схема заземления ВЛ, ТУ в которых включены заземляющие ножи	Вид заземлителя в месте измерений	Измеренное значение напряжения(В)		Сопротивление заземляющего контура (Ом), к которому приведено переносное(рабочее) заземление	Наименование влияющей ВЛ	Нагрузка на влияющих линиях(А)	
					Расчетное (наведенное)	Измеренное			Во время измерения, А	Максимальная, А
19.04.2017 11ч 03мин	76	провод ф. ABC	ТУ в сторону ВЛ жп.14 на ПС 220кВ Аскиз. ПЗ-10кВ на ВЛ-10кВ ф.11-14 оп.76	Стационарное	61.76	4.9	12	ВЛ-220 кВ Д-53	53	668

№	Наименование прибора	Тип	Класс точности	Заводской номер	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	Измеритель	РЛПА.411212.00 1ТУ	1,5	7983	21.03.2018	21.03.2018
2	Мультиметр	M-266Ф	1,5	43424	21.03.2018	21.03.2018

Рисунок Е.1 – Протокол измерений наведенного напряжения на ВЛ 10 кВ

## Продолжение приложения Е

### ПРОТОКОЛ ИЗМЕРЕНИЙ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Предприятие филиал ПАО МРСК "Сибирь" - Хакасэнерго СВЛ ДЭиТОиР

Отключённая ВЛ 35 кВ Боград - Троицкая (Т-35)

дистанционное наименование отключённой ВЛ

Дата, время измерения	Номер опоры	Элемент ВЛ, на котором проведены измерения	Схема заземления ВЛ, ЭУ в которых включены заземляющие ножи	Вид заземлителя в месте измерений	Измеренное значение напряжения(В)		Сопротивление заземляющего контура (Ом), к которому присоединено переносное(рабочее) заземление	Наименование влиющей ВЛ	Нагрузка на влиющих линиях(А)		
					Расчетное (наведенное)	Измеренное			Во время измерения, А	Максимальная, А	
22.05.17 11ч 35мин	58	провод ф. А	ЗН ЛР Т-35 в ст ВЛ ПС Боград ЗН ЛР Т-35 в ст ВЛ ПС Троицкая	ЗПЛ-35-1/1-25	18,98	0,11	12	Т-36	2	345	
22.05.17 11ч 45мин	58	провод ф. В	ЗН ЛР Т-35 в ст ВЛ ПС Боград ЗН ЛР Т-35 в ст ВЛ ПС Троицкая	ЗПЛ-35-1/1-25	18,98	0,11	12	Т-36	2	345	
22.05.17 11ч 55мин	58	провод ф. С	ЗН ЛР Т-35 в ст ВЛ ПС Боград ЗН ЛР Т-35 в ст ВЛ ПС Троицкая	ЗПЛ-35-1/1-25	18,98	0,11	12	Т-36	2	345	
№	Наименование прибора	Тип	Класс точности	Заводской номер	Дата поверки	Дата следующей поверки					
1	Измеритель	ИС-20/1	3	764	2015	—					
2	Вольтметр	Э-515	0,5	90550	24.03.2017	24.03.2018					

Рисунок Е.2 – Протокол измерений наведенного напряжения на ВЛ1 35 кВ

## Окончание приложения Е

### ПРОТОКОЛ № ИЗМЕРЕНИЙ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Предприятие филиал ПАО МРСК "Сибирь" - Хакасэнерго СВЛ ДЭнТОиР

Отключённая ВЛ 35 кВ Означенное-районная - ПС-№3 (Т-73)

*буквенное наименование отключённой ВЛ*

Дата, время измерения	Номер опоры	Элемент ВЛ, на котором проведены измерения	Схема заземления ВЛ, ЭУ в которых включены заземляющие ножки	Вид заземлителя в месте измерений	Измеренное значение напряжений(В)		Сопротивление заземляющего контура (Ом), к которому присоединено переносное(рабочее) заземление	Наименование влияющей ВЛ	Нагрузка на влияющих линиях(А)	
					Расчетное (наведенное)	Измеренное			Во время измерения, А	Максимальная, А
28.03.2017 15ч 11 мин	15	провод ф. АВС	Включены ЗН в стор. ВЛ на ЛР Т-73 ПС Означенное районная Включены ЗН в стор. ВЛ на ЛР Т-73 ПС электрокабельная 1/3 Включены ЗН в стор. ВЛ на ЛР Т-73 ПС Никитино Включены ЗН в стор. ВЛ на ЛР Т-73 ПС Красный хутор Включены ЗН в стор. ВЛ на ЛР Т-73 ПС Ад 3	Стационарное	23,95	1	10,2	ВЛ 35 кВ Т-73	21	503

№	Наименование прибора	Тип	Класс точности	Заводской номер	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	Измеритель	ИС-20/1	3	764	2015	—
2	Вольтметр	Э-515	0,5	89213	24.03.2017	24.03.2018

Рисунок Е.3 – Протокол измерений наведенного напряжения на ВЛ 35кВ

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  
 А.В. Моисеев  
подпись      инициалы, фамилия  
« 19 » июль 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗЕЛЕНОГОРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАН.  
ИССЛЕДОВАНИЕ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ЛЭП  
НАПРЯЖЕНИЕМ 10-35 КВ  
тема

Руководитель	 подпись, дата	16.06.2023 дата	Доцент кафедры ГТЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ ученая степень, ученое звание, должность, место работы	<u>А.В. Киселев</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата	16.06.2023 дата		<u>О.А. Моисеева</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Зеленогорской ГЭС на реке Кан. Исследование наведенного напряжения на ЛЭП напряжением 10-35 кВ»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты	<u>Зайд 21.03.23</u> подпись, дата	<u>Б.Ю.Затеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Мед 08.06.23</u> подпись, дата	<u>А.В.Мрещенков</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Мед 27.03.23</u> подпись, дата	<u>А.А.Мирнов</u> инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	<u>Варшав 07.06.23</u> подпись, дата	<u>М.С.Варшавский</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Сур 11.03.23</u> подпись, дата	<u>Е.М.Решетникова</u> инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	<u>Сур 25.04.23</u> подпись, дата	<u>Таршин В.В.</u> инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	<u>Сур 10.04.23</u> подпись, дата	<u>В.А.Королев</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Сур 14.04.23</u> подпись, дата	<u>В.В.Лавасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>Сур 10.06.23</u> подпись, дата	<u>А.Е.Петрик</u> инициалы, фамилия